



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Diseño de una Metodología para el Análisis de Sags de Tensión en Redes de Distribución

Miguel Fernando Romero Lozano

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica
Bogotá, Colombia
2011

Diseño de una Metodología para el Análisis de Sags de Tensión en Redes de Distribución

Miguel Fernando Romero Lozano

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director(a):
Ph.D., Luis Eduardo Gallego

Línea de Investigación:
Calidad de Potencia Eléctrica
Grupo de Investigación:
Programa de Análisis y Adquisición de señales, PAAS-UN

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica
Bogotá, Colombia
2011

Diseño de una Metodología para el Análisis de Sags de Tensión en Redes de Distribución

Resumen

En este trabajo de investigación se diseñó una metodología para el análisis de la información de calidad de potencia con el fin de obtener mapas de hundimientos en tensión para las barras de 220kV y 115kV de la ciudad de Bogotá. En esta metodología se realizó un modelamiento del sistema colombiano en matrices de secuencia y una simulación estocástica de fallas. Luego, por medio de matrices de hundimientos, se hallaron las zonas perturbadoras donde ocurren fallas que ocasionan hundimientos en tensión en las barras de 115kV y 220kV de Bogotá y se realizó un análisis estadístico de los hundimientos en tensión observados en dichas barras. Posteriormente, los hundimientos en tensión simulados se agruparon con el algoritmo *kmeans*. El resultado de esto se usó como clasificador de información real, identificando las zonas donde ocurren las fallas reales que ocasionan dichos hundimientos. Finalmente se realizó un análisis de los hundimientos en tensión registrados por el operador de red usando el indicador propuesto *IAS* y se desarrolló una herramienta de software de gestión con el fin de administrar y evaluar indicadores de hundimientos en tensión y generar contornos iso-perturbación que permitieron identificar zonas del sistema con condiciones de calidad diferenciadas.

Palabras clave: hundimientos en tensión, calidad de potencia, clustering hundimientos en tensión, algoritmo *kmeans*.

Methodology for Voltage Sags Analysis in Distribution Networks

Abstract

In this thesis a methodology for the analysis of voltage sags was designed. The methodology is aimed to provide voltage sag coordination charts at the 115kV and 220kV voltage levels in Bogotá - Colombia. The Colombian transmission network has been modeled and electric faults were simulated using stochastic methods. Sag disturbing zones are defined as a single busbar or a set of busbars within a specific zone, where the occurrence of faults affects in significantly other non-faulted busbars in the system. From the simulations results and the disturbing zones, statistical and data mining analysis were performed. The simulation results were clustered by means of the kmeans algorithm. Clusters were used to analyse actual information on sag measurements, leading to the identification and classification of sags caused by faults. A voltage Sag Activity Index (SAI) was designed to assess the power quality condition regarding to this disturbance. A power quality management software tool (PQ Manager) was developed as well, in order to register, manage, assess and display voltage sag. PQ Manager displays sag activity through iso-contours, allowing a geographical identification of differentiated power quality zones in the city.

Keywords: voltage sags, power quality, voltage sags clustering, kmeans algorithm

Índice general

Resumen	v
Introducción	1
1. Aspectos teóricos de los hundimientos en tensión	7
1.1. Caracterización de hundimientos en tensión	8
1.2. Caracterización de hundimientos en sistemas trifásicos	11
1.3. Causas de los hundimientos en tensión	13
1.4. Impacto de los hundimientos en los equipos	16
1.5. Métodos de análisis de hundimientos	17
1.5.1. Predicción estocástica de hundimientos	18
1.6. Evaluación de los hundimientos	21
2. Modelamiento del sistema Colombiano	25
2.1. Modelo en componentes de secuencias	26
2.1.1. Modelo de los generadores	27
2.1.2. Modelo de las líneas	28
2.1.3. Modelo del transformador de dos devanados	28
2.1.4. Modelo del transformador tri-devanado	30
2.1.5. Modelo de las cargas	30
2.2. Algoritmo para generación de matrices de impedancia (AGM)	32
2.3. Simulación de fallas	34
2.3.1. Falla trifásica	34
2.3.2. Falla monofásica	35
2.3.3. Falla bifásica	36
2.3.4. Falla bifásica a tierra	36
2.4. Fallas en secciones de tramo	37
2.5. Desplazamiento de las secuencias por conexión de transformadores	38
2.6. Algoritmo para generar fallas en el sistema (AGF)	40
2.7. Validación de los algoritmos	40
2.8. Modelamiento del Sistema Colombiano.	45

2.8.1.	Descripción y tratamiento de la información	45
2.8.2.	Construcción del unifilar y asignación de coordenadas	49
3.	Simulación Estocástica de fallas y análisis de hundimientos	53
3.1.	Determinación de zonas perturbadoras	55
3.2.	Caracterización de variables aleatorias	67
3.2.1.	Ubicación de la falla	67
3.2.2.	Tipo de falla	70
3.3.	Generación de fallas en zonas perturbadoras	72
3.4.	Desarrollo de algoritmos para generación de contornos iso-profundidad . . .	75
3.5.	Análisis estadístico de hundimientos	78
3.5.1.	Caracterización de hundimientos por todo tipo de fallas	79
3.5.2.	Caracterización de hundimientos por nivel de tensión de las fallas . .	83
3.5.3.	Caracterización de hundimientos por tipo de falla	89
4.	Correlación fallas vs hundimientos en tensión por medio de técnicas de agrupamiento (Clustering)	97
4.1.	Técnicas de agrupamiento de datos	99
4.2.	Agrupación de hundimientos en tensión	102
4.3.	Reducción de dimensionalidad por medio de análisis de componentes principales	105
4.3.1.	Interpretación de las componentes principales	105
4.3.2.	Principales componentes de los hundimientos en tensión simulados .	107
4.4.	Implementación de kmeans e índices de agrupamiento	108
4.4.1.	Validación del agrupamiento para clasificación de datos reales	113
4.5.	Clasificación datos reales con simulaciones	114
4.5.1.	Descripción y procesamiento de la información	114
4.5.2.	Análisis de la clasificación de hundimientos reales	116
5.	Propuesta de evaluación de hundimientos en tensión y desarrollo de software <i>PQmanager</i>	127
5.1.	Definición de regiones de severidad	128
5.2.	Valores de referencia para las categorías de sags	132
5.3.	Definición del Índice de Actividad de Sags IAS	136
5.3.1.	Definición de ponderadores para cada una de las categorías	136
5.3.2.	Normalización del número de hundimientos por cada categoría de severidad	138
5.4.	Ejemplo de comparación de hundimientos en tensión entre subestaciones . .	140
5.5.	Diseño de la herramienta de software PQmanager	142
5.5.1.	Estructura del aplicativo propuesto	143
5.5.2.	Base de datos y entrada de información	144
5.5.3.	Entrada de información	147
5.6.	Propuesta de consulta y visualización de índices en plataforma web	148

5.6.1. Indicadores de cantidad de hundimientos y cantidad de hundimientos daños	148
5.6.2. Índice de actividad de Sags IAS	149
5.6.3. Visualización de indicadores	149
5.7. Visualización geográfica de indicadores de hundimientos en tensión usando Google Maps.	154
Conclusiones	159
Bibliografía	165

Índice de Tablas

1.	Intervalo de medición mínimo para obtener un nivel de exactitud	2
1.1.	Tipo de Hundimientos según falla	12
1.2.	Valores de tensión para cada tipo de hundimiento	12
1.3.	Transformación de hundimientos en el lado de secundario	13
1.4.	Frecuencia de fallas para cada posición y hundimientos generados	19
1.5.	Clasificación de hundimientos percibidos por la carga	20
1.6.	Cantidad de hundimientos percibidos por la carga	20
1.7.	Emisión de hundimientos de un punto de medición ocurridos durante un año.	22
1.8.	Frecuencia acumulativa de hundimientos en un lugar determinado	23
2.1.	Organización de la información para generar Zbus	32
2.2.	Comparación de tensiones en nodos Neplan vs Matlab	43
2.3.	Diferencia entre simulación Neplan y AGF para varios tipos de falla	44
2.4.	Diferencia entre simulación Neplan y AGF para falla especiales	44
2.5.	Datos de Lineas del Sistema Colombiano.	45
2.6.	Datos Transformadores 2 devanados sistema Colombiano	46
2.7.	Datos transformadores 3 devanados	46
2.8.	Datos transformadores 3 devanados (continuación)	46
2.9.	Datos de cargas del Sistema Colombiano	48
2.10.	Datos de Generadores del sistema Colombiano	48
2.11.	Datos de Generadores del sistema Colombiano (continuación)	49
3.1.	Barras de interés para detección zonas perturbadoras	61
3.2.	Número de Fallas en circuitos de distribución de ejemplo.	68
3.3.	Tasa de falla según la tipología de línea.	69
3.4.	Clasificación de las causas de fallas	71
3.5.	Probabilidad de ocurrencia de una falla según la causa.	71
3.6.	Distribución del tipo de falla	72
3.7.	Valor acumulado del tipo de falla	73
3.8.	Generación estocástica de valores de tipo de falla	73
3.9.	Muestra de datos de entrada para simulación de fallas	74

3.10. Ejemplo de información calculada para generación de contornos.	75
3.11. Hundimientos de tensión debido a fallas en 220kV y 115kV	79
3.12. Nodos más afectados por fallas en 220kV y 115kV	82
3.13. Nodos menos afectados por fallas en 220kV y 115kV	82
3.14. Hundimientos de tensión debido a fallas en 220kV	84
3.15. Hundimientos de tensión debido a fallas en 115kV	84
3.16. Nodos más afectados por fallas en 220kV	86
3.17. Nodos menos afectados por fallas en 220kV	86
3.18. Nodos más afectados por fallas en 115kV	88
3.19. Nodos menos afectados por fallas en 115kV	88
3.20. Percentil 95 de hundimientos de tensión por tipo de falla	91
3.21. Indicadores de hundimientos por ubicación y tipo de falla	96
4.1. Porcentaje de varianza de las componentes principales	107
4.2. Agrupación del tipo de Falla	113
4.3. Asignación de clusters para datos reales de hundimientos	116
4.4. Resultado del agrupamiento de hundimientos en tensión ocurridos en barras 115kV de CODENSA	118
5.1. Rangos de tensión residual U en % y duración para hundimientos de tensión según la norma NRS 048-2 2007	132
5.2. Valores característicos de hundimientos en tensión relacionados en la norma NRS-048-2 2007 para el 95 % de sitios y 50 % en paréntesis	133
5.3. Valores de referencia propuestos por la norma surafricana NRS 048-2 2007 (cantidad de hundimientos)	134
5.4. Valores de referencia para Bogotá basados en la norma sudafricana NRS048- 2 2007(cantidad de hundimientos)	134
5.5. Valores de referencia para las categorías M , S y C basado en las mediciones en Bogotá para Media Tensión (MT) y Alta Tensión (AT)	136
5.6. Valores de referencia, ponderaciones calculadas según (5.3) y ponderaciones para cada categoría de severidad según nivel de tensión, valores anuales	137
5.7. Valores de referencia, ponderaciones calculadas según (5.3) y ponderaciones para cada categoría de severidad según nivel de tensión, valores trimestrales	137
5.8. Evaluación del indicador IAS en cuatro puntos de medida en subestaciones distintas de MT en el primer trimestre de 2009	140
5.9. Evaluación del indicador IAS en cuatro puntos de medida en subestaciones distintas de AT en el primer trimestre de 2009	141
5.10. Interpretación de los valores entregados por el índice IAS	141
5.11. Evaluación trimestral del índice IAS en todas los puntos de medida en MT y AT de Bogotá	141

Índice de figuras

1.	Metodología propuesta para el análisis de hundimientos en tensión	4
1.1.	Clasificación de los eventos en tensión según standard IEEE 1159-1995	8
1.2.	Descripción de un hundimiento en tensión	9
1.3.	Detección de un hundimiento con referencia nominal	10
1.4.	Detección de un hundimiento con referencia deslizante	10
1.5.	Diagrama fasorial de Hundimientos trifásicos (magnitudes en PU.)	11
1.6.	Modelo para el cálculo de un hundimiento	14
1.7.	Hundimientos en tensión en un sistema enmallado	15
1.8.	Barrido de eventos para diseño de curva de inmunidad	16
1.9.	Curvas de inmunidad para varios equipos	17
1.10.	Ejemplo del método posición de falla	19
1.11.	Método de distancia crítica para un nodo.	21
1.12.	Carta de hundimientos	24
1.13.	Impacto de los hundimientos en el equipo A	24
2.1.	Modelamiento del sistema en la metodología propuesta	25
2.2.	Modelo del generador	27
2.3.	Modelo pi para líneas	28
2.4.	Modelo para transformador de dos devanados	29
2.5.	Modelos secuencia cero para transformador de dos devanados	29
2.6.	Modelo para transformador tri-devanado	30
2.7.	Modelo secuencia cero para transformadores tri-devanados	31
2.8.	Modelo de secuencia para las cargas	31
2.9.	Conexión de secuencias para falla monofásica	35
2.10.	Conexión de secuencias para falla bifásica	36
2.11.	Conexión de secuencias falla bifásica a tierra	36
2.12.	Transformación de un hundimiento en transformador YNd5	39
2.13.	Sistema de prueba para realización de fallas Matlab vs Neplan	41
2.14.	Datos de Resistencia entre los devanados. Transformador terciario.	47
2.15.	Modelo transformador tridevanado en estrella y delta	47

2.16. Diagrama unifilar del sistema Colombiano modelado.	51
3.1. Zonas perturbadoras, simulación y análisis de hundimientos en la metodología propuesta	53
3.2. Nodo de interés para hundimientos en tensión	56
3.3. Zona perturbadora para el nodo 8	58
3.4. Zona perturbadora para fallas monofásicas a tierra.	63
3.5. Zona perturbadora para fallas bifásicas y bifásicas a tierra.	64
3.6. Zona perturbadora para fallas trifásicas.	65
3.7. Distribución de probabilidad Falla en ejemplo de 22 circuitos.	68
3.8. Probabilidad de Falla en tramos de la Universidad Nacional.	69
3.9. Probabilidad de tipo de Falla en 22 circuitos de baja tensión.	72
3.10. Contornos generados para valores de profundidad promedio de hundimientos.	76
3.11. Contornos de profundidad promedio de hundimientos sobre diagrama unifilar.	77
3.12. Profundidad Hundimientos por fallas en 220kV y 115kV	80
3.13. Mapa de hundimientos en tensión debido fallas en 220kV y 115kV	81
3.14. Profundidad Hundimientos por fallas en 220kV(arriba) y 115kV(abajo)	83
3.15. Mapa de hundimientos debido fallas en 220kV	85
3.16. Mapa de hundimientos debido fallas en 115kV	87
3.17. Profundidad Hundimientos por fallas monofásicas	89
3.18. Profundidad Hundimientos por fallas bifásicas	89
3.19. Profundidad Hundimientos por fallas trifásicas	90
3.20. Profundidad Hundimientos por fallas bifásicas a tierra	90
3.21. Mapa de hundimientos debido fallas monofásicas	92
3.22. Mapa de hundimientos debido fallas bifásicas	93
3.23. Mapa de hundimientos debido fallas trifásicas	94
3.24. Mapa de hundimientos debido fallas bifásicas a tierra	95
4.1. Identificación de patrones y clasificación de hundimientos en la metodología propuesta	97
4.2. Agrupación de datos de dos dimensiones	100
4.3. Proceso iterativo del algoritmo Kmeans	101
4.4. Datos agrupados con kmeans (Máximo local)	102
4.5. Organización de información para agrupamiento de datos	103
4.6. Ejemplo de componentes principales	105
4.7. Índice cuadrado suma de las distancias datos-centroides	108
4.8. Indicador silueta para datos agrupados en 4 clusters	109
4.9. Indicador R para datos de hundimientos en tensión	110
4.10. Relación inter-intra clusters para datos de hundimientos en tensión	110
4.11. Promedio indicador silueta para datos de hundimientos en tensión	110
4.12. Agrupación de zonas cuyas fallas tienen impacto similar en los hundimientos en tensión de las barras de CODENSA	112
4.13. Información de hundimientos en tensión analizada.	117
4.14. Zona perturbadora para fallas reales en cluster 4	119

