



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ACTIVAS  
BASADA EN LA TEORÍA DE GRAFOS Y MICRO-SINCROFASORES**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA

**ING. ALEJANDRO HERNÁNDEZ DÍAZ**

TUTORES PRINCIPALES

**DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ**

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

**DR. DANIEL GUILLÉN APARICIO**

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS, ITESM

CIUDAD DE MÉXICO, AGOSTO 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Tapia Olvera Rubén

Secretario: Dr. Guillén Aparicio Daniel

Vocal: Dr. Castro González Luis Miguel

1 er. Suplente: Dr. Torres García Vicente

2do. Suplente: Dr. Rodríguez Rodríguez Juan Ramón

Lugares donde se realizó la tesis:

Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad de México, México.

Escuela de Ingeniería y Ciencias, ITESM, Nuevo León, México.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ

---

**FIRMA**

# Agradecimientos

A toda mi familia por todo su apoyo y motivación, en especial a mi madre **Paula Díaz Barradas**, ya que gracias a sus esfuerzos, he podido concluir un logro más en el ámbito académico.

A mis asesores el **Dr. Daniel Guillén Aparicio** y **Dr. Luis Miguel Castro González** por todo su apoyo y paciencia en la realización de este trabajo de tesis.

A mis profesores de la maestría por sus enseñanzas, especialmente a mis sinodales por sus valiosos comentarios en la revisión de esta tesis.

A los Doctores **Jonathan C. Mayo** y **Jesús Elías Valdez** por todo su apoyo recibido durante mi estancia de investigación en el Tecnológico de Monterrey.

A mis compañeros de maestría por la extraordinaria convivencia a lo largo de estos dos años, en especial a mis amigos **Humberto, Francisco Alexander, Andrés y Arturo**.

A mi novia **Elizabeth** por todo su apoyo y consejos que siempre me brinda.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por haberme permitido realizar mis estudios de maestría, y por la maravillosa experiencia y orgullo de haber pertenecido a una institución de excelencia.

Al **Tecnológico de Monterrey** por haberme abierto sus puertas para poder realizar mi estancia de investigación.

Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología** por el apoyo económico brindado.

# Resumen

La penetración de las unidades de generación distribuida (DGs, por sus siglas en inglés) dentro del funcionamiento de las redes de distribución convencionales, ha generado un nuevo concepto, llamado red de distribución activa (ADN, por sus siglas en inglés), puesto que los flujos de potencia en las líneas se vuelven bidireccionales. Las tendencias de adoptar DGs son cada vez mayores y una forma favorable de hacerlo es a través del uso de microrredes eléctricas, las cuales son consideradas pequeñas redes de distribución activas con la capacidad de operar aisladas o conectadas a la red de distribución principal. Los beneficios de usar ADNs son del tipo económicos, ambientales y sociales, sin embargo, su implementación y operación es considerablemente compleja. Por lo tanto, los esquemas de protección tradicionales, en específico la localización de fallas, presenta una serie de inconvenientes, debido a que las DGs, por lo general, se basan en fuentes de energía renovables no convencionales, que por su naturaleza intermitente, pueden no estar disponibles durante un periodo de tiempo. De modo que, es deseable desarrollar nuevos métodos de localización de fallas o adaptar los ya existentes para que sean capaces de abordar los desafíos que genera la presencia de las DGs.

Por lo tanto, en este trabajo de tesis se presenta el desarrollo de un nuevo enfoque para la detección y localización de fallas en redes de distribución activas y microrredes, basado en la teoría de grafos y datos fasoriales obtenidos a través de los micro-sincrofasores o  $\mu$ PMUs (dispositivos de medición fasorial para redes de distribución). Con la ayuda de la teoría de grafos se introduce una nueva matriz de admitancias ( $Y_{mod}$ ), que en conjunto con las

leyes básicas de circuitos eléctricos, se obtiene un sistema de ecuaciones que representa el comportamiento de las redes de distribución activas. Derivado de un análisis extenso ante condiciones de fallas, se determina una relación que permite conocer los posibles elementos fallados (PEFs) y la localización exacta al punto de falla. Adicionalmente, se extiende el método bajo un enfoque de estimación de estados, con la finalidad de cubrir la poca disponibilidad de mediciones que se tienen en las redes de distribución.

El método propuesto se validó usando diferentes casos de estudio. Por ejemplo, una microrred monofásica simulada en la plataforma ATP/EMTP y PSCAD. También, se realizó una validación experimental usando micro-sincrofasores comerciales, para lo cual, la microrred se modeló en la plataforma de Simulink, y con una tarjeta de adquisición de datos se llevaron a cabo simulaciones en tiempo real. Los resultados obtenidos fueron prometedores después de que se analizó el comportamiento de la metodología propuesta ante diferentes escenarios de fallas. Por otra parte, la extensión del método propuesto bajo un enfoque de estimación de estados, fue validado mediante simulaciones usando la red de IEEE 13 nodos modificada.

# Abstract

The high penetration of distributed generation (DG) in conventional distribution networks, has developed a new concept named active distribution network (ADN), because the power flows through the lines become bidirectional. The increase by adopting DG makes possible the use of microgrids, which are considered small active distribution networks that can operate in two modes, grid-connected or island. The produced benefits by using ADNs, are mainly economic, environmental and social, however, its implementation and operation is considerably complex. Therefore, the conventional protection schemes should be adapted to the new requirements because present several drawbacks, particularly fault location, due to the intermittency of DG based on non-conventional energy renewable sources. Hence, It is desirable that new methods of fault location are developed or the existing ones are adapted to address the new challenges generated by the high penetration of DG.

This thesis presents a new approach for addressing fault detection and location in active distribution networks and microgrids, based on the graph theory. The method uses data provided by micro-synchrophasors or  $\mu$ PMUs (phasor measurement units for distribution networks). In cooperation with graph theory and the electric circuits laws, a new formulation is proposed introducing a new admittance matrix ( $Y_{mod}$ ). The proposed method permits formulate a system of equations to study the transient behavior of active distribution networks. Derived from an extensively analysis before and after a fault occurs, a relationship is determined that allows knowing all possible elements with faults (PEFs), and these PEFs

will be used to estimate the fault point. Additionally, the method is extended considering a state estimation approach, in order to cover the unavailability of measurements in the distribution networks.

The proposed method was validated using different cases of study. A single-phase microgrid was simulated in the EMTP/ATP platform and PSCAD to prove the introduced method. An experimental validation was also carried out using commercial micro-synchrophasors, where the microgrid was modelled in the Simulink platform, and all simulations were done in real time using a data acquisition card. The obtained results were promising after analyzing the behavior of the proposed approach considering several fault conditions. On the other hand, an extension of the proposed method using a state estimation approach was validated with the modified IEEE 13-bus distribution network.

# Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.3. Estado del arte . . . . .	4
1.4. Objetivos . . . . .	9
1.4.1. Objetivo general . . . . .	9
1.4.2. Objetivos específicos . . . . .	9
1.5. Hipótesis . . . . .	10
1.6. Justificación y motivación . . . . .	10
1.7. Metodología . . . . .	11
1.8. Estructura de la tesis . . . . .	12
<b>2. Micro unidades de medición fasorial</b>	<b>14</b>
2.1. Introducción . . . . .	14
2.2. Unidades de medición fasorial PMUs . . . . .	15
2.3. Definiciones de fasor y sincrofasor . . . . .	17

2.3.1. Definición de fasor . . . . .	17
2.3.2. Definición de sincrofasor . . . . .	18
2.4. Arquitectura de una $\mu$ PMU . . . . .	19
2.5. Concentrador de datos fasoriales . . . . .	22
2.6. Técnicas de estimación fasorial . . . . .	23
2.6.1. Estimadores fasoriales estáticos . . . . .	24
2.7. Aplicaciones de los $\mu$ PMUs . . . . .	30
2.7.1. Aplicaciones de diagnóstico . . . . .	31
2.7.2. Validación de modelos . . . . .	35
2.7.3. Aplicaciones de control . . . . .	37
<b>3. Localización de fallas basada en teoría de grafos</b>	<b>40</b>
3.1. Introducción . . . . .	40
3.2. Fundamentos básicos de la teoría de grafos . . . . .	41
3.2.1. Definición de grafo . . . . .	41
3.2.2. Definición de árbol . . . . .	43
3.3. Representación de una ADN mediante grafos . . . . .	44
3.3.1. Matriz de loops . . . . .	46
3.3.2. Matriz de cortes . . . . .	47
3.4. Localización de fallas usando teoría de grafos . . . . .	48
3.4.1. Matriz de admitancias modificada . . . . .	49
3.4.2. Explicación de la localización de fallas usando grafos . . . . .	54

3.4.3. Criterio de activación del método de localización . . . . .	59
3.4.4. Resumen del método propuesto para la localización de fallas . . . . .	60
<b>4. Localización de fallas con un enfoque de estimación de estados</b>	<b>62</b>
4.1. Introducción . . . . .	62
4.2. Estimación de estados con mínimos cuadrados lineales . . . . .	63
4.3. Aplicación de estimación de estados para la localización de fallas . . . . .	64
4.4. Resumen del enfoque basado en estimación de estados . . . . .	68
<b>5. Casos de estudio</b>	<b>71</b>
5.1. Introducción . . . . .	71
5.2. Caso 1: Microrred monofásica . . . . .	72
5.3. Caso 2: Microrred monofásica simulada en tiempo real . . . . .	80
5.4. Caso 3: Red IEEE 13 nodos modificada . . . . .	86
<b>6. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>91</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	91
6.2. Trabajos futuros . . . . .	93
<b>A. Apéndice</b>	<b>95</b>
A.1. Filtro Fourier en ATP/EMTP . . . . .	95
A.2. Filtro Coseno en Matlab . . . . .	97
<b>Bibliografía</b>	<b>99</b>

# Lista de Figuras

2.1. Comparación entre mediciones de PMU vs SCADA, para una señal de corriente ante un evento transitorio . . . . .	15
2.2. a) Señal sinusoidal, y b) su representación como fasor. . . . .	19
2.3. Señales sinusoidales con diferentes ángulos de fase, y sus representaciones fasoriales en $t = 0$ . . . . .	20
2.4. Arquitectura de una $\mu$ PMU . . . . .	22
2.5. Esquema de un sistema de medición fasorial . . . . .	23
2.6. Actualización de la estimación del fasor de forma no recursiva para una señal de 16 muestras por ciclo. . . . .	27
2.7. Señal de corriente con una falla en $t=0.0667$ s. . . . .	29
2.8. Comparación de estimaciones fasoriales para una señal de corriente con una falla; a) magnitud del fasor con el filtro fourier, b) ángulo del fasor con el filtro fourier, c) magnitud del fasor con el filtro coseno, d) ángulo del fasor con el filtro coseno, e) magnitud del fasor con el filtro fourier recursivo, f) ángulo del fasor con el filtro fourier recursivo. . . . .	30
2.9. Clasificación de las aplicaciones de los $\mu$ PMUs . . . . .	32

