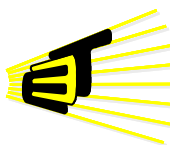


**MODELADO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS
HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

MAIRA ALEJANDRA CABRALES PÉREZ



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



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

2016

**MODELADO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS
HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

MAIRA ALEJANDRA CABRALES PÉREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Electricista

Director

JAIRO BLANCO SOLANO

Magíster en Ingeniería Eléctrica

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

2016

AGRADECIMIENTOS

La bendición de DIOS no tiene fin.

Ezequiel 34:26

Gracias a DIOS por permitirme darle esta alegría al hombre que más amo en mi vida, MI PAPÁ, Jesús Alberto Cabrales.

A mi mamá Yaneth Pérez que me impulsó en este reto y quien nunca ha dejado de creer en mí

A mi hermano José Alejandro, que es mi motor y mi complemento.

A mi familia que ha sido fuente de apoyo constante e incondicional a pesar de los kilómetros que nos separan.

A mis amigas, las de siempre, por cada palabra de aliento en todo este proceso.

A ti, Andrés Mauricio, por tu amor y por tus regaños pero sobre todo, por la fe que me tuviste aun cuando el camino se ponía difícil.

A mis compañeros, con los que he compartido buenos y malos momentos que solo se viven en la Universidad.

Y a todas esas personas que me encontré en el camino e hicieron parte de este proceso.

Maira Alejandra Cabrales Pérez

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	18
1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	20
1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	21
2. GENERALIDADES DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	23
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	23
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	25
2.2 CAUSAS Y EFECTOS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	26
2.2.1 Arranque de motores de inducción	26
2.2.2 Energización de transformadores	27
2.2.3 Fallas de red	28
2.3 MITIGACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	32
2.3.1 Reducción del número de fallas	33
2.3.2 Prevención con mantenimiento	33
2.3.3 Reducción del tiempo de despeje de las fallas	34
2.3.4 Modificación de la configuración del sistema de suministro	34
2.4 CONCEPTO DE OBSERVABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	34
2.5 ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP)	35
2.6 SIMRF	36
3. TÉCNICAS DE ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	38
3.1 FORMULACIÓN DIAKOPTICAL	41
3.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR FILTRO KALMAN	44

3.3 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR ALGORITMOS GENÉTICOS	48
3.4 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR DESCOMPOSICIÓN EN VALORES SINGULARES.....	52
4. APLICACIÓN DE SVD PARA LA ESTIMACIÓN DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.....	66
4.1 INFORMACIÓN DEL SISTEMA.....	66
4.2 IMPLEMENTACIÓN EN ATPDRAW	70
4.3 ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN	72
4.4 OTROS CASOS IMPLEMENTADOS.....	78
4.4.1 Primer Caso: Matriz binaria monofásica y todos los tipos de falla	79
4.4.2 Segundo Caso: Matriz binaria bifásica y todos los tipos de falla.....	81
4.4.3 Tercer Caso: Matriz binaria trifásica y todos los tipos de falla	82
4.4.4 Cuarto Caso: Matriz binaria monofásica y fallas monofásicas.	84
4.4.5 Quinto Caso: Matriz binaria bifásica y fallas bifásicas	85
4.4.6 Sexto Caso: Matriz binaria trifásica y fallas trifásicas	87
4.5 ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS DE FALLA	88
4.5.1 Primer escenario probabilístico de falla	89
4.5.2 Segundo escenario de falla.....	97
4.5.3 Tercer escenario de fallas.....	104
5. EVALUACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE	111
5.1 CONSTRUCCIÓN Y ESTUDIO DE LAS MATRICES MRA	113
5.2 RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL SISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE.....	115
5.2.1 Caso de estudio con el mejor desempeño.....	115
5.2.2 Escenario probabilístico de falla	116
5.2.3 Otros casos de estudio.	119
6. CONSIDERACIONES DE ESTE PROYECTO.....	122
7. CONCLUSIONES	123
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125

BIBLIOGRAFÍA.....129

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Características de un hundimiento de tensión [3]	23
Figura 2. Hundimiento de tensión originado por el arranque de un motor de inducción [13].....	27
Figura 3. Hundimiento de tensión originado por la energización de un transformador [13].....	27
Figura 4. Hundimiento de tensión monofásico [3].....	29
Figura 5. Hundimiento de tensión bifásico [6]	30
Figura 6. Hundimiento de tensión bifásico [6]	30
Figura 7. Hundimiento de tensión trifásico [6].....	31
Figura 8. Sistema Radial.....	35
Figura 9. Interfaz de SimRF en modo simulación	37
Figura 10. Procesos de detección y clasificación de perturbaciones de la calidad de la potencia eléctrica	39
Figura 11. Tensión restante Real y asumida [22].....	56
Figura 12. Ejemplo. Sistema de 5 barras.....	62
Figura 13. Posiciones de fallo del sistema de 5 barras.....	63
Figura 14. Caso base de operación del sistema de distribución de 33 barras	67
Figura 15. Sistema en ATPDraw.....	71
Figura 16. Módulo de falla trifásica en ATPDraw	71
Figura 17. Vector de mediciones H_m.....	73
Figura 18. Pasos para la implementación del programa	74
Figura 19. Fracción de la matriz M_monit.....	75
Figura 20. Fracción del vector de variables de estado X	75
Figura 21. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m monofásica...	80

Figura 22. Error porcentual de todas las fallas y M_m monofásica.....	80
Figura 23. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m bifásica.....	81
Figura 24. Error porcentual de todas las fallas y M_m bifásica.....	81
Figura 25. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m trifásica.....	82
Figura 26. Error porcentual de todas las fallas y M trifásica	83
Figura 27. Resultados de la estimación con fallas y M monofásica	84
Figura 28. Error porcentual con fallas y M monofásica	85
Figura 29. Resultados de la estimación con fallas y M bifásica	86
Figura 30. Error porcentual con fallas y M bifásica	86
Figura 31. Resultados de la estimación con fallas y M trifásica	87
Figura 32. Error porcentual con fallas y M trifásica	87
Figura 33. Resultados de la estimación tensión para el primer escenario con M monofásica.....	93
Figura 34. Error porcentual del primer escenario con M monofásica	93
Figura 35. Resultados de la estimación para el primer escenario con M bifásica..	94
Figura 36. Error porcentual del primer escenario con M bifásica	95
Figura 37. Resultados de la estimación para el primer escenario con M trifásica..	96
Figura 38. Error porcentual del primer escenario con M trifásica.....	96
Figura 39. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M monofásica.....	101
Figura 40. Error porcentual del segundo escenario con M monofásica	101
Figura 41. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M bifásica	102
Figura 42. Error porcentual del segundo escenario con M bifásica	102
Figura 43. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M trifásica	103
Figura 44. Error porcentual del segundo escenario con M trifásica	103
Figura 45. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M monofásica	106
Figura 46. Error porcentual del tercer escenario con M monofásica	106

Figura 47. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M bifásica.	107
Figura 48. Error porcentual del tercer escenario con M bifásica.....	107
Figura 49. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M trifásica.	108
Figura 50. Error porcentual del tercer escenario con M trifásica.....	109
Figura 51. Sistema de 34 barras.....	112
Figura 52. Resultados con 1533 fallas.....	115
Figura 53. Error porcentual para 1533 fallas.....	116
Figura 54. Escenario con M monitoreada monofásica	118
Figura 55. Error porcentual	118
Figura 56. Escenario con M monitoreada monofásica	119
Figura 57. Error porcentual	119
Figura 58. Escenario con M monitoreada trifásica	120
Figura 59. Error porcentual	121

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de perturbaciones de corta duración según el estándar IEEE 1159.....	18
Tabla 2. Tipos de fallas de red.....	28
Tabla 3. Valores de impedancias de líneas.....	67
Tabla 4. Cargas del sistema.....	68
Tabla 5. Resultados de la estimación de estado de hundimientos de tensión con fallas trifásicas y M trifásica.....	76
Tabla 6. Escenarios de fallas.....	88
Tabla 7. Ubicación de fallas en la línea.....	89
Tabla 8. Datos del primer escenario.....	90
Tabla 9. Datos del segundo escenario.....	97
Tabla 10. Datos del escenario tres.....	104
Tabla 11. Número de fallas.....	117

RESUMEN

TÍTULO: MODELADO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AUTOR²: MAIRA ALEJANDRA CABRALES PÉREZ**

PALABRAS CLAVES: Estimación de estado, hundimientos de tensión, descomposición de valores singulares.

DESCRIPCIÓN:

La importancia de la calidad de la potencia en los sistemas eléctricos se ha convertido en uno de los aspectos de gran relevancia e interés para las empresas del sector eléctrico que requieren de una evaluación de las condiciones con las cuales el servicio de energía eléctrica es prestado. Esto hace evidente la necesidad de formular estrategias metodológicas para la caracterización e identificación de las perturbaciones como los hundimientos de tensión.

La estimación de estado es de gran ayuda para esta necesidad porque se basa en la estimación de las caídas de tensión en las barras no monitoreadas utilizando los datos recogidos en un número limitado de puntos de medida.

En este trabajo de grado se analiza un sistema de distribución de energía eléctrica de 33 barras, reportado en el IEEE. Este sistema permite visualizar detalladamente la metodología escogida para realizar la estimación de estado de los hundimientos de tensión, después de estudiar las metodologías encontradas en la exploración bibliográfica.

La metodología implementada en este estudio fue enfocada a la estimación de estado de los hundimientos de tensión en barras no monitoreadas en sistemas de distribución de energía eléctrica. En primer lugar, se seleccionó la metodología por descomposición en valores singulares porque es óptima y muestra resultados satisfactorios. Posteriormente se crearon diferentes escenarios para observar el comportamiento de la metodología con base en los registros de tensión almacenados en los monitores.

Por último, se analiza un caso de un sistema de distribución de 34 barras, reportado en el IEEE, con el fin de hacer una evaluación de resultados con un nuevo sistema eléctrico que tiene algunas características diferenciadoras.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Jairo Blanco Solano

ABSTRACT

TITLE: MODELADO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AUTHOR²: MAIRA ALEJANDRA CABRALES PÉREZ**

KEYWORDS: Distribution systems, state estimation, voltaje sags, singular value decomposition.

DESCRIPTION:

The importance of power quality in power systems has become one of the aspects of great relevance and interest for companies in the electricity sector that require a assessment of the conditions with which the electricity service is rendered. This makes clear the need to develop methodological strategies for the characterization and identification of disturbances such as voltage subsidence.

The state estimation is of great help to this need because it is based on the estimation of brownouts in unmonitored bars using data collected in a limited number of measurement points.

In this paper grade system power distribution of 33 bars, reported in the IEEE is analyzed. This system can display detail the chosen methodology for estimating state of tension subsidence, after studying the methodologies found in the literature exploration.

The methodology used in this study was focused on state estimation subsidence unmonitored busbar voltage distribution systems electricity. First, the methodology is selected by singular value decomposition because it is optimum and shows satisfactory results. Subsequently different scenarios to observe the behavior of the methodology based on the records stored voltage on the monitors were created.

Finally, a case of a distribution system 34 bars, reported in the IEEE, in order to make an assessment of results with a new electrical system that has some distinguishing features.

* Research work

** Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Jairo Blanco Solano

NOMENCLATURA

GISEL	Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica
AG	Algoritmo genético
ATP	Alternative transient program
SVD	Descomposición de valores singulares
MRA=M_m	Matriz de sensibilidad en barras monitoreadas
H_m	Matriz de mediciones
X	Variables de estado (Posiciones de falla)
M_{nm}	Matriz de sensibilidad en barras no monitoreadas
RMS	Valor eficaz
CPE	Calidad de la potencia eléctrica

INTRODUCCIÓN

A continuación se expone la justificación de este trabajo de grado. Se realiza el planteamiento del problema de los hundimientos de tensión detallando algunas de sus características, sus efectos, entre otros aspectos relevantes que los llevan a ser considerados como uno de los principales problemas de la calidad de la energía eléctrica. Posteriormente se presentan los objetivos planteados y la organización del documento.

1. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La monitorización de la calidad de la potencia eléctrica comprende detectar, identificar, caracterizar y clasificar los fenómenos electromagnéticos que se presentan en los sistemas eléctricos. Para esto, es necesario evaluar algunos parámetros en las señales de tensión y corriente adquiridas del sistema eléctrico [1].

Con base en estudios realizados, se puede demostrar que los hundimientos de tensión dependen de las cargas que se conectan al sistema eléctrico, por lo tanto las empresas prestadoras del servicio eléctrico están interesadas en la búsqueda, formulación e implementación de metodologías para labores de clasificación de perturbaciones, identificación, diagnóstico y valoración de la calidad de la energía eléctrica.

La Universidad Industrial de Santander, específicamente el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) como parte de su trabajo investigativo en el análisis y estudios en el área de la calidad de la potencia eléctrica, centra sus actividades en el desarrollo de trabajos de grado de pregrado y posgrado teniendo como uno de sus ejes temáticos esta rama de la ingeniería eléctrica. Por lo tanto, este proyecto de grado se presenta como complemento y soporte para los estudios que se realicen basados en este tema, que en la actualidad son de gran interés para las soluciones de calidad de la potencia eléctrica.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En un sistema eléctrico se presentan fallas de red, se efectúan maniobras de arranque de grandes motores, acoplamiento de transformadores a la red e inserción de bancos de condensadores, entre otros elementos que generan impactos sobre la operación de una red. En cada una de estas maniobras se producen alteraciones de las variables de estado de los sistemas eléctricos [2], como lo son la tensión y la corriente, estas alteraciones se denominan como perturbaciones. En todos estos casos, la tensión sufre una brusca variación, que se transmite por el mismo sistema, atenuándose a medida que se propaga [2].

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

	Categoría	Tipo	Duración Típica	Magnitud típica de tensión
	Variaciones de Tensión de Corta duración	Instantáneas	Hundimientos De tensión	0,5 a 30 ciclos
Sobretensiones			0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8 pu
Momentáneas		Interrupción	0,5 ciclos a 3 s	< 0,1 pu
		Hundimientos de tensión	30 ciclos a 3 s	0,1 a 0,9 pu
		Sobretensiones	30 ciclos a 3 s	1,1 a 1,4 pu
Temporales		Interrupción	3 s a 1 min	< 0,1 pu
		Hundimientos De tensión	3 s a 1 min	0,1 a 0,9 pu
		Sobretensiones	3 s a 1 min	1,1 a 1,2 pu

En la tabla 1 se observa la clasificación de las perturbaciones de corta duración según el estándar IEEE 1159.

Una de estas perturbaciones de gran interés son los hundimientos de tensión, que no son tan perjudiciales como las interrupciones, pero debido a que ocurren con mayor frecuencia, las pérdidas económicas debidas a ellos pueden ser mayores que las causadas por las interrupciones.

Dentro de los sistemas eléctricos, los cortocircuitos son responsables de los hundimientos de tensión, debido a que una condición de falla origina grandes corrientes 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 causas 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 sólo dura unos cuantos instantes después que la tensión se recupera gradualmente debido a la disminución de la corriente de arranque como consecuencia que el motor alcanza su punto de operación estable [3].

Con el deseo de controlar este tipo de perturbaciones, como lo son los hundimientos de tensión, los operadores de red se han preocupado por la instalación de equipos de monitorización que permitan la detección y el registro de este tipo de eventos. Sin embargo, la monitorización masiva de un sistema de distribución no es posible, debido al alto costo que tendría la instalación de múltiples equipos en todas las barras del sistema eléctrico. Es así como este proyecto de investigación se orienta al modelado y simulación de una metodología para la estimación de estado de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica, partiendo de la existencia de un sistema de

monitorización parcial para la detección de hundimientos de tensión. El estudio se basa en los resultados reportados en publicaciones de carácter técnico y científico que tienen relación con la estimación de estado de los hundimientos de tensión en redes de distribución.

1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Este trabajo de grado hace un aporte en los estudios relacionados al área calidad de la potencia eléctrica. El objetivo principal del trabajo de investigación es implementar un algoritmo para la estimación de estado de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica, a partir del estudio de las metodologías presentadas en la literatura.

Para ello se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Realizar un análisis de las metodologías existentes para estimación de estado transitorio, que abordan específicamente el estudio de los hundimientos de tensión, identificando las ventajas de las referencias estudiadas y las posibles mejoras respecto a los trabajos previos en la temática.
- Implementar un algoritmo para la estimación de estado de los hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica con operación radial, el cual se encuentra basado en una metodología previamente formulada.
- Evaluar el desempeño del algoritmo implementado mediante simulación en las plataformas MATLAB y ATP-EMTP, utilizando sistemas de distribución de prueba reportados en la base de datos del IEEE.

1.3 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 un sistema de distribución.
- Capítulo 3: En este capítulo se expone el fundamento y el modelamiento de las metodologías propuestas por diferentes autores relacionadas con la estimación de estado de hundimientos de tensión.
- Capítulo 4: Se detalla el proceso metodológico para la estimación de estado de hundimientos de tensión por medio de la descomposición en valores singulares (SVD por sus siglas en inglés) en el sistema de 33 barras de la IEEE. Para esto se diseña una serie de algoritmos, combinando las herramientas de ATPDraw y MatLab para la obtención de registros de hundimientos de tensiones ante la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico en estudio. 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 seleccionada (estimación de estado de hundimientos de tensión por medio de la descomposición en valores singulares) a un sistema de distribución de 34 barras, reportado en la IEEE, con diferentes características al sistema de 33 barras. Se muestran los

resultados obtenidos de las simulaciones con los diferentes casos y escenarios de prueba.

- Capítulo 6: Se exponen las principales conclusiones de este trabajo de investigación de acuerdo a los resultados de las simulaciones y escenarios de prueba.

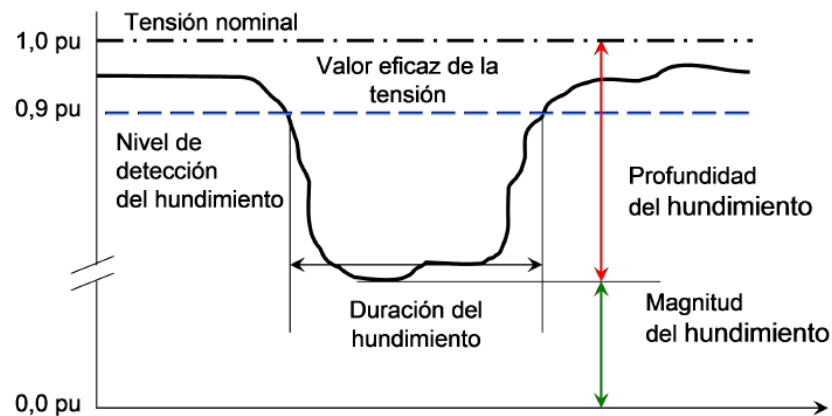
2. GENERALIDADES DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

En este capítulo se presenta una idea clara de la problemática, causas y efectos relacionados con la calidad de la potencia eléctrica teniendo en cuenta hundimientos de tensión originados por diferentes tipos de causas.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Las interrupciones y demás perturbaciones asociadas a la calidad del servicio de energía eléctrica afectan a los usuarios en mayor o menor grado según su clasificación (industrial, comercial o residencial) [3].

Figura 1. Características de un hundimiento de tensión [3]



En la figura 1, se señalan las características de un hundimiento de tensión, entre ellas, la duración del hundimiento, la profundidad del hundimiento, magnitud del hundimiento.

Según la norma Colombiana NTC5000 [4] y el estándar IEEE Std. 1159 [5], 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 describen las principales características de un hundimiento de tensión y a continuación sus respectivas definiciones [3, 6]:

1. Magnitud del hundimiento: 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. Profundidad del hundimiento: 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.
3. Duración del hundimiento: 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.

Adicionalmente se asocian otras características básicas como el punto de inicio y el punto de recuperación del hueco de tensión, la tensión perdida y el salto del ángulo de fase como aspectos importante a la hora de caracterizar este tipo de eventos de tensión [7].

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

A continuación se presenta la clasificación de los hundimientos de tensión de acuerdo al estándar IEEE Std. 1195 [5]. En este estándar los hundimientos de tensión son clasificados dentro de las variaciones de tensión de corta duración.

- Instantáneos: su duración oscila entre 0.5 ciclos y 30 ciclos; con una magnitud típica de tensión entre 0,1 a 0,9 pu.
- Momentáneos: su duración está entre 30 ciclos y 3 [s]; con una magnitud típica de tensión menor a 0,1 pu.
- Temporales: su duración está entre los 3 [s] y 1 [min]; con una magnitud típica de tensión entre 0,1 a 0,9 pu.

Según [9] también se pueden clasificar como:

- Hundimiento rectangular: Son debidos a fallas en el sistema eléctrico las cuales producen un aumento de la corriente y por consiguiente ocurre una fuerte caída de tensión en los elementos que componen el sistema. Este comportamiento va fuertemente ligado a la operación de las protecciones eléctricas del sistema.
- Hundimiento no rectangular: Son causados por fallas en un sistema eléctrico con cargas rotativas o por el arranque de motores de inducción. Este evento tiene dos componentes, un hundimiento debido a una falla y un post-hundimiento debido a la reacción de los motores. De igual forma los hundimientos causados por energización de transformador poseen esta cualidad.

Es importante notar que los hundimientos de tensión son parametrizados fundamentalmente a partir de su duración y su magnitud.

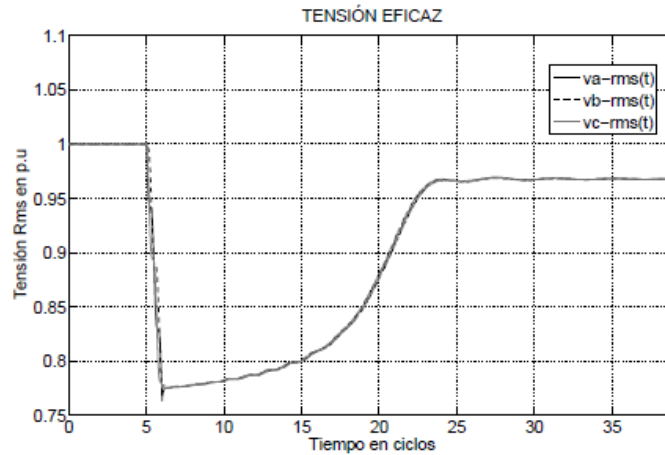
La duración de un hundimiento de tensión está determinada principalmente por el tiempo de duración de los dispositivos de protección tales como fusibles, breakers y relés. Por otra parte, la magnitud de un hundimiento de tensión está determinada por la distancia eléctrica desde el punto de observación o monitorización y el sitio donde se origina el cortocircuito [3].

2.2 CAUSAS Y EFECTOS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Los hundimientos de tensión son generalmente asociados a fallas en el sistema (cortocircuitos eléctricos), las cuales originan caídas de tensión y grandes corrientes de falla, pero éstas también pueden ser provocadas por la conexión o desconexión de grandes carga, arranques de motores grandes de inducción y la energización de los transformadores y bancos de capacitores.