4.15. Zona perturbadora para fallas reales en cluster 33	120
4.16. Zona perturbadora para fallas reales en cluster 48	121
4.17. Zona perturbadora para fallas reales en cluster 2	122
4.18. Zona perturbadora para fallas reales en cluster 35	123
5.1. Curvas iso-severidad de hundimientos en tensión	129
5.2. Comparación de curvas de inmunidad de equipos típicos	130
5.3. Categorías de Sags M, S y C propuestas	131
5.4. Superposición de categorías de la NRS 048-2 y las propuestas	135
5.5. Función de normalización	139
5.6. Funciones de normalización anuales para MT y AT	139
5.7. Funciones de normalización trimestrales para MT y AT	140
5.8. Probabilidad trimestral <i>IAS</i> MT	142
5.9. Visualización del aplicativo en consulta de hundimientos en tensión	145
5.10. Estructura de la base en Mysql.	146
5.11. Indicadores calculados para la barra FOB1111 para el mes Junio de 2010.	150
5.12. Indicadores calculados para el nivel de tensión 34.5kV para el mes abril de 2010.	151
5.13. Indicadores calculados para todas las barras para el mes abril de 2010.	152
5.14. Barras críticas según índice de cantidad de hundimientos e <i>IAS</i>	153
5.15. Mapa de Contornos <i>IAS</i> para barras de 11.4kV para julio de 2010	155
5.16. Mapa de Contornos <i>IAS</i> para barras de 13.2kV para julio de 2010	155
5.17. Mapa de Contornos <i>IAS</i> para barras de 34.5kV para julio de 2010	156
5.18. Mapa de Contornos <i>IAS</i> para barras de 57.5kV para julio de 2010	156
6.1. Metodología propuesta para análisis de hundimientos en tensión	159

Introducción

Este trabajo de maestría hace parte de los proyectos de investigación en calidad de potencia¹ que se han venido desarrollando por el grupo de investigación PAAS-UN del cual el autor es integrante. Estos proyectos, financiados por COLCIENCIAS y CODENSA E.S.P, plantean en sus objetivos la definición de estrategias metodológicas para hacer frente a los análisis de datos de Calidad de Potencia que los operadores de red colombianos comenzaron a registrar desde el año 2007 en el contexto de la resolución CREG 024/2005.

La calidad de potencia ha sido un tema de especial interés a nivel mundial y hoy en día ha tomado bastante relevancia en Colombia. **Calidad de Potencia se define como el conjunto de características que deben tener las señales de tensión y corriente para garantizar el adecuado funcionamiento de equipos conectados a la red.** Parámetros como magnitud, frecuencia y forma de onda de las señales de tensión y corriente se establecen en normas nacionales e internacionales, y cualquier desviación de éstos se le considera una perturbación de calidad de potencia.

Según [IEEE1159. 1995], las perturbaciones de calidad de potencia se clasifican en:

- Transitorios electromagnéticos.
- Variaciones de tensión de corta duración.
- Variaciones de tensión de larga duración.
- Desbalance en tensión.
- Distorsión de la forma de onda de la señal.
- Fluctuaciones de tensión.
- Variaciones de la frecuencia.

¹Sistema Integral en Gestión de Calidad de potencia eléctrica, PAAS-UN, COLCIENCIAS, CODENSA E.S.P. 2005-2008.

Innovación Tecnológica en Clusters de Calidad de Potencia, PAAS-UN, COLCIENCIAS, CODENSA E.S.P. 2009-2010.

Entre las variaciones de corta duración se encuentran los hundimientos en tensión (sags), los cuales son caídas de tensión momentáneas por debajo de un valor establecido. Los hundimientos que experimenta un usuario pueden ser ocasionados por fallas en el sistema, conexiones de cargas grandes o maniobras en la red, entre otras. Por lo tanto, se considera que la ocurrencia de los hundimientos en tensión es de carácter aleatorio y no se puede predecir puntualmente el lugar de ocurrencia, el momento y las características propias de dichos hundimientos.

El primer punto en el análisis de estos eventos aleatorios comprende la detección de los hundimientos en tensión. Dicha detección se puede realizar de dos maneras: (i) por monitoreo de Calidad de Potencia en el cual se establecen grandes periodos de medición con el fin de registrar las perturbaciones que ocurren en un lugar determinado, o (ii) por predicción estocástica realizada mediante simulación de grandes cantidades de escenarios de fallas.

En caso del monitoreo es necesario establecer grandes periodos de medición para poder caracterizar de manera apropiada las perturbaciones registradas. Estos periodos de tiempo dependen de qué tan seguido ocurren los hundimientos y la diversidad de causas que están involucradas en la ocurrencia de tales hundimientos. Según [Bollen M. 2000], este intervalo de medición se establece de acuerdo con los recursos disponibles (equipos de medición) y con los niveles de exactitud esperados para la caracterización del hundimiento. En la tabla 1 se muestran algunos intervalos de medición según la exactitud y frecuencia de los hundimientos.

TABLA 1: Intervalo de medición mínimo para obtener un nivel de exactitud

Frecuencia del hundimiento	Nivel de exactitud		
	50,00 %	10,00 %	2,00 %
1 por día	2 semanas	1 año	25 años
1 por semana	4 meses	7 años	200 años
1 por mes	1 año	30 años	800 años
1 por año	16 años	400 años	10000 años

En caso de la predicción estocástica, se simulan las fallas que pueden ocurrir en las redes del sistema, generando hundimientos en tensión para ser evaluados. La simulación de fallas necesita información del lugar de la falla, el tipo de falla y el momento de ocurrencia, donde estos parámetros son considerados como variables aleatorias. Dichas variables son reproducidas por medio de simulación estocástica de distribuciones de frecuencia o probabilidad.

El segundo punto en el análisis de los hundimientos es la evaluación, en la que se determina cuál es el impacto de estas perturbaciones en los equipos de los usuarios. En esta evaluación se calculan varios indicadores estadísticos con el fin de comparar la emisión de hundimientos

con los límites y recomendaciones establecidas en las normas. Finalmente, los resultados permiten determinar cuándo un escenario de hundimientos pueden perjudicar a un usuario, dependiendo de las características de vulnerabilidad de los equipos conectados a la red.

Actualmente en Colombia debido a las disposiciones expuestas en la resolución CREG024 de 2005, se están realizando mediciones de calidad de potencia (entre ellas hundimientos en tensión) en las barras con tensión mayor a 1kV. Estas grandes cantidades de información registrada, hacen que los operadores de red colombianos y la academia se vean enfrentados a los siguientes problemas:

- ¿Cómo evaluar sistemáticamente grandes cantidades de información?

El registro de perturbaciones de calidad de potencia realizado cada 10 minutos (según CREG24), implica el manejo de grandes cantidades de información, que debe ser organizada y procesada con la intención de calcular distintos indicadores. Esto representa una necesidad en cuanto a herramientas de gestión de información, tanto para realizar evaluación de calidad de potencia por parte del operador de red, como para realizar actividades de investigación por parte de la academia.

- ¿Cómo identificar causas de hundimientos en tensión reportados?

Con el fin de minimizar el impacto de las perturbaciones en los usuarios y de mejorar los índices de calidad que los operadores de red reportan al ente regulador, es necesario identificar, cuantificar y priorizar las causas de las perturbaciones de calidad, a través del análisis de la información registrada.

- ¿Cómo evaluar los eventos que ocurren en las barras de interés?

Para realizar la evaluación de los eventos que ocurren en las redes y determinar su impacto, es necesario desarrollar indicadores que permitan realizar comparaciones de condiciones de calidad entre diferentes puntos e identificar puntos críticos dentro del sistema de acuerdo a la información registrada.

- ¿Qué herramientas de análisis y visualización se utilizarán para los análisis ?

Los indicadores y metodologías que se desarrollan en investigación para evaluar las condiciones de calidad deben ser implementados fácilmente. Por lo tanto, es necesario desarrollar aplicativos de análisis con la posibilidad de implementar nuevos índices, integrar nuevas metodologías y herramientas de visualización de indicadores.

Con el ánimo de realizar un aporte en la solución de los problemas anteriormente expuestos, este trabajo de investigación propuso como objetivo general **diseñar una metodología para el análisis de la información de calidad, con el fin de obtener mapas de hundimientos en tensión para las barras de 220kV y 115kV ubicadas dentro y**

alrededor de la ciudad de Bogotá. Este objetivo principal se estructuró a partir de los siguientes objetivos específicos:

1. Realizar un modelado de la red de distribución de Bogotá para los niveles de 115kV y 220kV que permita simular sistemáticamente fallas a lo largo de los distintos tramos para observar el impacto sobre la magnitud de la tensión en diferentes puntos de la red.
2. Analizar la influencia de las fallas sobre los eventos en tensión registrados en las subestaciones por medio del empleo de herramientas de análisis y simulación estocástica para modelar de manera aleatoria la ocurrencia de tales fallas en el sistema.
3. Analizar estadísticamente los eventos en tensión observados, extrayendo indicadores estadísticos básicos, percentiles y distribuciones de probabilidad.
4. Proponer una representación gráfica de los hundimientos en tensión medidos y analizados con el fin de observar sobre un mapa las zonas con índices de actividad de sags diferenciados.

El cumplimiento de dichos objetivos dentro de este trabajo de investigación, arrojó como resultado principal la metodología de análisis de hundimientos en tensión ilustrada en la figura 1.

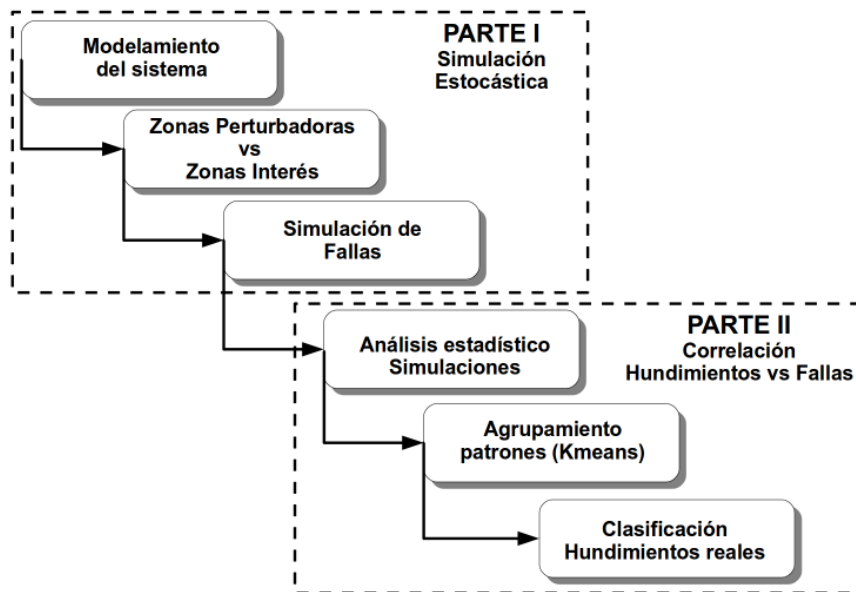


FIGURA 1: Metodología propuesta para el análisis de hundimientos en tensión

Esta metodología, resultado de la investigación, se muestra de manera adelantada con el

fin de estructurar el contenido de este trabajo tal como se indica a continuación.

Inicialmente, en el capítulo uno, se explican los conceptos teóricos fundamentales sobre los hundimientos en tensión tales como tipos de hundimientos, caracterización, causas e impacto. También se comentan los métodos convencionales de análisis de hundimientos en tensión encontrados en la literatura.

Posteriormente en el capítulo dos y las primeras secciones del capítulo tres se explica la parte I de la metodología correspondiente a la simulación estocástica. En el capítulo dos se proponen e implementan: un algoritmo para el modelamiento de todo el sistema colombiano en matrices de secuencias² y un algoritmo para la simulación de distintos tipos de fallas en el sistema. En el capítulo tres, se introduce el concepto de matriz de hundimientos en tensión a través del cual se hallan unas zonas perturbadoras. Posteriormente las fallas se modelan como variables aleatorias y se realiza una simulación estocástica.

En los capítulos tres y cuatro se explica la parte II de la metodología correspondiente a la correlación hundimientos vs fallas. En la últimas secciones del capítulo 3 se realiza un análisis estadístico de los hundimientos en tensión observados en las barras de 115kV y 220kV de Bogotá.

En el capítulo cuatro, se propone un novedoso procedimiento basado en algoritmos de agrupamiento KMEANS para correlación de fallas con hundimientos en tensión. En este capítulo se agrupan los hundimientos en tensión simulados y posteriormente esa agrupación se usa como clasificador de información real identificando las zonas donde posiblemente ocurren las fallas que ocasionan dichos hundimientos.

Finalmente como logros adicionales alcanzados en este trabajo de maestría, se desarrolla en el capítulo cinco un análisis de hundimientos en tensión que consiste en la implementación del indicador IAS (Índice de Actividad de Sags) para los hundimientos registrados por el operador de red. Posteriormente se desarrolla una herramienta de software de gestión, análisis y visualización de información de calidad, con el fin de administrar y evaluar la información registrada por los operadores de red, observar indicadores de hundimientos en tensión y generar contornos iso-perturbación los cuales permiten identificar zonas del sistema con condiciones de calidad diferenciadas.

²Aunque el alcance de esta investigación es el sistema de 220kV y 115kV de Bogotá, es necesario modelar todo el sistema colombiano, con el fin de evaluar los hundimientos en tensión que se observan en las subestaciones de Bogotá, pero que son ocasionados por fallas que ocurren fuera de la ciudad.

Capítulo 1

Aspectos teóricos de los hundimientos en tensión

Según las normas nacionales e internacionales [NTC1340. 2003, IEC61000-4-30. 2003, IEEE1159. 1995], la tensión en los sistemas de distribución y transmisión, en condiciones normales de operación, debe estar dentro de unos límites definidos de acuerdo al nivel de tensión. La mayoría del tiempo esta tensión permanece entre dichos límites ya que los planteamientos de diseño de las redes van armonizados con las disposiciones del ente regulador y la norma. Sin embargo, debido a las características dinámicas del sistema en cuanto a conexión y desconexión de cargas de los usuarios y a la posible ocurrencia de fallas en la red, existen momentos en que la tensión se encuentra por encima o por debajo de los límites permisibles. Esos instantes de tiempo dependiendo de la magnitud de la tensión y la duración se clasifican en diferentes tipos de perturbaciones, entre las cuales están los hundimientos en tensión (Sags).

El estudio de los hundimientos en tensión ha tomado relevancia debido a que los usuarios que experimentan estas perturbaciones pueden tener problemas con el funcionamiento de equipos vulnerables afectando los procesos productivos en la industria. Por otro lado, debido a que los usuarios están interconectados por medio del sistema de distribución, un solo evento¹ en ese sistema puede ocasionar hundimientos en tensión en muchos de los usuarios, lo que nos muestra que estar expuesto a este tipo de eventos en tensión es bastante común.

En las siguientes secciones se explica detalladamente el proceso de ocurrencia de un hundimiento en tensión, identificando los tipos de hundimientos y la forma de caracterizarlos según normas nacionales e internacionales. Posteriormente se explica cómo los hundimientos en tensión afectan a los equipos de los usuarios y se mencionan los métodos de análisis más conocidos para el estudio de estas perturbaciones. Esto dará las

¹Para este caso, evento se considera una falla, una descarga atmosférica, una conexión o desconexión de equipos o un suceso ocasionado por un equipo perturbador (horno de arco, motor, etc.,)

bases necesarias para los posteriores planteamientos de análisis de hundimientos en tensión propuestos en este documento.