3.1. Grafo a) no dirigido y b) dirigido. . . . .	42
3.2. Combinaciones de árboles diferentes, generados a partir de un mismo grafo; a) árbol T1, b) árbol T2 y árbol T3. . . . .	44
3.3. Diagrama unifilar de una red eléctrica simple. . . . .	45
3.4. a) Grafo y Árbol de la red eléctrica de la Figura 3.3. . . . .	46
3.5. Representación de un grafo con cortes fundamentales. . . . .	48
3.6. Diagrama unifilar de una red eléctrica simple con fuentes equivalentes de corriente. . . . .	51
3.7. Relación entre los elementos de $\bar{H}$ con la fuente principal y las líneas de la red eléctrica. . . . .	55
3.8. a) Red de ejemplo con una falla sobre la línea. b) Zoom sobre la sección bajo falla. . . . .	56
3.9. Ejemplo de los resultados de $PEF$ para una a) falla al 0.25 % sobre la línea 2 y b) falla al 0.75 % sobre la línea 2. . . . .	59
3.10. Diagrama de flujos del método propuesto para la localización de fallas . . . .	61
4.1. Diagrama de flujos del método propuesto de localización de fallas con un enfoque de estimación de estados. . . . .	70
5.1. Microrred de prueba . . . . .	73
5.2. Comparación de detección de fallas considerando variaciones en la resistencia de falla, para un corto circuito al 20 % sobre la línea 4 de la MG bajo estudio. . . . .	74
5.3. Elementos de $\bar{H}$ en el tiempo, para una falla sólida a la mitad de la línea 5. . . . .	75

5.4. Corto circuito al 50 % de la línea 5: a) Elementos de $\bar{H}$ con todas las fuentes y sin DG3. b) Elementos de $PEF$ con todas las fuentes y sin DG3. . . . .	76
5.5. Corto circuito al 10 % de la línea 4: a) Elementos de $\bar{H}$ con $R_f=0$ y con $R_f = 5 \Omega$ . b) Elementos de $PEF$ con $R_f=0$ y con $R_f = 5 \Omega$ . . . . .	77
5.6. Micro-sincrofasor usado en la experimentación . . . . .	81
5.7. Esquema de la experimentación. . . . .	82
5.8. Señales de corriente y voltaje de la MG asociadas a los canales digitales-analógicos (DACs) de la dSPACE DS1202 y entradas de los $\mu$ PMUs. . . . .	82
5.9. Experimentación. . . . .	83
5.10. Simulación en tiempo real; a) magnitudes y ángulos de voltaje medidos en todos los buses, para una falla sobre la línea 5. . . . .	84
5.11. Simulación en tiempo real; a) magnitudes y ángulos de corriente medidos en los buses de generación, para una falla sobre la línea 5. . . . .	85
5.12. Red de IEEE 13 nodos modificada. . . . .	87
5.13. Resultados de localización para una falla trifásica sobre L1 . . . . .	89

# Lista de Tablas

- 5.1. Datos de los alimentadores de la MG . . . . . 72
- 5.2. Resultados de la localización para fallas en diferentes puntos de la MG . . . . . 79
- 5.3. Resultados de la localización para un barrido de fallas a lo largo de L4 de la MG, considerando resistencias de falla . . . . . 79
- 5.4. Resultados de la localización de falla para la validación experimental . . . . . 86
- 5.5. Resultados de la localización en la red IEEE 13 nodos modificada . . . . . 90

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Introducción

La energía eléctrica forma parte de los insumos de mayor envergadura para efectuar las actividades cotidianas y productivas, esenciales para el desarrollo de toda nación; cuestión por lo cual se vuelve indispensable el proceso de planeación de redes con el objetivo de definir los nuevos centros de generación, puesto que estos son vitales para el suministro eléctrico de forma eficiente, que a su vez permiten atender la creciente demanda, y a un costo accesible para fomentar la competitividad entre las diversas empresas del sector eléctrico. En la actualidad, el aumento de la emisión de gases de efecto invernadero, son un tema que produce preocupación entre la comunidad científica debido al cambio climático. En ese sentido, es de gran importancia considerar la generación de electricidad a partir de fuentes de energías limpias, que mitiguen los efectos, a fin de alinearse con los requerimientos del marco normativo en materia ambiental. Por ello, el sistema eléctrico de potencia (SEP) debe ser más eficiente, confiable, seguro y el suministro de energía debe ser de calidad (calidad de energía); esto implica un alto grado de disponibilidad de los recursos energéticos, tal que se garantice el suministro de energía hacia los consumidores finales.

Con el objetivo abordar los nuevos retos que enfrentan los sistemas eléctricos de potencia

en el mundo, de entre los cuales destaca, el desarrollo de sistemas más autónomos, seguros, confiables y con mayor grado de controlabilidad, ha emergido un nuevo concepto de red, denominado red eléctrica inteligente (REI), que básicamente está enfocado en desarrollar nuevas aplicaciones haciendo uso de las tecnologías emergentes con el objetivo de evitar errores humanos. En general, existen varias definiciones para una REI, que de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía [1], una REI es una red eléctrica que se apoya de tecnologías digitales y de otras más avanzadas para monitorear y gestionar el transporte de la energía eléctrica de todas las fuentes de generación, cumpliendo así, con las diferentes demandas de electricidad del consumidor final.

Por otro lado, en un SEP convencional, el esquema de generación se definía de forma unidireccional, partiendo de la generación de energía eléctrica, para posteriormente transportarla por medio de las líneas de transmisión, que recorren cientos de kilómetros, y finalmente ser entregada al usuario a través de los sistemas de distribución. No obstante, ha surgido una nueva tendencia que permite generar energía de forma local a niveles de voltaje de distribución, usando fuentes de energía de pequeña escala, que consumen bajas cantidades de carbón, o bien, que aprovechan los recursos naturales; tales como gas natural, biogás, eólica, fotovoltaica, celdas de combustible y microturbinas. La integración de estas fuentes de generación dentro del sistema de distribución, se le conoce como generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés); mientras que a las fuentes de energía se les denomina recursos energéticos distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés)[2].

Por consiguiente, la incorporación de DGs en las redes de distribución genera una mayor complejidad en la operación, debido a que los flujos de potencia pueden ser unidireccionales o bidireccionales, lo cual da lugar a una nueva definición de red, denominada red de distribución activa (ADN, por sus siglas en inglés). Por otra parte, la incursión de DGs se puede agrupar de manera favorable mediante una Microrred eléctrica (MG, por sus siglas en inglés), la cual puede o no estar interconectada con algún alimentador de la red de distribución. Por

definición y de acuerdo con [3], una MG es un grupo de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúa como una sola entidad controlable con respecto de la red. Por ende, esta se puede conectar y desconectar de la red para permitir que funcione tanto en modo interconectado a la red, como en modo isla.

Ciertamente, la proliferación de las unidades de generación distribuida dentro de las redes de distribución activas y microrredes eléctricas brinda grandes beneficios económicos, ambientales y sociales. Por ejemplo, el acercar la generación a los centros de consumo permite reducir las pérdidas de energía por transmisión, lo cual impacta de forma positiva en la economía de las compañías eléctricas. Sin embargo, la implementación de tales redes genera desafíos importantes dentro de las áreas de operación, control y protección.

## 1.2. Planteamiento del problema

En general, todas las redes de distribución pasivas o activas, o bien microrredes, están expuestas a cambios repentinos que pueden ser el resultado de fallas en alguno de los equipos que las conforman. Por ello, los sistemas de protección deben actuar de forma rápida y confiable con el objetivo de aislar la falla, particularmente el elemento fallado. Las fallas pueden ser de corta duración, las cuales son llamadas fallas temporales, o bien, de larga duración denominadas fallas permanentes. Por consiguiente, si se logra mejorar el proceso de detección y localización, es posible reducir los tiempos de restauración del elemento dañado y por ende mejorar la continuidad del servicio eléctrico.

La implementación de las redes de distribución activas y microrredes ha generado grandes desafíos dentro del área de las protecciones eléctricas, en particular la detección y localización de las fallas, ya que al presentarse un corto circuito, el flujo de la corriente de falla a través de los elementos puede ser unidireccional o bidireccional, dependiendo si existe o no generación

distribuida. Adicionalmente, la localización de las fallas se vuelve una tarea más compleja, debido a que las DGs, por lo general, se basan en fuentes renovables no convencionales, que por su naturaleza intermitente, pueden no estar disponibles durante un periodo de tiempo. Lo anterior impacta en la capacidad de corto circuito de la red eléctrica. En consecuencia, las ADNs y MGs demandan nuevos métodos de localización de fallas o la adaptación de algunos ya existentes, que consideren en su formulación la dinámica de las unidades de generación distribuida, con la finalidad de ofrecer mayor robustez en el proceso de localizar las fallas, es decir, de forma confiable y con alto grado de exactitud.

### 1.3. Estado del arte

Recientemente ha crecido el interés por desarrollar nuevos métodos de localización de fallas o adaptar algunos de los ya existentes con la finalidad de incrementar su eficacia ante la presencia de las unidades de generación distribuida. En este sentido, en las redes de distribución modernas, teniendo en cuenta los avances tecnológicos en los dispositivos de medición, tales como las micro unidades de medición faorial ( $\mu$ PMUs, por sus siglas en inglés), también conocidos en la literatura como micro-sincrofasores, y gracias a la infraestructura de las redes de comunicación [4], es factible desarrollar métodos de localización de fallas que tengan como variables de entrada las señales de voltaje y corriente, no sólo medidas en la subestación principal, como se hace con los métodos de localización tradicionales, sino que también facilita la medición de variables en varios puntos de la red. Adicionalmente, los métodos que utilizan fasores como variables de entrada, requieren previo conocimiento de la topología de la red eléctrica, como de los parámetros de sus líneas, cargas e información de las fuentes. Por ejemplo, en [5] se desarrolla un método de localización de fallas para redes distribución activas, donde los fasores de voltaje y corriente de pre-falla y falla son medidos en los puntos de interconexión de la subestación eléctrica, y de las unidades de generación distribuida. El método utiliza la matriz de impedancias  $Z_{bus}$  en el dominio  $abc$ , y se asume que

la corriente de falla es conocida, a través de la suma de los fasores de corriente medidos en los puntos de generación. La principal desventaja es que requiere de un proceso de actualización complejo, ya que se deben estimar las impedancias de las fuentes para los diferentes escenarios de operación, y posteriormente la matriz  $Z_{bus}$ .