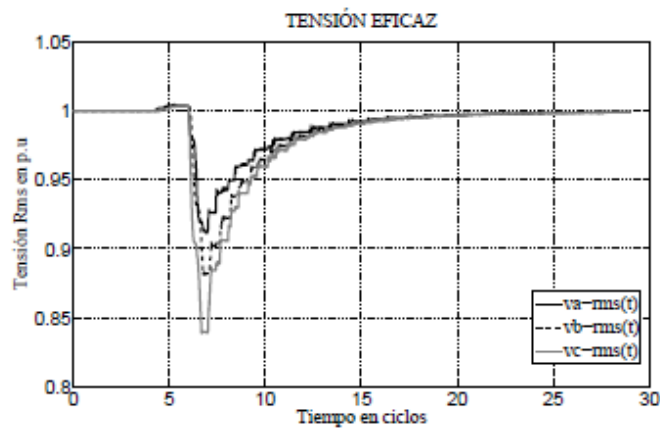
2.2.1 Arranque de motores de inducción. Un motor de inducción necesita entre 6 y 10 veces la corriente nominal de carga durante su arranque. Si la magnitud de la corriente es relativamente mayor que la corriente disponible en el punto de alimentación del sistema, la caída de tensión puede ser significativa, esto genera una condición similar a una gran carga que absorbe energía de forma semejante a una falla de red aunque sólo dura unos instantes; estas perturbaciones crean un hundimiento de tensión no rectangular [12].

Figura 2. Hundimiento de tensión originado por el arranque de un motor de inducción [13]



2.2.2 Energización de transformadores. Cuando un transformador se energiza por primera vez una corriente transitoria de hasta 10 a 50 veces mayor que la corriente nominal del transformador puede fluir durante varios ciclos. El aumento de la corriente es debida a la saturación del núcleo [14].

Figura 3. Hundimiento de tensión originado por la energización de un transformador [13]



Una característica importante de los hundimientos de tensión originados por la energización de transformadores es el desbalance que se presenta entre las tensiones de fase y el contenido significativo de armónicos de corriente inyectados por el transformador [13].

2.2.3 Fallas de red. Los cortocircuitos eléctricos provocados en la red son los principales causantes de los hundimientos de tensión, estas perturbaciones crean un hundimiento de tensión rectangular, con una caída brusca y recuperación rápida de tensión una vez despejada la falla.

Una vez que una línea sufre un cortocircuito, la impedancia vista desde el alimentador decrece durante la perturbación. Como consecuencia, grandes flujos de corriente circulan desde la fuente hacia el punto de falla, provocando caídas de tensión a lo largo del circuito [6].

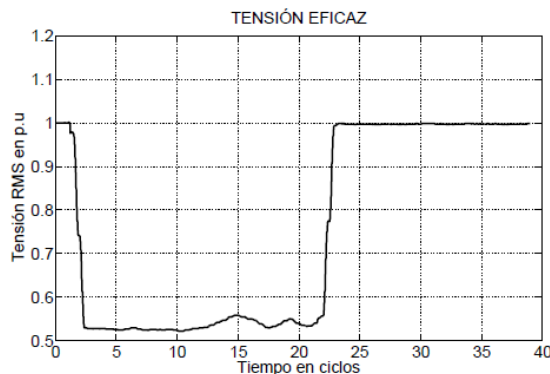
Existen varias maneras de que ocurran estos tipos de fallas en un sistema trifásico (ver tabla 2), puede ser fase a tierra, fase a fase, fase-fase tierra, todas las fases y todas las fases a tierra. Las variaciones de éstas fallas se citan a continuación:

Tabla 2. Tipos de fallas de red

Tipos de fallas	
Monofásicas	Fase A – Tierra Fase B – Tierra Fase C – Tierra
Bifásicas	Fase A – Fase B Fase B – Fase C Fase C – Fase A Fase A – Fase B – Tierra Fase B – Fase C – Tierra Fase C – Fase A – Tierra
Trifásicas	Fase A – Fase B – Fase C Fase A – Fase B – Fase C – Tierra

2.2.3.1 Falla monofásica: La falla monofásica de línea a tierra (que es el tipo más común de falla) es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas; se caracterizan, por presentar afectación en una sola de las fases del sistema de potencia, y por tanto el flujo de potencia por estas continúa fluyendo sin mayores implicaciones [8] [9].

Figura 4. Hundimiento de tensión monofásico [3]

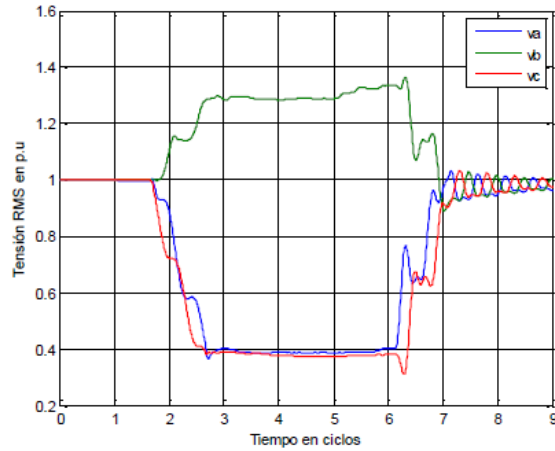


En la figura 4, se presenta un hundimiento de tensión que tiene una duración aproximada de 20 ciclos, una magnitud del hundimiento de 0.52 p.u y una forma de onda rectangular.

2.2.3.2 Falla bifásica: Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo dos circuitos. En ella sólo se nota un comportamiento balanceado entre dos fases. Ver figura 5.

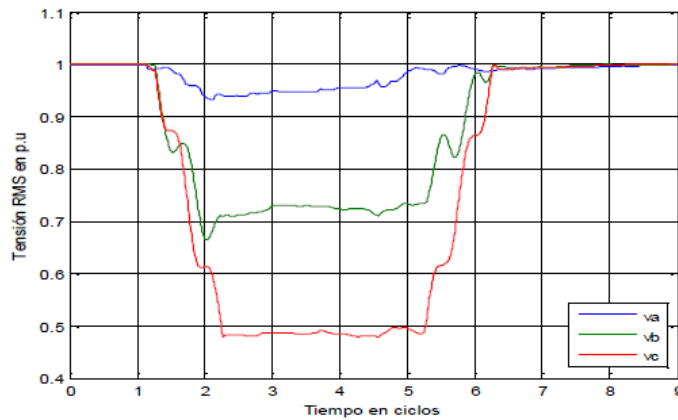
Estas fallas son menos frecuentes que las monofásicas pero más comunes que las trifásicas. Como las corrientes no involucran trayectorias por tierra, no aparecen componentes de secuencia cero [6].

Figura 5. Hundimiento de tensión bifásico [6]



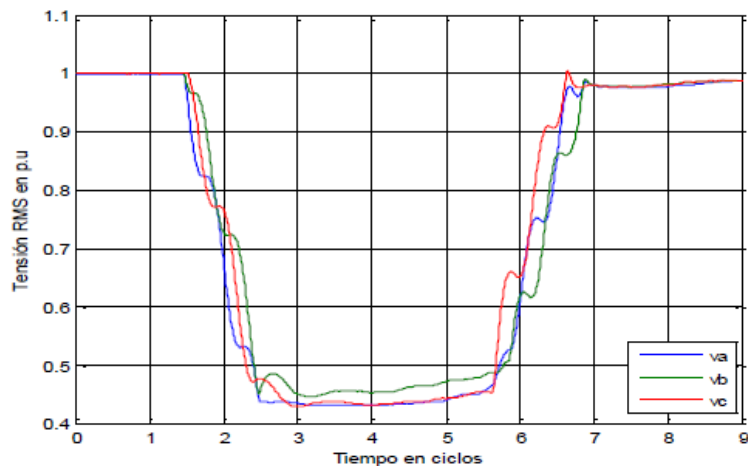
2.2.3.3 Falla bifásica a tierra: Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo dos circuitos, pero en este caso se hace contacto con las estructuras o con tierra por medio de una impedancia de falla. Involucra impedancias de secuencia cero, produciendo de igual forma corrientes y tensiones de secuencia cero [6]. (Ver figura 6).

Figura 6. Hundimiento de tensión bifásico [6]



2.2.3.4 Fallas trifásicas: La falla trifásica tiene menos ocurrencia en comparación de las otras fallas. Ésta involucra las tres fases del sistema. Puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos. Una falla trifásica provoca un hundimiento de tensión simétrico o balanceado [6].

Figura 7. Hundimiento de tensión trifásico [6]



Como se observa en la figura 7, las caídas de tensión durante el hundimiento de tensión son similares en las tres tensiones de fase, lo que hace de esta falla un comportamiento balanceado para los hundimientos provocados por este tipo de fallas.

2.2.3.5 Efectos: 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, haciéndose esto más notorio a nivel industrial. 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. [3].

El efecto más visible observado en los transformadores, debido a la presencia de hundimientos de tensión, es el del incremento de la corriente. Estos incrementos de corriente, que pueden llevar a saturar el transformador, van a depender del tipo y de las características de los hundimientos de tensión, así como de los parámetros del transformador y las características de la carga. Estos incrementos de corriente conllevan otros efectos implícitos, como son el aumento de las pérdidas tanto en el hierro como en el cobre y calentamientos suplementarios [8].

Los efectos más notorios causados por los hundimientos de tensión, sobre los motores, son la pérdida de velocidad del motor, picos de corriente, picos en el par y aumento de las pérdidas de energía por calentamiento (debido al aumento de la corriente) de los motores de inducción.

2.3 MITIGACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Con el fin de minimizar las posibles pérdidas económicas derivadas del efecto de los hundimientos de tensión en los sistemas eléctricos existen varios métodos de prevención y protección. Se exponen posibles soluciones a todos los niveles, desde la adecuación de la línea de la empresa suministradora hasta los sistemas comerciales que se pueden instalar en las plantas industriales de los consumidores [8].

2.3.1 Reducción del número de fallas. Es claro que aunque no es posible una eliminación total de las fallas de un sistema eléctrico, es posible su reducción y consecuentemente la disminución de los hundimientos de tensión experimentados por los usuarios. Algunas acciones importantes son: el remplazo de líneas aéreas por cables subterráneos, el uso de conductores aislados en líneas aéreas, incremento en los niveles de aislamiento, entre otros [3].

2.3.2 Prevención con mantenimiento. La prevención supone actuar antes de que se produzca el hundimiento de tensión, de tal forma que se reduzcan en número e intensidad. El mantenimiento es esencial en el sistema de distribución, especialmente en zonas costeras o altamente contaminadas donde se van depositando partículas sólidas sobre aisladores disminuyendo su eficiencia. Requiere de una limpieza más asidua.

En entornos forestales es necesario revisar el crecimiento de árboles, dejando un espacio limpio en torno a las líneas y torres para evitar verse afectado por la caída de ramas. Así como instalar protecciones para mejorar el apantallamiento de las líneas aéreas contra descargas atmosféricas [8].

Bobina Petersen

Es una reactancia variable que se conecta entre el neutro del transformador de potencia de una subestación y la malla de puesta a tierra. La principal ventaja de esta bobina se presenta ante la ocurrencia de fallas monofásicas ya que son las más frecuentes en la red.

Permite reducir drásticamente los disparos transitorios de las protecciones, evitando hasta un 70% del número de incidencias y, por tanto, reduciendo el número de hundimientos de tensión [8].

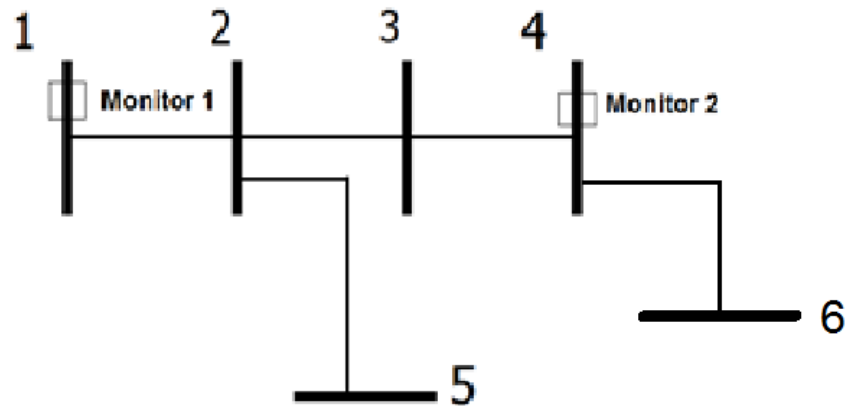
2.3.3 Reducción del tiempo de despeje de las fallas. Debido a que la duración de un hundimiento de tensión está relacionado directamente con el tiempo de actuación y despeje de fallas de los dispositivos de protección del sistema eléctrico (fusibles, relés, breakers), la reducción de estos tiempos mitiga los efectos de los huecos de tensión. El uso de fusibles limitadores de corriente es uno de estos métodos, debido a la rápida actuación y despeje de las corrientes de cortocircuito por parte de estos dispositivos [3].

2.3.4 Modificación de la configuración del sistema de suministro. Una solución consiste en instalar generadores cerca a las cargas sensibles, lo cual permite un suministro de energía significativo a estas cargas durante la presencia de un hundimiento de tensión. También el incremento de subestaciones y barras para limitar el número de clientes que pueden verse afectados por las perturbaciones. Y por último, realizar el suministro de las cargas sensibles a través de barras interconectadas con diferentes subestaciones [3].

2.4 CONCEPTO DE OBSERVABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La observabilidad es un término que asocia una relación entre las mediciones y las variables de estado que permiten una adecuada estimación de hundimientos de tensión, es decir, que el sistema es completamente observable cuando dicho sistema de medidas permite determinar cada una de las variables de estado.

Figura 8. Sistema Radial



Considerando la figura 8, se ilustra un sistema radial con cinco líneas eléctricas conectadas a 6 barras. Este sistema se considera observable siempre y cuando los dos monitores ubicados en las barras 1 y 4, tengan la capacidad de capturar todos los eventos que conducen a hundimientos de tensión.

Para garantizar el rendimiento de un programa de monitorización, es esencial estudiar el área de alcance del monitor de las posibles localizaciones de los monitores [24].

2.5 ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP)

Las fallas de red pueden ser simuladas con la ayuda de sistemas computacionales. Estos sistemas contribuyen a agilizar el proceso de análisis de fallas y a responder preguntas, que mediante el uso de otros sistemas, no solo sería difícil y riesgoso, sino que implicaría altos costos económicos.

Los estudios que involucran el uso del ATPDraw, tienen objetivos que se enmarcan dentro de dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación de aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación del sistema [10].

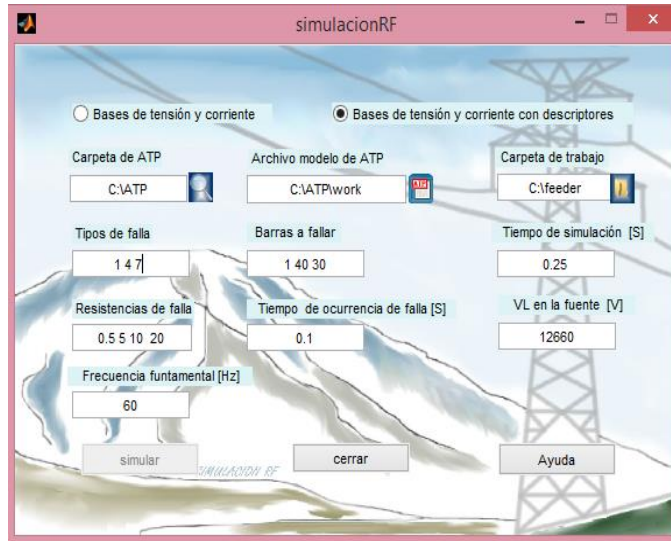
2.6 SIMRF

SimRF es un software para la ejecución sistemática de fallas de red en sistemas eléctricos de distribución (Ver Figura.8). Dichas 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 [11].

SimRF combina la rapidez en simulación del Alternative Transient Program con la flexibilidad en el manejo de los datos que brinda MatLab.

Para el correcto funcionamiento de SimRF, es necesario que el archivo código fuente tenga ciertos parámetros fijos de nomenclatura en barras y fuente (Ver [11]).

Figura 9. Interfaz de SimRF en modo simulación



En la figura 9 se puede observar la interfaz de SimRF. Se deben seleccionar cada una de las opciones de la interfaz. Entre ellas:

- Tipos de falla. En este caso se escogieron los tipos 1, 4 y 7 pero también es posible escoger todos los tipo de falla (1:11).
- Barras a fallar. Se tomaron las barras 1, 30 y 40; también se pueden introducir barras que solo presenten fallas monofásicos, o únicamente monofásicas y bifásicas [11].
- Resistencia de falla. Es posible seleccionar diferentes resistencias de falla para cada una de las fallas, en este caso se tomaron 4 tipos de resistencias de falla de 0.5 5 10 20 Ω .

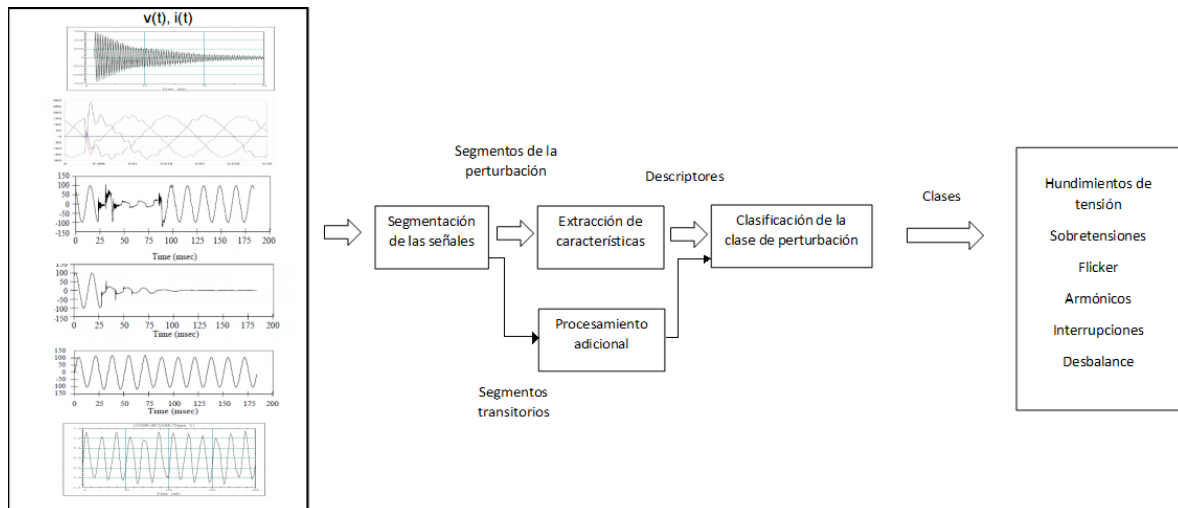
Este software empleado ayuda a minimizar el tiempo para realizar un análisis de cortocircuito en los dos sistemas propuestos en este proyecto de grado de forma más precisa y sistemática.

3. TÉCNICAS DE ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

La problemática de una deficiente calidad de potencia eléctrica (CPE) obedece a la aparición de múltiples perturbaciones electromagnéticas que afectan las características nominales de las variables de estado de un sistema eléctrico, tales como la tensión y la corriente. Esto ha conllevado a que se genere un número importante de metodologías algorítmicas con las cuales se realizan tareas de detección, diagnóstico y evaluación para el mejoramiento de la CPE en los sistemas.

La figura 10 presenta la estructura típica de un proceso de detección y clasificación de perturbaciones electromagnéticas, en la cual es evidente la importancia de la detección como una etapa previa en la tarea clasificatoria de los eventos en estudio. El interés de este proyecto de grado se centraliza en los hundimientos de tensión, los cuales se presentan con más frecuencia en la red.

Figura 10. Proceso de detección y clasificación de perturbaciones de la calidad de la potencia eléctrica



La estimación de estado es un procedimiento matemático por el cual las variables que describen el estado de un sistema de potencia se obtienen a partir de un conjunto de mediciones. Tradicionalmente, las mediciones incluyen magnitudes de voltajes nodales y flujos tanto de potencia activa como de potencia reactiva [17]. Es así como la estimación de estado de un sistema de potencia proporciona una aproximación del vector de estado de la red en tiempo real a partir de un conjunto redundante de medidas a distancia y algunos valores fijos [17].

El proceso de estimación de estado de hundimientos de tensión se puede llevar a cabo por medio de dos tipos de estimación: la estimación del número o frecuencia de hundimientos de tensión experimentados en una locación específica y por otro lado, la estimación de la forma de onda del hundimiento de tensión experimentada en una barra del sistema eléctrico.

Dentro de los trabajos realizados en el área que se destacan en los últimos años, vale la pena resaltar los siguientes:

- En [22] se aborda la estimación de estado del número de hundimientos de tensión con énfasis en los problemas sub-determinados donde el número de medidas disponibles es inferior al número de variables de estado desconocidas. La formulación matemática del problema se basa en el concepto de posiciones de falla y es resuelto por medio de la técnica de descomposición de valores singulares (SVD por sus siglas en inglés). Ésta técnica no utiliza un método iterativo evitando así los problemas de convergencia y siempre proporcionando una solución sin importar el tamaño de la red (Ver capítulo 4).
- En [18, 25] el problema de estimación busca determinar la forma de onda, es decir estimación de estado en el dominio del tiempo, de los hundimientos de tensión en las barras no monitoreadas. Se resalta que el modelamiento del sistema es un aspecto importante para garantizar los resultados del estimador de estado. Se requiere un conocimiento preciso de los estados del sistema para asegurar que el sistema de alimentación funcione correctamente y que las fuentes de perturbación se identifiquen correctamente cuando el sistema experimenta un fallo. Este método, consume tiempo y es poco práctico para estudiar un sistema de gran potencia.

El análisis de la formulación matemática de la estimación de estado de hundimientos de tensión puede ser dividido en tres subcategorías, las cuales están directamente relacionadas con la solución del mismo:

- **Sobre-determinado:** Cuando el número de medidas es mayor que el número de variables de estado.
- **Completamente determinado:** Cuando el número de medidas es igual al número de variables de estado.
- **Sub-determinado:** Cuando el número de medidas es menor que el número de variables de estado.

En los problemas sobre-determinados y completamente determinados existe una única solución, mientras que para los problemas sub-determinados pueden existir varias soluciones. Este último caso es el más usual en los sistemas eléctricos debido al limitado número de equipos de medición de calidad de potencia que se instalan.

Este capítulo presenta una revisión de la estimación de estado a partir de algunas técnicas como: formulación Diakoptical, filtro Kalman, algoritmos genéticos y descomposición en valores singulares, que son los más reconocidos en la literatura.

Además se resalta el por qué se toma como objeto de estudio en este proyecto de grado la estimación de estado de hundimientos de tensión aplicando la técnica de descomposición de valores singulares (SVD por sus siglas en inglés).

3.1 FORMULACIÓN DIAKOPTICAL

El uso de los métodos matriciales lineales puede encontrar las variables de estado correspondientes. Sin embargo, cuando el sistema está experimentando cambios topológicos debido a conmutaciones frecuentes, el esfuerzo computacional necesario para identificar el nuevo conjunto de variables de estado independientes y formar las ecuaciones de estado es poco práctico [18].