1.1. Caracterización de hundimientos en tensión

Cuando ocurre un evento en el sistema de distribución, la tensión de algún punto del sistema puede salirse del rango permitido (evento en tensión), el cual está clasificado según la magnitud de la tensión y la duración, dentro de alguna de las perturbaciones descritas en la figura 1.1.

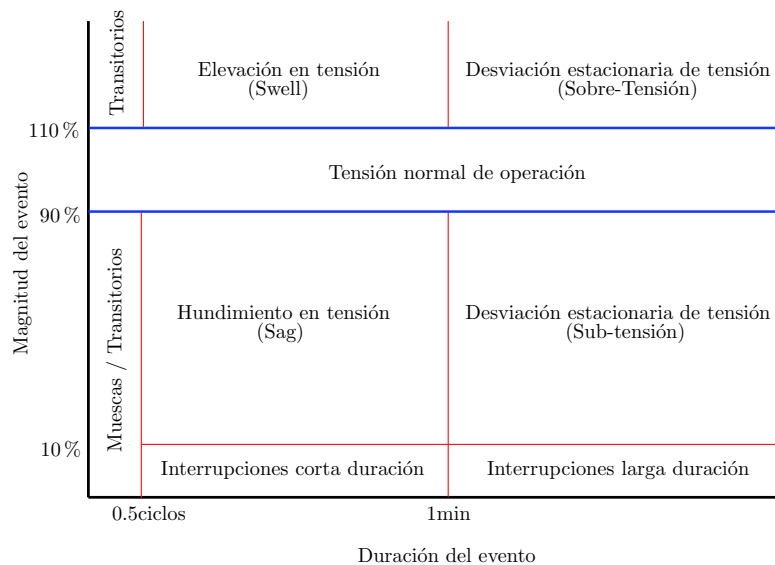


FIGURA 1.1: Clasificación de los eventos en tensión según standard IEEE 1159-1995

Dentro de la clasificación anterior, se puede realizar una división más detallada para los hundimientos y las elevaciones clasificándolos en instantáneos (0.5 a 30 ciclos), momentáneos (30 ciclos a 3 segundos) y temporales (3 segundos a 1 minuto).

En particular, un hundimiento es una caída de tensión por debajo del 90 %² y por encima del 10 % de la tensión de referencia cuya duración está entre medio ciclo y 1 min. Generalmente el hundimiento se caracteriza por dos valores, la magnitud del hundimiento (diferencia porcentual entre la referencia y el mínimo valor de tensión de evento) o el valor residual de tensión y por la duración del evento. Muchas veces con el fin de interpretar correctamente los indicadores de hundimientos en algunos análisis, se prefiere utilizar la profundidad en vez de la magnitud (esto se explica en la sección 3.5 del capítulo 3). La profundidad del hundimiento es calculada como el valor de la referencia en voltios o en PU, menos la tensión residual, tal como se indica en la figura 1.2.

²Nivel de detección de hundimientos según las normas IEEE1159 y NTC5001

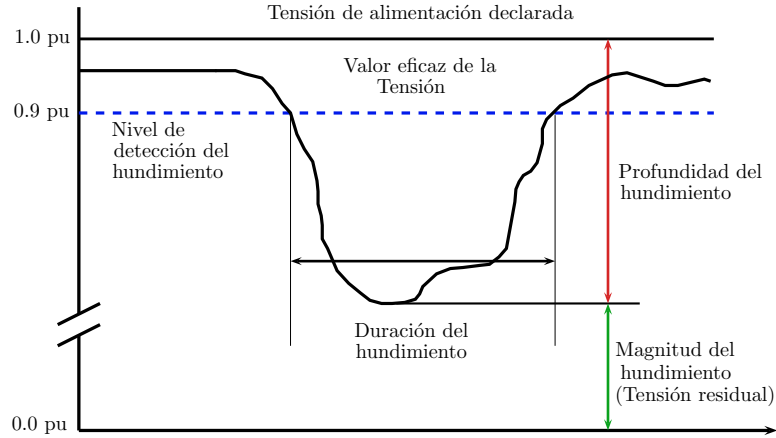


FIGURA 1.2: Descripción de un hundimiento en tensión

En sistemas polifásicos un hundimiento empieza cuando la tensión de una o más fases es menor a 90 % y termina cuando todas las fases están por encima del 90 % de la tensión declarada. De esta manera es posible que un hundimiento empiece con una fase y finalice con otra fase.

La tensión de referencia sobre la cual se definen los niveles de detección de los hundimientos puede ser establecida en uno de los siguientes valores:

1. *La tensión nominal del sistema.* Es la tensión por la cual un sistema es identificado. Estos valores se encuentran normalizados en norma NTC1340 para Colombia. Generalmente se recomienda el uso de esta referencia en sistemas de baja y media tensión.
2. *La tensión deslizante.* Es un valor de tensión calculado sobre un intervalo de tiempo especificado, que representa la tensión antes de un hundimiento o elevación. Esta referencia se utiliza en sistemas de alta tensión y en ningún caso es recomendada en sistemas de baja tensión.
3. *La tensión acordada con el usuario.* En otros casos especiales la tensión de referencia puede ser pactada entre el operador de red y el usuario.

El uso de la tensión nominal como referencia para detectar hundimientos en baja tensión va de acuerdo con las especificaciones de los equipos que se conectan a estas redes. Esto es relevante si el interés es evaluar el posible efecto de los hundimientos en dichos equipos.

Por otro lado, la tensión deslizante es una referencia móvil determinada por la ecuación 1.1.

$$U_{sr(n)} = 0,9967 \times U_{sr(n-1)} + 0,0033 \times U_{(10/12)rms} \quad (1.1)$$

Donde:

$U_{sr(n)}$ Es el valor presente de la tensión deslizante.

$U_{SR(n-1)}$ Es el valor previo de la referencia deslizante.

$U_{(10/12)rms}$ Es el valor más reciente de tensión r.m.s agregada 10/12 ciclos.

El objeto de esta referencia es tener en cuenta que en los niveles de alta tensión se tienen unos rangos de variación de tensión más altos que en media o baja tensión, debido, entre otros, a los taps de los transformadores, siendo ésta una condición normal en la operación del sistema. Para efectos de comparación de hundimientos entre varios puntos de la red con diferentes niveles de tensión, el hundimiento puede ser medido con respecto a la tensión deslizante [IEC61000-2-8. 2002].

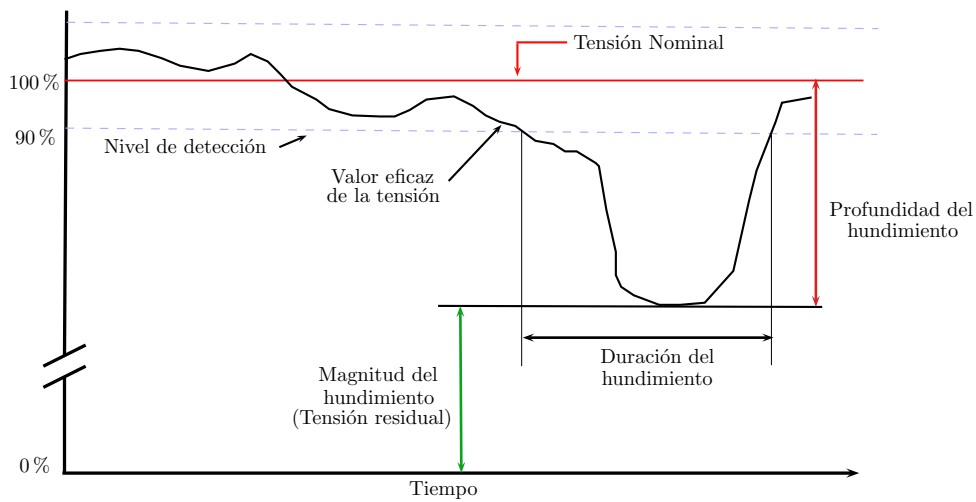


FIGURA 1.3: Detección de un hundimiento con referencia nominal

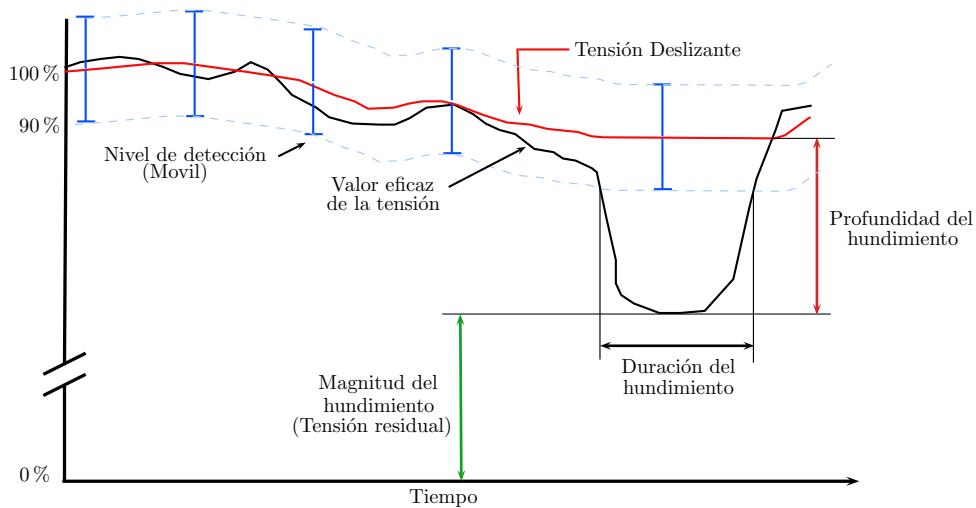


FIGURA 1.4: Detección de un hundimiento con referencia deslizante

Es importante establecer en los procesos de medición cuál es la referencia empleada para detectar los hundimientos, ya que un evento medido con referencias distintas es caracterizado de manera diferente. Un ejemplo de esto se puede observar en las figuras 1.3 y 1.4, en las cuales para un mismo hundimiento se utilizaron la referencia nominal y la referencia deslizante para la detección del evento. Tal como muestra las gráficas mencionadas, aunque la magnitud del hundimiento (Tensión residual) sea igual, la profundidad se observa de manera más crítica con la referencia nominal que con la deslizante. De igual forma, La duración del hundimiento se observa mayor en la referencia nominal que en la deslizante. Las diferencias entre los valores de profundidad y duración obtenidos entre las dos referencias, dependen de la forma del hundimiento y de la diferencia entre la tensión deslizante y la tensión nominal al momento de ocurrir el hundimiento. En Colombia de acuerdo con la resolución [CREG 024. 2005], se establece para los operadores de red el nivel de detección de los hundimientos en barras mayores a 1kV con base en la referencia deslizante.

1.2. Caracterización de hundimientos en sistemas trifásicos

Debido a que los sistemas de distribución y transmisión son trifásicos, las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas también ocasionan distintos tipos de hundimientos caracterizados por las magnitudes de tensión en cada una de las fases y además por el ángulo entre éstas. Para estudiar este tipo de hundimientos, [Bollen M. 2000] propone una clasificación de siete tipos de hundimientos basada en el tipo de falla que genera el hundimiento y en la conexión de la carga.

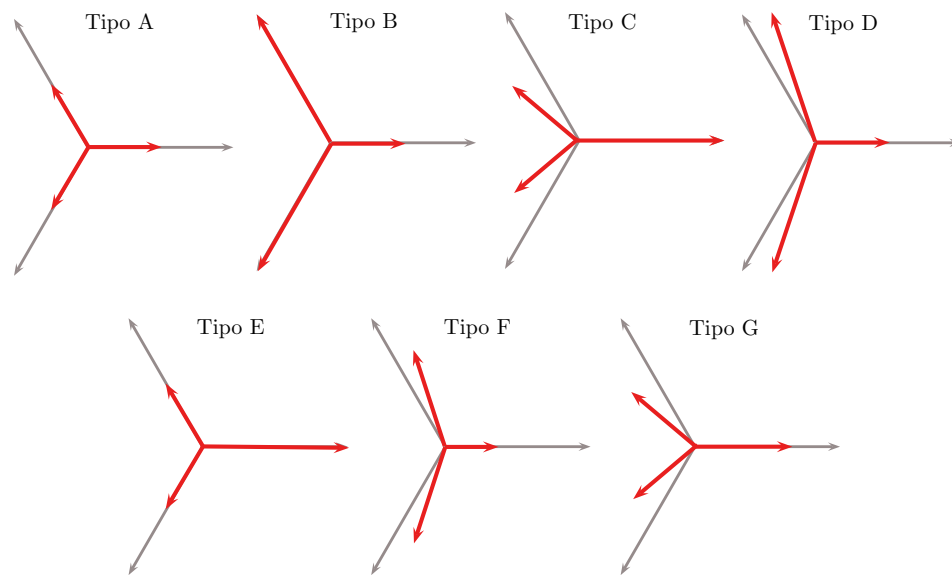


FIGURA 1.5: Diagrama fasorial de Hundimientos trifásicos (magnitudes en PU.)

La figura 1.5 muestra los siete tipos de hundimientos que pueden ocurrir en un sistema trifásico. Las relaciones entre las fallas, los hundimientos y la conexión de la carga se muestran en la tabla 1.1.

TABLA 1.1: Tipo de Hundimientos según falla

Tipo falla	Carga conectada en estrella	Carga conectada en delta
Trifásica	Tipo A	Tipo A
Bifásica	Tipo E	Tipo F
Bifásica a tierra	Tipo C	Tipo D
Monofásica	Tipo B	Tipo C

Según la tabla anterior, si ocurre una falla monofásica, la carga conectada en estrella percibirá un hundimiento tipo B, y el diagrama fasorial de la figura 1.5 representará las tensiones entre las fases y el neutro. Por otro lado, si la carga está conectada en delta, ésta percibirá un hundimiento tipo C y el diagrama fasorial representará las tensiones entre las fases.

Los valores de tensión en las fases durante un hundimiento se calculan por medio de la teoría de fallas en sistemas de potencia (componentes simétricas) [Anderson P. 1973] [Stevenson W. 1995]. En la tabla 1.2 se muestran las relaciones entre las tensiones de las fases de cada hundimiento. La clasificación mencionada en [Bollen M. 2000] obedece a ciertas consideraciones del autor con el fin de simplificar e identificar las diferencias entre cada tipo de hundimiento.

TABLA 1.2: Valores de tensión para cada tipo de hundimiento

Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
$V_a = V$	$V_a = V$	$V_a = 1$	$V_a = V$
$V_b = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_b = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$	$V_b = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_b = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}V$
$V_c = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_c = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$	$V_c = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_c = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}V$
Tipo E	Tipo F	Tipo G	
$V_a = 1$	$V_a = V$	$V_a = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V$	
$V_b = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_b = -\frac{\sqrt{3}}{3}j - \frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{6}V$	$V_b = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6} - j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	
$V_c = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	$V_c = -\frac{\sqrt{3}}{3}j - \frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{6}V$	$V_c = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6} + j\frac{\sqrt{3}}{2}V$	

Cuando ocurre una falla en el sistema, dependiendo de las conexiones se pueden observar

hundimientos en otros nodos de la red. Estas conexiones son por medio de líneas o transformadores cuyos devanados primario y secundario están conectados en alguna configuración (Dy, Yy, DNyn, etc.). De acuerdo con dicha configuración, existen variaciones entre las secuencias positiva, negativa y cero, lo que implica que los hundimientos que ocurren en un lado del transformador se reflejen al otro lado de manera distinta. En la tabla 1.3 se resume cómo un tipo de hundimiento observado en el lado primario, se ve en el lado secundario de un transformador según el tipo de conexión.