En [6], se presenta un método de localización de fallas para redes de distribución considerando la penetración de la generación distribuida, el cual requiere del conocimiento de la topología y de los parámetros de la red. El método de localización de fallas propuesto se basa en la matriz de admitancias nodal, incluyendo en esta misma el punto de falla como variable desconocida. Por ende, se requiere previo conocimiento sobre el tipo de falla. Básicamente, el método asume que la falla puede ocurrir en cualquier línea de la red. Por consiguiente, es necesario resolver un problema de optimización para evaluar cada línea de la red, con la finalidad de cubrir todos los escenarios posibles. La principal ventaja es que estima los voltajes de falla en los nodos donde no existe medición, sin embargo, requiere de un proceso de optimización que satisfaga la estimación de los voltajes no medidos, ya que todas las líneas son candidatas a ser la línea fallada.

Las unidades de medición fasorial en conjunto con los medidores inteligentes (smart meters) son considerados como dispositivos de medición inteligentes, los cuales pueden ser instalados a lo largo de las redes de distribución con la finalidad de obtener información de las variables eléctricas de la red. En ese sentido, los datos proporcionados por los medidores inteligentes pueden ser usados como variables de entrada en los métodos de localización de fallas. Por ejemplo, en [7] se resuelve el problema de localización de fallas usando una metodología basada en componentes simétricas, principalmente la de secuencia positiva. La principal ventaja de este método se centra en mejorar el problema de localización de fallas debido a la variedad de soluciones dispersas que se pueden generar, donde los autores proponen una metodología resolviendo el problema de optimización para las diferencias de corriente de secuencia positiva. Sin embargo, el método presentado requiere de un proceso en

paralelo.

En [8] se propone un método de localización de fallas para ADNs basado en los voltajes medidos en los puntos de interconexión de la subestación principal y unidades de generación distribuida. El proceso de localización de fallas se aborda mediante la formulación de un problema de optimización, donde la ubicación y resistencia de falla son variables desconocidas. Por consiguiente, la solución óptima se define mediante la formulación e implementación de un algoritmo genético. Esto implica mayor esfuerzo computacional, puesto que, en el proceso de optimización debe resolver el problema de flujos de potencia de manera iterativa.

Las redes de distribución presentan problemas bastante complejos que deben ser analizados, ya que existen desbalances de corrientes entre las fases, asociados a que las líneas no son transpuestas. Además, el desbalance se incrementa derivado de la no homogeneidad de los alimentadores, es decir, secciones de líneas tanto trifásicas como bifásicas o monofásicas. En este contexto, esta problemática debe ser evaluada en el proceso de localización de fallas. Por ejemplo, en [9] proponen una metodología para la localización de fallas considerando el desbalance de las redes de distribución, el efecto capacitivo en las líneas y la inclusión de las DGs. El algoritmo propuesto se basa en el concepto de impedancia ( $Z_{bus}$ ), asumiendo que todos los datos de la red son conocidos, excepto la información de las cargas. La ventaja del método es que para cada escenario de falla se actualizan los datos de las cargas mediante flujos de potencia y mediciones de pre-falla. No obstante, lo anterior implica un subproceso iterativo bastante complejo.

Desde una perspectiva económica, en las redes de distribución, no es factible contar con dispositivos de medición en todos los buses de la red, puesto que las redes están constituidas por muchos nodos y líneas. Por lo anterior, se han desarrollado métodos de localización de fallas basados en el principio de estimación de estados como los que se presentan en [10][11][12][13]. La idea principal de esta técnica, es asumir que se tienen disponibles mediciones tanto de corriente como de voltaje en forma fasorial en todos los

buses de generación, y mediciones dispersas de voltaje en puntos estratégicos de la red de distribución. Asimismo, se necesita el conocimiento del modelo matemático de la red a través de la matriz de admitancias nodales  $Y_{bus}$ . Entonces, con la información anterior se formula el proceso de localización de fallas con un enfoque de estimación de estados. Básicamente, se parte de la suposición de que la falla puede ocurrir en cualquier nodo de la red, en consecuencia, se resuelve la estimación de estados usando mínimos cuadrados lineales, tantas veces como nodos se tengan en la red de distribución. La ventaja de estos algoritmos es que no necesitan todas las mediciones, pero la mayoría de los métodos consideran que las fallas ocurren en los nodos y no en las líneas. Por ende, es complicado saber estimar el punto exacto de la falla.

El concepto de onda viajera también ha sido bastante utilizado para la localización de fallas. El método de la onda viajera se basa en el principio de reflexión y refracción de las ondas que propagan entre el punto de falla y un extremo de la línea. En general, estas ondas se generan al momento de que ocurre una falla por el cambio de impedancia. Sin embargo, los métodos de localización basados en onda viajera requieren de dispositivos de medición con una alta tasa de muestreo, de aproximadamente 1 MHz, por lo que su implementación suele ser bastante costosa. Por ende, estos métodos resultan más adecuados para redes de transmisión [14].

Por otra parte, existen otros métodos que se han enfocado en analizar la información transitoria, principalmente de voltaje. Por ejemplo, en [15] se propone un método de localización basado en la relación lineal que existe entre la máxima magnitud, de la señal transitoria de voltaje durante el periodo de falla observada por un sensor, y la distancia del sensor al punto de falla. En función de esta relación, se plantean un conjunto de ecuaciones lineales de acuerdo al número de sensores que se hayan instalado en la MG, y se resuelven las ecuaciones para estimar la distancia a la falla. El algoritmo utiliza únicamente mediciones en los buses donde hay generación, sin embargo, se reportan errores en la ubicación de la falla

de hasta el 10 %.

Los indicadores de fallas son otros de los dispositivos que han sido de gran utilidad para desarrollar métodos de localización de fallas en ADNs. Estos dispositivos, proporcionan un uno lógico cuando la corriente sobrepasa un umbral establecido y la señal es enviada al centro de control por medio de redes de comunicación. Al instalar indicadores de fallas en puntos estratégicos de la red, es posible conocer la zona fallada, tal como se presenta en [16]. El método propuesto se basa en una matriz que relaciona las posibles ubicaciones de falla y corrientes de líneas. Esta relación es usada para identificar la sección fallada y el principal objetivo que se aborda, es el problema de las fallas simultáneas. Su principal ventaja es que son métodos que fácilmente se pueden implementar, y económicamente viables; no obstante, con estos métodos no es posible proporcionar información sobre las ubicaciones exactas de las fallas.

La teoría de grafos es otra de las técnicas que han sido utilizadas para la localización de fallas, como en [17], donde se desarrolla un método para la protección de microrredes, basado en el principio de localización de fallas. La metodología que se propone se basa en obtener un árbol que describe la topología de la MG. Por ende, la sección fallada se puede determinar usando una matriz de incidencias y algunos criterios que se establecen en función de las direcciones, y magnitudes de las corrientes medidas en todas las líneas de la MG. En [18], la teoría de grafos fue aplicada en una red de distribución de CD, donde los medidores inteligentes proporcionan al algoritmo los datos de voltaje y corriente medidos en la subestación principal y en puntos de usuarios finales (cargas). La desventaja de este método, es que, para considerar el efecto de la generación distribuida es necesario colocar medidores en otros puntos de la red y extender la formulación haciendo un subproceso adicional.

La revisión de literatura del tema abordado, permite concluir que los métodos de localización de fallas basados en los parámetros y topología de la red son los más convenientes para la localización de fallas en redes de distribución activas, dado que los métodos basados

en el concepto de onda viajera, desde un punto de vista económico, no los hace tan factibles, ya que se requieren grandes inversiones debido al equipo primario requerido. Por otra parte, la mayoría de los algoritmos aplicados en redes de distribución activas se basan en la ya bien conocida  $Y_{bus}$ , por lo tanto, deben realizar un subproceso adicional para la localización de las fallas. Adicionalmente, todos los métodos basados en los parámetros de la red deben incluir en su formulación las fuentes de generación distribuida. En general, la variabilidad de la DG impacta en el funcionamiento de los sistemas de protección, problema que aún no está resuelto. Por esta razón, se eligió abordar el problema de detección y localización de fallas usando la teoría de grafos, puesto que es posible introducir una nueva formulación de representación de redes activas con la cual es posible determinar una relación directa en la localización de fallas.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo general

Desarrollar un método de localización de fallas para redes de distribución activas y microrredes eléctricas, el cual sea capaz de desempeñarse de forma confiable ante la penetración de la generación distribuida, basado en los parámetros de la red, la teoría de grafos, y mediciones de voltaje y corriente obtenidas a través de los micro-sincrofasores ( $\mu$ PMUs).

### 1.4.2. Objetivos específicos

- Modelar e implementar una red de distribución activa y una microrred de prueba en la plataforma ATP/EMTP y/o PSCAD.
- Desarrollar un método para la localización de fallas en redes de distribución activas y

microrredes.

- Validar el método propuesto a través de simulaciones, procesando las señales obtenidas mediante Matlab.
- Implementar una red eléctrica de prueba en un ambiente de tiempo real para validar el algoritmo propuesto de forma experimental.

## 1.5. Hipótesis

El desarrollo de nuevas tecnologías de medición como lo son los  $\mu$ PMUs y considerando que presentan un alto grado de precisión en las mediciones, permitirá detectar cambios importantes en la red originados por fallas. En este contexto, con la ayuda de la teoría de grafos, se espera establecer una nueva formulación que dicte el comportamiento de las redes de distribución activas, usando como variables de entrada la información proveniente de los  $\mu$ PMUs, con la cual será posible identificar los elementos fallados, así como el punto exacto de la falla, esperando un alto grado de exactitud.

## 1.6. Justificación y motivación

La detección y localización de fallas en cualquier red eléctrica, provee de herramientas a los operadores del sistema, ya que proporciona información acerca del punto de falla o sección fallada, lo que facilita aislar únicamente la zona dañada. Por otro lado, el conocer la posición donde se presenta la falla, genera información de utilidad para el personal de mantenimiento de las compañías eléctricas, y por ende, el tiempo de restauración del elemento fallado se reduce y habilita el restablecimiento de energía. En este sentido, entre menor sea el tiempo de restauración, la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico se incrementa. Además, desde

una perspectiva de pérdidas económicas, debido al número de interrupciones en el sistema eléctrico, existe una relación proporcional con el tiempo de restauración, por ejemplo, si el periodo de tiempo de desabasto de energía es grande, mayores serán las pérdidas económicas, ya que esto representa menores costos de facturación de energía.