La formulación de segregación Diakoptical es un cálculo eficiente cuando existe escasez de matrices de coeficientes, especialmente cuando el sistema contiene líneas de transmisión con los efectos inductivos de inversión y un alto grado de interconexiones de ramificación capacitivos. El conjunto de ecuaciones de variables de estado Diakoptical puede resolverse de forma iterativa utilizando la

integración implícita trapezoidal para cada paso de tiempo sin ninguna restricción impuesta a la selección de la longitud de paso de integración. Cuando el sistema está experimentando cambios topológicos debido a conmutaciones frecuentes, el esfuerzo computacional necesario para identificar el nuevo conjunto de variables de estado independientes y formar las ecuaciones de estado es poco práctico. La formulación Diakoptical evita la necesidad de identificar las variables de estado independientes. La técnica segrega las barras del sistema en función del tipo de ramas que están conectados a ellas, por lo que sólo las partes pertinentes de las ecuaciones de la red se consideran cuando el sistema sufre cambios topológicos [18].

El interés por la simulación transitoria basada en la teoría de espacio de estados ha disminuido debido al alto costo de la computación.

El conjunto de ecuaciones de variables de estado Diakoptical puede resolverse de forma iterativa utilizando la integración implícita trapezoidal para cada paso de tiempo sin ninguna restricción impuesta a la selección de la longitud de paso de integración. Esta propiedad permite que la longitud del paso pueda variar y caer exactamente en el momento de los cambios para representar la nueva condición, eliminando así el problema de la oscilación numérica debido a los cambios del paso [18].

Esta metodología se lleva a cabo mediante la estimación de estado de hundimientos de tensión en el dominio del tiempo por medio de iteraciones.

Las ecuaciones de estado se pueden escribir como Ec. 1 y el cambio en la variable de estado, Δx se define como en Ec. 2.

$$\dot{x} = f(I_l, V_a) \quad (1)$$

El cambio en la variable de estado se define como la ecuación 2.

$$\Delta x = \frac{h}{2} (\dot{x}_t + \dot{x}_{t+h}) \quad (2)$$

En Ec. 3, 4 y 5 se presentan la solución Diakoptical que puede obtenerse a través de un procedimiento iterativo.

1. Para una estimación inicial, se supone que

$$\dot{x}_{t+h} = \dot{x}_t \quad (3)$$

2. Se calcula entonces un x_{t+h} sobre la base de la estimación \dot{x}_{t+h}

$$x_{t+h} = x_t + \frac{h}{2} (\dot{x}_t + \dot{x}_{t+h}) \quad (4)$$

3. Una actualización de las \dot{x}_{t+h} puede calcularse a partir de los intermedios x_{t+h} el valor de la ecuación de estado

$$\dot{x}_{t+h} = [A]x_{t+h} + [B]u_{t+h} \quad (5)$$

Los pasos 2 y 3 se realizan de forma iterativa hasta que se alcanza la convergencia. En el caso de que la convergencia falle, la longitud del paso se reduce a la mitad y el procedimiento iterativo se reinicia. Las variables de estado dependientes se pueden calcular al final de cada paso de tiempo (h) o al final de la simulación [18].

Esta técnica una vez fue popular, pero el interés ha disminuido debido al alto costo de la computación. La formulación Diakoptical no es muy eficiente debido a la cantidad de matrices de coeficientes, especialmente cuando el sistema contiene líneas de transmisión con los efectos inductivos de inversión y un alto grado de interconexiones de ramificación capacitivos.

3.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR FILTRO KALMAN

El filtro Kalman es un método recursivo para estimar el estado de un sistema lineal minimizando la media del error cuadrático.

La estimación por medio de esta técnica primero hace uso de las características del modelo de un alimentador de distribución, luego se basa en un número limitado de puntos de medida, y por último se emplea el filtro Kalman para estimar el perfil de hundimiento a lo largo de una línea de distribución [19].

El procedimiento para hacer la estimación de estado por este método supone que el proceso tiene un vector $x \in \mathbb{R}^n$.

$$\dot{X}(t) = A'X(t) + B'(t) + G'w(t) \quad (6)$$

El ruido (Ec. 7), w contiene todas las perturbaciones que actúan sobre el sistema y que no se describen de manera determinista. Estos incluyen dinámicas no modeladas y el ruido corrupto (o no medida) de entrada. El modelo de proceso en tiempo discreto correspondiente es:

$$X_{k+1} = AX_{k+1} + Bu_{k+1} + Gw_k \quad (7)$$

Se supone que el ruido del proceso es una variable aleatoria Gaussiana, de media cero, con covarianza Q_k (Ver Ec. 8, 9 y 10) y es independiente de los ruidos de proceso o los estados del sistema que se han producido con anterioridad:

$$P(w_k) \sim N(0, Q_k) \quad (8)$$

$$E[w_k w_i^T] = \begin{cases} Q_k, & i = k \\ 0, & i \neq k \end{cases} \quad (9)$$

$$E[w_k w_i^T] = 0, \forall i, k. \quad (10)$$

Las mediciones adquiridas en el instante k (Ec. 11) se agregan al vector p -dimensional Z_k , que se relaciona con el estado del sistema.

$$Z_k = CX_k + v_k \quad (11)$$

En Ec. 12, el vector v_k representa el ruido, de media cero, con una varianza R_k .

$$P(v_k) \sim N(0, R_k) \quad (12)$$

El vector v_k (Ec. 13 y 14) es independiente de los ruidos de medición en todos los pasos de tiempo anteriores y es independiente del ruido del proceso.

$$E[v_k v_i^T] = \begin{cases} R_k, & i = k \\ 0, & i \neq k \end{cases} \quad (13)$$

$$E[v_k v_i^T] = 0, \forall i, k. \quad (14)$$

Las ecuaciones 15 y 16 muestran la representación de los errores de estimación a priori y a posteriori respectivamente.

$$e_{k|k-1} \equiv x_k - \hat{x}_{k|k-1}, \quad (15)$$

$$e_{k|k} \equiv x_k - \hat{x}_{k|k} \quad (16)$$

En Ec. 17 y 18 se observa la estimación a priori y a posteriori del error de covarianza.

$$P_{k|k-1} = E [e_{k|k-1} e_{k|k-1}^T], \quad (17)$$

$$P_{k|k} = E [e_{k|k} e_{k|k}^T] \quad (18)$$

El filtro de Kalman primero se inicializa con $x_{0|0} = x_0$ y $P_{0|0} = P_0$, y luego se opera de forma recursiva, se realiza un sólo ciclo cada vez que se disponga de un nuevo conjunto de medidas. En cada iteración se propaga la estimación del tiempo de la última medición que se obtuvo a la hora actual. El proceso de propagación consta de dos etapas: la actualización y la predicción.

a) Etapa de actualización

Las ecuaciones de actualización son responsables de la regeneración.

La estimación de estado a posteriori, $\hat{x}_{k|k}$ (Ec. 19), se calcula como una combinación lineal de una estimación a priori, $\hat{x}_{k|k-1}$, y una diferencia ponderada entre una medición real z_k y una predicción de medición:

$$\hat{X}_{k|k} = \hat{X}_{k|k-1} + L_k [z_k - C\hat{X}_{k|k-1}] \quad (19)$$

$$L_k = P_{k|k-1} C^T (C P_{k|k-1} C^T + R_k)^{-1} \quad (20)$$

La matriz de covarianza es actualizado por

$$P_{k|k} = (I - L_k C) P_{k|k-1} \quad (21)$$

b) Etapa de predicción

Las ecuaciones de predicción son responsables de proyectar hacia adelante (en el tiempo) las estimaciones estatales y la covarianza de error actuales para obtener estimaciones a priori para el siguiente paso del tiempo.

En la Ec. 22 se observa cómo se estima la matriz de estado y de covarianza en el siguiente instante de muestreo.

$$\hat{X}_{k+1|k} = A \hat{X}_{k|k}, \quad (22)$$

$$P_{k+1|k} = A P_{k|k} A^T + G Q_k G^T \quad (23)$$

La desventaja es que esta técnica necesita el modelo del sistema; y el modelo del sistema tiene las siguientes complejidades. Una de ellos es la existencia de perturbaciones tales como las variaciones de carga de red o incertidumbres en el modelado de sistemas, los cuales, se intensifican con la ampliación de la red. Otra lucha es la existencia de fenómenos naturales como el ruido térmico de los elementos eléctricos y también la ambigüedad en los valores exactos como los parámetros del sistema o impedancias de falla [19].

Otra de las desventajas de este método es la complejidad y la carga computacional, esto lo hace poco práctico a la hora de utilizar modelos rigurosos para la estimación de estado de hundimientos de tensión ya que la estimación de estado es realizada en el dominio del tiempo.

3.3 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR ALGORITMOS GENÉTICOS

Los algoritmos genéticos son métodos sistemáticos aplicados para resolver problemas de optimización que no son muy adecuadas para los algoritmos de optimización estándar, incluyendo problemas en los que la función objetivo es discontinua, no diferenciable, estocástico, o altamente no lineal. Éstos son una poderosa herramienta que ha sido ampliamente aplicada para resolver los problemas inherentes a la operación del sistema eléctrico [20] [21].

En [20], la estimación de estado de hundimiento de tensión se interpreta como la estimación del número de hundimientos que se producen en las barras no monitoreadas utilizando el número de caídas de tensión registradas en un número limitado de barras monitoreadas. Este problema se formula como un sistema de ecuaciones indeterminado, con el fin de agilizar el proceso de solución de este problema de estimación, se utiliza el algoritmo genético MatLab Toolboxw [20].

La formulación matemática general utilizada en la estimación de estado se basa en la siguiente relación:

$$H = MX + E \quad (24)$$

Donde H es un vector de medición, X es el vector de estado a estimar, M es una matriz de medición y E es el vector de ruido de medición que puede ser ignorado inicialmente.

La ecuación general (24) se aplica en el método de estimación de estado de hundimientos de tensión (VSSE por sus siglas en inglés) y sus términos toman los siguientes valores en esta aplicación [20]:

- Los elementos del vector de medición H de (24) indica el número de hundimientos de tensión registrados por los monitores con tensión residual igual o inferior a un umbral de tensión t . Por lo tanto se forma el vector H directamente de los datos de mediciones recopilados en las barras supervisadas.
- Los elementos de vector X de (24) son las variables de estado estimadas; indica el número de fallas que ocurren en ciertos segmentos de las líneas del sistema durante el período en estudio. Los límites de estos segmentos se establecen mediante la determinación de las posiciones en las que si se produce un fallo, la magnitud de la tensión residual causado en las barras de interés alcanza exactamente el valor del umbral de tensión t .
- La matriz de medición M es una matriz binaria. Cada elemento de M se refiere a un nodo del sistema y a un segmento de una línea. Un elemento de la matriz M toma el valor de uno, si se produce un fallo por debajo del umbral de tensión t en el nodo considerado, y por el contrario toma el valor de cero si no hace un hundimiento.

Para el caso desarrollado por este método, en todos los casos, se ha asume que los hundimientos de tensión son causadas por fallas equilibradas trifásicas.

El proceso debe tener en cuenta todas las líneas del sistema añadiendo nuevas columnas para cada uno de los segmentos de la línea. Cada fila está asociado con un nodo supervisado.

Si la matriz de medición se multiplica por el número de fallos (el vector de variables de estado), se obtiene el número de hundimientos observados en los autobuses M , es decir

$$H^1 = M^1 X^1 \quad (25)$$

Es importante tener en cuenta que los monitores deben estar ubicados para asegurar la observabilidad completa del sistema de potencia. Así todas las columnas de M^1 (Ec. 25) contienen al menos un elemento diferente de 0. Esto significa que los monitores deben cubrir toda la red.

La solución del problema de optimización se puede formular así:

$$\min \left| x_k^t - \gamma_k^t \sum_{k=1}^{s_j^t} x_k^t \right| \quad \forall k, j, t \quad (26)$$

Donde x_i^t es la variable de estado, i es el número de fallos en el segmento cuando se considera el umbral t . γ_k^t es un parámetro definido como el cociente entre la longitud del segmento asociado con la variable de estado x_k^t y la longitud total de la línea j en el que se incluye este segmento.

La función objetivo (26) está sometida a las siguientes restricciones [20]:

- Considerar que el sistema es indeterminado.

$$H = MX \quad (27)$$

- Los valores del vector de variables de estado deben ser enteros, ya que representan el número de fallos que se produjeron.

$$x_i^t \in Z \quad \forall i, t \quad (28)$$

Donde X_i^t (Ec. 28) es la variable de estado, i es el número de segmentos y t es el umbral considerado.

- Los valores de las variables de estado deben ser cero o positivo.
- Indica que el número total de fallos ocurridos en una línea es independiente de los segmentos en los que esta línea se divide. Por lo tanto la suma de los valores de las variables de estado asignados a los segmentos de una línea, para una tensión determinada t debe ser igual a la suma de las variables de estado asignados a segmentos correspondientes a un umbral diferente para la misma línea.
- Por último, teniendo en cuenta que las variables representan el número de fallos en segmentos y que algunos sectores están completamente contenidos dentro de otros, ciertas variables de estado deben necesariamente tener un valor inferior o igual a los demás.

La aplicación del algoritmo genético permite estimar las variables de estado, X . El número esperado de h_i en el nodo i de interés, se puede calcular fácilmente por medio de una matriz M_i (Ec. 29) que relaciona el número estimado de fallos y el número de hundimientos. Esta matriz se forma exactamente como la matriz M , que fue construido para las barras supervisadas.

Por lo tanto, h_i en t_1 se expresa así:

$$h_i = M_i^1 X^1 \quad (29)$$

Análogamente, el número de hundimientos en el nodo i se puede calcular para otros umbrales de tensión por medio de la submatriz apropiada de M_i y X correspondiente al rango de la tensión analizada.

La solución para esta formulación matemática es sub-determinada, ya que el número de medidas es menor al número de variables de estado.

Esta metodología tiene una mejora si se compara con otras técnicas de estimación de estado de hundimientos de tensión pero la formación matemática sigue siendo compleja, teniendo en cuenta que la solución se realiza para calcular el número o frecuencia de hundimientos de tensión.

3.4 ESTIMACIÓN DE ESTADO POR DESCOMPOSICIÓN EN VALORES SINGULARES

Un enfoque alternativo para caracterizar el rendimiento de un sistema de potencia es mediante el uso de métodos de predicción estocásticos. Se basan generalmente en la estimación de la frecuencia de ocurrencia esperada de los hundimientos de tensión para cada sitio usando los tipos de estadísticas de fallas registrado durante un largo período [22].

Algunos estudios se han presentado con un enfoque "híbrido" entre el monitoreo y la simulación. Estos métodos se basan en la estimación de estado de la caída de tensión en barras no monitoreadas mediante el uso de los datos recogidos en un número limitado de puntos de medida. Algunos autores designan estos métodos como "métodos de estimación de estado", por similitud con la estimación de estado convencional, donde se obtiene el estado del sistema a partir de las mediciones disponibles. Sin embargo, por el contrario a los métodos de estimación de estado convencionales, que generalmente son sobre-determinados (el número de mediciones es mayor que el número de variables de estado), en este enfoque, un problema sub-determinado debe ser resuelto.

Para resolver este problema, en [18], se propone una formulación Diakoptical que se resuelve de forma iterativa utilizando la integración implícita trapezoidal para cada paso de tiempo, pero debido al alto costo de la computación no es tan viable. En [23], se plantea el método (VSSE) que estima el perfil de tensión de un alimentador mediante el uso de los datos de un número limitado de puntos de medida. Esto se consigue haciendo uso de la conexión característica de una distribución radial. Sin embargo, este enfoque no se extiende a los sistemas de malla. En [20], los algoritmos genéticos se utilizan para encontrar la solución del problema de estimación.

La metodología que se abarca en este capítulo, propone presenta una aproximación matemática mucho más simple basada en el concepto de "posiciones de falla". En comparación con [18] y [20], en este enfoque, las ecuaciones se determinan de acuerdo con el número de posiciones de falla seleccionado. Además, este método ya ha sido utilizado para problemas similares con respecto a otras perturbaciones y que presenta características ventajosas con respecto a las demás técnicas. Una de estas ventajas es que, contrariamente a la formulación Diakoptical y Algoritmos genéticos, SVD no es un método iterativo y, por lo tanto, no está expuesta a problemas de convergencia y siempre proporciona una solución, independientemente del tamaño y el tipo de la red. En términos de computación en consumo de tiempo, la solución por medio de la SVD también es muy beneficiosa ya que el tiempo de cálculo casi insignificante en comparación con los algoritmos genéticos y, sobre todo, a la técnica por medio de programación lineal [22].

La formulación utilizada para la estimación de estado convencional es:

$$H = MX + E \tag{30}$$

Esta expresión hace referencia a la estimación de los hundimientos de tensión. Este enfoque matemático ya se ha utilizado para la estimación de estado de otras perturbaciones. En particular, la ecuación 30 se utiliza para la estimación de hundimientos de tensión en [20], donde se obtienen las ecuaciones del sistema por medio de un método analítico. Aquí, similar a [20], la Ec. 30 se utiliza para abordar el problema VSSE pero, en este caso, las ecuaciones del sistema se obtendrán de una manera mucho más simple mediante la aplicación del concepto de posiciones de fallo [20]. El significado de cada término de la Ec. 30 se expone a continuación y en el ejemplo 1 se visualizan las ecuaciones para un sistema de 5 barras:

- H: vector formado por barras monitoreadas.

En esta técnica, de manera análoga a [18], los elementos de H indican el número de hundimientos de tensión registrados en las barras monitoreadas.

- X: vector de estado a estimar.

Se basa en el concepto de posiciones de fallo. Los elementos son variables de estado que indican el número de fallos que se producen en un segmento de línea asociado a dicha posición.

- M: es una matriz binaria.
- E: es el vector de ruido de la medición.

El ruido de medición E en la Ec. 30 se descuida inicialmente.

A continuación se describe detalladamente la construcción de los términos de la Ec. 30 de acuerdo con la técnica de estimación de estado de hundimientos de tensión por medio de la descomposición en valores singulares (SVD por sus siglas en inglés). A partir de aquí, se asume un sistema eléctrico genérico con N barras. El número de sitios monitoreados se denota por M y, se considera que $M < N$.

➤ Construcción del vector H

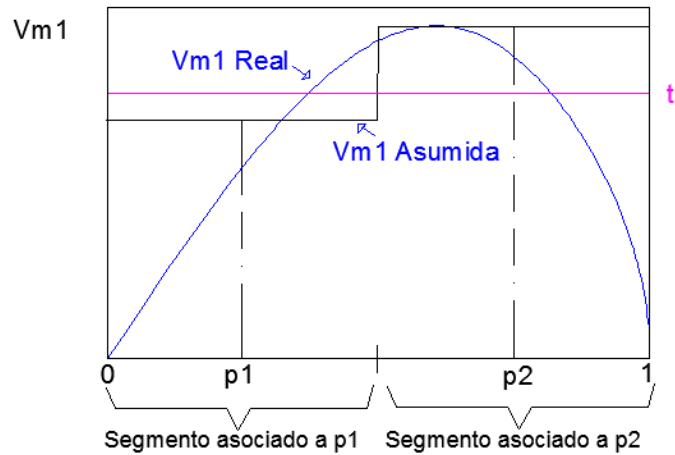
El vector de mediciones H, de la Ec. 30 está formado por los datos recogidos en el nodo monitoreado, en particular, mediante el uso de la tensión residual registrada durante el hundimiento. En el caso de fallas desequilibradas, la tensión considerada es la de valor más bajo de todas las fases.

Para un umbral de tensión t , se forma un vector H. Cada elemento de este vector se obtiene contando el número de eventos registrados cuya tensión restante es inferior al umbral. Por lo tanto, cada elemento es un número entero que indica el número de hundimientos de tensión con tensión residual inferior a t . Cada elemento del vector H, corresponde al número de hundimientos grabados en cada una de las barras monitoreadas [22]. (Ver el ejemplo 1)

➤ Interpretación física de las variables de estado del vector X

Se considera un número P de posiciones de fallo en todo el sistema, similar al método de posiciones de fallo convencional. Cada posición de fallo representa una porción del sistema. La tensión restante causada por fallos que se producen en estas partes del sistema se aproxima al valor de tensión causada por un fallo que se produzca exactamente en la posición de fallo.

Figura 11. Tensión restante Real y asumida [22]



La gráfica 11 indica como " V_{m1} real" representa la tensión restante real de V_{m1} causada al bus m_1 del sistema cuando se produce un fallo a lo largo de la línea considerada. Este perfil de tensión se aproxima por el gráfico que se muestra como " V_{m1} asumida" donde dos posiciones de fallo indicados como P_1 y P_2 son considerados a lo largo de la línea.

Los elementos del vector de variables de estado X se asignan a cada segmento de una línea representada por una posición de fallo. Por lo tanto, la dimensión de X es igual al número total de posiciones de fallo P [22].

Una característica interesante de este método es que las variables de estado corresponden al número de fallos, aunque el objetivo del método es calcular el número de hundimientos. Por lo tanto, el número de fallos en las posiciones de fallo se utiliza como una variable intermedia.

➤ Construcción de la matriz de medición M

De acuerdo con (30), la matriz de medición M^t corresponde a un umbral de tensión; caracteriza el comportamiento de todo el sistema de potencia en un escenario de fallo. Para construir esta matriz, se siguen los siguientes pasos:

- 1) Cada línea del sistema se divide en un cierto número p de segmentos. Para una red con líneas, el número total de segmentos en todo el sistema es

$$P = l * p$$

Donde,

l : número de líneas del sistema.

p : posiciones de falla asociadas a la línea.

- 2) Los parámetros y topología de la red deben ser conocidas. Mediante el uso de la red de modelado, el análisis de cortocircuito se realiza suponiendo un fallo en cada uno de los segmentos P .
- 3) Para cada uno de estos fallos asumidos, se calcula la tensión residual en la barra.

Cada elemento de M^t se refiere a una barra de seguimiento y a una posición de fallo y toma el valor 1 o 0, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$M^t = m^t(m, p)$$
$$= \left\{ \begin{array}{l} 1, \quad \text{si la tensión en la barra } m \text{ monitoreada es inferior} \\ \quad \text{cuando se producen fallos en el segmento } p \\ 0, \quad \text{si la tensión en la barra } m \text{ monitoreada es superior} \\ \quad \text{cuando se producen fallos en el segmento } p \end{array} \right\}$$

Los términos de (30) se han definido previamente para magnitudes calculadas para un umbral de tensión restante. Esto conduce a un sistema de ecuaciones como:

$$H^t = M^t X \quad (31)$$

El proceso realizado para un umbral t se puede repetir de una manera análoga para otro umbral de tensión.

Los sistemas de ecuaciones similares a (30) pueden obtenerse mediante la construcción del vector de mediciones y la matriz de mediciones para un número T de diferentes umbrales de tensión. Esto conduce a un sistema dado por

$$\begin{pmatrix} H^1 \\ H^2 \\ \cdot \\ \cdot \\ H^t \\ \cdot \\ \cdot \\ H^T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} M^1 \\ M^2 \\ \cdot \\ \cdot \\ M^t \\ \cdot \\ \cdot \\ M^T \end{pmatrix} X \quad (32)$$

Donde $H^1, H^2, \dots, H^t, \dots, H^T$ son los vectores de medición formados por el número de hundimientos grabados en barras monitorizadas, para un umbral $t = 1, 2, \dots, t, \dots, T$.