TABLA 1.3: Transformación de hundimientos en el lado de secundario

Conexión del transformador	hundimiento en el lado primario						
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Tipo E	Tipo F	Tipo G
Ynyn	A	B	C	D	E	F	G
Yy, Dd, Dz	A	D	C	D	G	F	G
Yd, Dy, Yz	A	C	D	C	F	G	F

Lo anterior establece que los tipos de hundimientos producidos por cada tipo de falla pueden ser diversos dependiendo de dónde se observe el evento, las conexiones que existen entre los nodos y la configuración de los devanados de los transformadores.

1.3. Causas de los hundimientos en tensión

Los hundimientos en tensión son ocasionados en gran medida por fallas monofásicas. Las fallas trifásicas aunque son las más graves no son muy comunes. Por tanto, las causas de los hundimientos en tensión que ocurren en la red se pueden agrupar en las siguientes:

- Descargas Atmosféricas. Condiciones de lluvia o descargas atmosféricas aumentan la probabilidad de fallas en la red
- Condiciones geográficas o locativas. Contacto con ramas de árboles o estructuras de construcción.
- Maniobras en el sistema. Operaciones, cierres o recierres de las protecciones del sistema.
- Presencia de animales. Aves en líneas aéreas, roedores en líneas subterráneas.
- Degradación de los elementos del sistema. Contaminación de los aisladores y degradación de cables.
- Conexión de cargas grandes. Arranque de motores, fallas en instalaciones de usuarios
- Otros. Accidentes de construcción, vandalismo, imprudencias y accidentes vehiculares.

Un hundimiento ocurre cuando el elemento de baja impedancia hace contacto en alguna parte del sistema (Falla). Con el fin de ilustrar un método de cálculo, se plantea un sistema simple modelado como un equivalente thevenin con impedancia Z_s tal como se muestra en la figura 1.6.

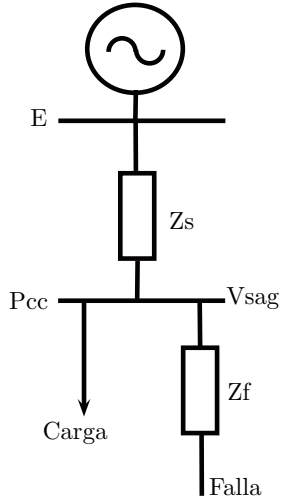


FIGURA 1.6: Modelo para el cálculo de un hundimiento

El nodo donde se observa el hundimiento Pcc (Punto de conexión común) es donde se encuentra ubicada la carga. Durante la falla, la tensión que experimenta la carga puede ser calculada como un divisor de tensión entre la impedancia de falla y la impedancia del sistema tal como muestra la ecuación 1.2, estableciendo como tensión prefalla 1pu.

$$V_{sag} = \frac{Z_f}{Z_s + Z_f} (1,0pu) \quad (1.2)$$

Esta ecuación está planteada en un caso de falla estrictamente trifásica. En caso de fallas asimétricas, es necesario el planteamiento de las componentes simétricas para determinar la tensión en el nodo de la falla. En ese caso la ecuación 1.2 es válida, por ejemplo, para una falla monofásica teniendo en cuenta que Z_s y Z_f son determinadas según la ecuación 1.3.

$$\begin{aligned} Z_s &= Z_{s1} + Z_{s2} + Z_{s0} \\ Z_f &= Z_{f1} + Z_{f2} + Z_{f0} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Donde:

Z_{s1} , Z_{s2} y Z_{s0} son las impedancias de secuencia del sistema.
 Z_{f1} , Z_{f2} y Z_{f0} son las impedancias de secuencia de la falla.

En sistemas enmallados la manera para calcular la tensión de cada uno de los nodos es por medio de las matrices Zbus con las ecuaciones planteadas en la literatura para análisis de fallas. En este caso, estableciendo la tensión prefalla como 1pu tendremos que la tensión en el nodo k, debido a una falla trifásica en el nodo f, está determinada por la ecuación 1.4. Un planteamiento detallado de las ecuaciones para cada tipo de falla se expone en capítulos posteriores.

$$V_k = 1 - \frac{Z_{kf}}{Z_{ff}} \quad (1.4)$$

De lo anterior, dependiendo de la relación entre la impedancia del sistema en el nodo de la falla, y la impedancia entre el nodo donde se observa el hundimiento y el nodo de la falla, se obtendrán diferentes magnitudes de hundimientos en los nodos del sistema. Con el ánimo de observar el impacto de la falla, las magnitudes de hundimientos calculadas para cada nodo del sistema son unidas con líneas iso-tensión, con las cuales se pueden identificar zonas con diferente impacto. Esta representación gráfica se muestra en la figura 1.7 en donde una falla en el nodo 6 genera hundimientos con distintas magnitudes en los demás nodos. La línea roja indica cuáles puntos del sistema tuvieron hundimientos con magnitud de 40 %, que en este caso representan los nodos más afectados. La línea azul, indica los puntos del sistema que tuvieron magnitudes de hundimiento iguales al 90 %, por lo que podemos observar que la falla en el nodo 6 tiene poco impacto en el nodo 3.

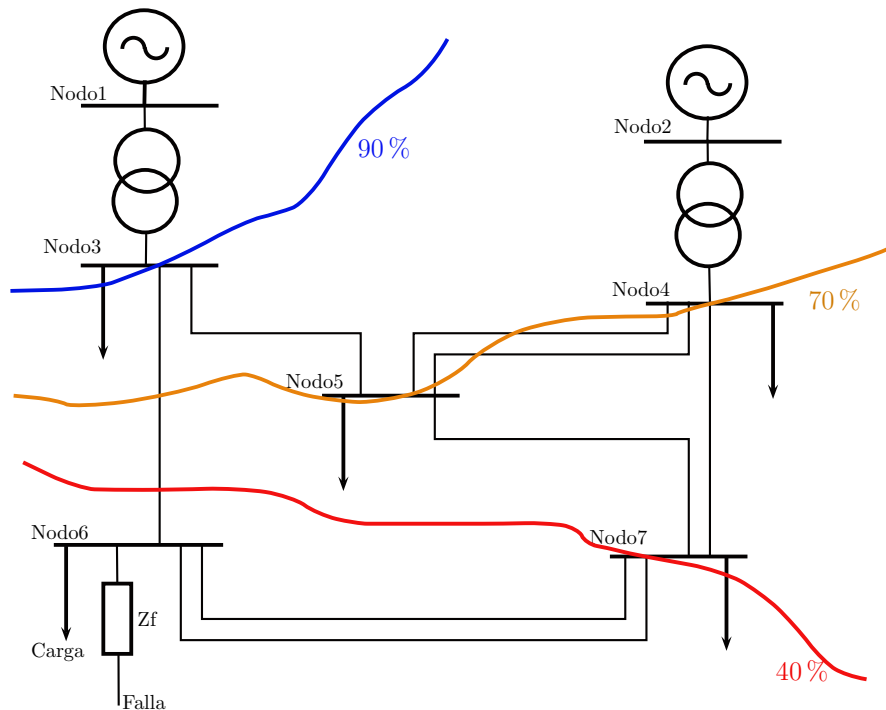


FIGURA 1.7: Hundimientos en tensión en un sistema enmallado

1.4. Impacto de los hundimientos en los equipos

Los hundimientos que ocurren en baja tensión pueden afectar el funcionamiento de los equipos de los usuarios. Los equipos afectados más comunes son dispositivos electrónicos utilizados en procesos de control, computadores, controladores de velocidad ac y dc. Los problemas que se desprenden de estas afectaciones son entre otros, el apagado del dispositivo, la desconfiguración o reinicio, des-sincronización en procesos en serie, problemas con el funcionamiento de equipos que funcionan con cruce por cero, etc. Con el fin de identificar el impacto de los hundimientos en los equipos, se usan las Curvas de Inmunidad, con las cuales se identifica qué características duración-magnitud de hundimientos afectan a algún equipo especificado.

Una curva de inmunidad generalmente se especifica para un equipo, sin embargo en la literatura [Kyei J. 2002][Kyei J. 2001] se mencionan curvas diseñadas para un conjunto de equipos dentro de un mismo proceso productivo. Para el diseño de la curva de inmunidad se realiza una prueba donde se aplica un barrido de hundimientos variando magnitud y duración. En la gráfica 1.8 los hundimientos que afectan el equipo se marcan con 'x', y los que no lo afectan se marcan con 'o'. Posteriormente los eventos se dividen con una curva que se conoce como *curva de inmunidad*.

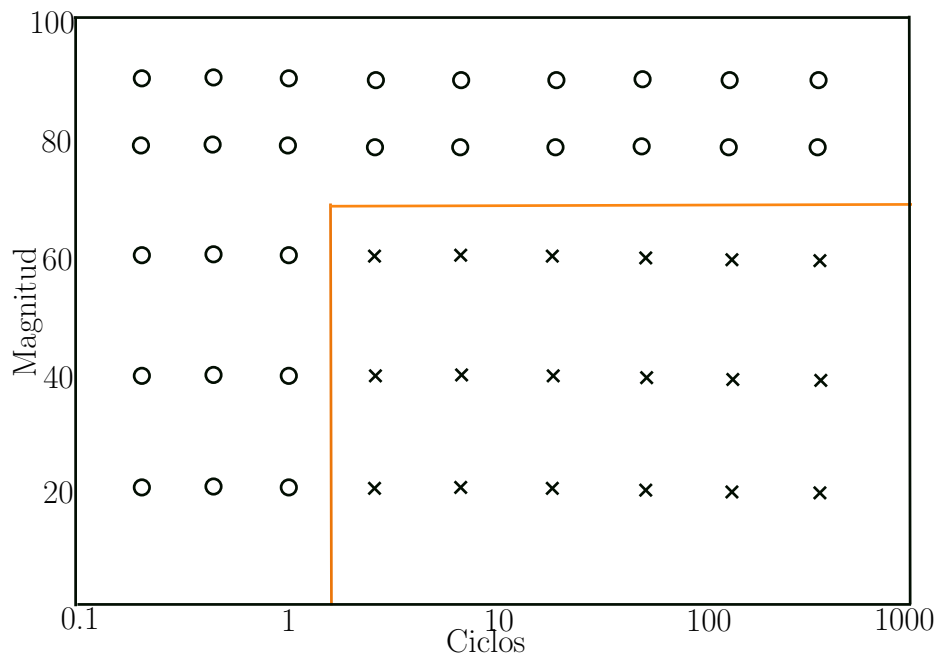


FIGURA 1.8: Barrido de eventos para diseño de curva de inmunidad

La curva de inmunidad de un equipo indica que todo hundimiento por debajo de ésta, perjudicará el funcionamiento de dicho equipo. Existen curvas de inmunidad como la ITIC [ITIC. 2000], que caracterizan equipos de uso común, como se muestra en la figura 1.9.

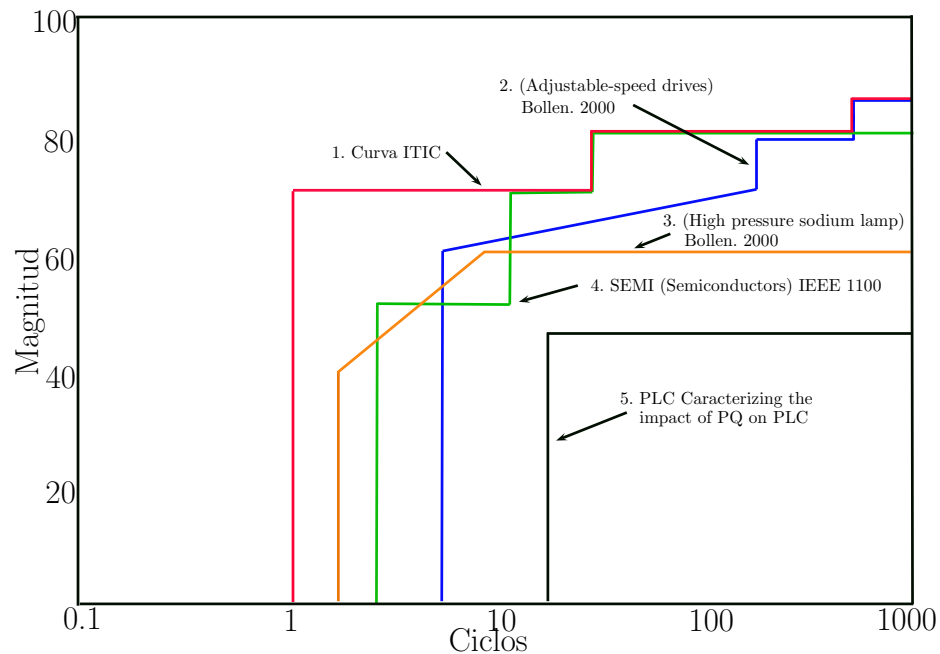


FIGURA 1.9: Curvas de inmunidad para varios equipos

Comparando las curvas de inmunidad de varios equipos, podemos establecer cuál de éstos es más inmune que los otros. Entre más pequeña sea el área bajo la curva de inmunidad de un equipo, más inmune es éste a los hundimientos en tensión. Un ejemplo de esto se puede visualizar entre las curvas de PLC e ITIC donde es evidente que los PLC son mucho más inmunes que los equipos caracterizados con la curva ITIC.

Existen varios estudios donde se muestra detalladamente el diseño de curvas de inmunidad para varios tipos de equipos, entre éstos: equipos trifásicos, controladores de velocidad, motores, etc. Estas curvas son importantes para establecer las características de inmunidad de todos los equipos de los usuarios y serán utilizadas posteriormente en este trabajo para determinar el impacto de los hundimientos en un punto del sistema.

1.5. Métodos de análisis de hundimientos

El análisis de hundimientos en tensión consiste en evaluar de alguna manera el impacto de los hundimientos que ocurren en un punto en los equipos de los usuarios. Para realizar esta evaluación en primer lugar se necesita caracterizar la emisión de hundimientos, es decir, determinar de alguna manera cuántos hundimientos ocurren en un sitio y qué características tienen. Para esto, se puede realizar alguno de los siguientes procedimientos:

- Monitoreo de eventos. (medición por grandes periodos de tiempo.)
- Predicción estocástica de hundimientos. (Datos de tasas de falla.)

La ocurrencia de los hundimientos es de naturaleza aleatoria, es decir que no se puede saber de antemano cuándo, dónde y cuántos eventos sucederán en un intervalo de tiempo determinado. Por lo tanto, para caracterizar la ocurrencia de hundimientos en un lugar, es necesario realizar un monitoreo por grandes cantidades de tiempo. El resultado de este monitoreo son directamente los registros de hundimientos en tensión que posteriormente serán evaluados.

1.5.1. Predicción estocástica de hundimientos

La predicción estocástica consiste en usar las tasas de falla de los elementos de un sistema para predecir la cantidad esperada de hundimientos en un lugar. Una ventaja de esto es que permite evaluar escenarios de hundimientos en sistemas que aún no existen o de los cuales no se tiene monitoreo, pero que cuentan con información de las tasas de falla de los elementos. Los resultados de la predicción estocástica son de tipo probabilístico. Los métodos más utilizados para predicción estocástica son los de de posición de falla y distancia crítica propuestos por [Bollen M. 2000].

Método de posición de falla

El método consiste en simular fallas en el sistema de estudio de acuerdo con unas tasas de fallas de los elementos, posteriormente se calculan y evalúan los hundimientos generados por dichas fallas. Los pasos para la implementación del método son los siguientes:

1. Determinar el área del sistema en donde se considerará la ocurrencia de fallas.
2. Dividir el área en varios segmentos. Cada uno de éstos será una posición de falla.
3. Para cada segmento se determinará la frecuencia de las fallas de acuerdo a las tasas de falla conocidas.
4. Por medio de herramientas de cálculo o simulación se estiman los hundimientos ocasionados por las fallas en cada posición de falla.
5. Se combinan los resultados de hundimientos obtenidos con la frecuencia de las fallas para determinar el número de hundimientos y las características de éstos.