El uso de nuevas tecnologías ha generado mayor motivación por hacer el sistema de distribución más inteligente o automatizado. Ciertamente, para lograr lo anterior, un elemento clave es la infraestructura y disponibilidad de mediciones. En este contexto, ha emergido un dispositivo de medición llamado micro unidad de medición fasorial ( $\mu$ PMU), con el cual es posible medir con mayor precisión las variables eléctricas en los diferentes puntos de una red de distribución, y transmitir las al centro de control en tiempo real. La información recolectada y la manipulación de la misma facilita los procesos de operación, control y protección, así como las tareas asociadas al mercado eléctrico. Específicamente en el área de protección, el uso de  $\mu$ PMUS puede ayudar en la detección y ubicación de fallas de forma confiable. Por ende, es de gran interés desarrollar métodos de localización de fallas para redes de distribución activas y microrredes, usando la información proveniente de los  $\mu$ PMUs debido a la precisión que presentan. Dado que, una red eléctrica se conforma por una gran cantidad de nodos y la relación  $X/R$  es más pequeña en comparación con una red de transmisión. Además, las redes de distribución son más susceptibles al ruido, por ende, las mediciones se ven afectadas.

## 1.7. Metodología

Con el propósito de alcanzar los objetivos planteados, en este trabajo de tesis se planea la siguiente metodología:

- Realizar y analizar el estado del arte respecto al tema de localización de fallas, con la finalidad de conocer las tendencias y los métodos de análisis aplicados en redes de distribución activas.

- Estudiar los fundamentos básicos de la teoría de grafos, con el objetivo de representar la topología de las redes eléctricas para generar una formulación que dicte el comportamiento de las redes de distribución activas.
- Desarrollar los conceptos bases que definen el proceso de localización de las falla mediante la teoría de grafos.
- Implementar y simular redes de prueba, tanto de distribución activas como microrredes eléctricas, ya sean monofásicas y trifásicas, en las plataformas de simulación ATP y/o PSCAD.
- Modelado de redes eléctricas en un ambiente de simulación en tiempo real.
- Definir el proceso de adquisición de datos usando  $\mu$ PMUs de la marca PSL y una tarjeta de adquisición de datos dSPACE.
- Validar el algoritmo propuesto a través de simulaciones y experimentalmente, considerando diferentes escenarios de fallas, variabilidad de la generación distribuida y resistencia de falla.

## 1.8. Estructura de la tesis

La presente tesis está estructurada por capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

Capítulo 1: Introducción

En este capítulo se presentan las generalidades del trabajo realizado, la problemática a resolver, una revisión del estado del arte y se plantean los objetivos de la tesis.

Capítulo 2: Micro unidades de medición fasorial

En este capítulo se describen las micro unidades de medición fasorial ( $\mu$ PMU) y los fundamentos básicos de las técnicas de estimación fasorial estáticas, así como las principales aplicaciones de  $\mu$ PMU en redes de distribución activas y microrredes eléctricas.

#### Capítulo 3: Localización de fallas basada en teoría de grafos

Aquí se presentan los fundamentos teóricos del método de localización de fallas propuesto, empezando por la teoría de grafos, representación de una red de distribución activa por medio de grafos, y una explicación detallada de la metodología propuesta para la localización de fallas.

#### Capítulo 4: Localización de fallas con un enfoque de estimación de estados

Se aborda el desarrollo de la extensión del método de localización de fallas propuesto usando la formulación de estimación de estados.

#### Capítulo 5: Casos de estudio

Este capítulo presenta los resultados y la validación del método de localización de fallas propuesto usando diferentes casos de estudio para una microrred y una red de distribución activa.

#### Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros

Se mencionan las conclusiones generales con base en los resultados obtenidos, así como también, se plantean los trabajos futuros que son resultado del análisis generalizado de este trabajo.

## Capítulo 2

# Micro unidades de medición fasorial

### 2.1. Introducción

El monitoreo de cualquier red eléctrica es fundamental para el proceso de detección y localización de fallas. Este monitoreo se basa principalmente en analizar las variables de entrada, como lo son señales de voltaje y corriente en forma de fasor para después tomar una acción de control o protección. Adicionalmente, la alta penetración de los recursos energéticos distribuidos dentro del funcionamiento de las redes de distribución introducen impactos técnicos negativos. Por lo tanto, existe un interés por tener un monitoreo más completo con la finalidad de mejorar la observabilidad y la gestión de las redes de distribución activas. Para hacer frente a esta necesidad, surge el desarrollo de un dispositivo de medición con alta precisión en la estimación del fasor llamado  $\mu$ PMU o micro-sincrofasor, con el cual es posible abordar el desarrollo de nuevas aplicaciones enfocadas a mejorar la operación de las redes de distribución activas. En este sentido, derivado de la importancia de los  $\mu$ PMUs, y de acuerdo con el objetivo de la tesis, en este capítulo se aborda la estructura general, fundamentos básicos y las principales aplicaciones de los  $\mu$ PMUs.

## 2.2. Unidades de medición fasorial PMUs

Las redes eléctricas modernas han adoptado de forma masiva el uso de PMUs, ya que éstos son considerados elementos claves dentro del esquema de las REIs [19], porque son capaces de proporcionar información de las variables eléctricas de un SEP, prácticamente en tiempo real y de manera sincronizada. Mientras que el Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisorio (SCADA, por sus siglas en inglés), los datos entregados a los centros de control, no están sincronizados con una estampa de tiempo y la información de la fase, es resultado de un proceso numérico, además, la actualización de las mediciones se producen aproximadamente en lapsos de unos cuantos segundos y no en tiempo real. Por ejemplo, en la Figura 2.1, se muestra una comparación entre mediciones de un PMU y el SCADA, para una misma señal de corriente que presenta un transitorio, donde se puede apreciar que éste es registrado por el PMU, pero no por el SCADA [20].

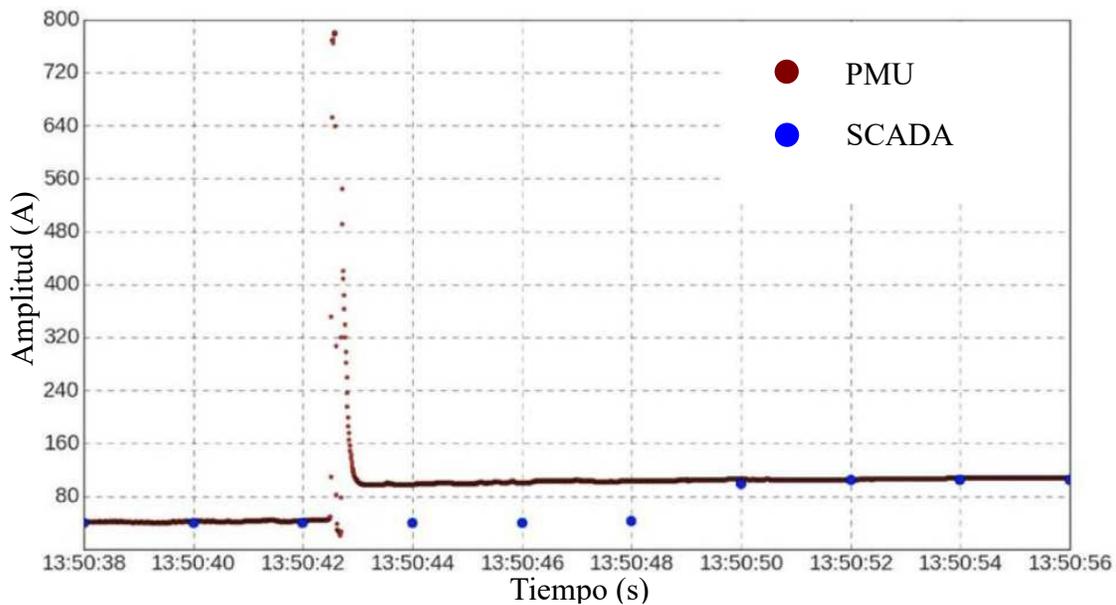


Figura 2.1: Comparación entre mediciones de PMU vs SCADA, para una señal de corriente ante un evento transitorio

De acuerdo con el estándar IEEE [21], para mediciones de sincrofasores, se define a una unidad de medición fasorial (PMU), como un dispositivo capaz de estimar fasores de voltaje y corriente sincronizados en tiempo, frecuencia y tasa de cambio en la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés). La tecnología de PMUs ha sido mayormente utilizada para observar la dinámica de los sistemas de transmisión [22], puesto que, el conocer la diferencia angular  $\delta$  entre los fasores de voltaje sincronizados, medidos en los nodos adyacentes de una línea de transmisión, proporciona información acerca de la transferencia de potencia activa  $P$  [23], cuya relación se muestra en la expresión (2.2.1):

$$P_{12} \approx \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta_{12} \quad (2.2.1)$$

donde  $V_1$  y  $V_2$ , son las magnitudes de los fasores voltaje,  $X$  es la reactancia de la línea,  $\delta_{12}$  es la diferencia angular de los fasores de voltaje.

Por otra parte, la implementación de la tecnología de sincrofasores en las redes de distribución y microrredes eléctricas, enfrenta grandes desafíos [24] [22], por ejemplo:

- Las diferencias angulares entre dos puntos de la red (debido a que las líneas son más cortas), son sustancialmente menores que en las redes de transmisión. Por consiguiente, se requiere de una mayor precisión en la estimación del sincrofasor.
- Presencia de mayor ruido en las mediciones a niveles de media y baja tensión. Por ende, se incrementa el grado en el análisis de los datos.
- Menor transferencia de energía en las redes de distribución y microrredes, limitando la inversión en sistemas de medición complejos.
- Los costos de los dispositivos de medición deben ser de bajo costo, ya que se tienen más nodos que en redes de transmisión. De modo que, para observar la dinámica de las redes es necesario la instalación de un mayor número de PMUs que en transmisión.

El desarrollo de la tecnología de PMUs ha sido ampliamente aceptada en redes de transmisión, sin embargo, el uso en redes de distribución y microrredes ha generado grandes retos debido a que es un ambiente mucho más ruidoso, además de requerir mayor precisión en la estimación fasorial. Por ende, ha emergido el desarrollo de un nuevo dispositivo de medición, llamado *micro unidad de medición fasorial*  $\mu$ PMU, el cual está diseñado para cubrir los requisitos de medición que demanda las redes modernas. La diferencia entre estas dos tecnologías de medición, radica principalmente en la precisión con la que se estima la fase angular, siendo alrededor de  $\pm 1^\circ$  para PMUs, mientras que para  $\mu$ PMUs es de  $\pm 0,01^\circ$  [25].