$M^1, M^2, \dots, M^t, \dots, M^T$ son las matrices binarias de medición correspondientes a umbrales $t = 1, 2, \dots, t, \dots, T$.

X es el vector de las variables de estado.

La ecuación 32 se puede expresar de manera general como:

$$H = MX \tag{33}$$

Solución de los sistemas de ecuaciones

El sistema de la Ec. 33, podría ser solucionado por medio de un algoritmo pero sería indeterminado ya que implicaría múltiples soluciones. Para esta problemática, la técnica SVD puede proporcionar una solución particular de mínima norma cuadrática*.

SVD es una técnica ampliamente utilizada para descomponer una matriz en varias matrices de componentes, exponiendo muchas propiedades útiles e interesantes. Por lo tanto, SVD puede representar la matriz rectangular M como el producto de tres matrices. Ver Ec. 34.

$$M = USV' \tag{34}$$

Donde U es una matriz ortogonal (O^T) x (O^T) de la matriz, V es una matriz ortogonal P x P, y V' es la transpuesta de V, S es una matriz diagonal de dimensión (M.T) x P con elementos positivos o cero, que son los valores singulares. Esta descomposición se puede realizar siempre, independientemente de la dimensión o de la forma singular de la matriz original [22].

Teniendo en cuenta la Ec. 34, la solución de (33) es:

$$X = V S^{-1} U' H \tag{35}$$

El procedimiento anterior de la Ec. 35, permite la estimación de las variables de estado del vector X.

* Def $\|X\|_2$

Hasta este punto, sólo se ha solucionado una parte del problema, solo se han calculado las variables de estado que representan el número de fallas en el sistema.

El siguiente paso consiste en construir una matriz binaria M_{nm} , de forma exacta a la matriz M , pero en este caso, aplicado a las barras no monitoreadas en lugar de las barras monitoreadas; las filas se conocen como las barras sin medidor. Por lo tanto, los elementos de M_{nm} se forman de la siguiente manera:

$$M_{nm}^t = m_{nm}^t(m, p)$$

$$= \left\{ \begin{array}{l} 1, \quad \text{si la tensión en la barra } m \text{ no monitoreada es inferior} \\ \quad \quad \text{cuando se producen fallos en el segmento } p \\ 0, \quad \text{si la tensión en la barra } m \text{ no monitoreada es superior} \\ \quad \quad \text{cuando se producen fallos en el segmento } p \end{array} \right\}$$

Si esta matriz M_{nm}^t se multiplica por el vector de variables de estado determinada en la Ec. 35, el número de hundimientos se calcula como H_{nm}^t .

$$H_{nm}^t = M_{nm}^t X \quad (36)$$

Donde H_{nm}^t es un vector cuyos elementos indican el número estimado de hundimientos en las barras no monitoreadas para un umbral t .

La Ec. 36 se resuelve por medio de la Ec. 35 como:

$$H_{nm}^t = M_{nm}^t V S^{-1} U' H \quad (37)$$

Este enfoque conduce a una formulación matemática mucho más simple que los enfoques anteriores; ofrece resultados muy satisfactorios, estimando el rendimiento global del sistema eléctrico. (Ver ejemplo 1)

CONSIDERACIONES

A continuación se presentan y se explican algunas consideraciones en relación con el trabajo presentado.

➤ Errores de medición

La influencia de los errores de medición en la estimación de estado no se analiza. Sin embargo, una característica ventajosa de manera significativa de la formulación propuesta en [22] es que sólo requiere una clasificación del número de hundimientos medidos en contenedores discretos. Es decir, la magnitud exacta de la tensión de pandeo no se considera. Este hecho contribuye en gran medida en la limitación de la influencia de los errores de medición.

➤ Número de posiciones de fallo

Como consecuencia de las discrepancias entre el perfil de la tensión real y la aproximación hecha por el supuesto de posiciones de fallo (ver Fig. 9), la matriz de mediciones M tiene errores implícitos. Esto puede ser fácilmente entendido por medio de dicha figura, donde sólo se asumen dos posiciones de fallo a lo largo de toda la línea. Si una falla en p_1 provoca un hundimiento, todos los fallos que se producen a lo largo del primer segmento de la línea son considerados como causantes de un hundimiento y, por lo tanto, están representados por un valor de 1 en el elemento correspondiente de la matriz M . Sin embargo, si se producen fallos en el extremo de este segmento, el perfil de la tensión real es el umbral, como se ve en la figura, y, en consecuencia, estos fallos no causan un hundimiento.

Por lo tanto, algunas de las ecuaciones contenidos en los sistemas (33) y (37) pueden ser inexactas. Este problema se puede minimizar fácilmente considerando un mayor número de posiciones de fallo a lo largo de la línea. Sin embargo, aumentar el número de posiciones de fallo implica aumentar el número de

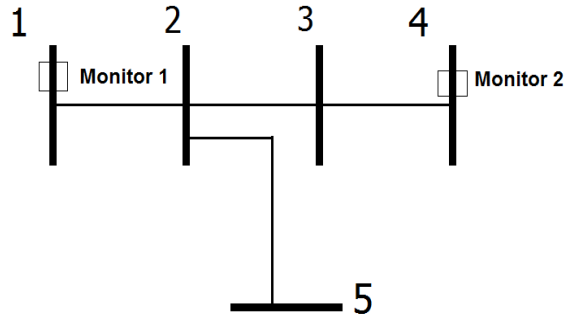
variables de estado y , por lo tanto, el sistema de ecuaciones se vuelve más indeterminado.

➤ Diferentes tipos de fallas

Las expresiones matemáticas presentadas en [22] para realizar la estimación de estado de hundimientos de tensión, son utilizadas para darle solución a este problema pero solamente al generar un solo tipo de fallas de red. Un enfoque más realista debería considerar la ocurrencia simultánea de diferentes tipos de fallas de red.

Ejemplo 1: Se considera un sistema trifásico de 5 barras, al que se le realizan una serie de fallas (monofásicas, bifásicas y trifásicas).

Figura 12. Ejemplo. Sistema de 5 barras



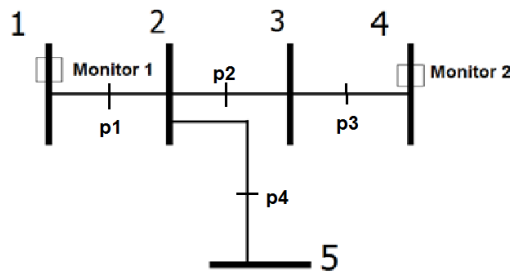
Tenido en cuenta el sistema del ejemplo 1 (Ver figura 12), se realiza de forma general el procedimiento que se debe tener en cuenta para realizar una estimación de estado de hundimientos de tensión por descomposición en valores singulares.

El primer vector a formar es el vector de mediciones H, para este ejemplo tiene dimensiones 2x1 (Ec. 38), donde las filas corresponden al número de hundimientos grabados por los monitores instalados en la barra 1 y la barra 4, luego de haber generado un grupo de fallas de red.

$$H_{2 \times 1} = \begin{bmatrix} H1 \\ H4 \end{bmatrix} \quad (38)$$

Luego, se obtiene el vector de variables de estado y para esto hay que tener en cuenta el número de segmentos que se le realizan a cada una de las líneas del sistema. Como se observa en la figura 13, cada línea es dividida en dos segmentos.

Figura 13. Posiciones de fallo del sistema de 5 barras



En la Ec. 39 se muestran la cantidad de incógnitas del sistema, aclarando que este vector de variables de estado corresponde al número de fallos.

$$X_{3 \times 1} = \begin{bmatrix} Xp1 \\ X2 \\ Xp2 \\ X3 \\ Xp3 \\ X5 \\ Xp4 \end{bmatrix} \quad (39)$$

Para formar la matriz de medición M_m , perteneciente a las barras monitoreadas, se necesita saber el número y ubicación de monitores instalados en el sistema y además conocer la cantidad de posiciones de falla.

$$M_{2 \times 7} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \textcircled{1} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (40)$$

Las filas de la matriz $M_{2 \times 7}$ corresponden a la cantidad de barras monitoreadas del sistema. Para este caso, la primera fila corresponde al monitor ubicado en la barra No.1 y la segunda fila al monitor de la barra No. 4.

Las columnas de la matriz $M_{2 \times 7}$ corresponden a las posiciones de falla. Existen 7 posiciones de falla (X_{p1} , X_2 , X_{p2} , X_3 , X_{p3} , X_5 , X_{p4}). El elemento seleccionado en la Ec. 40, pertenece al monitor ubicado en la barra No.4 y a la posición de falla del segmento X_{p2} .

Para poder calcular las variables de estado según la Ec. 35, se deben obtener las matrices U, V y S. Para eso, se aplica SVD. (Ver Ec. 34)

Las dimensiones de las matrices U, V y S para este caso son:

U: 2×2

V: 7×7

S: 2×7

Luego, se calculan las variables de estado que indican el número de fallas del sistema, por medio de la Ec. 35. Dando como resultado un vector de dimensiones 7×1 .

Las variables de estado calculadas por medio de la Ec. 35, indican solamente el número de fallas en el sistema. Para completar el procedimiento, se forma una nueva matriz M_{nm} pero ahora para las barras no monitoreadas. Las filas corresponden a las barras no monitoreadas y las columnas a las posiciones de falla, para este caso la dimensión de M es de 3×7 como se observa en la Ec. 41.

$$M_{3 \times 7} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (41)$$

El elemento seleccionado en la Ec. 41, pertenece a la barra sin monitor No.3 y a la posición de falla del segmento X_{p2} .

Aplicando la Ec. 37, se obtiene H , que corresponde al número de hundimientos de tensión en el sistema.

$$H_{3 \times 1} = \begin{bmatrix} \text{Número de hundimientos en la barra No. 2} \\ \text{Número de hundimientos en la barra No. 3} \\ \text{Número de hundimientos en la barra No. 5} \end{bmatrix}$$

Este procedimiento se puede aplicar para cualquier umbral de tensión.

Se evidencia por medio del ejemplo 1, que la estimación de estado de hundimientos de tensión por medio de la descomposición en valores singulares tiene una formulación matemática mucho más simple, gracias a ello, el tiempo de cálculo es casi insignificante en comparación con los algoritmos genéticos, entre otros.

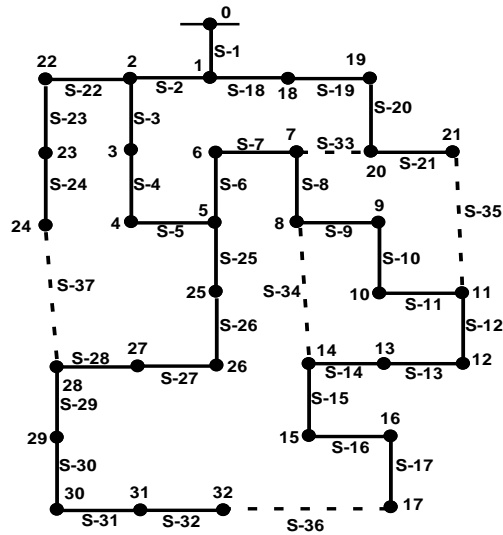
4. APLICACIÓN DE SVD PARA LA ESTIMACIÓN DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

En este capítulo se presenta el desarrollo de la estimación de estado paso a paso del sistema de distribución de 33 barras de la IEEE por medio de la metodología seleccionada. En primer lugar se da a conocer la información requerida del sistema al cual se le aplica la metodología.

4.1 INFORMACIÓN DEL SISTEMA

La configuración topológica del sistema se puede observar en la figura 14. La barra 0 tiene una tensión de 12,66 [kV] de línea en la subestación. La configuración topológica presentada en la figura corresponde al caso base de operación donde las secciones de línea representadas por líneas 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.

Figura 14. Caso base de operación del sistema de distribución de 33 barras



En la tabla 3 se muestran los valores de las impedancias de líneas del sistema.

Tabla 3. Valores de impedancias de líneas

Número de la rama	Nodo Inicial	Nodo Final	r (ohm)	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

Número de la rama	Nodo Inicial	Nodo Final	r (ohm)	x (ohm)
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
19	18	19	1.5042	1.3554
20	19	20	0.4095	0.4784
21	20	21	0.7089	0.9373
22	2	22	0.4512	0.3083
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
33	7	20	2.0000	2.0000
34	8	14	2.0000	2.0000
35	11	21	2.0000	2.0000
36	17	32	0.5000	0.5000
37	24	28	0.5000	0.5000

Tabla 4. Cargas del sistema

Nodo de ubicación de la carga	Potencia trifásica de la carga	
	P (kW)	Q (kVAr)
1	100	60
2	90	40
3	120	80
4	60	30
5	60	20

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

Las cargas para este sistema son consideradas como balanceadas y modeladas como cargas de impedancia constante. La información de las cargas en cada nodo se presenta en la tabla 4.

4.2 IMPLEMENTACIÓN EN ATPDRAW

Al iniciar el estudio para este sistema de 33 barras, se realiza una prueba que consiste en generar fallas trifásicas en cada una de las barras y de los segmentos.

En la figura 15, se puede visualizar una pequeña parte del sistema implementado en ATPDraw, las barras de este sistema tienen sus respectivas cargas, las cuales se consideran balanceadas y se modelan como cargas de impedancia constante; en la zona señalada se observa la división que cada una de las líneas tiene dos segmentos, esto corresponde a las posiciones de falla que se tendrán en cuenta en el desarrollo de este sistema para realizar la estimación de estado de hundimientos de tensión.

Luego de reconocer y analizar el sistema, se procede a implementarlo en el programa con los valores correspondientes. Como se menciona anteriormente, la metodología utilizada en este capítulo propone una estimación de estado por medio de una descomposición en valores singulares, la cual se basa en el concepto de posiciones de fallo. Para este caso, se optó por dividir cada línea en dos segmentos, ya que esto conlleva a tener más variables de estado y por lo tanto más tedioso el procedimiento. (Ver Anexo digital, carpeta Sistema 33 barras, Archivos_ATP, Sis_33_Barras. Formato.acp).

En este sistema se ubicaron 4 monitores, los cuales están distribuidos adecuadamente, garantizando una observabilidad del sistema eficiente, es decir, que si hay una falla en alguna parte del sistema, por lo menos uno de ellos pueda registrar este hecho. Según [24], los monitores que abarcan la observabilidad del sistema de 33 barras se encuentran ubicados en las barras 1, 19, 23 y 30.

Para el desarrollo de esta metodología (SVD) se necesitan las tensiones de las barras monitoreadas y de las no monitoreadas.

4.3 ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

Se debe crear una carpeta, que va a contener los archivos que corresponden a todos los valores de tensión en las barras y segmentos al generar una falla trifásica. La prueba consiste en ubicar el módulo de falla en el segmento 1, luego se simula y se guarda el archivo generado que contiene los datos de los monitores instalados en el sistema en la carpeta creada inicialmente, posteriormente se ubica el módulo en la barra 1, se simula y se guarda el archivo generado, y así sucesivamente. Este procedimiento se repite 64 veces. (Ver Anexo digital, carpeta 33 barras, Fallas trifásicas).

Para poder comparar los hundimientos de tensión reales y los obtenidos mediante la simulación, se tiene en cuenta el umbral de tensión, este sistema cuenta con una fuente de alimentación de 12.66 [kV], por lo tanto se considera un hundimiento de tensión cuando el valor leído por el monitor sea menor a 11.394 [kV].

Para la toma de datos y su lectura se tiene en cuenta sólo la fase “a” ya que es un sistema balanceado y las fallas en esta prueba fueron solamente trifásicas.

Con la ayuda de MatLab, se crea un programa (Ver figura 18), el cual lee todos los archivos obtenidos de las simulaciones de ATPDraw, los compara y calcula todas las operaciones necesarias para obtener los resultados de la metodología SVD, y a la vez son comparados con los valores reales. (Ver Anexo digital, carpeta 33 barras, Programas, Hm_trifasicas_M_Trifasica. Formato.m).

Inicialmente, el vector de mediciones H^t , (donde t corresponde al umbral de tensión, 0,9 pu) que en este sistema y en el desarrollo del programa se designa como H_m , de dimensiones 4 x 1 (Ver figura 17), está formado por los datos recogidos en las barras monitoreadas. Cada elemento de este vector se obtuvo contando el número de eventos registrados cuya tensión restante era inferior al umbral, con la ayuda de la matriz de observabilidad. Las barras monitoreadas (1, 19, 23 y 30) registraron los siguientes números de hundimientos:

Figura 17. Vector de mediciones H_m

$$H_m = \begin{bmatrix} 9 \\ 15 \\ 42 \\ 62 \end{bmatrix}$$

Luego se crea la matriz M^t , designada aquí como M_m , de dimensiones 4 x 64, donde cada elemento se refiere a un nodo monitoreado y a una posición de fallo; toma el valor 1, si la tensión en el nodo monitoreado es inferior cuando se producen fallos en el segmento p; o 0, si la tensión en el nodo monitoreado es superior cuando se producen fallos en el segmento p.

Figura 18. Pasos para la implementación del programa

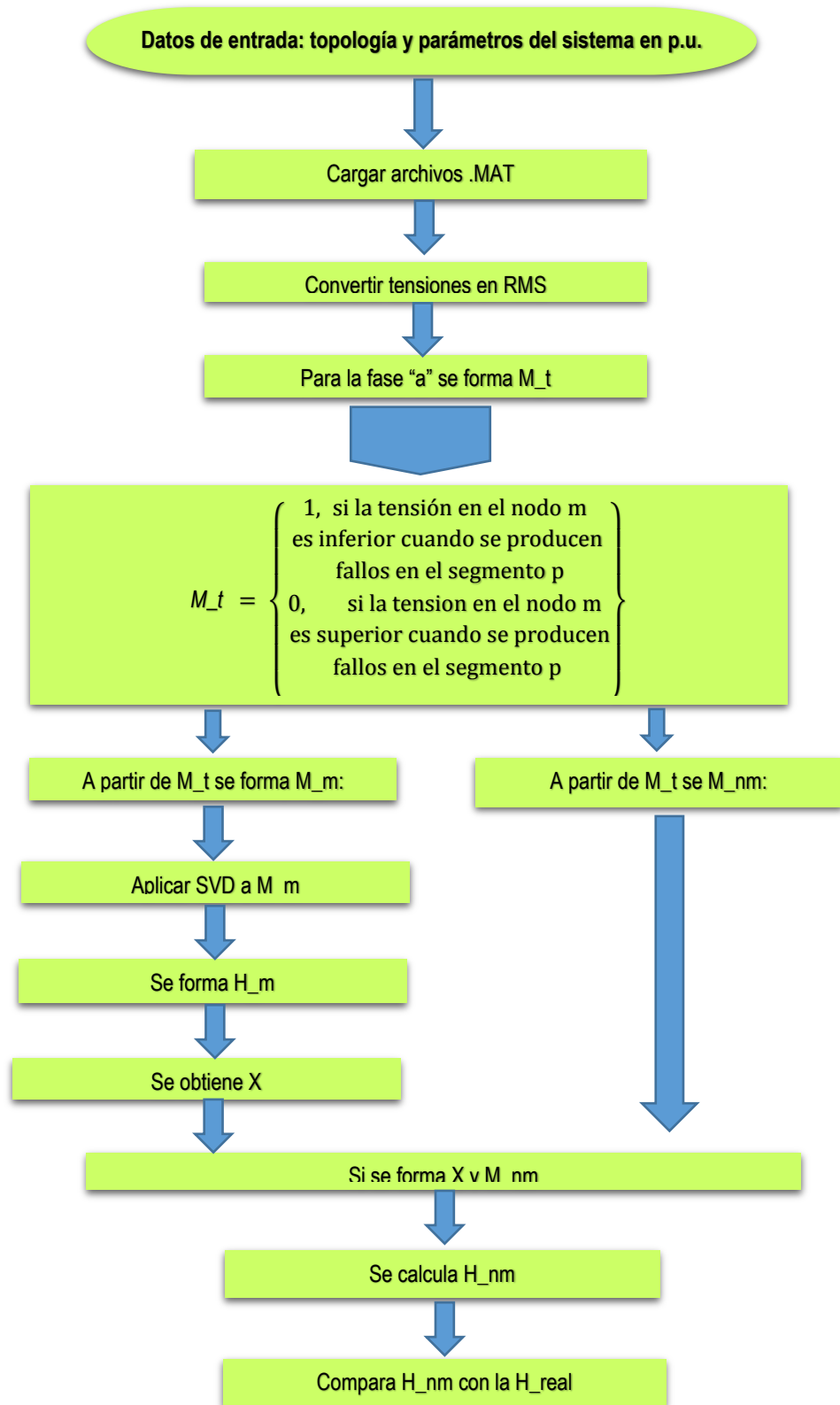


Figura 19. Fracción de la matriz M_monit

```
M_m =  
  
Columns 1 through 12  
  
    1    1    1    1    1    1    0  
    1    1    1    1    1    1    0  
    1    1    1    1    1    1    1  
    1    1    1    1    1    1    1
```

En la figura 19, por ejemplo, el elemento de la primera columna señalado, pertenece al medidor ubicado en la barra 30 y a la posición de falla del segmento 1, en este caso es 1 ya que se registra una falla.

Luego el programa aplica SVD a la matriz M_m. Se trata de una factorización de dicha matriz. La siguiente operación se observa en (8), el cual permite calcular X, vector de variables de estado. La figura 20, muestra una fracción de los valores calculados de esta matriz que pertenece a las variables de estado.

Figura 20. Fracción del vector de variables de estado X

```
X =  
  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000  
1.0000
```

El programa al mismo tiempo construye una matriz binaria M_{nm}^t , (donde t corresponde al umbral de tensión, 0.9 pu), llamada aquí como M_{nm} , ésta se forma al mismo tiempo con la matriz M_m pero en este caso aplicado a las barras no monitoreados en lugar de las barras monitoreadas, las filas se conocen como las barras sin medidor. Por lo tanto, los elemento de M_{nm} se forman de la siguiente manera, 1 si la tensión en la barra no monitoreada es inferior cuando se producen fallos en el segmento p o 0 si la tensión en la barra no monitoreada es superior cuando se producen fallos en el segmento p .