Para ilustrar el método expuesto, a continuación se realiza una predicción de hundimientos con posición de falla.

En la figura 1.10³ se tiene un sistema compuesto por dos nodos, una línea común, y varias líneas que van de cada nodo a otras partes del sistema. La red es dividida en 8 posiciones de falla, y se estimarán los hundimientos que percibe la carga debido a la ocurrencia de fallas en las posiciones mencionadas.

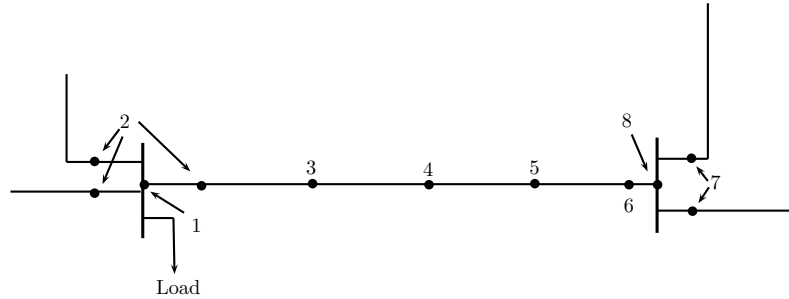


FIGURA 1.10: Ejemplo del método posición de falla

La tasa de fallas para cada sección se encuentra en la tabla 1.4, en la que además se indican los respectivos hundimientos ocasionados por dichas fallas y observados en la carga.

TABLA 1.4: Frecuencia de fallas para cada posición y hundimientos generados

Posición de la falla	Frecuencia (Fallas/año)	Magnitud (%)	Duración (ms)
1. Falla en barra subestación	0,1	0	180
2. Falla en línea cerca subestación	4	0	80
3. Falla en 25 % línea	2	32	90
4. Falla en 50 % línea	2	49	105
5. Falla en 75 % línea	2	57	110
6. Falla en 100 % línea	1	64	250
7. Falla en 0 % línea remota	2	64	90
8. Falla en barra de subestación remota	0,1	64	180

Ahora, si se combinan los resultados de hundimientos observados con la frecuencia de fallas que los ocasionan, se obtendrá la cantidad de hundimientos por año que percibe la carga. Estos hundimientos se muestran en la tabla 1.5. De la cual se puede interpretar que la carga percibe 2 eventos al año cuya magnitud está entre 60 % y 80 % y la duración está entre 0-100ms.

³Ejemplo tomado del libro Understanding Power Quality Problems Voltage sags and interruptions. *Math Bollen*

TABLA 1.5: Clasificación de hundimientos percibidos por la carga

	0-100 ms	100-200 ms	200-300 ms
60-80 %	2,0	0,1	1,0
40-60 %		4,0	
20-40 %	2,0		
0-20 %	4,0	0,1	

En la tabla 1.6, se muestran los resultados anteriores en forma acumulativa.

TABLA 1.6: Cantidad de hundimientos percibidos por la carga

	0 ms	100 ms	200 ms
80 %	13,2	5,2	1,0
60 %	10,1	4,1	0,0
40 %	6,1	0,1	0,0
20 %	4,1	0,1	0,0

De la tabla anterior podemos interpretar que la carga percibe 13,2 eventos al año cuya magnitud es menor a 80 % y duración mayor a cero. Los aspectos detallados del método de posición de falla, tales como, dónde colocar las fallas, qué distancia debe haber entre una falla y otra y cuáles eventos deben ser considerados, se abordan de manera amplia en [Bollen M. 2000].

Método de distancia crítica

Al contrario del método de posición de falla, en donde se calcula el hundimiento a partir de una falla, el método de distancia crítica busca una área de falla a partir de una magnitud del hundimiento de tensión en algún punto. Este método es usado para determinar en qué zona ocurren las fallas que ocasionan hundimientos que pueden afectar los equipos. El procedimiento se basa en la ecuación 1.2 donde Z_f puede ser expresada en términos de z como impedancia del alimentador por unidad de longitud y L la longitud del alimentador. De esta manera tenemos la ecuación 1.5.

$$V_{\text{hundimiento}} = \frac{zL}{Z_s + zL}(1,0pu) \quad (1.5)$$

Ahora, si despejamos L de la anterior ecuación tendremos:

$$L_{crit} = \frac{Z_s}{z} * \frac{V_{hundimiento}}{1 - V_{hundimiento}} \quad (1.6)$$

El procedimiento para la implementación de este método es el siguiente.

1. Determinar la profundidad de hundimiento que es de interés evaluar en un punto determinado.
2. Obtener la característica de impedancia de los alimentadores conectados dicho punto.
3. Calcular las distancias para cada alimentador.

Tal como se muestra en la figura 1.11 las fallas que ocasionan hundimientos menores al 35 % se ubican en la zona demarcada. De la misma manera, la zona donde ocurren fallas que ocasionan hundimientos menores al 55 % es la indicada por la curva azul hacia el nodo de observación.

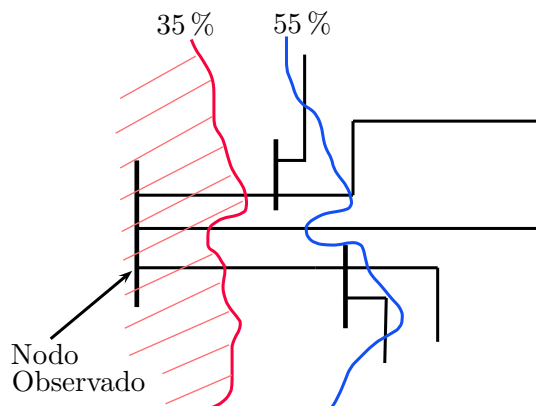


FIGURA 1.11: Método de distancia crítica para un nodo.

En general, este método es utilizado en redes radiales simples, sin embargo extensiones del método para sistemas más grandes se encuentran en [Bollen M. 1999].

1.6. Evaluación de los hundimientos

Una vez calculados los hundimientos usando predicción estocástica o monitoreo de calidad de potencia, el interés es verificar si estos hundimientos afectan las cargas que el usuario conecta a la red. Lo anterior se realiza a través de los siguientes pasos. En primer

lugar la caracterización de hundimientos en tensión se realiza elaborando una carta de hundimientos, esto es una gráfica que relaciona magnitud y duración de los hundimientos con frecuencia de ocurrencia. En segundo lugar es necesario identificar las curvas de inmunidad de los equipos conectados en el punto de interés, de tal forma que combinando la carta de hundimientos y la curva de inmunidad se pueda establecer cuántos hundimientos afectan al equipo en un intervalo de tiempo determinado.

La carta de hundimientos es una tabla acumulativa que indica la cantidad de hundimientos mayores de un valor duración y menores de un valor de magnitud que ocurren en un punto determinado. Para realizar dicha carta, en primer lugar se calcula de la información de hundimientos monitoreados o hallados estocásticamente, una tabla inicial donde se muestra la densidad de hundimientos en un periodo de tiempo. Un ejemplo ilustrativo de esto se ve en la tabla 1.7, donde se tomaron datos de hundimientos en tensión para un periodo de tiempo de un año.

TABLA 1.7: Emisión de hundimientos de un punto de medición ocurridos durante un año.

Magnitud	0-200ms	200-400ms	400-600ms	600-800ms	800ms
80-90 %	18	2,8	1,2	0,5	2,1
70-80 %	7,7	0,7	0,4	0,2	0,5
60-70 %	3,9	0,6	0,2	0,1	0,2
50-60 %	2,3	0,4	0,1	0,1	0,1
40-50 %	1,4	0,2	0,1	0,1	0,1
30-40 %	1	0,2	0,1	0	0,1
20-30 %	0,4	0,1	0,1	0	0
10-20 %	0,4	0,1	0,1	0	0,1
0-10 %	1	0,3	0,1	0	2,1

Posteriormente se toman los datos de la tabla 1.7 y se organizan las cantidades de hundimientos de forma acumulativa, sumando por columnas de abajo hacia arriba y luego por filas de derecha a izquierda. El resultado final es la tabla 1.8.

Una posible interpretación de la tabla 1.8 es:

La cantidad de hundimientos con magnitud menor a 50 % y duración mayor a 400ms es de 2.9 eventos al año.

La tabla de frecuencia acumulativa de hundimientos 1.8 se puede visualizar de forma gráfica como lo muestra la figura 1.12. En ésta, se establecen varias curvas que unen puntos con la misma cantidad de hundimientos.

TABLA 1.8: Frecuencia acumulativa de hundimientos en un lugar determinado

Magnitud	0	200ms	400ms	600ms	800ms
90 %	49,9	13,9	8,4	6,1	5,2
80 %	25,4	7,4	4,7	3,6	3,1
70 %	15,8	5,5	3,6	2,9	2,6
60 %	10,9	4,5	3,1	2,6	2,4
50 %	8	3,8	2,9	2,5	2,3
40 %	6,2	3,4	2,7	2,3	2,3
30 %	4,9	3,1	2,6	2,3	2,2
20 %	4,2	2,8	2,4	2,2	2,2
10 %	3,5	2,5	2,2	2,1	2,1

Para determinar el impacto en los equipos una vez estimada la curva de inmunidad del equipo de interés, ésta se superpone en la carta de hundimientos.

En la figura 1.13 vemos la curva de inmunidad para un equipo A en color rojo y en azul las curvas de emisión de hundimientos en tensión. El equipo es afectado cuando, según la curva, hay hundimientos menores a 65 % y con duraciones mayores a 200ms. El valor de la tabla acumulativa para este punto es de 5 hundimientos al año. De esta manera se determina el impacto de los hundimientos que ocurren en un lugar determinado sobre un equipo especificado. Detalles del procedimiento con curvas de inmunidad no rectangulares se explican en [Bollen M. 2000].

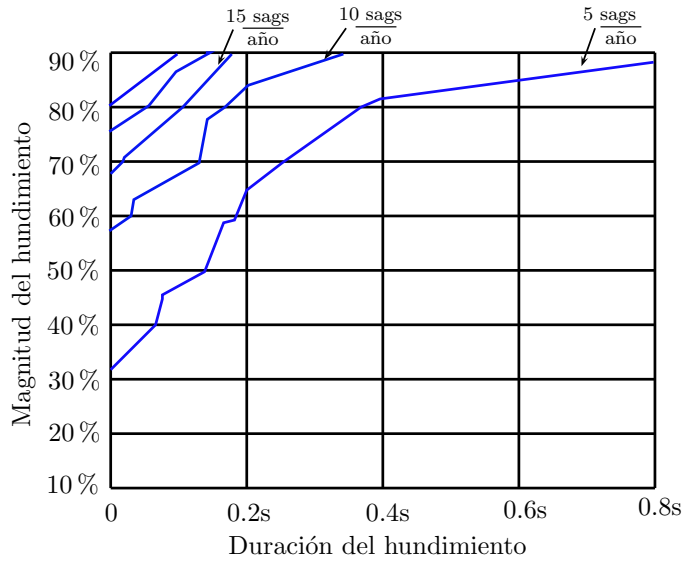


FIGURA 1.12: Carta de hundimientos

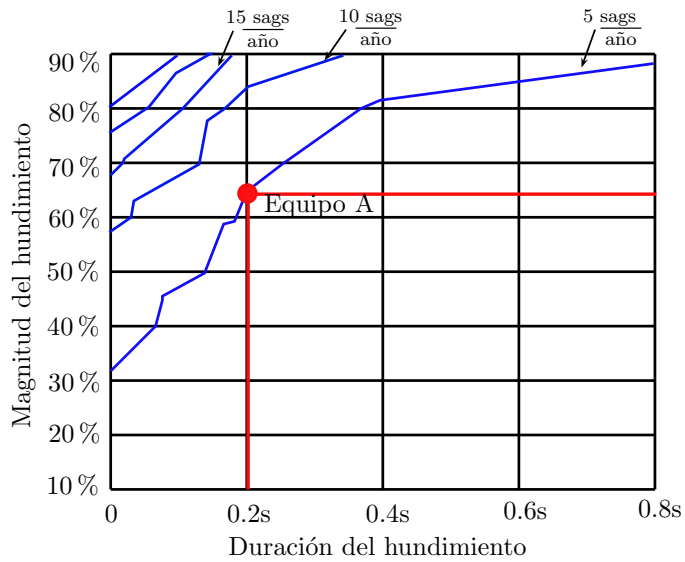


FIGURA 1.13: Impacto de los hundimientos en el equipo A

Capítulo 2

Modelamiento del sistema Colombiano

En este capítulo se explica detalladamente el primer paso de la metodología de análisis de hundimientos correspondiente al modelamiento del sistema.

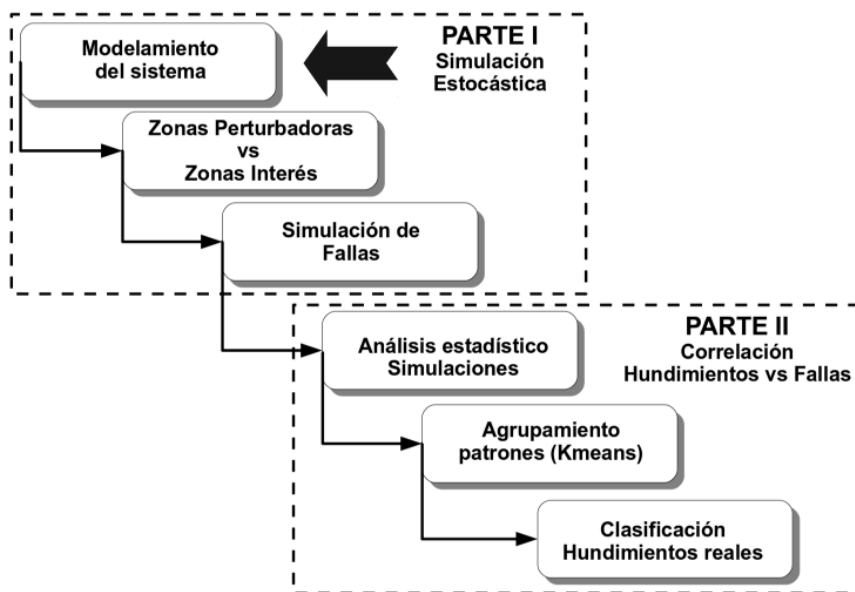


FIGURA 2.1: Modelamiento del sistema en la metodología propuesta

Con el fin de determinar la relación entre las fallas que ocurren en un sistema y los hundimientos en tensión, es necesario realizar el modelamiento de la red de interés. En este caso, se quiere determinar cuáles fallas pueden generar hundimientos en tensión en las barras de 220kV y 115kV de la ciudad de Bogotá, por lo tanto se modelará el sistema colombiano para generar fallas en éste y analizar su impacto en las barras mencionadas.

Dicho modelamiento comprende la organización de la información de la red, el cálculo

del modelo de cada uno de los elementos y posteriormente la organización de éstos en un modelo integral.

Existen varias herramientas en la literatura para la simulación de fallas, sin embargo, para el caso actual se deben cumplir unas especificaciones con el fin de implementar de manera fácil y sistemática todos los puntos de la metodología propuesta. Dichas especificaciones son:

- Posibilidad de simular fallas en todos los nodos de la red incluyendo secciones de línea. (Sin limitación de nodos).
- Posibilidad de observar las magnitudes de las tensiones en todos los nodos durante las fallas.
- Facilidad para simular grandes cantidades de fallas sistemáticamente.
- Integración de herramientas para ingreso y salida de información (formatos de datos).
- Posibilidad de implementar de manera práctica todos los pasos de la metodología propuesta.