En general, solo existe un  $\mu$ PMU comercial, el cual es fabricado y distribuido por la empresa privada llamada Power Standards Lab (PSL) [26]. Este dispositivo tecnológico fue desarrollado por PSL, en colaboración con la Universidad de California en Berkeley (UCB) y Lawrence Berkeley National Lab (LBNL). La clave principal de la innovación, es la estampa de tiempo en las mediciones a través del sistema de posicionamiento global (GPS, por sus siglas en inglés), para permitir la comparación entre los ángulos de fase [25].

## 2.3. Definiciones de fasor y sincrofasor

### 2.3.1. Definición de fasor

La primera vez que se describió el término fasor, fue en el año de 1893, por el investigador Charles Proteus Steinmetz en un congreso internacional de ingenieros eléctricos [27]; el eje central de su estudio consistió en facilitar el análisis de las señales de voltaje y corriente de los sistemas de corriente alterna, a través de su representación equivalente en números complejos. Por consiguiente, se define el concepto de fasor como, un número complejo que representa la magnitud y la fase angular de una señal sinusoidal, ya sea de voltaje o de corriente.

Una señal sinusoidal en el tiempo  $x(t)$  se puede representar en forma matemática por la siguiente expresión:

$$x(t) = X_m \cos(\underbrace{2\pi f_0 t}_{\omega} + \phi) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.3.1)$$

donde  $\omega$  es la frecuencia angular de la señal en radianes por segundo,  $f_0$  es la frecuencia fundamental de la señal en Hz,  $\phi$  es la fase angular en radianes y  $X_m$  es la amplitud de la señal.

Entonces, la señal  $x(t)$  se puede expresar en forma de fasor  $\mathbf{X}$ , como sigue:

$$\mathbf{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi) = X_{real} + jX_{imag} \quad (2.3.2)$$

donde  $(\frac{X_m}{\sqrt{2}})$  define el valor RMS de la señal  $x(t)$ ,  $X_{real}$  y  $X_{imag}$  son las componentes ortogonales del fasor, parte real e imaginaria, respectivamente.

En la Figura 2.2 se muestra un ejemplo de una señal sinusoidal y su representación fasorial. Es importante señalar que el fasor está definido para una frecuencia angular  $\omega$ , mientras que el ángulo depende de la escala de tiempo inicial cuando  $t = 0$ . Por consiguiente, para poder realizar una comparación entre fasores, ambos deben estar en la misma escala de tiempo y frecuencia [21].

### 2.3.2. Definición de sincrofasor

La comparación entre fasores es muy importante para analizar los diferentes eventos que ocurren en una red eléctrica. Sin embargo, tal comparación solo se puede llevar a cabo, cuando los fasores han sido calculados con la misma escala de tiempo. En este contexto, en los años 80s surge por primera vez el término sincrofasor [23], cuya definición es la estimación del fasor con respecto a una referencia de tiempo absoluta, definida por el Tiempo Universal Coordinado

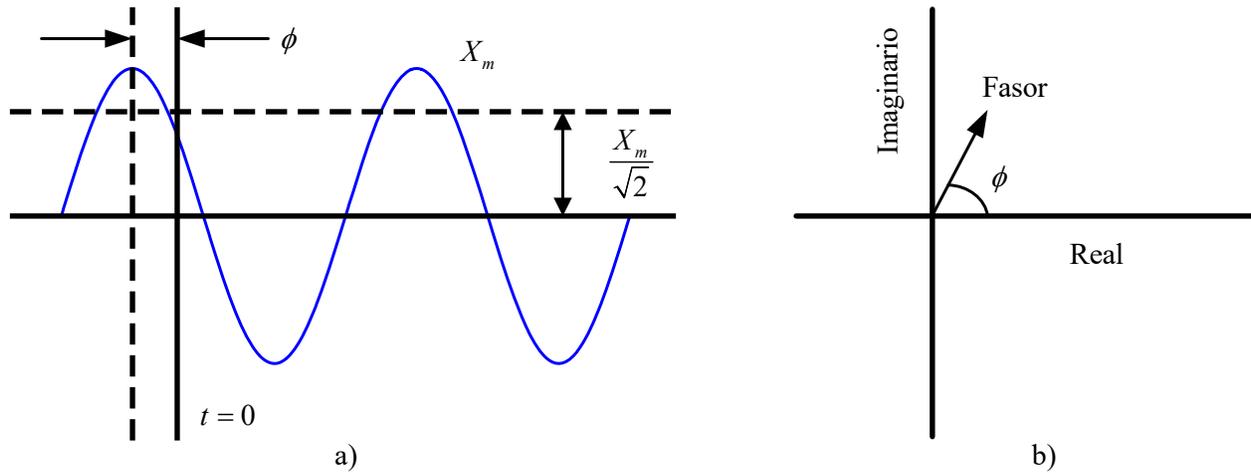


Figura 2.2: a) Señal sinusoidal, y b) su representación como fasor.

(UTC), proporcionado por el GPS. En particular, el ángulo de fase  $\phi$  del sincrofasor es relativo a una función coseno, cuya frecuencia es igual a la frecuencia nominal del sistema  $f_0$ , y está sincronizada con el UTC con actualizaciones de pulsaciones por segundo (PPS, por sus siglas en inglés) [21].

Por ejemplo, en la Figura 2.3 se muestran dos señales con diferente fase  $x_1(t)$  y  $x_2(t)$ . Para  $t = 0$ , se calculan sus respectivos fasores, donde se puede observar que el ángulo del fasor 1 ( $x_1(t)$ , señal en color azul) es igual a  $0^\circ$ ; esto es porque la función coseno de referencia tiene su máximo en  $t = 0$  y el valor máximo de la señal  $x_1(t)$  es coincidente con ese mismo instante de tiempo. Por otro lado, el ángulo del fasor 2 ( $x_2(t)$ , señal en color rojo) es igual a  $-90^\circ$ , lo que representa que la señal  $x_2(t)$  está desfasada  $-90^\circ$  con respecto a la señal de referencia.

## 2.4. Arquitectura de una $\mu$ PMU

En la actualidad, no existe un estándar referente a  $\mu$ PMUs, no obstante, estos dispositivos al igual que los PMUs, están sujetos al estándar IEEE Std C37.118.1<sup>TM</sup>-2011 de sincrofasores