Por último y como se indica en (9), se realiza la estimación de estado de los hundimientos de tensión en las barras de interés. La matriz M_{nm} , se multiplica por el vector de variables de estado X dando como resultado H_{nm} , siendo ésta un vector cuyos elementos indican el número estimado de hundimientos de tensión en las barras no monitoreadas. Los resultados obtenidos de la estimación de esta prueba se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados de la estimación de estado de hundimientos de tensión con fallas trifásicas y M trifásica

Resultado de la estimación con fallas trifásicas y M_m trifásica			
Barras	Hundimientos Reales	Hundimientos estimados	Porcentaje de Error
Barra No. 2	41	41,00	0,00
Barra No. 3	54	53,08	1,71
Barra No. 4	59	58,08	1,56
Barra No. 5	59	58,08	1,56
Barra No. 6	59	58,08	1,56
Barra No. 7	59	58,08	1,56
Barra No. 8	59	58,08	1,56
Barra No. 9	60	59,38	1,03
Barra No. 10	60	59,38	1,03
Barra No. 11	60	59,38	1,03

Resultado de la estimación con fallas trifásicas y M_m trifásica			
Barras	Hundimientos Reales	Hundimientos estimados	Porcentaje de Error
Barra No. 12	62	62,00	0,00
Barra No. 13	62	62,00	0,00
Barra No. 14	62	62,00	0,00
Barra No. 15	62	62,00	0,00
Barra No. 16	63	62,38	0,98
Barra No. 17	63	62,38	0,98
Barra No. 18	13	14,23	9,47
Barra No. 20	15	15,00	0,00
Barra No. 21	15	15,00	0,00
Barra No. 22	41	41,00	0,00
Barra No. 24	46	46,08	0,17
Barra No. 25	59	58,08	1,56
Barra No. 26	59	58,08	1,56
Barra No. 27	59	58,08	1,56
Barra No. 28	61	60,69	0,50
Barra No. 29	61	60,69	0,50
Barra No. 31	62	62,00	0,00
Barra No. 32	62	62,00	0,00

Luego de conocer la estimación de hundimientos de tensión y haber calculado el error porcentual se observa que esta metodología es bastante satisfactoria, aclarando que esta primera prueba se lleva a cabo con fallas y matriz de mediciones (M_m) trifásicas.

4.4 OTROS CASOS IMPLEMENTADOS

En esta sección se pretende exponer diferentes casos para observar el comportamiento de la metodología con diferentes tipos de fallas que ocurren normalmente en un sistema de distribución.

Para llevar a cabo esto, se hizo indispensable la utilización del software SimRF [9, 11], cabe resaltar que antes de utilizar la aplicación SimRF, fue necesario modelar previamente el sistema de 33 barras en ATPDraw, con el fin de obtener el archivo de extensión *.ATP, el cual sirve de código fuente.

El software permite realizar 11 tipos de fallas. Las fallas generadas se realizan tanto en segmentos como en barras y son las siguientes:

- ✓ Monofásica fase A
- ✓ Monofásica fase B
- ✓ Monofásica fase C
- ✓ Bifásica fases A y B
- ✓ Bifásica fases B y C
- ✓ Bifásica fases C y A
- ✓ Bifásica fases A y B a tierra
- ✓ Bifásica fases B y C a tierra
- ✓ Bifásica fases C y A a tierra
- ✓ Trifásica

Para crear diferentes casos se generan los primeros 10 tipos de fallas expuestas anteriormente, con 3 valores de resistencias ($R_{f1}=0,001$ [Ω], $R_{f2}=0,005$ [Ω], $R_{f3}=5$ [Ω]).

$$\text{Total de fallas} = R_f * \text{Fallas} * \text{Barras totales del sistema}$$

$$\text{Total de fallas} = 3 * 10 * 64$$

$$\text{Total de fallas} = 1920$$

El total de las fallas realizadas en el sistema son 1920 (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Todas_las_Fallas_NUEVO, ATP, archivosMAT), las cuales deben ser clasificadas para poder estudiar el sistema con cada uno de los diferentes tipos de fallas y así saber cuál es más sensible a la hora de la estimación. Con una serie de combinaciones de fallas y de la matriz de mediciones M_m se pretende observar el comportamiento y la sensibilidad que permite caracterizar los hundimientos de tensión experimentados en las barras de acuerdo a los puntos monitoreados.

La función de observabilidad, primero carga los archivos .MAT que contiene las señales, luego hace el cálculo de tensiones RMS (Ver anexo digital, carpeta 33 barras, Programas, time2rms) y por último el cálculo de la matriz MRA. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, vsag_observability. Formato.m). A continuación se presentan los casos implementados.

4.4.1 Primer Caso: Matriz binaria monofásica y todos los tipos de falla. La estimación de estado de hundimientos de tensión en este caso, se analiza con todas las 1920 fallas realizadas en el sistema por medio de SimRF, a partir de todas las fallas se forma el vector de mediciones H_m , y para formar la matriz binaria M_m se tiene en cuenta solo las fallas monofásicas en la fase A. (Ver figura 21, 22).

Figura 21. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m monofásica

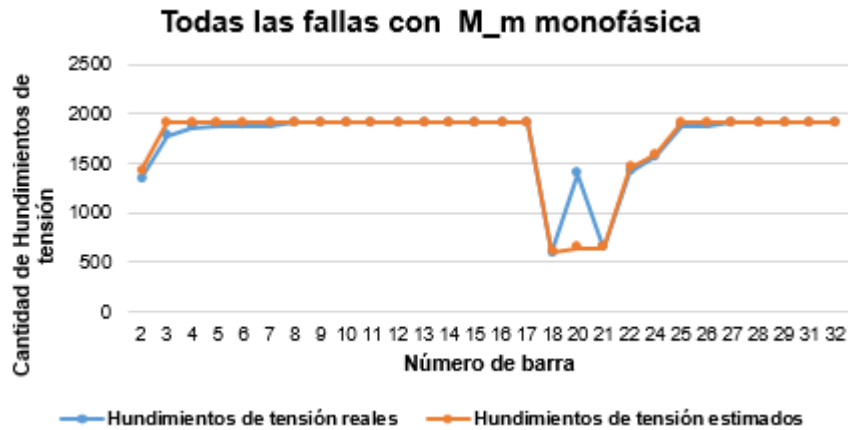


Figura 22. Error porcentual de todas las fallas y M_m monofásica



En la figura 21, se puede observar los hundimientos de tensión tanto reales como los estimados para cada una de las barras. Por ejemplo, para la barra número 7 los hundimientos reales son 1880 y los estimados de 1920, mientras que para la barra número 20, los hundimientos reales son 1391 y los estimados 644. Para tener una idea más clara de la estimación, en la figura 22, se muestran los errores porcentuales, para la barra número 7 el error es del 2,13% pero para la barra

número 20 es del 53,7%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Hm_Todas_Fallas_M_Monofasica, Formato.m).

4.4.2 Segundo Caso: Matriz binaria bifásica y todos los tipos de falla. La estimación de hundimientos de tensión en este caso, se analiza nuevamente con todas las 1920 fallas realizadas en el sistema; se mantiene el vector de mediciones H_m del primer caso, y se forma la matriz binaria M_m que sí cambia, ya que se forma con fallas bifásicas en la fase A y B. (Ver figura 23, 24).

Figura 23. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m bifásica

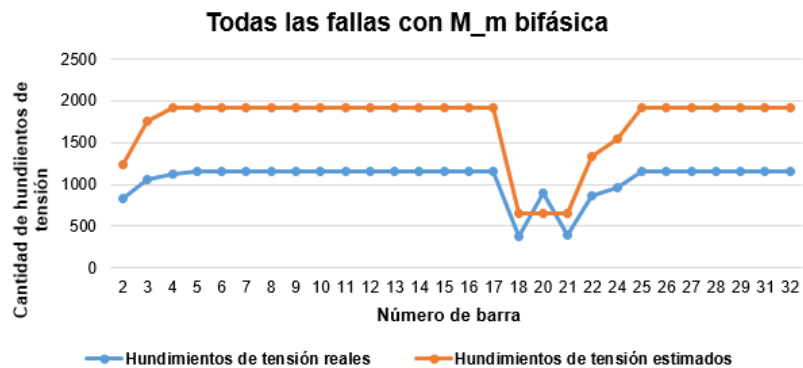
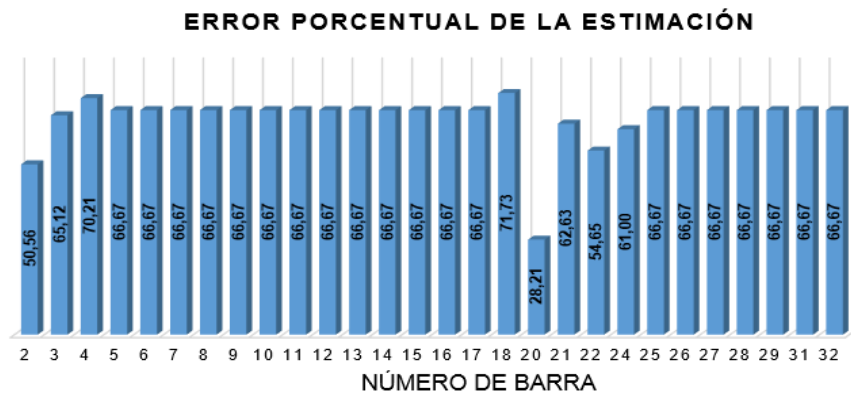


Figura 24. Error porcentual de todas las fallas y M_m bifásica



En la figura 23 se observa que los hundimientos de tensión estimados no se acercan a las reales y en la figura 24 se confirman los errores que hay a la hora de hacer la estimación de estado de hundimientos de tensión con la M_m formada con fallas bifásicas y la H_m de las 1920 fallas, no es la más adecuada ya que tiene un porcentaje de error bastante alto; esto muestra que la M_m bifásica no es la matriz adecuada para realizar una buena estimación de estado. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Hm_Todas_Fallas_M_Bifasica, Formato.m).

4.4.3 Tercer Caso: Matriz binaria trifásica y todos los tipos de falla. Para la estimación de hundimientos en este caso, se mantiene el vector de mediciones H_m de los casos anteriores, y se utiliza la matriz binaria M_m de la prueba (Figura 19), que contiene las fallas trifásicas. (Ver figuras 25, 26).

Figura 25. Resultados de la estimación con todas las fallas y M_m trifásica

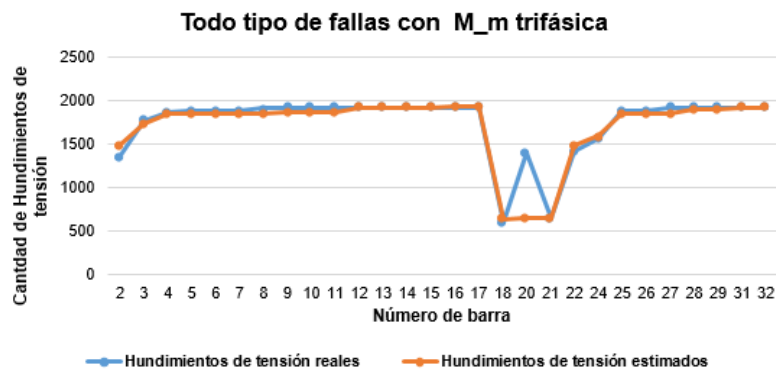
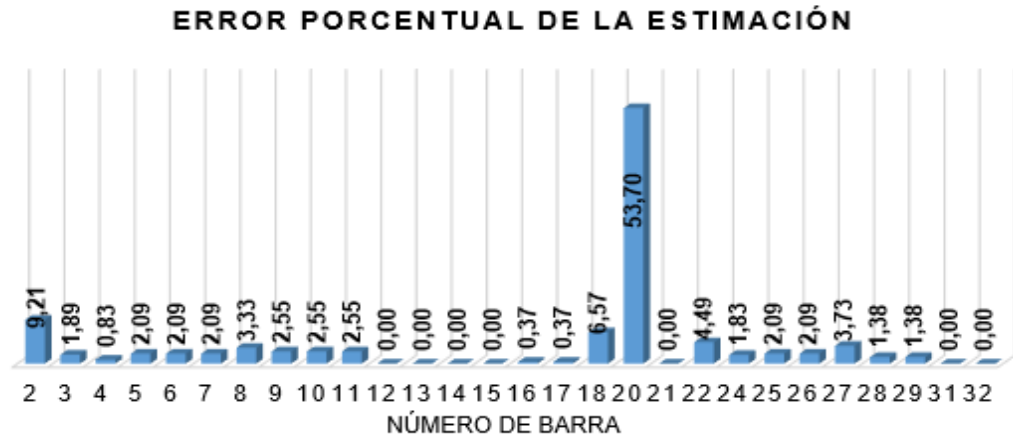


Figura 26. Error porcentual de todas las fallas y M trifásica



Al observar las figuras 25 y 26, que corresponden a la simulación realizada con la H_m formada por todos los tipos de fallas y una M_m trifásica, se observa que la M_m trifásica tiene un buen desempeño al ser analizada con todos los tipos de fallas generados. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas,Hm_Todas_Fallas_M_Trifasica, Formato.m).

Al analizar estos tres primeros casos los cuales son sometidos a una H_m conformada por todos los diferentes tipos de fallas realizadas al sistema de 33 barras, se observa que las M monitoreadas con mejor desempeño son las monofásicas y trifásicas.

En los siguientes casos se pretende de nuevo observar el comportamiento de la estimación de estado de los hundimientos de tensión del sistema de 33 barras pero está vez la combinación se hace entre ellas, es decir, fallas monofásicas con M_m monofásica, y así para los otras casos que son bifásicas y trifásicas.

4.4.4 Cuarto Caso: Matriz binaria monofásica y fallas monofásicas. Para la estimación de estado de hundimientos de tensión en este caso, se tienen en cuenta 3 tipos de fallas, monofásica en la fase A, en la fase B y en la fase C, dando un total de 576 fallas monofásicas en todo el sistema. (Ver figuras 27, 28).

$$Total\ de\ Fallas\ Monofásicas = R_f * Fallas * Barras\ totales\ del\ sistema$$

$$Total\ de\ fallas = 3 * 3 * 64$$

$$Total\ de\ fallas = 576$$

El vector de mediciones H_m se forma teniendo en cuenta todas las 576 fallas monofásicas y la matriz binaria M_m se forma solamente teniendo en cuenta las fallas monofásicas en la fase A.

Figura 27. Resultados de la estimación con fallas y M monofásica

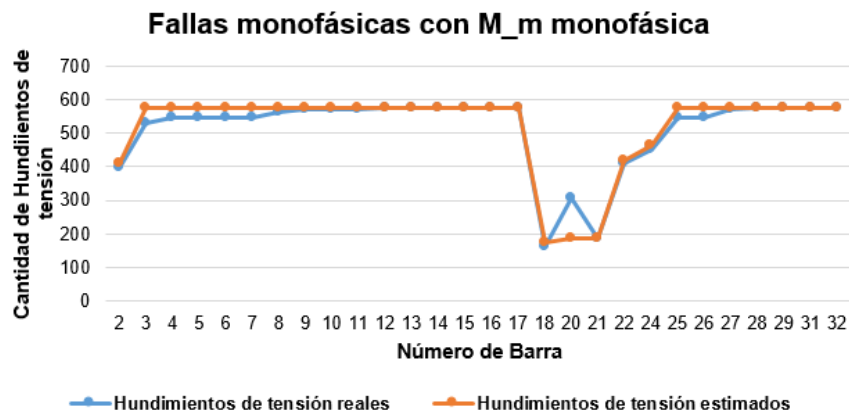
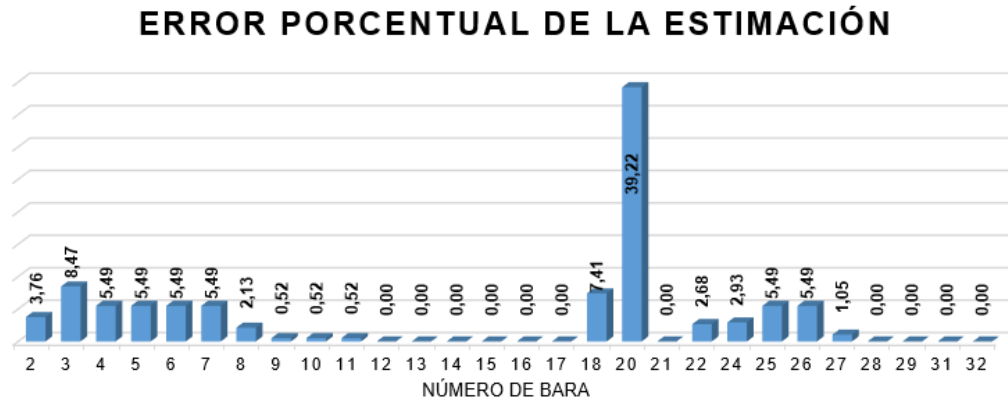


Figura 28. Error porcentual con fallas y M monofásica



En la figura 27, se puede visualizar lo eficiente que puede llegar a ser la metodología implementada analizada ya que es más efectiva a la hora de hacer la estimación porque es un escenario netamente monofásico. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Hm_M_Monofasica, Formato.m).

4.4.5 Quinto Caso: Matriz binaria bifásica y fallas bifásicas. Para esta estimación de hundimientos de tensión, se tienen en cuenta 6 tipos de fallas, bifásica en la fase A y B, B y C, C y A, A y B a tierra, B y C a tierra y C y A a tierra, dando un total de 1152 fallas bifásicas en todo el sistema. (Ver figuras 29, 30).

$$Total\ de\ Fallas\ Bifásicas = R_f * Fallas * Barras\ totales\ del\ sistema$$

$$Total\ de\ fallas = 3 * 6 * 64$$

$$Total\ de\ fallas = 1152$$

El vector de mediciones H_m se forma teniendo en cuenta todas las 1152 fallas bifásicas y la matriz binaria M_m se forma solamente teniendo en cuenta las fallas bifásicas en la fase A y B.

Figura 29. Resultados de la estimación con fallas y M bifásica

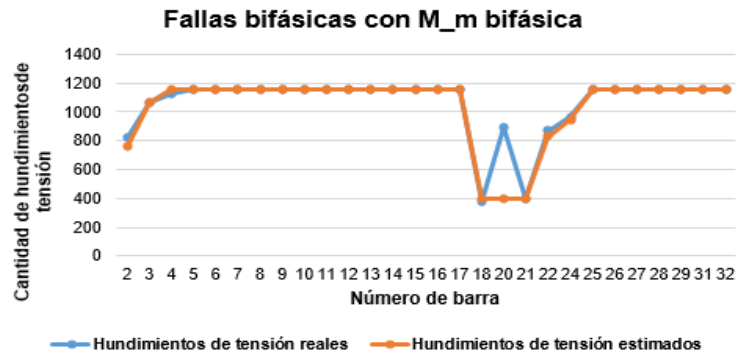
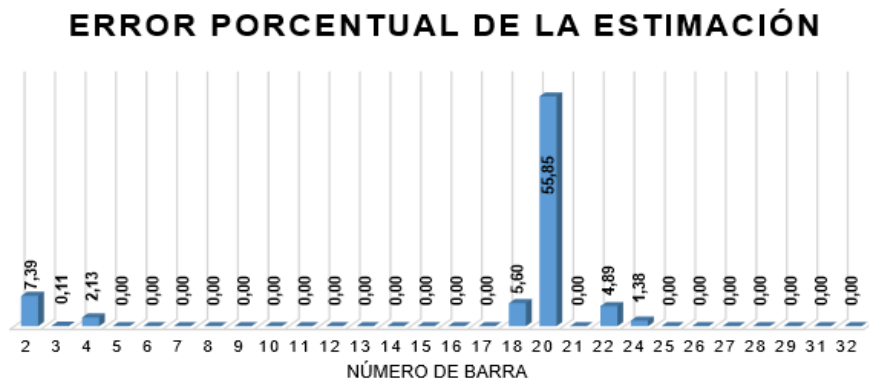


Figura 30. Error porcentual con fallas y M bifásica



Al haber simulado este escenario se puede ver la mejoría al haber cambiado el escenario de fallas, se puede comparar la figura 24 y la 30, donde se observa que los errores de la estimación de estado disminuyeron considerablemente. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Hm_M_Bifasica, Formato.m).

4.4.6 Sexto Caso: Matriz binaria trifásica y fallas trifásicas. Este caso fue el realizado en la prueba, en la tabla 5 se observaban los resultados de la estimación de estado de los hundimientos de tensión. En las figuras 31 y 32 se tiene una mejor visualización de los resultados.

Figura 31. Resultados de la estimación con fallas y M trifásica

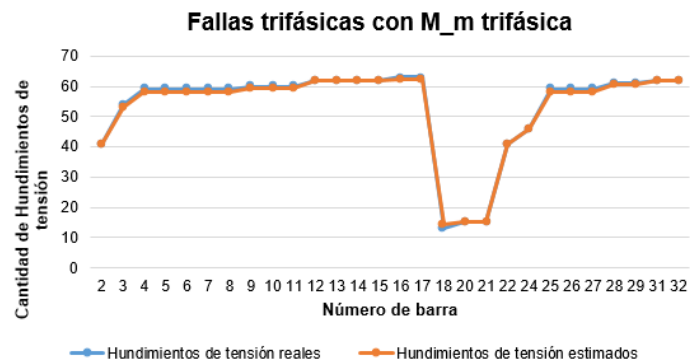
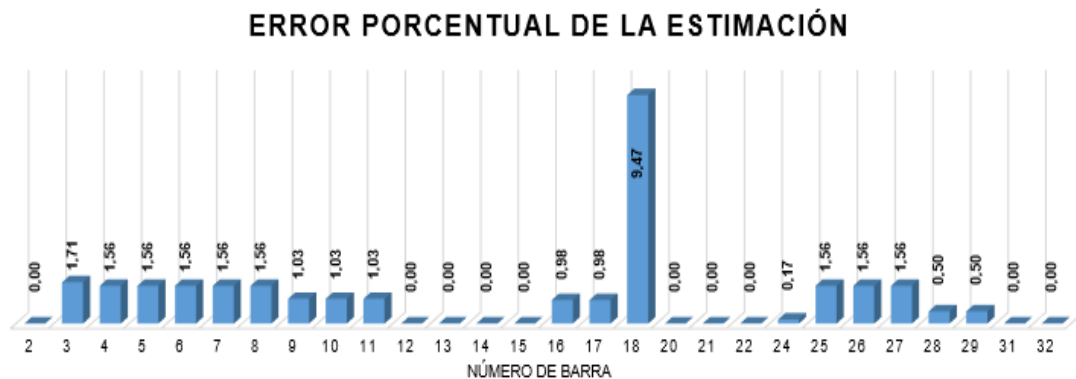


Figura 32. Error porcentual con fallas y M trifásica



Al terminar éstas combinaciones y compararlas, se puede visualizar que las M monitoreadas con mayor rendimiento ante los hundimientos de tensión son la trifásica y monofásica. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Hm_M_Trifasica, Formato.m).

Ahora observe el error total del caso que incluye tanto fallas como H_m monofásica es de 102,199%, el de las bifásicas es de 77,34% y el de las trifásicas es de 29,9%, este último es el que hace la mejor estimación de estado de los hundimientos de tensión.

4.5 ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS DE FALLA

Luego de hacer el análisis de los anteriores casos, se procede a crear unos escenarios probabilísticos de falla para el mismo sistema de 33 barras, esto con el fin de hacer el estudio más real, debido a que en los sistemas de distribución las fallas que producen hundimientos de tensión no se presentan con la misma probabilidad de falla. La tabla 6 y 7 plantean los criterios seguidos para crear dichos escenarios.

Tabla 6. Escenarios de fallas

Tipo de falla	Porcentaje de falla	Rango
Monofásica	70%	0 - 0,7
Bifásica	10%	0,7 - 0,8
Trifásica	5%	0,8 - 0,85
Bifásica a tierra	15%	0,85 - 1

La tabla 7, muestra el tipo de falla, el porcentaje de ocurrencia de la falla y el rango de probabilidad para cada tipo de falla; y la tabla 8, el rango porcentual para la ubicación del punto a fallar, ya sea en el inicio, segmento o final de cada línea.