Para seleccionar las herramientas adecuadas para el modelamiento, se analizaron detalladamente cada uno de los diferentes programas tales como: Matpower [Ray D. 2007], Matlab toolbox SimPowerSystem [Simpower. 2009], Psat [Milano F. 2006], Power System Fault Analysis [Deepak K. 2005], Neplan [Busarello. 2005] y ATP. Sin embargo, estas herramientas no contaban con todas las características mencionadas para realizar el modelamiento del sistema colombiano (756 nodos) y para implementar las metodologías que se desarrollarán en esta investigación. Por esta razón el autor propone y desarrolla las herramientas necesarias para (i) construir el modelo del sistema colombiano basado en matrices de secuencias *AGM* (*Algoritmo para Generación de Matrices*), y (ii) simular fallas a lo largo de los tramos del sistema colombiano *AGF* (*Algoritmo para Generación de fallas*). Estos algoritmos cuentan con las especificaciones mencionadas y permiten la integración de otras herramientas para desarrollar las metodologías propuestas en esta investigación.

En este capítulo se explica detalladamente el proceso de modelamiento en componentes de secuencia del sistema colombiano, los modelos implementados y algoritmos diseñados para la construcción de las matrices de impedancia. Posteriormente se mencionan los aspectos fundamentales para la realización de fallas en el sistema modelado, tipos de fallas, fallas en secciones de línea y desplazamiento de las secuencias debido a las conexiones de los transformadores. Con el modelo del sistema colombiano y los algoritmos propuestos, se implementarán en capítulos posteriores las simulaciones estocásticas para el análisis de hundimientos y su relación con las fallas.

2.1. Modelo en componentes de secuencias

El modelamiento del sistema en componentes de secuencia implica la adquisición y tratamiento de la información de cada uno de los elementos del sistema, con el fin de

encontrar el respectivo modelo en impedancia de secuencia positiva, negativa y cero. A continuación se explica en detalle el modelo para cada uno de los elementos.

El primer paso del modelamiento consiste en pasar cada una de las especificaciones eléctricas de los elementos a valores en por unidad de una misma base. Este procedimiento se encuentra explicado detalladamente en la literatura sobre análisis de sistemas de potencia [Stevenson W. 1995] [Anderson P. 1973].

2.1.1. Modelo de los generadores

Los modelos que se desarrollan para el generador (máquina sincrónica) dependen de las condiciones de funcionamiento de éste. En caso de estudios de sistemas en condiciones de estado estable la máquina sincrónica se modela usando la reactancia sincrónica X_d . Los circuitos simplificados del modelo de la máquina sincrónica [Stevenson W. 1995] usando ecuaciones en $0dq$ sugieren la reactancia subtransitoria X''_d para uso en estudio de fallas de cortocircuitos como es el caso actual. De acuerdo con la literatura consultada, el modelo en secuencias de un generador para análisis de fallas es el mostrado en la figura 2.2.

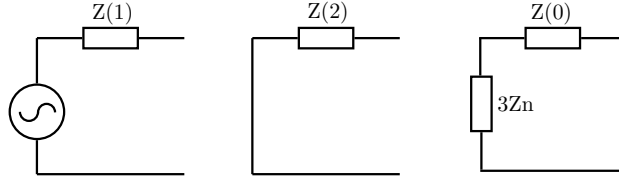


FIGURA 2.2: Modelo del generador

Las ecuaciones para los Valores de Z de cada una de las secuencias se calculan de la siguiente manera:

Calculamos la impedancia base:

$$Z_{base} = \frac{V^2}{S} \quad (2.1)$$

Para cada secuencia positiva y negativa tenemos:

$$R(1,2)_{pu} = \frac{R(1,2)}{Z_{base}}, \quad X(1,2)_{pu} = \frac{X''_d}{Z_{base}} \quad (2.2)$$

Para secuencia cero tenemos:

$$R(0)_{pu} = \frac{R(0) + 3R_{tierra}}{Z_{base}}, \quad X(0)_{pu} = \frac{X(0) + 3X_{tierra}}{Z_{base}} \quad (2.3)$$

2.1.2. Modelo de las líneas

El modelo de las líneas de transmisión tiene una componente serie que consta de una parte resistiva y una inductiva, y una componente shunt que consta de una parte de capacitancia y otra de conductancia.

Los modelos que se emplean de manera común en simulación de fallas son el modelo Z serie, el modelo T, el modelo pi y parámetros distribuidos. Generalmente el modelo pi es suficiente para representar de manera adecuada las líneas de transmisión. La figura 2.3 muestra el modelo de la línea el cual es el mismo para todas las secuencias.

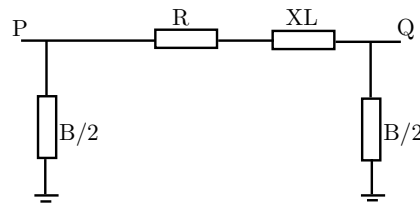


FIGURA 2.3: Modelo pi para líneas

Es de notar que en general el valor de la conductancia es afectado por muchos factores, condiciones atmosféricas, contaminación de aisladores, efecto corona, etc. Sin embargo, el efecto de este parámetro en el modelo es despreciable y en general no se tiene en cuenta.

La información de impedancia y admitancia de las líneas generalmente se dan por unidad de longitud. De aquí que para cada secuencia tenemos que la parte serie de las líneas:

$$\begin{aligned} R(1, 2, 0)_{pu} &= \frac{r(1, 2, 0) * L}{Zbase} \\ X(1, 2, 0)_{pu} &= \frac{x(1, 2, 0) * L}{Zbase} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Por la parte shunt de las líneas:

$$B(1, 2, 0)_{pu} = b(1, 2, 0) * L * Zbase \quad (2.5)$$

2.1.3. Modelo del transformador de dos devanados

El modelo simplificado del transformador de dos devanados es el que se muestra en la figura 2.4. Este modelo es similar en secuencias positiva y negativa.

En este modelo se desprecian las ramas en paralelo que hacen referencia a la magnetización del núcleo del transformador. Los valores de R y XL para las secuencias positiva, negativa y cero se calculan de los datos como sigue:

Se cambia de base los valores de R y Z del transformador:

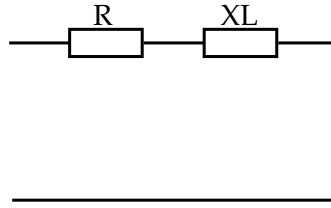


FIGURA 2.4: Modelo para transformador de dos devanados

$$\begin{aligned}
 R(1,2,0)_{pu} &= \frac{R(1,2,0)\%}{100} * \frac{BaseNueva}{BaseTrafo} \\
 Z(1,2,0)_{pu} &= \frac{Z(1,2,0)\%}{100} * \frac{BaseNueva}{BaseTrafo}
 \end{aligned}
 \tag{2.6}$$

Posteriormente hallamos XL :

$$XL(1,2,0)_{pu} = \sqrt{Z(1,2,0)_{pu}^2 - R(1,2,0)_{pu}^2}
 \tag{2.7}$$

El modelo en secuencia cero del transformador está determinado por las conexiones de los devanados primario y secundario. Según sea la conexión delta o Y, aterrizado o sin aterrizarse, las corrientes de secuencia son afectadas dando como resultado los modelos que se observan en la figura 2.5.

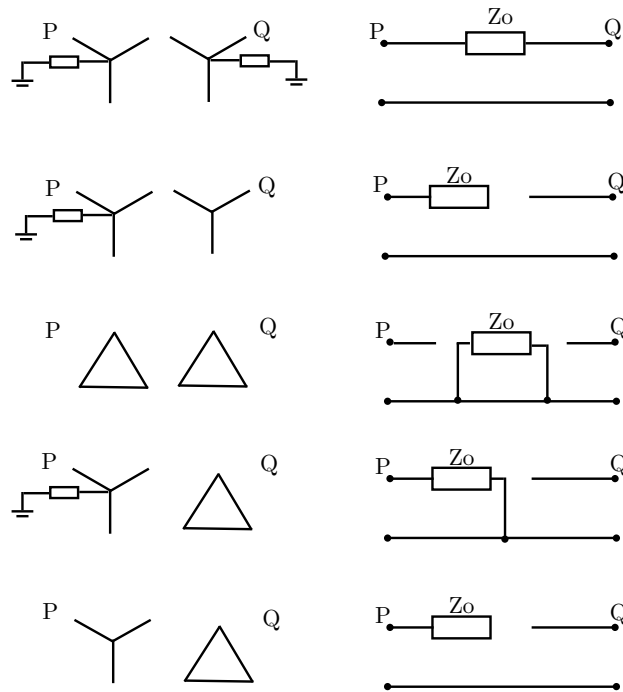


FIGURA 2.5: Modelos secuencia cero para transformador de dos devanados

La impedancia de secuencia cero se calcula de acuerdo con la conexión e incluye los valores de las ecuaciones 2.6 y 2.7, y tres veces la puesta a tierra de los devanados primario, secundario o los dos según corresponda.

2.1.4. Modelo del transformador tri-devanado

De la misma manera que el transformador de dos devanados, el transformador tri-devanado (primario, secundario y terciario) se modela por su valor de impedancia serie despreciando la parte shunt de magnetización. El modelo de la figura 2.6 es válido para las secuencias positiva y negativa.

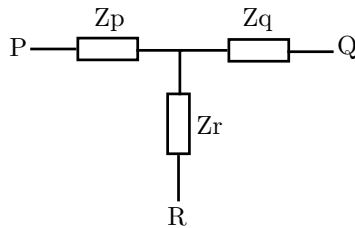


FIGURA 2.6: Modelo para transformador tri-devanado

Para la secuencia cero el modelo del transformador tri-devanado depende también de las conexiones de los devanados primario, secundario y terciario tal como se indica en la figura 2.7.

Las ecuaciones para este tipo de transformadores son las mismas empleadas en los transformadores de dos devanados.

En los anteriores modelos se debe incluir la impedancia a tierra ($3Z_n$) según corresponda el caso.

2.1.5. Modelo de las cargas

Para realizar el modelamiento de las cargas se supone que éstas están balanceadas y conectadas en estrella. Los valores de impedancia se pueden calcular de información directa de los equipos de los usuarios o a través de un cálculo con base en el consumo de dichos usuarios. Los modelos en secuencia de las cargas se observan en la figura 2.8.

Generalmente las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales a la impedancia monofásica de la carga.

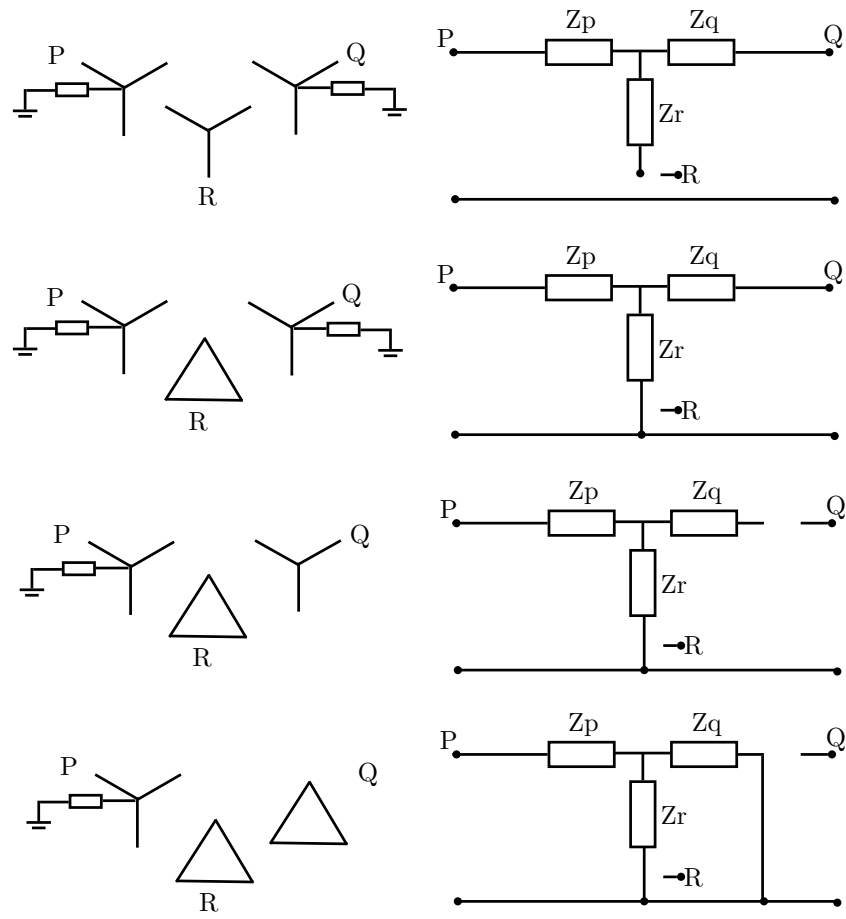


FIGURA 2.7: Modelo secuencia cero para transformadores tri-devanados

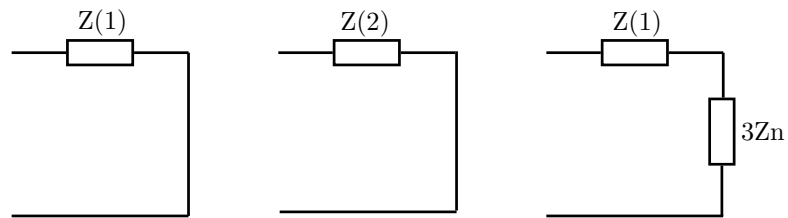


FIGURA 2.8: Modelo de secuencia para las cargas

2.2. Algoritmo para generación de matrices de impedancia (AGM)

Una vez calculados los modelos de secuencia para cada uno de los elementos del sistema, se procede a organizar la información con el ánimo de aplicar posteriormente un algoritmo propuesto por el autor para generar sistemáticamente la matriz Zbus.

Para cada secuencia se organiza la información en ramas serie y ramas shunt tal como lo muestra la tabla 2.1:

TABLA 2.1: Organización de la información para generar Zbus

Secuencias	Ramas Serie	Ramas Shunt
Positiva y Negativa	Lineas	Susceptancia lineas (B)
	Transformadores	Generadores Cargas
Cero	Lineas	Susceptancia lineas (B)
	Transformadores*	Generadores Cargas
		Transformadores*

El caso de los transformadores señalados con asterisco hace referencia a que hay que tener en cuenta la conexión de los transformadores, con el fin de saber si las ramas se conectan en serie uniendo dos barras, o si las ramas se conectan a la referencia (shunt).

Con la información organizada se aplican los procedimientos necesarios para generar la matriz Zbus del sistema para cada secuencia. Estos procedimientos se encuentran explicados en el siguiente algoritmo:

- Para cada nodo del sistema se calcula la impedancia total de éste hacia tierra (ramas shunt). En este caso se hace un barrido de los nodos N_i en donde se suman todos los lazos shunt de cada nodo. Para realizar esta suma de manera práctica, los lazos shunt de la información organizada se pasan de impedancia a admitancia. Esto asegura que cada nodo tenga un valor de impedancia a tierra.
- Se genera una matriz inicial Zbus con las impedancias de cada nodo a tierra. De acuerdo con las reglas de modificación de la Zbus expuestas en [Stevenson W. 1995], se trata de agregar una rama con Z_i desde el nodo de referencia a un nuevo nodo. Lo que implica alterar la matriz Zbus como se indica a continuación.

El resultado de esto es una matriz cuadrada con valores en su diagonal.