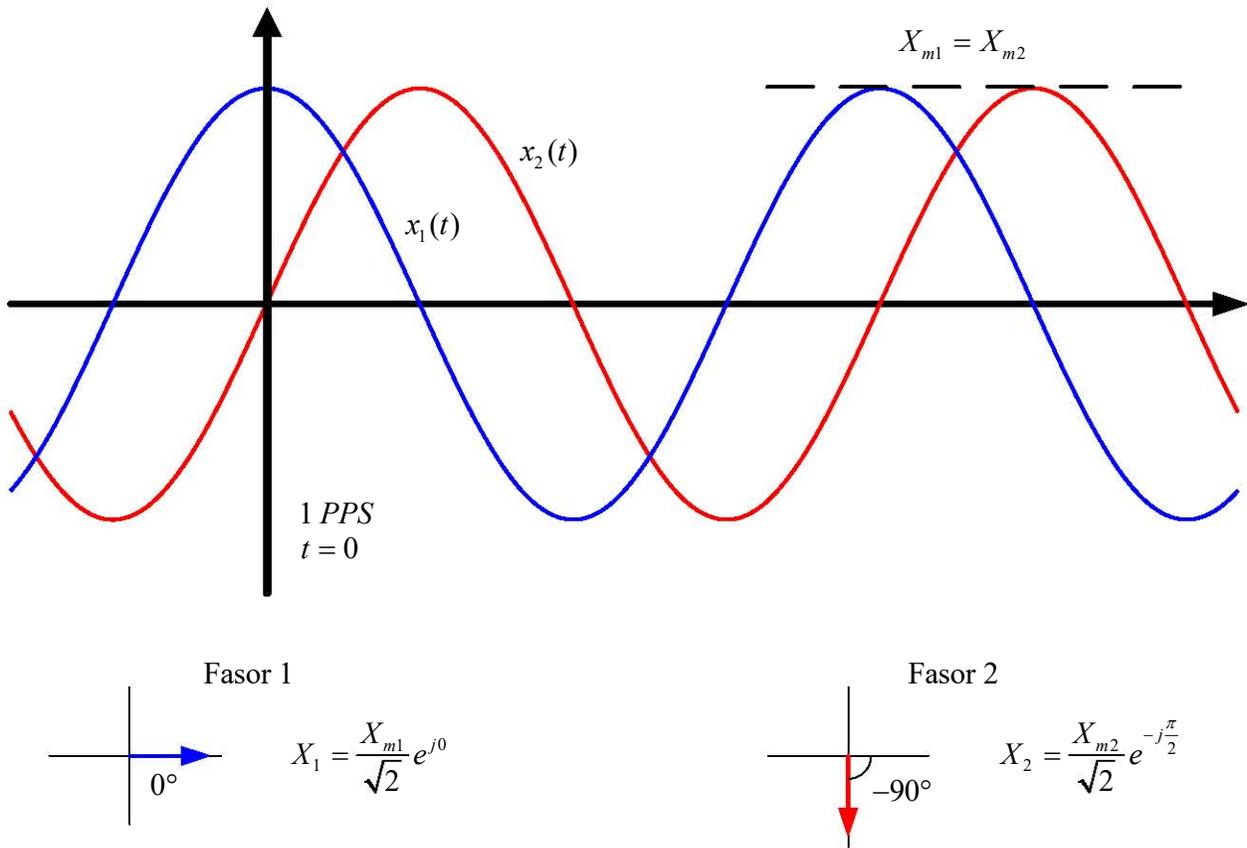


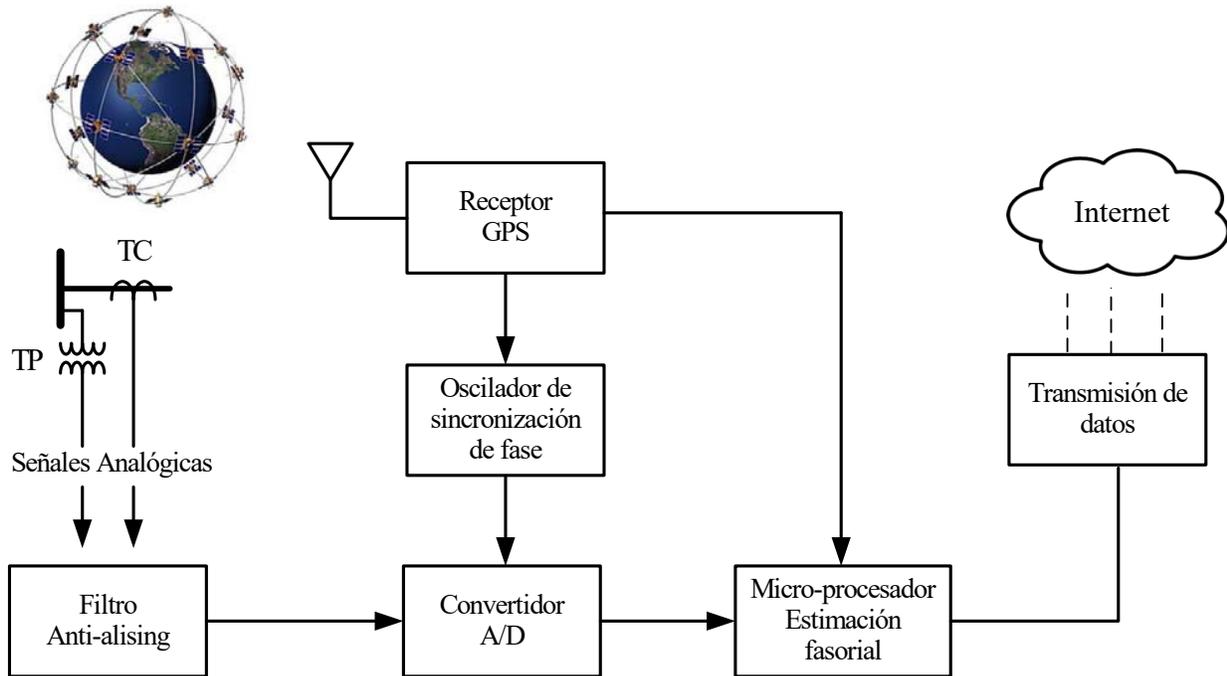
Figura 2.3: Señales sinusoidales con diferentes ángulos de fase, y sus representaciones fasoriales en  $t = 0$ .

[21]. Un  $\mu$ PMU se define como una unidad de medición, la cual es capaz de estimar fasores de voltaje y corriente con una estampa de tiempo determinada, proporcionada por el sistema GPS, a una alta tasa de muestreo. A su vez, el  $\mu$ PMU tiene la capacidad para calcular la frecuencia ( $f$ ), y si se cuenta con ambas mediciones de voltaje y corriente puede proporcionar información de la potencia activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ).

Los elementos que conforman una arquitectura típica de un  $\mu$ PMU, se pueden apreciar en la Figura 2.4. Las señales analógicas de voltaje y corriente, antes de entrar al PMU son escaladas a rangos fácilmente manejables usando transformadores de potencial (TPs) y de corriente (TCs), respectivamente. Posteriormente, las señales analógicas ya escaladas, entran

al  $\mu$ PMU y antes de ser discretizadas se pasan por un filtro pasa bajas llamado *filtro anti-aliasing*, que de acuerdo con el teorema de muestreo de Nyquist [28], esto es con el objetivo de evitar frecuencias mayores a la mitad de la frecuencia de muestreo ( $f_s$ ), evitando así, el fenómeno de aliasing o solapamiento; que no es más que, la presencia de una réplica de la señal muestreada, desplazada a la frecuencia de muestreo, y que podría mezclarse con la señal original.

Después, las señales analógicas previamente filtradas, son transformadas a señales digitales mediante un *convertidor A/D* (convertidor analógico-digital). Para la etapa del muestreo de las señales, el *receptor GPS* le transmite al  $\mu$ PMU señales de pulsos por segundos (PPS), la cual es dividida internamente para realizar el muestreo simultáneo de las señales analógicas de voltaje y corriente, tal proceso se logra por medio de un *Lazo de enganche de fase* (PLL, por sus siglas en inglés). Después de que se realizó la conversión digital de las señales analógicas, estas entran a un *microprocesador*, el cual genera los fasores de voltaje y corriente usando técnicas de estimación fasorial. Todas las mediciones son sincronizadas y marcadas con una estampa de tiempo, basado en la referencia absoluta del tiempo universal coordinado (UTC), el cual es proporcionado por el GPS. Finalmente, los sincrofasores se manipulan de acuerdo con un formato estándar dictado por [21]. Posteriormente, los sincrofasores entran al bloque para la *transmisión de datos*, cuya finalidad es permitir la comunicación entre el  $\mu$ PMU y el concentrador de datos fasoriales. Esta función es posible mediante las diferentes tecnologías de comunicación, siempre y cuando cumplan con los requerimientos que establece el estándar IEEE de transferencia de sincrofasores IEEE Std C37.118.2™-2011. Por ejemplo, fibras ópticas, redes inalámbricas o redes de internet cableadas, etc.

Figura 2.4: Arquitectura de una  $\mu$ PMU

## 2.5. Concentrador de datos fasoriales

Un concentrador de datos fasoriales (PDC, por sus siglas en inglés) es un dispositivo que tiene la función de un nodo en una red de comunicación, donde los datos de varios PMUs ( $\mu$ PMUs para el caso de distribución y microrredes) o PDCs, son organizados y distribuidos como un flujo único a otros PDCs de más alto nivel jerárquico o transmitidos a diferentes áreas para su implementación en diferentes aplicaciones; tales como operación, control, monitoreo y protección. La organización de los datos es llevada a cabo por medio de las estampas de tiempo [29]. En la Figura 2.5 se presenta un esquema típico de medición fasorial. Este esquema muestra varios  $\mu$ PMUs, los cuales pueden estar físicamente ubicados en diferentes puntos de una red eléctrica, donde la información de cada dispositivo de medición se transmite en tiempo real al concentrador de datos fasoriales a través de las redes de comunicación. Posteriormente, el PDC correlaciona la información de los datos fasoriales por medio de sus

estampas de tiempo, y distribuye la información a otros PDCs o a los diferentes programas de aplicación.

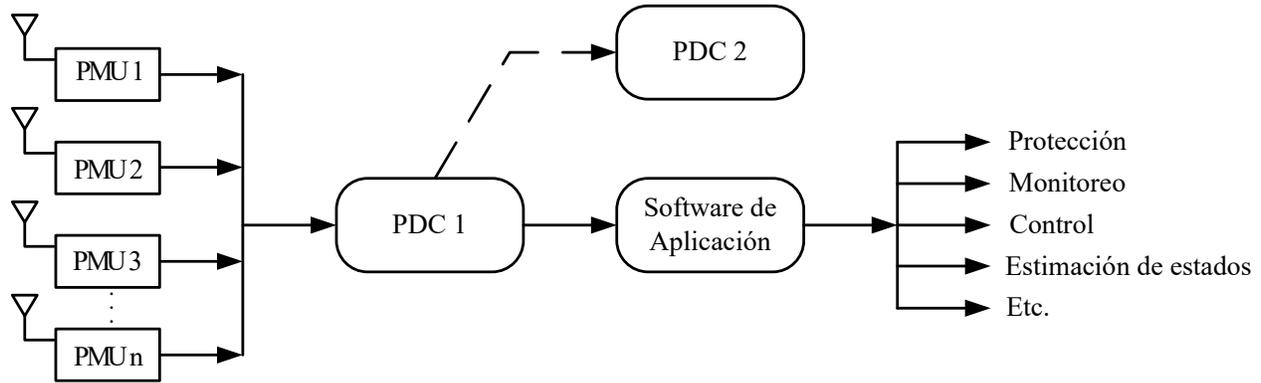


Figura 2.5: Esquema de un sistema de medición fasorial

## 2.6. Técnicas de estimación fasorial

Las técnicas de estimación fasorial se pueden clasificar en técnicas fasoriales estáticas y dinámicas; dependiendo de como se asumen las características de amplitud y de ángulo, para una señal sinusoidal definida sobre un intervalo temporal. Las técnicas estáticas consideran que la amplitud ( $X_m$ ) y el ángulo de fase ( $\phi$ ), son valores constantes a lo largo del tiempo, generando como resultado un fasor estático. Sin embargo, en un sistema eléctrico real, la magnitud  $X_m(t)$  y el ángulo  $\phi(t)$  son funciones del tiempo, ya que la frecuencia siempre está cambiando. Por esta razón, surgen las técnicas de estimación dinámicas, cuyo resultado de dicha estimación se le conoce como fasor dinámico. A continuación se presentan algunas técnicas de estimación fasorial estáticas, dado que estas son la base de un  $\mu$ PMU.

### 2.6.1. Estimadores fasoriales estáticos

Los estimadores fasoriales estáticos, basan su funcionamiento asumiendo que no existen variaciones en la frecuencia actual de la señal eléctrica. Por tanto, la estimación de la magnitud y la fase angular es en relación a la frecuencia fundamental del sistema. Algunos de los filtros estáticos más usados son la transformada discreta de Fourier (DFT, por sus siglas en inglés) y el filtro coseno, los cuales se describen a continuación.

#### Filtro Fourier

El filtro de Fourier es una de las técnicas de estimación más usada en los PMUs convencionales y en los relevadores de protección, que basan sus funciones en el dominio fasorial, por ejemplo en aplicaciones de localización de fallas basadas en la impedancia.

La representación de una señal  $x(t)$  en el dominio discreto se define por la expresión (2.3.1), dada por:

$$x_{(n)} = X_m \cos(2\pi n f_0 + \phi) = X_m \cos\left(\frac{2\pi n}{N} + \phi\right) = X_m \cos(n\theta + \phi) \quad (2.6.1)$$

donde  $n$  es una muestra de la señal,  $N$  es el número de muestras por ciclo y  $\theta = \frac{2\pi}{N}$  es el ángulo de muestreo.

La transformada discreta de Fourier de la señal  $x_{(n)}$ , se puede determinar como sigue:

$$X_{(k)} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n)} e^{-jn k \theta}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, N-1 \quad (2.6.2)$$

donde  $k$  es el orden de los armónicos presentes en la señal  $x(n)$ . Sin embargo, dado que el fasor está definido para frecuencia fundamental de la señal, se toma  $k = 1$ .