Tabla 7. Ubicación de fallas en la línea

	Ubicación	Rango
S1	Inicio	0 - 0,33
S2	Segmento	0,33 - 0,66
S3	Final	0,66 - 1

Para la creación de estos escenarios se tuvo en cuenta un promedio y una desviación que varían dependiendo del escenario probabilístico.

Para esto se hizo uso de una función de MatLab llamada “*rand*”. Esta función, cada vez que se ejecuta, devuelve un número aleatorio.

A continuación se presentan los tres escenarios probabilísticos de falla realizados con sus respectivos resultados de la estimación de estado para los hundimientos de tensión.

4.5.1 Primer escenario probabilístico de falla. En este escenario se producen 61 fallas monofásicas, 8 bifásicas, 12 bifásicas a tierra y 4 trifásicas, con un total de 85 fallas en todo el sistema. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Escenarios de falla, Escenario 1).

Tabla 8. Datos del primer escenario

Línea	\bar{X}	σ	Caso 1	Número de Fallas	Tipo de Fallas	Ubicación	Barra a fallar
0-1	0,5	0,4	0,845	1	Monofásica	Segmento	1
1-2	1	0,4	1,131	1	Monofásica	Inicio	2
2-3	4	0,8	3,976	4	Monofásica	Inicio	4
					Monofásica	Segmento	5
					Monofásica	Final	6
					Bifásica a tierra	Inicio	4
3-4	5	0,8	4,109	4	Monofásica	Segmento	7
					Monofásica	Final	8
					Monofásica	Inicio	6
					Monofásica	Final	8
4-5	0,5	0,4	0,378	0	0	0	-
5-6	1	0,4	0,698	1	Bifásica a tierra	Final	12
6-7	4	0,8	3,868	4	Monofásica	Final	14
					Monofásica	Inicio	12
					Monofásica	Segmento	13
					Bifásica a tierra	Segmento	13
7-8	5	0,8	4,995	5	Monofásica	Final	16
					Monofásica	Inicio	14
					Monofásica	Segmento	15
					Monofásica	Inicio	14
					Monofásica Trifásica	Segmento	15
8-9	0,5	0,4	0,618	1	Bifásica	Segmento	17
9-10	1	0,4	1,548	2	Monofásica	Inicio	18
					Monofásica	segmento	19
10-11	4	0,8	4,502	5	Monofásica	Inicio	20
					Monofásica	Final	22
					Monofásica	Segmento	21
					Monofásica	Final	22
					Bifásica a tierra	Inicio	20
11-12	5	0,8	6,226	6	Monofásica	Inicio	22
					Monofásica	Final	24
					Monofásica	Segmento	23

Línea	\bar{X}	σ	Caso 1	Número de Fallas	Tipo de Fallas	Ubicación	Barra a fallar
					Monofásica	Segmento	23
					Bifásica a tierra	Final	24
					Trifásica	Segmento	23
12-13	0,5	0,4	0,185	0	-	-	-
13-14	1	0,4	0,959	1	Bifásica	segmento	27
14-15	4	0,8	4,875	5	Monofásica	Inicio	28
					Monofásica	Final	30
					Monofásica	Segmento	29
					Bifásica	Inicio	28
					Bifásica	Inicio	28
15-16	5	0,8	4,384	4	Monofásica	Final	32
					Monofásica	Inicio	31
					Bifásica	Segmento	31
					Bifásica a tierra	Inicio	30
16-17	0,5	0,4	0,855	1	Monofásica	final	34
1-18	1	0,4	0,903	1	Bifásica a tierra	Final	36
18-19	4	0,8	4,887	5	Monofásica	Segmento	37
					Monofásica	Final	38
					Monofásica	Inicio	36
					Bifásica	Final	38
					Trifásica	Inicio	36
19-20	5	0,8	5,297	5	Monofásica	Inicio	38
					Monofásica	Segmento	39
					Monofásica	Final	40
					Bifásica a tierra	Final	40
					Bifásica a tierra	Segmento	39
20-21	0,5	0,4	0,041	0	-	-	-
2-22	1	0,4	1,128	1	Monofásica	Final	44
22-23	4	0,8	3,309	3	Monofásica	Final	46
					Monofásica	Segmento	45
					Trifásica	Final	46
23-24	5	0,8	4,819	5	Monofásica	Inicio	46
					Monofásica	Segmento	47

Línea	\bar{X}	σ	Caso 1	Número de Fallas	Tipo de Fallas	Ubicación	Barra a fallar
					Monofásica	Final	48
					Monofásica	Segmento	47
					Monofásica	Segmento	47
5-25	0,5	0,4	0,176	0	-	-	-
25-26	1	0,4	1,125	1	Bifásica a tierra	Final	52
26-27	4	0,8	4,062	4	Monofásica	Inicio	52
					Monofásica	Inicio	52
					Bifásica a tierra	Inicio	52
					Bifásica a tierra	Segmento	53
27-28	5	0,8	5,894	6	Monofásica	Final	56
					Monofásica	Final	56
					Monofásica	Inicio	54
					Monofásica	Segmento	55
					Monofásica	Segmento	55
					Monofásica	Segmento	55
28-29	0,5	0,4	1,075	1	Bifásica	Segmento	57
29-30	1	0,4	0,654	1	Monofásica	Segmento	59
30-31	4	0,8	3,029	3	Monofásica	Inicio	60
					Monofásica	Segmento	61
					Monofásica	Inicio	60
31-32	5	0,8	4,129	4	Monofásica	Final	64
					Monofásica	Inicio	62
					Monofásica	Inicio	63
					Bifásica	Segmento	63

Al generar las 85 fallas en este escenario se procede a hacer la estimación de los hundimientos de tensión para la M_m monofásica, la bifásica y la trifásica, donde se obtienen los resultados mostrados en las siguientes figuras.

4.5.1.1 Primer escenario probabilístico con M monitoreada monofásica: Para esta estimación de hundimientos de tensión en este primer escenario, se forma el vector de mediciones H_m con las 85 fallas de la tabla 8, y la matriz M_m que se utiliza es la formada con anterioridad en el ítem 4.4.1 (para fallas monofásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, $M_{Escenariouno}$).

Figura 33. Resultados de la estimación tensión para el primer escenario con M monofásica

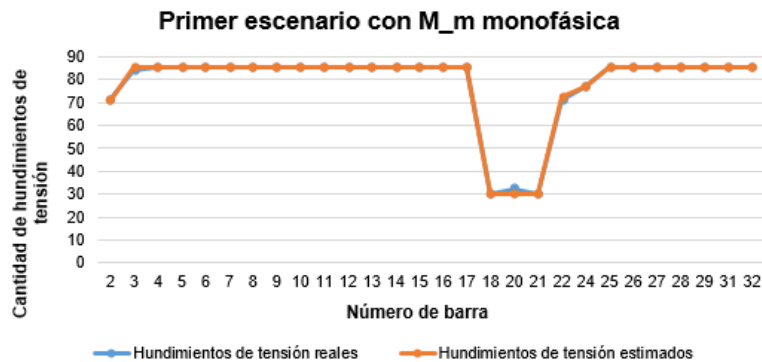
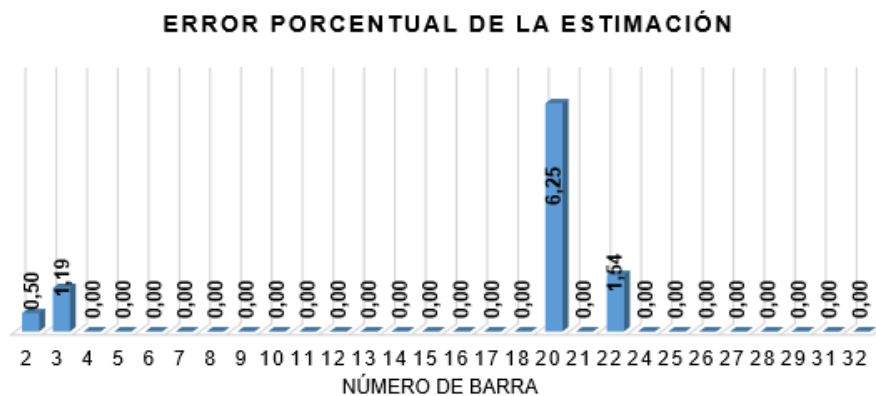


Figura 34. Error porcentual del primer escenario con M monofásica



La figura 34 ayuda a visualizar el error porcentual de la estimación de hundimientos de este primer escenario analizado con una M_m monofásica y se obtienen buen resultado. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Monofasica, Formato.m).

4.5.1.2 Primer escenario probabilístico con M monitoreada bifásica: Para esta estimación de hundimientos de tensión, se mantiene el mismo el vector de mediciones H_m de las 85 fallas de la tabla 8, pero la matriz M_m que se utiliza es la formada con anterioridad en el ítem 4.4.2 (para fallas bifásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M _Escenariouno).

Figura 35. Resultados de la estimación para el primer escenario con M bifásica

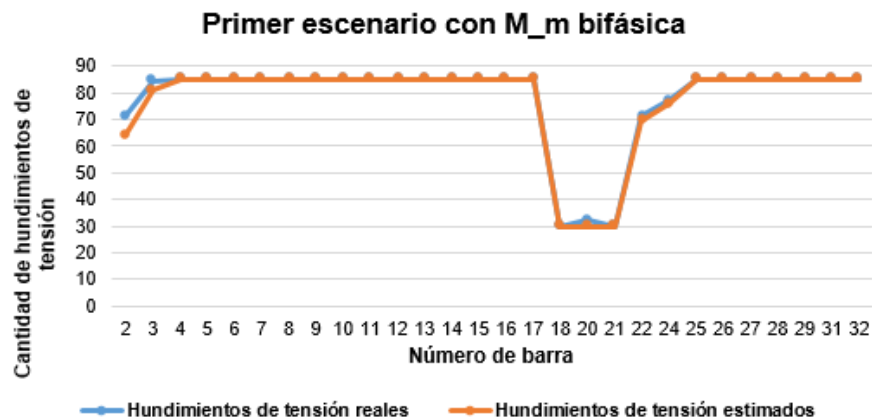
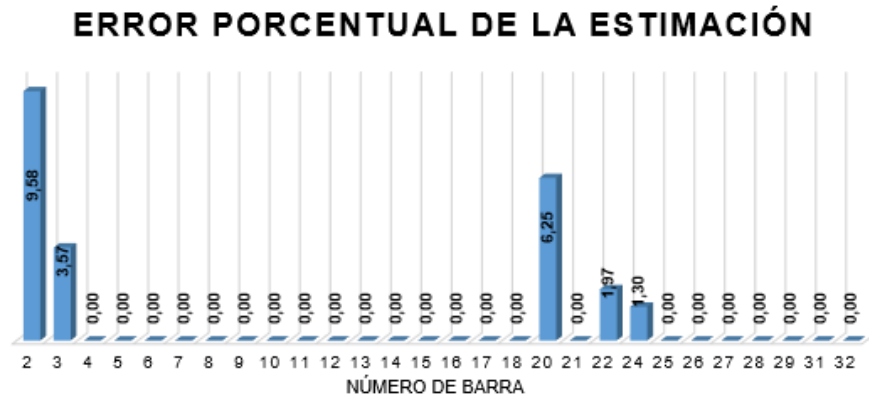


Figura 36. Error porcentual del primer escenario con M bifásica



La figura 36 muestra el error de la estimación de estado para los hundimientos de tensión para una M bifásica, y se puede visualizar como dicho error aumenta nuevamente. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Bifasica, Formato.m).

4.5.1.3 Primer escenario probabilístico con M monitoreada trifásica: El vector de mediciones H_m con las 85 fallas de la tabla 8 se mantiene igual a los escenarios anteriores, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.3, figura 19 (para fallas trifásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariouno).

Figura 37. Resultados de la estimación para el primer escenario con M trifásica

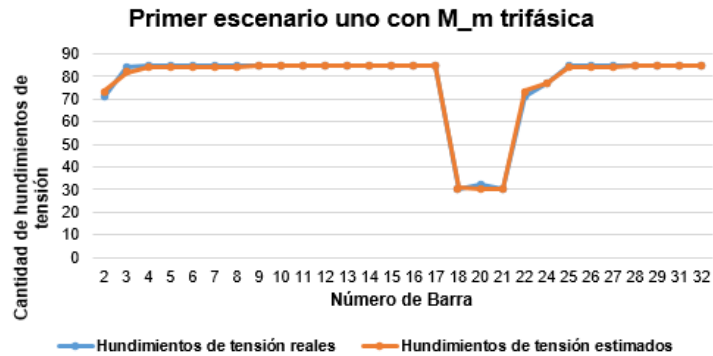
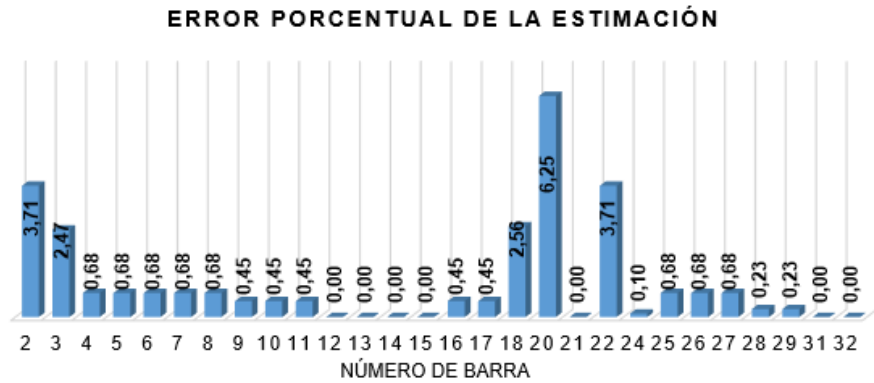


Figura 38. Error porcentual del primer escenario con M trifásica



Luego de observar las figuras anteriores (37 y 38) que muestra cada uno de los resultados y errores, la M_m monofásica es la que permite la estimación de estado de hundimientos de tensión más cercana a la real. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Trifasica, Formato.m).

4.5.2 Segundo escenario de falla. En el segundo escenario se generan 65 fallas monofásicas, 13 bifásicas, 14 bifásicas a tierra y 8 trifásicas, para un total de 100 fallas. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Escenarios de falla, Escenario 2).

Tabla 9. Datos del segundo escenario

Línea	\bar{X}	σ	Caso	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
0-1	0,5	0,2	0,608	0	-	-	-
1-2	1	0,2	1,366	1	Trifásica	Inicio	2
2-3	7	0,8	7,580	8	Monofásica	Inicio	4
					Bifásica a tierra	Final	6
					Monofásica	Final	6
					Bifásica	Segmento	5
					Bifásica	Inicio	4
					Bifásica	Inicio	4
					Monofásica	Inicio	4
Bifásica	Final	6					
3-4	1	0,2	1,126	1	Monofásica	Inicio	6
4-5	0,5	0,2	0,048	0	-	-	-
5-6	1	0,2	0,786	0	-	-	-
6-7	0,5	0,2	0,672	0	-	-	-
7-8	1	0,2	0,838	1	Monofásica	Inicio	14
8-9	0,5	0,2	0,564	0	-	-	-
9-10	1	0,2	0,771	1	Bifásica a tierra	Inicio	18
10-11	0,5	0,2	0,239	0	-	-	-
11-12	7	0,2	6,949	7	Monofásica	Segmento	23
					Monofásica	Final	24
					Monofásica	Segmento	23
					Bifásica	Segmento	23
					Monofásica	Segmento	23
					Monofásica	Inicio	22

Línea	\bar{X}	σ	Caso	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
					Monofásica	Final	24
12-13	8	0,2	9,134	9	Bifásica a tierra	Inicio	24
					Monofásica	Final	26
					Monofásica	Inicio	24
					Monofásica	Segmento	25
					Monofásica	Segmento	25
					Trifásica	Final	26
					Monofásica	Segmento	25
					Trifásica	Final	26
					Monofásica	Final	26
13-14	0.5	0,2	0,569	0	-	-	-
14-15	1	0,2	1,178	1	Bifásica a tierra	Segmento	29
15-16	0.5	0,2	1,216	1	Monofásica	Segmento	31
16-17	1	0,2	0,843	1	Monofásica	Segmento	33
1-18	1	0,2	1,145	1	Monofásica	Inicio	1
18-19	0.5	0,2	1,054	1	Monofásica	Segmento	37
19-20	1	0,2	1,059	1	Trifásica	Segmento	39
20-21	7	0,8	7,571	8	Monofásica	Final	42
					Monofásica	Final	42
					Bifásica a tierra	Segmento	41
					Monofásica	Inicio	40
					Bifásica	Final	42
					Bifásica	Segmento	41
					Monofásica	Segmento	41
					Bifásica	Final	42
2-22	8	0,8	8,537	9	Bifásica a tierra	Final	44
					Monofásica	Segmento	43
					Monofásica	Segmento	43
					Monofásica	Segmento	43
					Monofásica	Inicio	4
					Monofásica	Inicio	4
					Bifásica	Segmento	43
					Bifásica	Inicio	4

Línea	\bar{X}	σ	Caso	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
					Monofásica	Final	44
22-23	7	0,8	6,836	7	Monofásica	Inicio	44
					Monofásica	Inicio	44
					Monofásica	Inicio	44
					Bifásica	Inicio	44
					Monofásica	Segmento	45
					Monofásica	Final	46
					Bifásica a tierra	Segmento	45
23-24	8	0,8	7,034	7	Monofásica	Final	48
					Trifásica	Final	48
					Monofásica	Segmento	47
					Bifásica a tierra	Inicio	46
					Monofásica	Inicio	46
					Monofásica	Segmento	47
					Monofásica	Segmento	47
5-25	0.5	0,2	0,23	0	-	-	-
25-26	1	0,2	0,939	1	Monofásica	Inicio	50
26-27	0.5	0,2	1,107	1	Bifásica	Segmento	53
27-28	7	0,8	6,901	7	Bifásica a tierra	Final	56
					Bifásica a tierra	Inicio	54
					Monofásica	Inicio	54
					Monofásica	Inicio	54
					Monofásica	Inicio	54
					Trifásica	Segmento	55
					Monofásica	Segmento	55
28-29	8	0,8	8,391	8	Bifásica a tierra	Inicio	56
					Monofásica	Inicio	56
					Monofásica	Final	58
					Monofásica	Inicio	56
					Monofásica	Final	58
					Trifásica	Final Segmento	58
					Monofásica	Segmento	57
					Monofásica	Segmento	57

Línea	\bar{X}	σ	Caso	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
29-30	1	0,2	1,207	1	Monofásica	Inicio	58
30-31	7	0,8	8,192	8	Trifásica	Segmento	61
					Monofásica	Final	62
					Monofásica	Segmento	61
					Monofásica	Segmento	61
					Monofásica	Inicio	60
					Bifásica a tierra	Segmento	61
					Bifásica a tierra	Final	62
					Monofásica	inicio	60
31-32	8	0,8	9,304	9	Monofásica	Inicio	62
					Monofásica	Final	64
					Bifásica a tierra	Inicio	62
					Monofásica	Final	64
					Monofásica	Final	64
					Bifásica	Final	64
					Monofásica	Inicio	62
					Monofásica	Inicio	62
					Monofásica	Segmento	63

Este escenario se pone a prueba nuevamente con las M monitoreadas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

4.5.2.1 Segundo escenario probabilístico con M monitoreada monofásica:

Para esta estimación de hundimientos de tensión del segundo escenario (Ver figuras 39, 40), se forma el vector de mediciones H_m con las 100 fallas de la tabla 9, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.4.1 (para fallas monofásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariodos, Formato.m).

Figura 39. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M monofásica

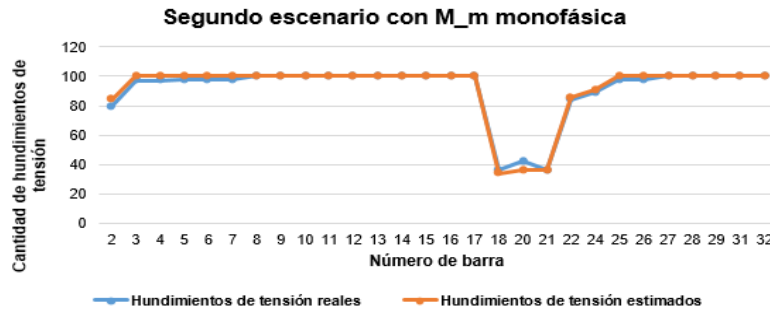
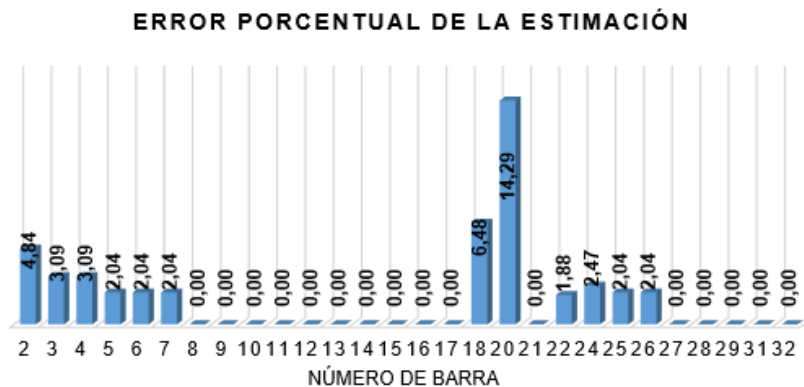


Figura 40. Error porcentual del segundo escenario con M monofásica



Este escenario estimado con la M monitoreada monofásica presenta un error total del 46,35%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Monofasica, Formato.m).

4.5.2.2 Segundo escenario probabilístico con M monitoreada bifásica: El vector de mediciones H_m con las 100 fallas de la tabla 9 se mantiene igual (ver figuras 41, 42), y la matriz M_m que se utiliza es la formada con anterioridad en el ítem 4.4.2 (para fallas bifásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariodos, Formato.m).