- Se agregan las ramas serie Z_b entre los nodos existentes j y k . Esto implica alterar la matriz Zbus como se muestra a continuación.

$$\begin{array}{c|c} \text{Zbus} & \begin{array}{c} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{array} \\ \hline 0 \ \dots \ 0 & \text{Zi} \end{array}$$

$$\begin{array}{c|c} \text{Zbus} & \begin{array}{c} \text{Colum j -} \\ \text{Column k} \end{array} \\ \hline \text{Fila j -Fila k} & \text{Zm + Zb} \end{array}$$

Donde $Zm = Zjj + Zkk - 2Zjk$.

Posteriormente se quita la fila y columna nueva por medio de reducción de Kron.

El algoritmo propuesto en esta investigación para generar las matrices del sistema (**AGM**) es descrito de manera resumida como se muestra a continuación:

1. Para cada secuencia $S=(\text{sec+},\text{sec-},\text{sec0})$ tenemos $N=1$ y $T=1$.
2. Se calcula la impedancia a tierra del nodo N :

$$Z_{(NN)}^S = \frac{1}{\frac{1}{Z_{CargaN}^S} + \frac{1}{Z_{GenN}^S} + \frac{1}{Z_{shuntN}^S}}$$

Donde las impedancias son respectivamente la de la carga, la del generador y la de la componente shunt de las líneas, todas conectadas al nodo N .

3. Se recorren cada uno de los nodos. $N = N + 1$.
4. Si $N \leq TotalNodos$, entonces ir a 2.
5. Para cada tramo T entre nodos j y k tenemos:
6. Generamos nueva columna $Z_{(:,N+1)}^S = Z_{(:,j)}^S - Z_{(:,k)}^S$.
7. Generamos nueva fila $Z_{(N+1,:)}^S = Z_{(j,:)}^S - Z_{(k,:)}^S$.
8. Generamos valor $Z_{(N+1,N+1)}^S = Z_{(j,j)}^S - Z_{(k,k)}^S - 2Z_{(jk)}^S + Z_{(T)}^S$.
9. Realizamos reducción de Kron a la nueva matriz.
10. Se recorren cada uno de los tramos $T = T + 1$.
11. Si $T \leq TotalTramos$, entonces ir a 5.

12. Cambiar de secuencia S regresar a 1.

Una vez que se ejecuta el algoritmo anterior para cada una de las secuencias, se tienen como resultado las matrices de impedancia positiva negativa y cero del sistema de interés.

2.3. Simulación de fallas

Teniendo el modelo en impedancias de secuencia, es posible simular fallas en el sistema de manera que se pueden obtener los hundimientos en todos los nodos con diferentes escenarios de fallas. La simulación de fallas en este documento aplica los conceptos típicos de falla en sistemas de potencia expuestos en [Anderson P. 1973]. Los algoritmos para cada tipo de falla se mencionan a continuación.

2.3.1. Falla trifásica

Al ser ésta una falla simétrica, solo es necesaria la matriz de impedancia de secuencia positiva. Al ocurrir una falla en el nodo k tenemos que la variación de tensión de los i nodos del sistema es igual a:

$$\Delta V_i = -Z_{ik} * I_f \quad (2.8)$$

Dado que la corriente de falla es $I_f = \frac{V_f}{Z_{kk}}$ siendo V_f la tensión prefalla tenemos que la variación de tensión de los nodos será igual a:

$$\Delta V_i = -\frac{Z_{ik}}{Z_{kk}} * V_f \quad (2.9)$$

Si en la ecuación anterior asumimos que las tensiones prefalla son iguales a 1pu, tenemos entonces:

$$V_i = 1 - \frac{Z_{ik}}{Z_{kk}} \quad (2.10)$$

Esta ecuación representa la tensión de cada uno de los nodos durante la falla (tensión del hundimiento).

2.3.2. Falla monofásica

El diagrama de secuencias de una falla monofásica es el que se muestra en la figura 2.9.

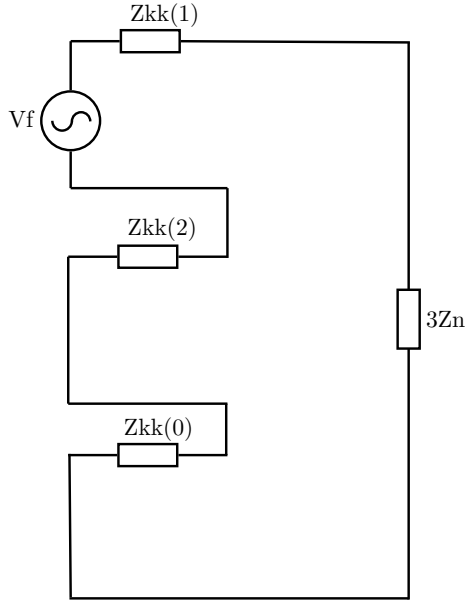


FIGURA 2.9: Conexión de secuencias para falla monofásica

$$If = I(0) = I(1) = I(2) = \frac{v_f}{Z(0)_{kk} + Z(1)_{kk} + Z(2)_{kk} + 3Z_{falla}} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} V(0)_i &= 1 - Z(0)_{ik} * If \\ V(1)_i &= 1 - Z(1)_{ik} * If \\ V(2)_i &= 1 - Z(2)_{ik} * If \end{aligned} \quad (2.12)$$

siendo

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Tenemos que:

$$V(abc)_i = A * [V(0) \quad V(1) \quad V(2)] \quad (2.14)$$

La ecuación 2.14 representa las tensiones de cada fase en el nodo i (magnitud hundimientos) cuando ocurre una falla monofásica en el nodo k.

2.3.3. Falla bifásica

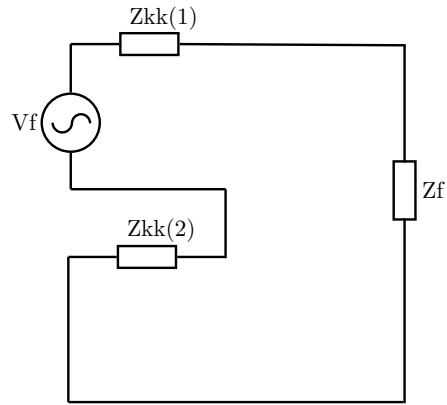


FIGURA 2.10: Conexión de secuencias para falla bifásica

$$I(0) = 0$$

$$I(1) = -I(2) = \frac{v_f}{Z(1)_{kk} + Z(2)_{kk} + Z_{falla}} \quad (2.15)$$

$$V(0)_i = 0$$

$$V(1)_i = 1 - Z(1)_{ik} * I(1) \quad (2.16)$$

$$V(2)_i = 1 - Z(2)_{ik} * (-I(2))$$

Tenemos que:

$$V(abc)_i = A * [0 \quad V(1) \quad V(2)] \quad (2.17)$$

2.3.4. Falla bifásica a tierra

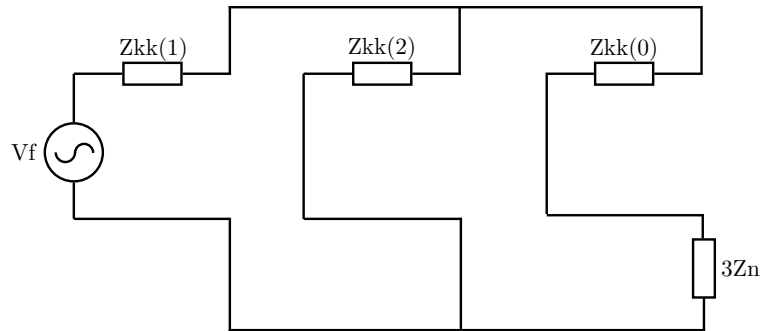


FIGURA 2.11: Conexión de secuencias falla bifásica a tierra

$$I(1) = \frac{V_f}{Z(1)_{kk} + \left[\frac{Z(2)_{kk}(Z(0)_{kk} + 3Z_f)}{Z(0)_{kk} + Z(2)_{kk} + 3Z_f} \right]} \quad (2.18)$$

$$I(2) = -I(1) * \left[\frac{Z(0)_{kk} + 3Z_f}{Z(0)_{kk} + Z(2)_{kk} + 3Z_f} \right] \quad (2.19)$$

$$I(0) = -I(1) * \left[\frac{Z(2)_{kk}}{Z(0)_{kk} + Z(2)_{kk} + 3Z_f} \right] \quad (2.20)$$

$$\begin{aligned} V(0)_i &= -Z(0)(i, k) * I(0) \\ V(1)_i &= 1 - Z(1)_{ik} * I(1) \\ V(2)_i &= -Z(2)_{ik} * I(2) \end{aligned} \quad (2.21)$$

Tenemos que:

$$V(abc)_i = A * \left[\begin{array}{ccc} 0 & V(1) & V(2) \end{array} \right] \quad (2.22)$$

2.4. Fallas en secciones de tramo

Las fallas explicadas anteriormente se pueden simular en cualquiera de los nodos del sistema, sin embargo en la realidad la mayoría de las fallas ocurren a lo largo de las líneas. Por esta razón es necesario hacer una adición a la matriz de impedancia para realizar dichas fallas.

En caso de ocurrir una falla en una sección de una línea, se necesita conocer de antemano el porcentaje de línea en donde ocurre la falla, posteriormente se realiza el procedimiento para modificar las matrices de secuencia y simular dicha falla lo cual se explica a continuación.

- Extraer la línea fallada entre nodos j,k de cada una de las matrices de secuencia del sistema. (Ésto equivale a agregar una línea con impedancia $-Z_b$ entre los nodos j,k)

Zbus	Colum j - Column k
Fila j -Fila k	Zm - Zb

Donde $Z_m = Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk}$.

Posteriormente se quita la fila y columna nueva por medio de reducción de Kron.

- Dividir la línea extraída en dos tramos de acuerdo al porcentaje de línea de la falla.

$$\begin{aligned} Z_{b_1} &= Z_b * (\%defalla) \\ Z_{b_2} &= Z_b * (100\% - \%defalla) \end{aligned} \quad (2.23)$$

- Se Agrega un tramo de la línea al nodo j de cada matriz generando un nodo ficticio m .

Zbus	Colum j
Fila j	$Z_{jj} + Z_{b_1}$

- Se agrega el segundo tramo de la línea entre el nodo ficticio m y el nodo k .

Zbus	Colum m - Column k
Fila m -Fila k	$Z_m + Z_b$

Donde $Z_m = Z_{mm} + Z_{kk} - 2Z_{mk}$.

Posteriormente se quita la fila y columna nueva por medio de reducción de Kron.

- Se Simula la falla en el nodo ficticio m .

El procedimiento explicado para realizar fallas en secciones de tramo se agrega a los algoritmos de fallas de tal manera que se obtiene una función general con los siguientes argumentos de entrada:

$$falla(linea, \%linea, tipofalla, Zdefalla). \quad (2.24)$$

2.5. Desplazamiento de las secuencias por conexión de transformadores

Cuando ocurre una falla en el sistema, las conexiones de los transformadores impactan las tensiones en secuencia de los hundimientos en tensión. Este impacto se manifiesta de dos maneras, en primer lugar, permite o impide el flujo de la secuencia cero de un lado del transformador hacia el otro. En segundo lugar las secuencias positiva y negativa se desplazan un determinado ángulo que depende de la conexión (D_y o Y_d)

[Anderson P. 1973]. Estos dos efectos se manifiestan en los hundimientos como un cambio del tipo de hundimiento, lo cual se mencionó en la sección 1.2. El impacto del transformador en el flujo de secuencia cero se tubo en cuenta en las secuencias. Ahora, es necesario agregar a las simulaciones de falla, el desplazamiento de las secuencias debido a la conexión del transformador.

Un ejemplo detallado del desplazamiento de secuencias se muestra en la figura 2.12 donde un hundimiento tipo B que ocurre en el lado primario se transforma en el lado secundario.

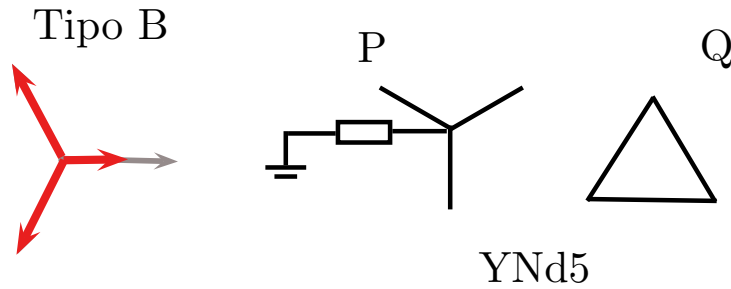


FIGURA 2.12: Transformación de un hundimiento en transformador YNd5

En la figura 2.12 se plantea un hundimiento cuyas tensiones de fase en el lado estrella son:

$$\begin{aligned} V_a &= 0,5\angle 0^\circ \\ V_b &= 1\angle 120^\circ \\ V_c &= 1\angle -120^\circ \end{aligned} \quad (2.25)$$

Al pasar estas tensiones en sistema de secuencias positiva negativa y cero tenemos:

$$V(012) = [V_a \quad V_b \quad V_c] * inv(A) \quad (2.26)$$

$$\begin{aligned} V(0) &= -0,1667 \\ V(1) &= 0,8333 \\ V(2) &= -0,1667 \end{aligned} \quad (2.27)$$

Según el modelo de secuencias para esta conexión, la secuencia cero no pasa al lado secundario. Las otras secuencias se alteran según el ángulo de conexión. YNd5 implica que las tensiones entre primario y secundario estarán desfasadas 150° por lo que el desplazamiento de las secuencias será:

$$\begin{aligned} V(0)_{secundario} &= 0 \\ V(1)_{secundario} &= 0,8333 * 1\angle 150 = -0,7217 + 0,4167i \\ V(2)_{secundario} &= -0,1667 * 1\angle -150 = 0,1444 + 0,0833i \end{aligned} \quad (2.28)$$

Si pasamos de nuevo las tensiones de secuencia del secundario a tensiones a, b, c tendremos:

$$V(abc) = A * [V(0) \quad V(1) \quad V(2)]' \quad (2.29)$$

Las tensiones en el secundario serán:

$$\begin{aligned} V_A &= 0,7638 \angle -139,1058^\circ \\ V_B &= 1,0000 \angle 89,9995^\circ \\ V_C &= 0,7638 \angle -40,8934^\circ \end{aligned} \quad (2.30)$$

Las tensiones en el secundario corresponden a un hundimiento tipo C según la clasificación planteada en capítulos anteriores.

Para aplicar el desplazamiento de secuencias al algoritmo de simulación de fallas, extraemos del sistema un vector con los ángulos de desplazamiento que hay entre un nodo y otro debido a las conexiones de los transformadores. Luego, al calcular las tensiones de secuencia con los algoritmos de falla, éstas se afectan multiplicando por el vector de desplazamiento. El resultado final son los hundimientos reales vistos en cada nodo debido a la falla simulada.

2.6. Algoritmo para generar fallas en el sistema (AGF)

Teniendo en cuenta los fundamentos teóricos de fallas, en esta investigación se propone un algoritmo para generar fallas en el sistema (**AGF**) el cual es descrito de manera resumida como se muestra a continuación:

1. Ingresar valores de la línea fallada, porcentaje de tramo (%T), Tipo de falla (TP) e impedancia de falla (Z_f).
2. La Z de la línea fallada se parte en dos según el (%T).
3. Se alteran las matrices de secuencia agregando las dos partes anteriores al nuevo nodo.
4. De acuerdo al tipo de falla se calculan las tensiones de secuencias para falla en nodo ficticio.
5. Se alteran los ángulos de las tensiones de secuencia.
6. Se pasan los valores de secuencias a valores de tensión por fase.

2.7. Validación de los algoritmos

Con la intención de validar los algoritmos diseñados para la generación de matrices de secuencia positiva, negativa y cero (AGM) y simulación de fallas (AGF), se plantea una prueba para realizar comparaciones entre un software reconocido por sus capacidades de

cálculo de fallas¹ y los algoritmos diseñados para este trabajo específico. El circuito de prueba seleccionado es identificado como IEC60909-4 y hace parte de los ejemplos de Neplan para simulación de fallas (ver figura 2.13).