Aplicando la identidad de Euler a la exponencial compleja de la expresión (2.6.2) y usando  $k = 1$ , se obtienen las componentes real ( $X_{real}$ ) e imaginaria ( $X_{imag}$ ) del fasor de la señal

$x_{(n)}$ , entonces

$$X = X_{real} + jX_{imag} \quad (2.6.3)$$

donde,

$$X_{real} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n)} \cos(n\theta) \quad (2.6.4)$$

$$X_{imag} = -\frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n)} \sin(n\theta) \quad (2.6.5)$$

De forma general, la magnitud y el ángulo del fasor se pueden calcular usando las expresiones (2.6.6) y (2.6.7), respectivamente.

$$X_{mag} = \sqrt{(X_{real})^2 + (X_{imag})^2} \quad (2.6.6)$$

$$X_{ang} = \arctan\left(\frac{X_{imag}}{X_{real}}\right) \quad (2.6.7)$$

Queda claro que para aplicaciones reales, la estimación del fasor se debe de ir actualizando conforme se vayan adquiriendo nuevas muestras de la señal, esto se hace usando ventanas deslizantes. Por consiguiente, las ecuaciones (2.6.8)-(2.6.9) indican la forma de obtener el fasor de un intervalo a otro, a través de una ventana deslizante, con un ancho de ventana igual a un ciclo del periodo fundamental. A este algoritmo se le conoce como *filtro de Fourier de ciclo completo no recursivo*, ya que cada cálculo del fasor se realiza sin considerar estimaciones anteriores [23]. En este trabajo de tesis, se implementó el algoritmo del filtro de Fourier no recursivo en el software ATP/EMTP, cuyo código se puede encontrar en el apéndice A.

$$X^{N-1} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n)} [\cos(n\theta) - j\sin(n\theta)] \quad (2.6.8)$$

$$X^N = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n+1)} [\cos(n\theta) - j\sin(n\theta)] \quad (2.6.9)$$

donde el súper índice del fasor de la ventana 1 ( $N - 1$ ) y de la ventana 2 ( $N$ ), representa el instante donde se ha estimado cada fasor considerando las muestras históricas respectivas para cada ventana.

Por ejemplo, en la Figura 2.6 se muestra de forma gráfica el proceso de actualización para estimar el fasor de forma no recursiva. En este caso, se ejemplifica con una señal de 16 muestras por ciclo ( $N = 16$  muestras/ciclo). Por ende, la ventana deslizante tendrá un ancho de 16 muestras, puesto que es igual a un ciclo del periodo de la frecuencia fundamental de la señal a estimar. Las muestras que considera la ventana 1 van desde  $n = 0$  hasta  $n = N - 1$ , mientras que para la segunda ventana, hay un desplazamiento de 1 muestra (que en algunos caso puede ser diferente de 1), entonces, la ventana 2 toma muestras desde  $n = 1$  hasta  $n = N$ . Finalmente, para cada ventana se tendrá un fasor estimado; en caso que la señal no presente cambios importante (estado estable), la diferencia angular entre el fasor de una ventana y otra será el ángulo de muestreo  $\theta$  (para esta señal  $\theta = 22,5^\circ$ ).

Otra forma de actualizar la estimación fasorial, es mediante algoritmos recursivos que se basan en la información de la ventana anterior. La idea principal es hacer un arreglo con la finalidad de que las muestras comunes entre dos ventanas subsecuentes, se multipliquen por los mismos coeficientes del filtro ( $e^{-jn\theta}$ ). Lo anterior, es el fundamento básico del algoritmo *filtro de Fourier recursivo*, el cual fue propuesto en [30]. Las expresiones para determinar las componentes ortogonales del fasor son las siguientes:

$$X_{real}^{N+r} = X_{real}^{N+r-1} + \frac{2}{N}(x_{N+r} - x_r) \cos(r\theta) \quad (2.6.10)$$

$$X_{imag}^{N+r} = X_{imag}^{N+r-1} - \frac{2}{N}(x_{N+r} - x_r) \sin(r\theta) \quad (2.6.11)$$

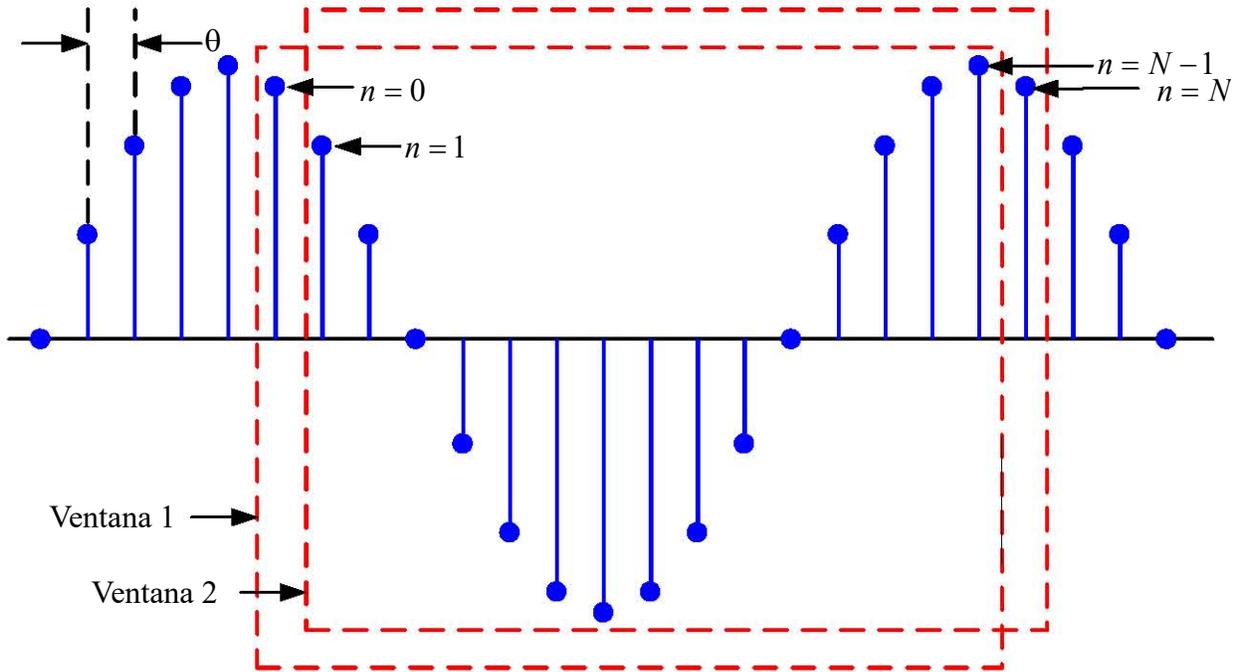


Figura 2.6: Actualización de la estimación del fasor de forma no recursiva para una señal de 16 muestras por ciclo.

donde  $r$  indica el número de la ventana.

Cuando se usa la forma recursiva para la estimación del fasor, se requiere el fasor estimado en la ventana anterior. Por lo tanto, cuando se inicia la estimación por primera vez, ésta se debe realizar de forma no recursiva, es decir, se debe completar una ventana de muestras (condiciones iniciales diferente de cero o igual cero); una vez que se cuenta con la información del fasor de la ventana anterior, es posible aplicar el algoritmo de recursividad. En este sentido, si se tiene una señal sin perturbaciones y se estima el fasor de forma no recursiva, hay una diferencia de un ángulo de muestreo entre una venta y otra, sin embargo, esto no sucede con la estimación recursiva, ya que el fasor entre ventanas consecutivas es exactamente igual tanto en magnitud y ángulo.

### Filtro Coseno

El filtro coseno es otro de los estimadores fasoriales estáticos y muy utilizados en los relevadores digitales. Básicamente, es muy similar al del filtro Fourier. La diferencia radica en que la referencia sinusoidal para la estimación de la parte imaginaria del fasor, está en términos de la referencia coseno. Lo anterior, se logra partiendo de que las funciones *seno* y *coseno*, están desplazadas entre si un cuarto de ciclo. Por consiguiente, para el cálculo de la parte imaginaria del fasor, la señal se retrasa un cuarto de ciclo y después se hace la convolución a coseno, es decir, para ambas componentes ortogonales del fasor se utiliza la misma referencia coseno, pero para la parte imaginaria del fasor, la señal a transformar se retrasa un cuarto de ciclo. El filtro coseno requiere de un ciclo completo más un cuarto del siguiente ciclo para la estimación del fasor a la frecuencia fundamental. Las expresiones (2.6.12) y (2.6.13) representan las componentes real e imaginaria del fasor con el filtro coseno [31].

$$X_{real,cos} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n)} \cos(n\theta) \quad (2.6.12)$$

$$X_{imag,cos} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n-N/4)} \cos(n\theta) \quad (2.6.13)$$

### Comparación de los estimadores fasoriales estáticos

La estimación fasorial es la base de los  $\mu$ PMUs y la precisión de sus aplicaciones será dependiente del error que se obtenga durante la estimación. En este sentido, en la Figura 2.7, se presenta una señal de corriente de falla típica. En este caso, la falla simulada corresponde a una falla permanente, por lo tanto, solo se muestran los periodos de pre-falla y falla de la señal, de modo que el periodo de post-falla no es analizado. La estimación de la magnitud y el ángulo (fasor) se realizó mediante los tres métodos estáticos descritos. De la Figura 2.8 se

puede observar el comportamiento del estimador durante el periodo transitorio ocasionado por la falla (sección en color gris). Las Figuras 2.8 a)-b) muestran la respuesta usando filtro Fourier, las Figuras 2.8 c)-d) corresponden a la respuesta del filtro coseno, y las Figuras 2.8 e)-f) definen la respuesta del filtro de Fourier recursivo. Es importante resaltar que la magnitud del fasor estimado con el filtro coseno presenta un sobresalto menor (máxima amplitud que se presenta en la región transitoria) en comparación con las magnitudes de los fasores estimados con los filtros fourier no recursivo y recursivo, esto se debe a que el filtro coseno retrasa la señal  $1/4$  de ciclo para estimar la parte imaginaria del fasor. Por otro lado, las magnitudes del fasor estimado con los filtros fourier no recursivo y recursivo son exactamente iguales, la diferencia radica en el ángulo del fasor; puesto que cuando la señal es estable, el ángulo estimado con filtro fourier permanece estático, mientras que para el ángulo estimado con el filtro fourier no recursivo, es un ángulo que cambia constantemente, en pasos de un ángulo de muestreo ( $\theta$ ).