Figura 41. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M bifásica

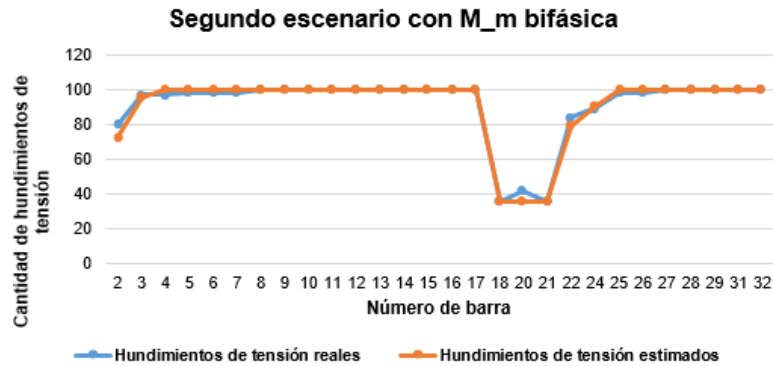
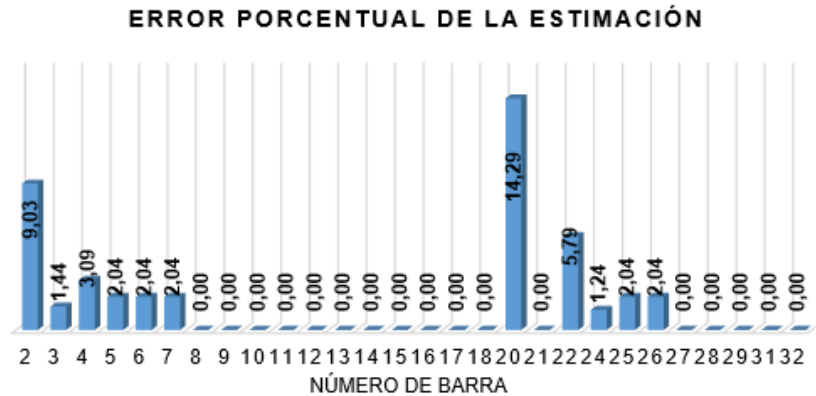


Figura 42. Error porcentual del segundo escenario con M bifásica



Este segundo escenario probabilístico realizado con la M monitoreada bifásica presenta un error total del 45,07%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Bifasica, Formato.m).

4.5.2.3 Segundo escenario probabilístico con M monitoreada trifásica: El vector de mediciones H_m se mantiene igual, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.3 de la prueba (para fallas trifásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariodos, Formato.m).

Figura 43. Resultados de la estimación para el segundo escenario con M trifásica

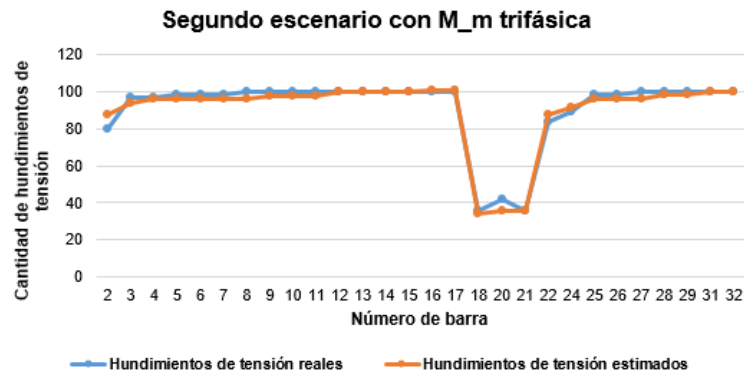
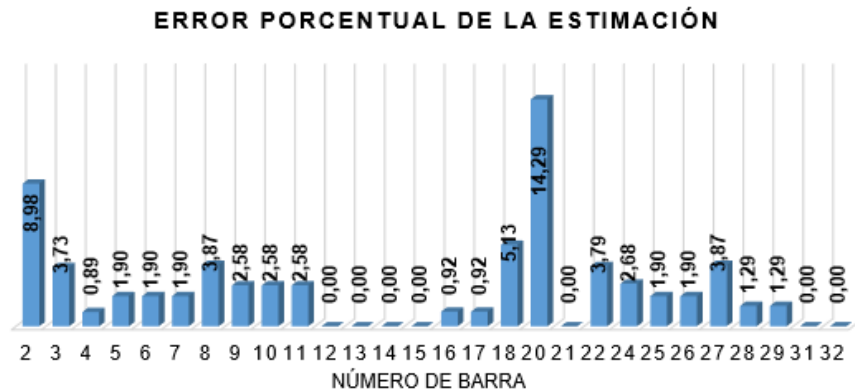


Figura 44. Error porcentual del segundo escenario con M trifásica



Este escenario estimado con la M monitoreada trifásica presenta un error total del 68,88%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Trifasica, Formato.m).

Para este segundo escenario probabilístico de falla, al cual se le realizaron 100 fallas de diferentes tipos, la mejor estimación de estado para los hundimientos de tensión se presenta con la M monitoreada bifásica con un error total del 222,85%.

4.5.3 Tercer escenario de fallas. El escenario tres es un caso más específico, donde sólo a un grupo de barras se le generaron fallas. Las barras puestas a fallar son la 2, 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23, 24, 25, 26, 27 y 28. Con un total de 35 fallas, 19 fallas monofásicas, 6 bifásicas, 7 bifásicas a tierra y 3 trifásicas. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Escenarios de falla, Escenario 3).

Tabla 10. Datos del escenario tres

Línea	\bar{X}	σ	Caso 3	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
14-15	5	0,8	5,430	5	Bifásica a tierra	Inicio	28
					Monofásica	Inicio	28
					Bifásica a tierra	Final	30
					Bifásica a tierra	Final	30
					Monofásica	Final	30
15-16	4	0,8	4,255	4	Trifásica	Inicio	30
					Monofásica	Final	32
					Monofásica	Final	32
					Bifásica a tierra	Inicio	30
16-17	5	0,8	6,467	6	Bifásica	Inicio	32
					Bifásica a tierra	Final	34
					Monofásica	Inicio	32
					Monofásica	Final	34
					Trifásica	Inicio	32
					Bifásica a tierra	Final	34
2-22	4	0,8	2,954	3	Monofásica	Inicio	4
					Bifásica	Final	44
					Bifásica	Final	44
22-23	5	0,8	3,193	3	Monofásica	Final	46
					Monofásica	Final	46
					Monofásica	Final	46
25-26	4	0,8	3,653	4	Bifásica	Inicio	50
					Monofásica	Inicio	50
					Monofásica	Inicio	50

Línea	\bar{X}	σ	Caso 3	Número de fallas	Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
					Monofásica	Final	52
26-27	5	0,8	5,689	6	Monofásica	Inicio	52
					Trifásica	Final	54
					Monofásica	Inicio	52
					Monofásica	Final	54
					Bifásica a tierra	Inicio	52
					Monofásica	Inicio	52
27-28	4	0,8	4,274	4	Monofásica	Inicio	54
					Monofásica	Final	56
					Bifásica	Inicio	54
					Bifásica	Inicio	54

Los resultados para la estimación de este tercer escenario se presentan en las siguientes figuras.

4.5.3.1 Tercer escenario probabilístico con M monitoreada monofásica: Para esta estimación de hundimientos de tensión del tercer escenario, se forma el vector de mediciones H_m con las 35 fallas de la tabla 10, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.4.1 (para fallas monofásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, $M_Escenariotres$, Formato.m).

Figura 45. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M monofásica

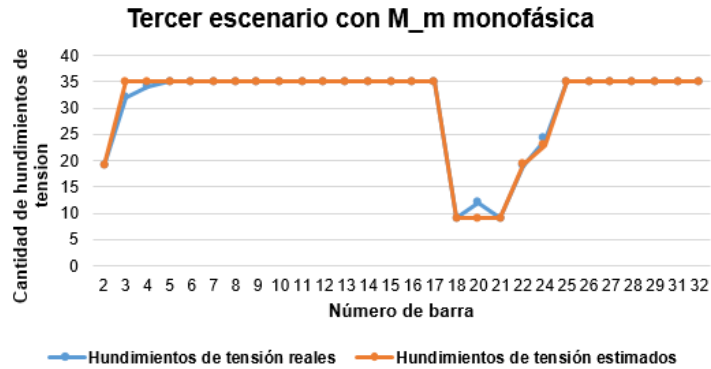
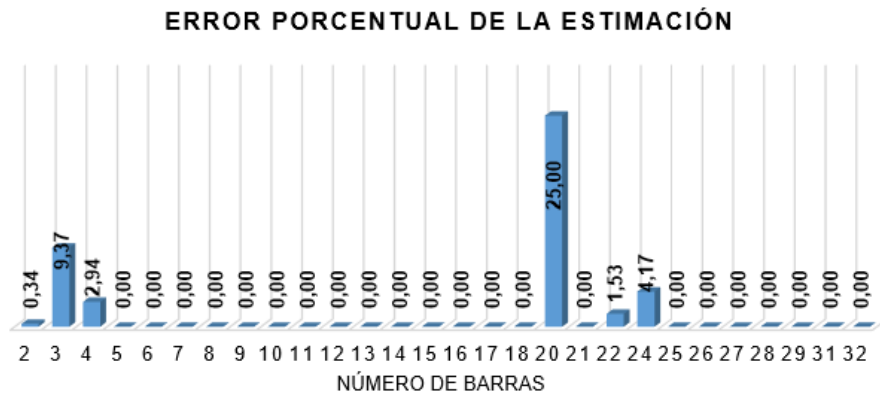


Figura 46. Error porcentual del tercer escenario con M monofásica



El error porcentual total de la estimación en este escenario con M monofásica es de 43,35%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Monofasica, Formato.m).

4.5.3.2 Tercer escenario con M monitoreada bifásica: Para esta estimación del tercer escenario, se sigue trabajando con el vector de mediciones H_m anterior, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.4.2 (para fallas bifásicas).

(Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariotres, Formato.m).

Figura 47. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M bifásica

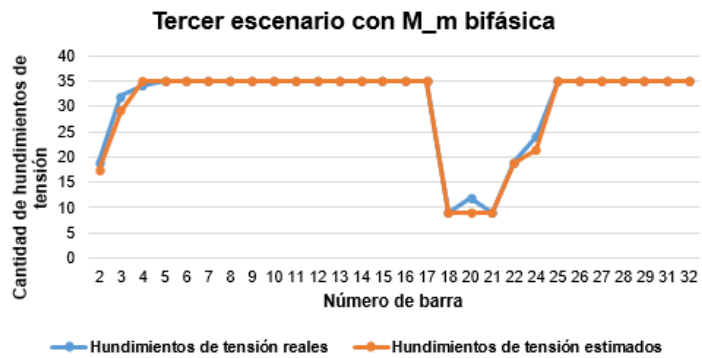
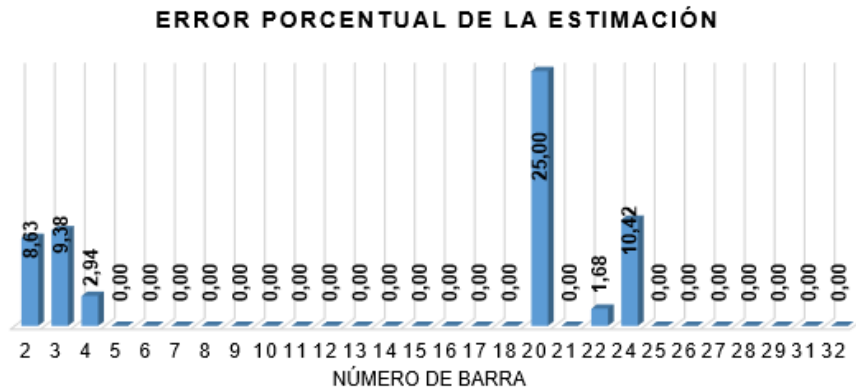


Figura 48. Error porcentual del tercer escenario con M bifásica



La suma del error porcentual de la estimación de estado para los hundimientos de tensión para el tercer escenario con M monitoreada bifásica es de 58,05%. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_Bifásica, Formato.m).

4.5.3.3 Tercer escenario probabilístico de falla con M monitoreada trifásica:

El vector de mediciones H_m con las 35 fallas se mantiene, y la matriz M_m que se utiliza es la formada en el ítem 4.3 de la prueba (para fallas trifásicas). (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, M_Escenariotres, Formato.m).

Figura 49. Resultados de la estimación para el tercer escenario con M trifásica

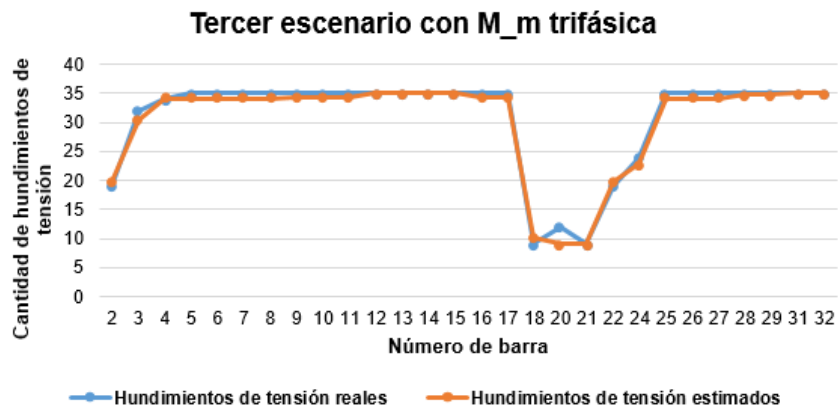
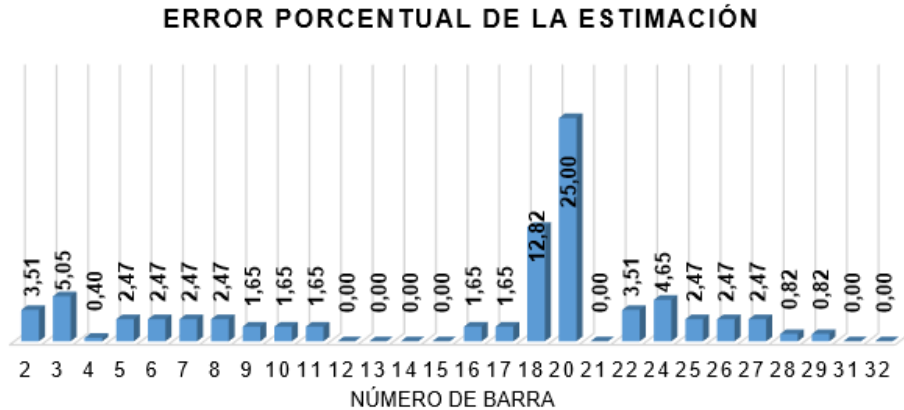


Figura 50. Error porcentual del tercer escenario con M trifásica



Para el tercer escenario probabilístico de falla (Ver anexo digital, carpeta Sistema 33 Barras, Programas, Escenario1_2_3_M_trifasica.m), los errores porcentuales de cada una de las simulaciones se comportaron de la siguiente manera (ver figuras 46, 48 y 50):

Con M monofásica: 43,35%

Con M bifásica: 58,05%

Con M trifásica: 82,13%

Siendo así, para este tercer escenario probabilístico de falla se concluye que la mejor estimación de estado para los hundimientos de tensión es la simulación realizada con la M monofásica.

En este capítulo se pueden evidenciar los resultados obtenidos para diferentes casos y escenarios probabilísticos de falla, los cuales permiten ver la eficiencia del algoritmo para la estimación de los hundimientos de tensión.

Se debe tener en cuenta que la estimación de estado por medio de SVD, parte de una solución de mínima norma además, los resultados dependen tanto de la localización y número de monitores instalados.

5. EVALUACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE

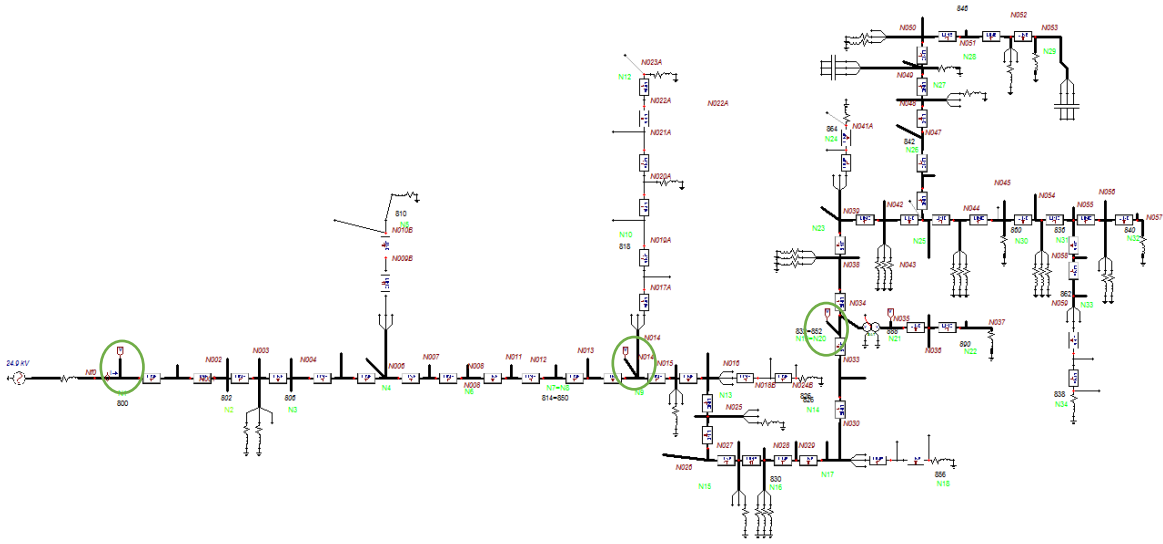
En este capítulo se evaluará la metodología seleccionada para la estimación de hundimientos de tensión (SVD, por sus siglas en inglés) con el sistema de 34 barras de la IEEE, el cual tiene características totalmente diferentes al de 33 barras.

El sistema eléctrico de 34 barras está localizado en Arizona con una tensión nominal de 24,9 [kV]. Se caracteriza por ser de gran longitud, ligeramente cargado, contiene dos reguladores de tensión, cargas desequilibradas tanto concentradas como distribuidas y dos bancos de condensadores [3]. (Ver anexo digital, carpeta Sistema 34 Barras, SISTEMA-34, Formato.acp).

Las líneas pertenecientes a este sistema se dividen en dos segmentos al igual que el anterior sistema estudiado. Los monitores están ubicados en las barras 800, 816 y 832=852 (ver Figura 51).

Luego de tener dividido en segmentos el sistema, se generan los diferentes tipos de fallas por medio de la interfaz simRF pero con una pequeña variación a la hora de obtener las tensiones registradas en los monitores; debido a que, en el sistema de 34 barras hay barrajes monofásicos, y a estos no se les puede aplicar fallas bifásicas y trifásicas. Por ejemplo, N010B corresponde a la ubicación de la barra 810 y sólo se le podrá realizar la falla monofásica en la fase B; por tal motivo, fue necesario diseñar un nuevo algoritmo: MRA_solve (Ve anexo digital, carpeta 34 barras, Programas, MRA_solve.m). Y una nueva forma para obtener la estimación de estado para los hundimientos.

Figura 51. Sistema de 34 barras



A este sistema se le realizaron los 11 tipos de fallas con los siguientes valores de resistencias de fallas: 0.001, 0.05 y 5 [Ω], cuyo propósito es obtener la mejor estimación posible de los casos simulados. Al simular las fallas en el sistema, estos registros son exportados a MatLab; la dimensión de esta matriz es de 1533x32, donde las 1533 filas corresponden a las fallas y las 32 columnas son las barras del sistema (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, TODAS LAS Fallas del sistema 34).

Tener presente la siguiente nomenclatura:

M_m: Matriz de sensibilidad en barras monitoreadas

H_m: Matriz de mediciones

5.1 CONSTRUCCIÓN Y ESTUDIO DE LAS MATRICES MRA

Para obtener las diferentes matrices y ponerlas a prueba, es necesario implementar un nuevo algoritmo. Como ya se había formado la matriz que contenía todos los datos de las fallas (Ver anexo digital, Sistema 34 barras, PROGRAMAS, MATRIZGRANDE, Formato.mat) de dimensiones 1533x32, el nuevo algoritmo permite adquirir cada una de las matrices (monofásica, bifásica y trifásica) de unos y ceros que se utilizarán para realizar la estimación de estado para un valor de resistencia de falla igual a 0.001 [Ω].

Para conocer los resultados de la estimación de hundimientos de tensión en el sistema de 34 barras, se crearon varios casos, el primero de ellos con todas las 1533 fallas generadas por medio de SimRF y el segundo un escenario probabilístico de falla. A continuación se observa dicha combinación de casos.

- Matriz MRA monofásica, con dimensiones de 53x32.

En esta matriz las 53 filas hacen referencias a las fallas monofásicas solamente en la fase B y a la resistencia de valor de 0.001 [Ω]; y las 32 columnas al número de barras del sistema.

Para el escenario de todas las fallas (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Hm_Todas_Fallas_M_Monofasica_34. Formato.m).

Para el escenario 1 (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Escenario1_M_Monofasica_34. Formato.m).

- Matriz MRA bifásica, con dimensiones de 45x32.

En esta matriz las 45 filas hacen referencias a las fallas bifásicas entre las fases A - B y las 32 columnas al número de barras del sistema.

Para el escenario de todas las fallas (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Hm_Todas_Fallas_M_Bifasica_34. Formato.m).

Para el escenario 1 (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Escenario1_M_Bifasica_34. Formato.m).

Se aclara que esta combinación no se analiza a fondo, primero porque ya se había mostrado en el sistema estudiado anteriormente de 33 barras, los resultados obtenidos y éstos no realizaron la mejor estimación de estado, y segundo porque en el desarrollo de la simulación se corrobora el rango de error de esta matriz al analizarla con estos dos escenarios diferentes y los resultados no son los mejores.

- Matriz MRA trifásica de 45x32.

Para el escenario de todas las fallas (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Hm_Todas_Fallas_M_trifasica_34. Formato.m).

Para el escenario 1 (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Programas, Escenario1_M_trifasica_34. Formato.m).

Luego de realizar estas simulaciones y comparar cada uno de los resultados, se observa que la matriz con el mejor desempeño para la estimación de los hundimientos de tensión es la matriz MRA monofásica en la fase B.

5.2 RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL SISTEMA DE 34 BARRAS DE LA IEEE

Para el análisis de los resultados se debe tener presente, que el sistema tiene barrajes monofásicos tanto en la fase A como en la B. Además que la barra 814 es igual a la barra 850 y 832 igual a 852.

A continuación se presentan los resultados de los casos realizados pero solamente para la matriz binaria M monitoreada monofásica formada por fallas monofásicas en la fase B, ya que fue la de mejor desempeño a la hora de hacer la estimación de hundimientos de tensión para el sistema de 34 barras.

5.2.1 Caso de estudio con el mejor desempeño. La estimación de hundimientos de tensión en este caso, se analiza con todas las 1533 fallas realizadas en el sistema; el vector de mediciones H_m se forma a partir de dichas fallas, y la matriz binaria M_m , se forma con las fallas monofásicas. Los monitores instalados están en las barras 800, 816 y 832.