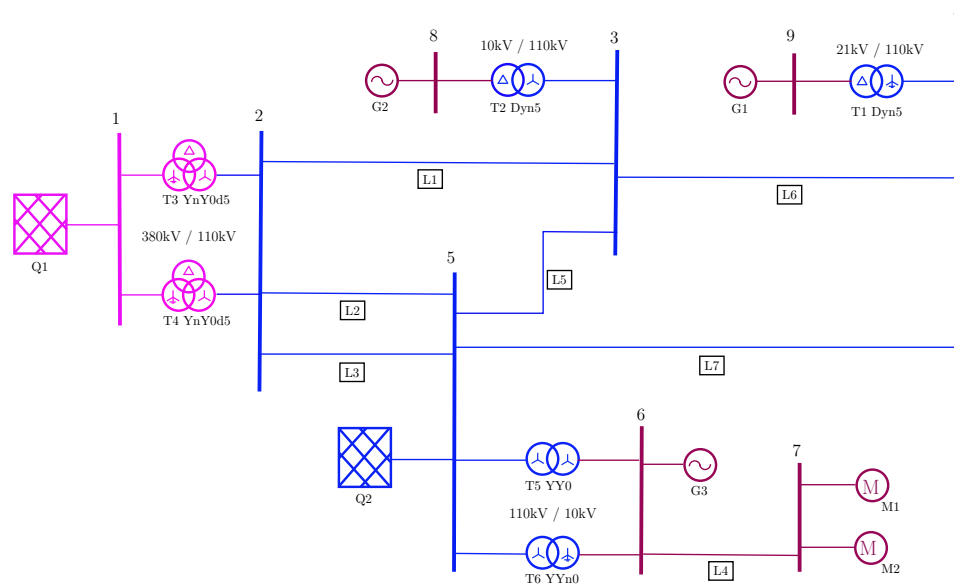


FIGURA 2.13: Sistema de prueba para realización de fallas Matlab vs Neplan

Este circuito cuenta con elementos como transformadores bidevanados y tridevanados, cargas, generadores y líneas de transmisión, los cuales también se modelan para el sistema colombiano donde se realizarán posteriormente análisis de hundimientos.

En el circuito descrito se realizan fallas de todo tipo en diferentes lugares, posteriormente se comparan los resultados arrojados por Neplan con los algoritmos diseñados en matlab.

El primer paso de la validación consiste en generar las matrices en secuencia del circuito de prueba. Para ésto, se aplican las ecuaciones de modelamiento para cada elemento del sistema expuestas en secciones anteriores (líneas, transformadores, generadores y cargas). Posteriormente la información del sistema se organiza como se indicó en la tabla 2.1 y se ejecuta el algoritmo (AGM) para generar las matrices en secuencia positiva negativa y cero. Como resultado de esto, se obtienen a continuación las matrices de secuencias positiva y negativa:

¹NEPLAN. Software comercial para la simulación de fallas y flujos de carga entre otros.

$$Z(+,-) = \left\{ \begin{array}{cccccccc} 0,0037 & 0,0030 & 0,0015 & 0,0012 & 0,0017 & 0,0014 & 0,0010 & 0,0009 & 0,0006 \\ 0,0030 & 0,0144 & 0,0038 & 0,0012 & 0,0052 & 0,0048 & 0,0017 & 0,0024 & 0,0011 \\ 0,0015 & 0,0038 & 0,0443 & 0,0227 & 0,0079 & 0,0070 & 0,0036 & 0,0251 & 0,0116 \\ 0,0012 & 0,0012 & 0,0227 & 0,0601 & 0,0062 & 0,0056 & 0,0024 & 0,0130 & 0,0296 \\ 0,0017 & 0,0052 & 0,0079 & 0,0062 & 0,0141 & 0,0120 & 0,0079 & 0,0047 & 0,0036 \\ 0,0014 & 0,0048 & 0,0070 & 0,0056 & 0,0120 & 0,0896 & 0,0378 & 0,0041 & 0,0031 \\ 0,0010 & 0,0017 & 0,0036 & 0,0024 & 0,0079 & 0,0378 & 0,7545 & 0,0022 & 0,0016 \\ 0,0009 & 0,0024 & 0,0251 & 0,0130 & 0,0047 & 0,0041 & 0,0022 & 0,0500 & 0,0066 \\ 0,0006 & 0,0011 & 0,0116 & 0,0296 & 0,0036 & 0,0031 & 0,0016 & 0,0066 & 0,0351 \end{array} \right\}$$

$$+ \left\{ \begin{array}{cccccccc} 0,0375 & 0,0185 & 0,0142 & 0,0131 & 0,0145 & 0,0114 & 0,0110 & 0,0079 & 0,0061 \\ 0,0185 & 0,1742 & 0,1332 & 0,1225 & 0,1361 & 0,1071 & 0,1031 & 0,0737 & 0,0572 \\ 0,0142 & 0,1332 & 0,2830 & 0,2073 & 0,1424 & 0,1120 & 0,1079 & 0,1564 & 0,0967 \\ 0,0131 & 0,1225 & 0,2073 & 0,3397 & 0,1381 & 0,1086 & 0,1046 & 0,1145 & 0,1584 \\ 0,0145 & 0,1361 & 0,1424 & 0,1381 & 0,1646 & 0,1294 & 0,1249 & 0,0787 & 0,0644 \\ 0,0114 & 0,1071 & 0,1120 & 0,1086 & 0,1294 & 1,7380 & 1,6745 & 0,0619 & 0,0507 \\ 0,0110 & 0,1031 & 0,1079 & 0,1046 & 0,1249 & 1,6745 & 2,4621 & 0,0597 & 0,0489 \\ 0,0079 & 0,0737 & 0,1564 & 0,1145 & 0,0787 & 0,0619 & 0,0597 & 0,8753 & 0,0534 \\ 0,0061 & 0,0572 & 0,0967 & 0,1584 & 0,0644 & 0,0507 & 0,0489 & 0,0534 & 0,5715 \end{array} \right\} J$$

y la matriz de secuencia cero del sistema:

$$Z(0) = \left\{ \begin{array}{cccccccc} 0,0152 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0693 & 0,0396 & 0,0269 & 0,0388 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0396 & 0,1589 & 0,0889 & 0,0659 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0269 & 0,0889 & 0,1693 & 0,0573 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0388 & 0,0659 & 0,0573 & 0,0822 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 1,1226 & 1,1226 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 1,1226 & 1,9426 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 25000012,4999 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 7142858,1632 \end{array} \right\}$$

$$+ \left\{ \begin{array}{cccccccc} 0,1104i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,6705i & 0,5162i & 0,4646i & 0,4940i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,5162i & 1,0198i & 0,7544i & 0,5623i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,4646i & 0,7544i & 1,1492i & 0,5369i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,4940i & 0,5623i & 0,5369i & 0,6145i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 963,21i & 963,21i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 963,21i & 964,07i & 0,0000i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 24999987,4999i & 0,0000i \\ 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 0,0000i & 7142856,1224i \end{array} \right\} J$$

El segundo paso consiste en simular fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas en los todos los nodos y secciones de tramo del sistema usando el algoritmo (AGF), con el fin de realizar un análisis comparativo entre los resultados de AGF y los resultados de NEPLAN.

Para realizar la comparación apropiadamente se deben tener en cuenta ciertas consideraciones con respecto a la simulación en NEPLAN:

1. Para la simulación de las fallas se realiza en primer lugar un preflujo de carga con el fin de determinar las tensiones prefalla de cada nodo en el sistema.
2. Debido a cálculos internos y cantidad de cifras significativas, Neplan arroja valores de ángulo distintos de cero para valores de tensión igual a cero. Esto no tiene significado real por lo que en estos casos se asume el ángulo igual a cero.

Una vez establecidas las condiciones de simulación se realizan cada uno de los tipos de falla. La comparación entre las tensiones y ángulos de cada uno de los nodos durante la ocurrencia de una falla monofásica en el nodo 1 se observa en la tabla 2.2.

TABLA 2.2: Comparación de tensiones en nodos Neplan vs Matlab

Falla 1Ø Nodo 1			NEPLAN		AGF		% de Error	
Nodo	Fase	Fault	V _{pu}	∠	V _{pu}	∠	V	∠
1	a	1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	b	0	1,263	135,750	1,254	135,420	0,900	0,092
1	c	0	1,242	-136,770	1,234	-136,346	0,800	0,118
2	a	0	0,797	0,390	0,789	0,581	0,800	0,053
2	b	0	0,950	114,710	0,948	114,619	0,200	0,025
2	c	0	0,956	-114,710	0,955	-114,419	0,100	0,081
3	a	0	0,842	-0,230	0,841	-0,204	0,100	0,007
3	b	0	0,964	115,870	0,963	115,847	0,100	0,006
3	c	0	0,962	-115,990	0,962	-115,899	0,000	0,025
4	a	0	0,854	-0,390	0,853	-0,336	0,100	0,015
4	b	0	0,968	116,150	0,968	116,168	0,000	0,005
4	c	0	0,963	-116,320	0,963	-116,326	0,000	0,002
5	a	0	0,838	-0,110	0,836	-0,069	0,200	0,011
5	b	0	0,963	115,800	0,963	115,740	0,000	0,017
5	c	0	0,961	-115,840	0,961	-115,792	0,000	0,013
6	a	0	0,875	-0,050	0,870	0,000	0,500	0,014
6	b	0	0,971	116,790	0,969	116,671	0,200	0,033
6	c	0	0,970	-116,810	0,969	-116,671	0,100	0,039
7	a	0	0,881	-0,330	0,875	-0,262	0,600	0,019
7	b	0	0,974	116,890	0,972	116,776	0,200	0,032
7	c	0	0,969	-117,030	0,969	-116,882	0,000	0,041
8	a	0	0,932	-147,720	0,932	-147,623	0,000	0,027
8	b	0	0,934	-32,520	0,933	-32,481	0,100	0,011
8	c	0	1,000	89,980	1,000	90,000	0,000	0,006
9	a	0	0,951	148,040	0,950	148,116	0,100	0,021
9	b	0	1,000	-90,010	1,000	-90,000	0,000	0,003
9	c	0	0,948	31,610	0,948	31,679	0,000	0,019

En la tabla 2.2 el error para el nivel de tensión y para el ángulo se calcula como un porcentaje de la diferencia entre los valores con respecto a la escala completa, 1PU y 360 grados.

$$\%error(V) = \frac{V_{pu}(Neplan) - V_{pu}(AGF)}{1pu} * 100 \% \quad (2.31)$$

$$\%error(\angle) = \frac{\angle(Neplan) - \angle(AGF)}{360} * 100 \% \quad (2.32)$$

De lo anterior tenemos que en la tabla 2.2 los errores máximo y promedio para el valor de tensión entre los dos procedimientos de simulación son respectivamente 0,9 % y 0,189 % y para el ángulo son 0,118 % y 0,027 %.

Realizando el mismo procedimiento para fallas monofásicas en todos los demás nodos, y para los otros tipos de fallas tenemos en la tabla 2.3 un resumen estadístico de los errores calculados por grupo de fallas.

TABLA 2.3: Diferencia entre simulación Neplan y AGF para varios tipos de falla

Tipo de fallas	% error en Tensión		% error en Ángulo	
	Media Error	Desv Std	Media Error	Desv Std
Monofásicas	0,235	0,529	0,0354	0,159
Bifásicas	0,291	0,424	0,090	0,152
Bifásicas-tierra	0,474	0,709	0,061	0,105
Trifásicas	0,759	0,854	NA	NA

De la tabla 2.3 podemos interpretar por ejemplo, que durante la ocurrencia de fallas bifásicas en todos los nodos, el error medio esperado de la tensión es de 0,291 % con una desviación estandar 0,424.

Ahora, para verificar las diferencias entre las dos herramientas de simulación en casos de fallas especiales, se realizaron diferentes tipos de fallas en varias secciones de linea como se indica a continuación:

1. Falla Monofásica al 20 % de L5(neplan).
2. Falla Bifásica al 40 % de L3b(neplan).
3. Falla Bifásica tierra al 60 % de L6(neplan).
4. Falla trifásica al 80 % de L1(neplan).

Los resultados para este tipo de fallas se observan en la tabla 2.4.

TABLA 2.4: Diferencia entre simulación Neplan y AGF para falla especiales

Tipo de fallas	% error en Tensión		% error en Ángulo	
	Media Error	Desv Std	Media Error	Desv Std
Monofásica	0,607	0,858	0,0426	0,049
Bifásica	0,452	0,516	0,206	0,247
Bifásica-tierra	0,296	0,497	0,046	0,082
Trifásica	1,560	1,100	NA	NA

Teniendo en cuenta los diferentes algoritmos que tiene cada software para realizar el mismo análisis, las posibles diferencias entre los métodos de cálculo y optimización, y las presunciones de redondeo interno para cada operación, podemos considerar que el error

encontrado entre las dos herramientas de simulación es aceptable y que los algoritmos AGM y AGF arrojan resultados confiables acordes con los resultados obtenidos con otro software.

2.8. Modelamiento del Sistema Colombiano.

Para evaluar el impacto de las fallas en los nodos del anillo de 115kV y 220kV de Bogotá, objetivo principal de esta tesis, es necesario modelar todos los elementos posibles en los cuales las fallas ocurridas pueden afectar las tensiones de alguno de los nodos de 220kV y 115kV de dicho anillo. Teniendo disponible la información del sistema colombiano se procede a organizar la información y se aplican los algoritmos para el modelamiento en secuencias y la generación de fallas desarrollados en las secciones anteriores.

2.8.1. Descripción y tratamiento de la información

Para esta investigación se cuenta con información de 756 barras del sistema Colombiano. Para cada elemento del sistema tenemos:

- *Modelamiento de las líneas.* Se tiene información de 636 líneas del sistema Colombiano. Cada una de ellas tiene valores de impedancia de secuencias por unidad de longitud como se muestra en la tabla 2.5.

TABLA 2.5: Datos de Líneas del Sistema Colombiano.

		Largo	R(1)	X(1)	B(1)	R(0)	X(0)	B(0)
Nodo inicial	Nodo Final	<i>Km</i>	<i>Ω/km</i>	<i>Ω/km</i>	<i>$\mu S/km$</i>	<i>Ω/km</i>	<i>Ω/km</i>	<i>$\mu S/km$</i>
AGUAB115	JUANCH115	4,35	0,08	0,46	3,47	0,76	2,17	2,26
AGUAB115	JUANCH115	4,35	0,08	0,46	3,47	0,76	2,17	2,26
ALAN220	PANCE220	53,7	0,07	0,49	3,45	0,48	1,65	2,39
ALAN220	YUMBO220	54,2	0,07	0,49	3,45	0,48	1,65	2,39
ALTAM115	FLORE115	54,5	0,19	0,49	3,39	0,54	1,52	2,38

Para el modelamiento primero se define una impedancia base teniendo como potencia base 1000MVA, Posteriormente se calculan todos los valores de impedancia de cada secuencia en por unidad, tal como se mencionó en secciones anteriores.

- *Modelamiento transformadores 2 devanados.* En el sistema existe información de 199 transformadores de dos devanados. Estos tienen datos sobre tensiones en el primario y secundario, impedancias de secuencias positiva y cero referida a la potencia del transformador y grupo de conexión del los devanados.

El primer paso es realizar un cambio de base de la impedancia de cada transformador, de la base inicial del transformador a la base final del sistema general. Posteriormente se calculan los de R y Xl para cada elemento en cada secuencia. Según la bibliografía general, la secuencia negativa se puede asumir igual a la positiva.