Figura 52. Resultados con 1533 fallas

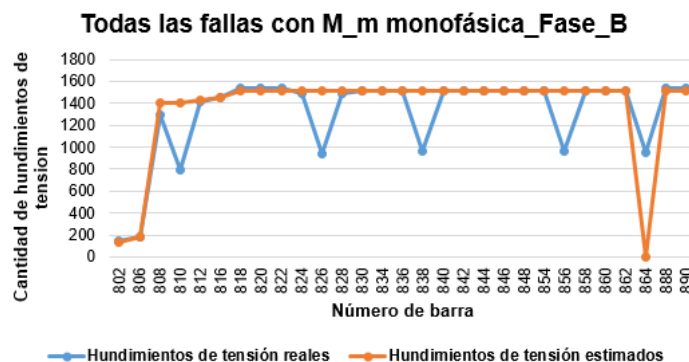
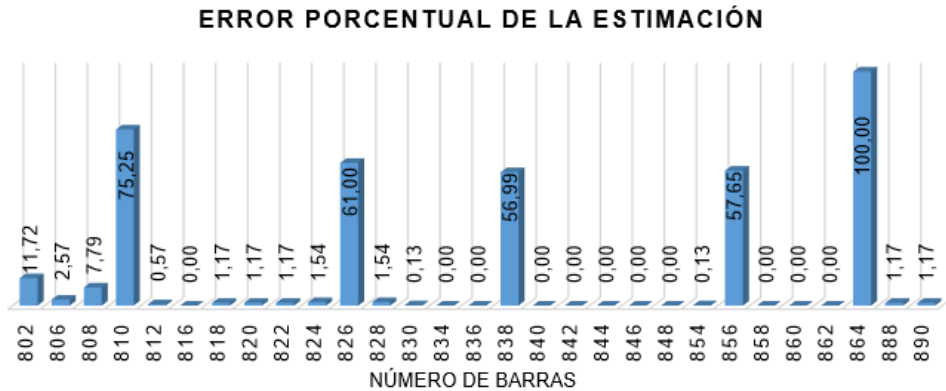


Figura 53. Error porcentual para 1533 fallas



Se observa en las figuras 52 y 53 que las barras con mayor error son las 810, 826, 838, 856, éstas pertenecen a barrajes monofásicos en la fase B y la barra 864 pertenece a un barraje monofásico en la fase A.

5.2.2 Escenario probabilístico de falla. La siguiente estimación de estado para los hundimientos de tensión se realiza con la misma M monitoreada obtenida de las fallas monofásicas en la fase B con una $R=0.001$ [Ω] pero vez se varia el número de fallas, esto se realiza bajo el criterio de las tablas 6 y 7 propuestas anteriormente en el capítulo 4.

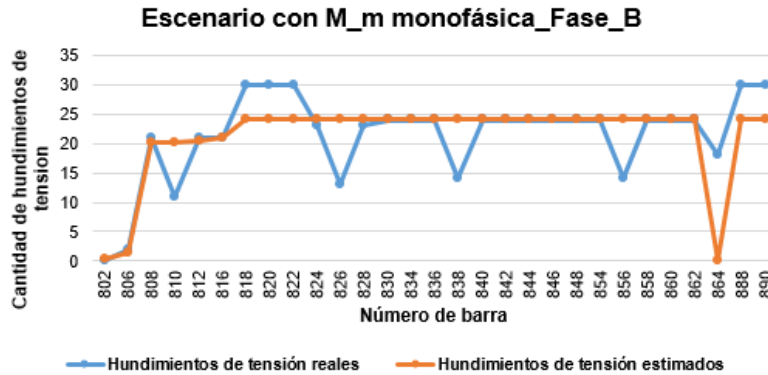
Teniendo en cuenta estos parámetros se obtuvo un total de 30 fallas, de las cuales 22 son monofásicas, 4 bifásicas, 3 bifásicas a tierra y una trifásica. (Ver tabla 11). (Ver Anexo digital, Sistema 34 barras, Escenario).

Tabla 11. Número de fallas

Tipos de fallas	Ubicación	Barras a fallar
Bifásica	Inicio	6
Monofásica	Inicio	6
Monofásica	Final	10
Monofásica	Segmento	7
Monofásica	Inicio	10
Bifásica	Segmento	7
Bifásica	Segmento	7
Monofásica	Segmento	31
Monofásica	Segmento	31
Monofásica	Final	32
Monofásica	Segmento	31
Monofásica	Segmento	33
Monofásica	Final	34
Bifásica a tierra	Final	34
Monofásica	Final	34
Monofásica	Final	34
Monofásica	Segmento	33
Monofásica	Segmento	44
Bifásica	Inicio	43
Monofásica	Inicio	43
Monofásica	Segmento	44
Monofásica	Final	55
Bifásica a tierra	Final	55
Bifásica a tierra	Inicio	45
Monofásica	Segmento	54
Monofásica	Segmento	56
Monofásica	Inicio	55
Monofásica	Segmento	56
Trifásica	Final	57
Monofásica	Final	57

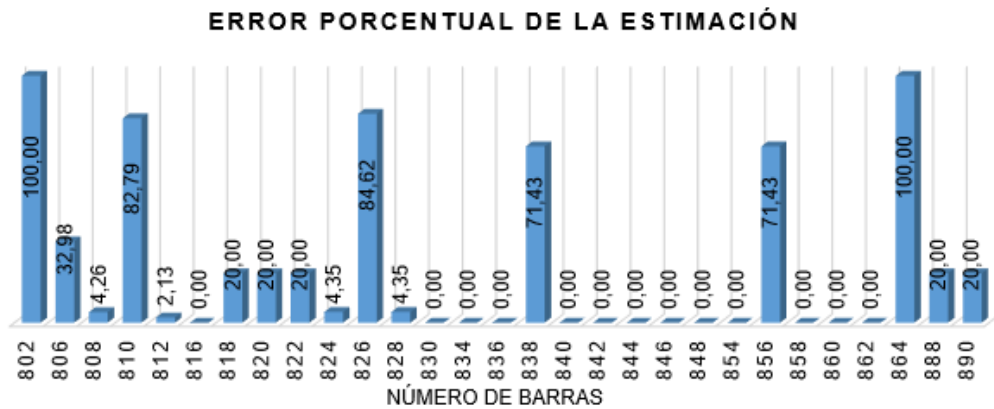
Para este escenario los resultados de la estimación se observan a continuación.

Figura 54. Escenario con M monitoreada monofásica



Los errores altos en este escenario (Ver figura 55) son los de barrajes en la fase B, estos se le contribuyen a que la mayoría de las fallas realizadas en este escenario son monofásicas en la fase A y la M monitoreada es formada por fallas monofásicas en la fase B.

Figura 55. Error porcentual



5.2.3 Otros casos de estudio. Además de los casos expuestos anteriormente, se lleva a cabo la simulación del sistema de 34 barras de la IEEE, generando fallas monofásicas en la fase A, bifásicas y trifásicas para formar las matrices MRA mencionadas en el ítem 5.2.1., los cuales arrojaron los siguientes resultados.

- En este caso se forma el vector de mediciones H_m a partir de las 1533 fallas y la matriz monofásica M_m se construye con las fallas monofásicas en la fase A.

Figura 56. Escenario con M monitoreada monofásica

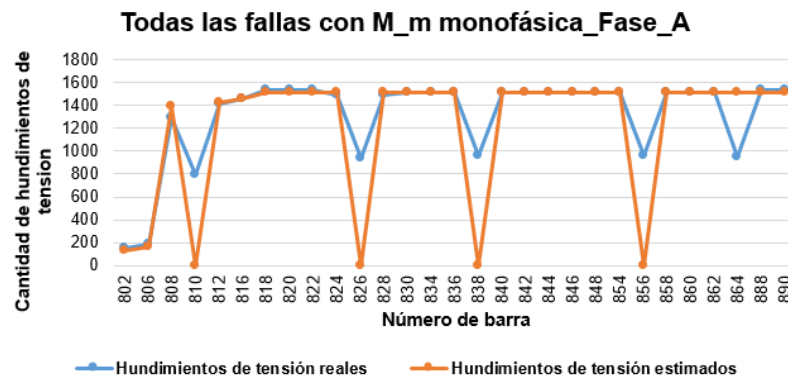
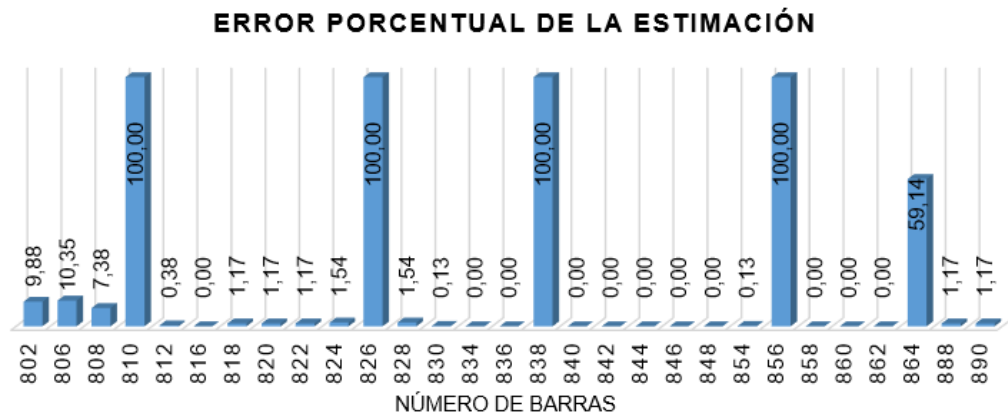


Figura 57. Error porcentual



En las figuras 56 y 57, se observa que los hundimientos de tensión con mayor error de estimación se presentan en las barras 810, 826, 838 y 856 debido a que éstas pertenecen a barrajes monofásicos en la fase B y la estimación se realiza con la matriz de mediciones M_m formada a partir de fallas monofásicas en la fase A.

- Aquí se mantiene el vector de mediciones H_m y la matriz M_m se construye con fallas trifásicas.

Las figuras 58 y 59 ayudan a visualizar la diferencia existente entre los hundimientos de tensión reales y los estimados. Por ejemplo, la barra 808 estima 100 hundimientos y en realidad son 1299, presentándose así un error del 92,3%.

Figura 58. Escenario con M monitoreada trifásica

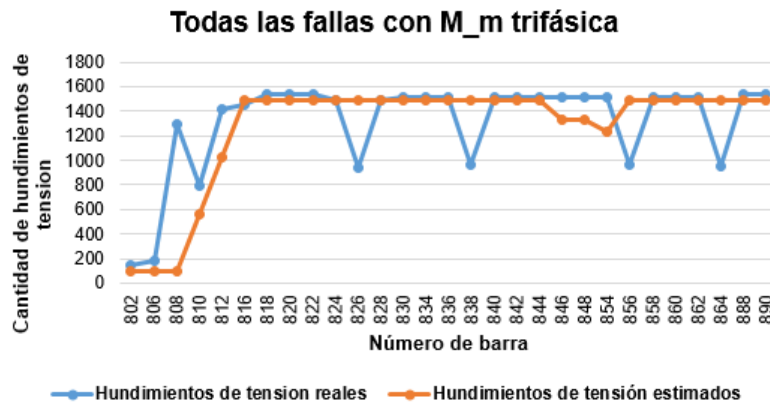
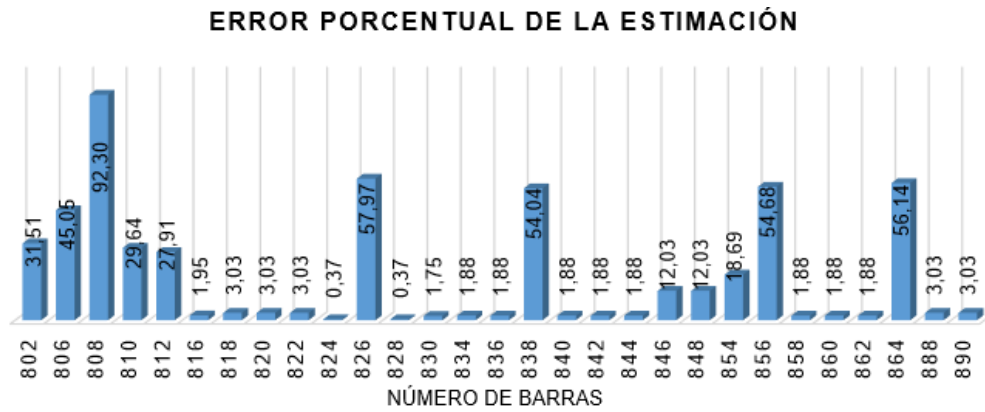


Figura 59. Error porcentual



Con los resultados de estas simulaciones se comprueba que el mejor caso para realizar la estimación de hundimientos de tensión es el expuesto en el ítem 5.2.1., ya que los errores son menores.

6. CONSIDERACIONES DE ESTE PROYECTO

A continuación se presentan y se explican algunas consideraciones en relación con el trabajo presentado [22].

➤ Número de posiciones de falla

La matriz de mediciones M_t tiene errores implícitos. Ya que en el desarrollo de esta metodología sólo se asumen dos posiciones de falla a lo largo de toda la línea. Si una falla en p_1 (Ver figura 11) provoca un hundimiento, todas las fallas que se producen a lo largo del primer segmento de la línea son considerados como causantes de un hundimiento y, por lo tanto, están representados por un valor de 1 en el elemento correspondiente de la matriz M . Sin embargo, si se producen fallas en el extremo de ese segmento, como se ve en la figura 11, estos fallos no causan un hundimiento.

Este problema se puede minimizar fácilmente considerando un mayor número de posiciones de falla a lo largo de la línea. Sin embargo, aumentar el número de posiciones de falla implica aumentar el número de variables de estado y, por lo tanto, el sistema de ecuaciones se vuelve más indeterminado [22].

➤ Diferentes tipos de fallas

En el documento basado para la realización de este proyecto, solo se desarrolla la metodología de estimación de estado para los hundimientos de tensión por medio de la descomposición de valores singulares aplicado a un solo tipo de fallas. Aquí se realiza un enfoque más realista considerando la ocurrencia simultánea de diferentes tipos de fallas y análisis.

7. CONCLUSIONES

- Este tipo de estudios hace un aporte a futuro, ya que posiblemente en los próximos años sea reglamentada la localización de monitores y sea necesario hacer una estimación de estado de hundimientos de tensión para evaluar la calidad de potencia en las redes eléctricas. Para las empresas prestadoras del servicio de energía, esto aportará a los lineamientos exigidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- La metodología implementada, sirve como un modelo para la estimación de estado para los hundimientos de tensión. 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 qué tan frecuente se presentan fallas que puedan ocasionar un hundimiento de tensión.
- Al analizar los diferentes tipos de escenarios en el sistema de 33 barras, se comprobó la incertidumbre en la solución proporcionada por SVD; para la matriz binaria monofásica se obtuvo un error de 89,99%, siendo así la matriz monofásica con mejor el mejor rendimiento.
- Los casos y escenarios expuestos en este trabajo de grado permiten observar que aún existe incertidumbre a la hora de formar la matriz binaria de mediciones M_m , debido a la influencia de la ubicación y cantidad de monitores instalados en el sistema. Se aclara que el rendimiento de esta metodología puede ser mayor siempre y cuando se utilice la MRA acorde al tipo de falla (monofásica, bifásica, trifásica); sin embargo, ante una aplicación real lo ideal sería tener un clasificador del tipo de fallas registradas para seleccionar la MRA acorde que garantice una mejor estimación de estado.

- El software simRF del programa ATPDraw, ayuda a reducir el tiempo empleado a la hora de realizar los diferentes tipos de fallas en un sistema eléctrico, facilitando así el estudio y realización de este proyecto.

- La realización de este proyecto de grado fortalece mis capacidades como ingeniera electricista, en la línea de investigación de la Calidad de la Potencia Eléctrica, específicamente en la estimación de estado de hundimientos de tensión, además de adquirir habilidades en el manejo de las herramientas computacionales (MatLab y ATPDraw).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. Silva, “Interrupciones y Huecos de Tensión: Diseño y construcción de un prototipo para su medición”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2005.

[2] Revista ambientum, “Energía. Huecos de Tensión.” [On-line]. Disponible en: <http://www.ambientum.com/revistanueva/2007-01/energia/tension.asp>. [Accessed: 22-Dec-2014].

[3] J. Blanco, “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”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, Jun. 2012.

[4] NTC 5000. Norma técnica colombiana 5000: Calidad de la potencia eléctrica (cpe), definiciones y términos fundamentales, actualización. Instituto Colombiano de Normas Técnicas, 2011.

[5] IEEE 1159. Recommended practice of monitoring electric power quality. Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, 1995.

[6] J. Blanco y J. Jagua. Metodología para el Diagnóstico de la Causa de Huecos de Tensión: Análisis de Fallas. Trabajo de grado dirigido por Liliana Patricia Jaimes y Víctor Augusto Barrera. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2009.

- [7] Castellanos C. y Carrillo F. Caracterización de Huecos de Tensión. Trabajo de grado dirigido por Gabriel Ordoñez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2003.
- [8] M. Monzón, “Calidad de Suministro Eléctrico: Huecos de Tensión. Mitigación de sus efectos en plantas industriales”, Proyecto fin de Carrera, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2013.
- [9] R. Villar y F. Jaimes, “Caracterización de circuitos de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica”, Trabajo dirigido por Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [10] A. Arboleda, “Localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión para un estudio de caso mediante redes neuronales”, Trabajo dirigido por Clara Rosa Rojo. Facultad de minas, Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [11] R. Villar y F. Jaimes, “Manual del usuario SimRF”, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [12] M. Ángel, “Interrupciones y huecos de tensión: Diseño y construcción, de un prototipo para su medición”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2004.
- [13] J. Blanco, J. Petit, G. Ordoñez and V. Barrera, “Caracterización, identificación y localización de huecos de tensión: revisión del estado del arte”. Volumen 8, número 15, enero-junio de 2012, páginas 191–220.

- [14] B. Castillo, L. Cadena, A. López and S. Chávez, “Transitorios electromagnéticos en la energización de un transformador de potencia - Simulación en el software ATP-EMTP”. Disponible en: <http://es.slideshare.net/AlexLpez9/transitorios-al-energizar-un-transformador>. [Accessed: 10-Dec-2015].
- [15] C. Rojas y J. Martínez, “Localización de fallas: Clasificación de huecos de tensión en sistemas de distribución utilizando la técnica Lamda”, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [16] A. Ortiz, “Análisis de fallas en redes de distribución”, Trabajo dirigido por Jonathan Rodríguez Campos, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, 2010.
- [17] F. Olarte y H. Díaz, “Identificación de los parámetros de líneas de transmisión usando algoritmos de estimación de estado”. Concurso de trabajos de grado sobre el sector energético. Empresa de Energía Bogotá S.A. ESP, 2007.
- [18] K.C Kent, “Harmonic State Estimation and Transient State Estimation”, Ph.D thesis, Electrical and Electronic Engineering Department, University of Canterbury, New Zealand, 2005.
- [19] M. Janabali, S. Meshksar, E. Farjah, M. Zolghadri, “Voltage Sag State Estimation For Power Distribution Systems Using Kalman Filter”, Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on, pp.2449-2453, 2007.
- [20] J. Lucio, E. Espinosa, A. Hernández, “Voltage Sag State Estimation in Power Systems by Applying Genetic Algorithms”, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 2, pp. 223-230, 2011.

[21] Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2: 'User's guide' (The MathWorks, Inc., 2008)

[22] A. Hernández, E. Espinosa – Juárez, R. de Castro, M. Izzeddine, "SVD Applied to Voltage Sag State Estimation", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 28, no. 2, pp. 866-874, 2013.

[23] B. Wang, W. Xu, and Z. Pan, "Voltage sag state estimation for power distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 806–812, May 2005.

[24] L. Álvarez y L. Vesga. "Localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de estado de hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica", Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2016.

[25] Escamilla, Alejandro Castellanos. "Modelling Non-linear and Distributed Elements in Transient State Estimation", Ph.D. thesis, University of Canterbury, New Zealand, 2015

BIBLIOGRAFÍA

Álvarez, L. y Vesga, L. “Localización óptima de monitores de calidad de potencia para la estimación de estado de hundimientos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica”, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2016.

Ángel, M. “Interrupciones y huecos de tensión: Diseño y construcción, de un prototipo para su medición”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2004.

Arboleda, A. “Localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión para un estudio de caso mediante redes neuronales”, Trabajo dirigido por Clara Rosa Rojo. Facultad de minas, Universidad Nacional de Colombia, 2010.

Blanco, J. “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”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, Jun. 2012.

Blanco, J. Petit, J. Ordoñez, G. and Barrera, V. “Caracterización, identificación y localización de huecos de tensión: revisión del estado del arte”. Volumen 8, número 15, enero-junio de 2012, páginas 191–220.

Blanco, J. y Jagua, J. Metodología para el Diagnóstico de la Causa de Huecos de Tensión: Análisis de Fallas. Trabajo de grado dirigido por Liliana Patricia Jaimes y Víctor Augusto Barrera. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2009.

Castellanos C. y Carrillo F. Caracterización de Huecos de Tensión. Trabajo de grado dirigido por Gabriel Ordoñez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2003.

Castillo, B. Cadena, L. López, A. and. Chávez, S “Transitorios electromagnéticos en la energización de un transformador de potencia - Simulación en el software ATP-EMTP”. Available: <http://es.slideshare.net/AlexLpez9/transitorios-al-energizar-un-transformador>. [Accessed: 10-Dec-2015].

Escamilla Castellanos, Alejandro. “Modelling Non-linear and Distributed Elements in Transient State Estimation”, Ph.D. thesis, University of Canterbury, New Zealand, 2015.

Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2: ‘User’s guide’ (The MathWorks, Inc., 2008)

Hernández, A. Espinosa – Juárez, E. de Castro, R. Izzeddine, M. “SVD Applied to Voltage Sag State Estimation”, Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 28, no. 2, pp. 866-874, 2013.

IEEE 1159. Recommended practice of monitoring electric power quality. Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, 1995.

Janabali, M. Meshksar, S. Farjah, E. Zolghadri, M. “Voltage Sag State Estimation For Power Distribution Systems Using Kalman Filter”, Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on, pp.2449-2453, 2007.

Kent, K.C. “Harmonic State Estimation and Transient State Estimation”, Ph.D thesis, Electrical and Electronic Engineering Department, University of Canterbury, New Zealand, 2005.

Lucio, J. Espinosa, E. Hernández, A. "Voltage Sag State Estimation in Power Systems by Applying Genetic Algorithms", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 2, pp. 223-230, 2011.

Monzón, M. "Calidad de Suministro Eléctrico: Huecos de Tensión. Mitigación de sus efectos en plantas industriales", Proyecto fin de Carrera, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2013.

NTC 5000. Norma técnica colombiana 5000: Calidad de la potencia eléctrica (cpe), definiciones y términos fundamentales, actualización. Instituto Colombiano de Normas Técnicas, 2011.

Olarte, F. y Díaz, H. "Identificación de los parámetros de líneas de transmisión usando algoritmos de estimación de estado". Concurso de trabajos de grado sobre el sector energético. Empresa de Energía Bogotá S.A. ESP, 2007.

Ortiz, A. "Análisis de fallas en redes de distribución", Trabajo dirigido por Jonathan Rodríguez Campos, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, 2010.

Revista ambientum, "Energía. Huecos de Tensión." [On-line]. Disponible en: <http://www.ambientum.com/revistanueva/2007-01/energia/tension.asp>. [Accessed: 22-Dec-2014].

Rojas, C. y Martínez, J. "Localización de fallas: Clasificación de huecos de tensión en sistemas de distribución utilizando la técnica Lamda", Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.

Silva, M. “Interrupciones y Huecos de Tensión: Diseño y construcción de un prototipo para su medición”, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2005.

Villar, R. y Jaimes, F. “Caracterización de circuitos de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica”, Trabajo dirigido por Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.

Villar, R. y Jaimes, F. “Manual del usuario SimRF”, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.

Wang, B. Xu, W. and Pan, Z. “Voltage sag state estimation for power distribution systems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 806–812, May 2005.