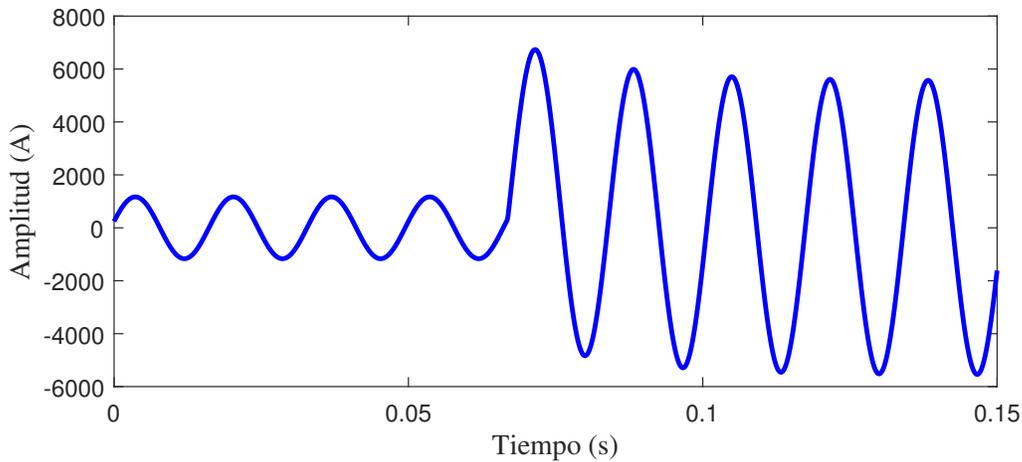


Figura 2.7: Señal de corriente con una falla en  $t=0.0667$  s.

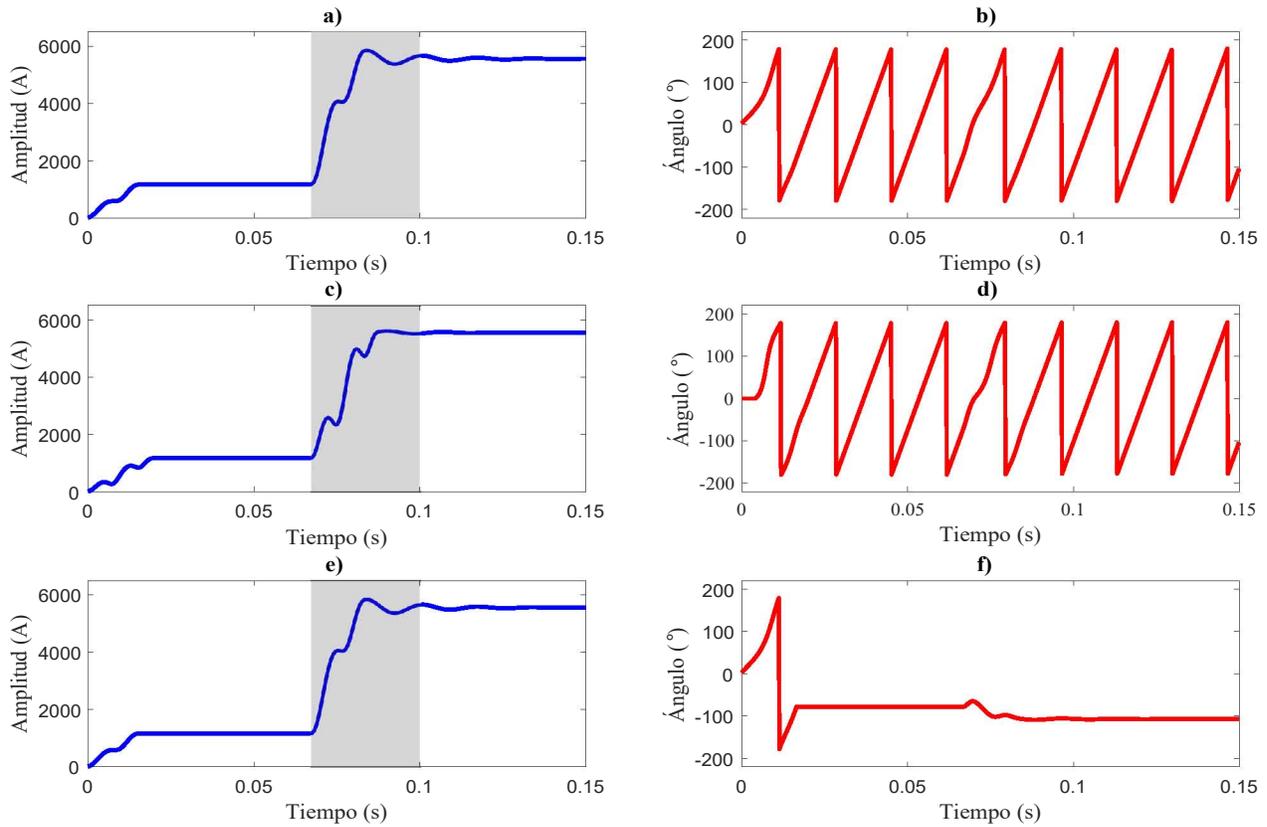


Figura 2.8: Comparación de estimaciones fasoriales para una señal de corriente con una falla; a) magnitud del fasor con el filtro fourier, b) ángulo del fasor con el filtro fourier, c) magnitud del fasor con el filtro coseno, d) ángulo del fasor con el filtro coseno, e) magnitud del fasor con el filtro fourier recursivo, f) ángulo del fasor con el filtro fourier recursivo.

## 2.7. Aplicaciones de los $\mu$ PMUs

El objetivo central de esta sección, es destacar la relevancia que los  $\mu$ PMUs tienen actualmente en el desarrollo de aplicaciones enfocadas al mejoramiento operativo de las redes de distribución activas y microrredes. Dicho lo anterior, existe una amplia gama de aplicaciones con  $\mu$ PMUs que han sido desarrolladas para su implementación en los sistemas

de distribución. Lo anterior, con el propósito de mejorar sustancialmente el desempeño de las redes mediante el uso de los datos proporcionados por los micro-sincrofasores. Dado que, esta tecnología de medición también permite adoptar aplicaciones que solo eran posibles en las redes de transmisión, e inclusive abre la puerta al desarrollo de nuevas aplicaciones que antes no eran factibles. En este sentido, una de las primeras investigaciones reportadas en la literatura que abordan el estado del arte de las aplicaciones de los  $\mu$ PMUs se encuentra en la referencia [25]. Asimismo, el organismo de Iniciativa de Sincrofasores de Norte América (NASPI, por sus siglas en inglés) presenta un artículo técnico de fundamentos básicos y aplicaciones de los PMUs en redes de distribución [20]. Sustentado en los trabajos mencionados, en la Fig. 2.9 se hace una clasificación de las aplicaciones potenciales de los micro-sincrofasores, tanto para el sistema de distribución, como para microrredes eléctricas; donde cabe resaltar que estas se dividen en aplicaciones de diagnóstico, validación de modelos y aplicaciones de control.

### 2.7.1. Aplicaciones de diagnóstico

En general, el uso de micro-sincrofasores en las aplicaciones de diagnóstico van desde la detección de cambios en la topología de la red, detección de fallas de alta impedancia, localización de fallas, estimación de estados y caracterización de las DGs.

#### **Detección de cambios en la topología**

Los algoritmos de detección de cambios en la topología de la red, sirven para identificar (en todo momento) la configuración de la red eléctrica, a través de la confirmación del estado actual de los interruptores (abierto/cerrado). Este tipo de aplicaciones es fundamental para aumentar el grado de certidumbre de los estimadores de estado, facultando así, la correcta operación del sistema. Además, de que permite descartar información incorrecta proveniente

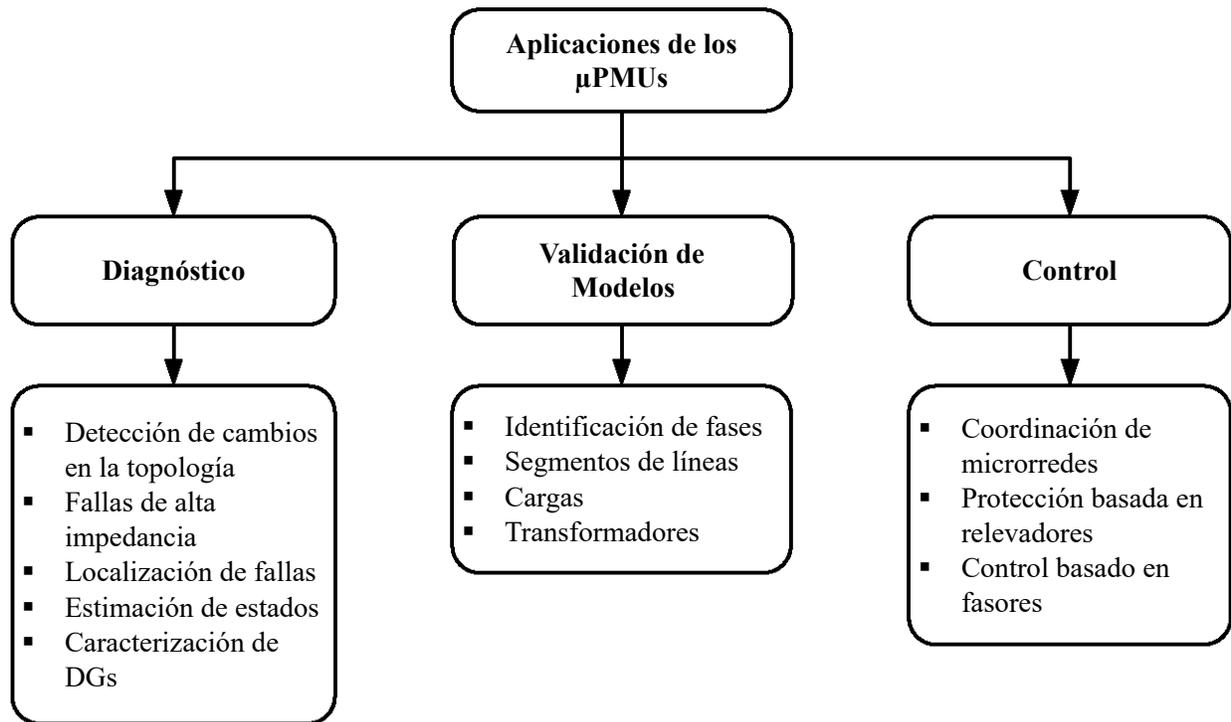


Figura 2.9: Clasificación de las aplicaciones de los  $\mu$ PMUs

de mediciones erróneas o congeladas (últimas mediciones registradas por el PMU y enviadas al PDC, correspondientes a información de instantes previos y no a la información actual de la red, debido a la pérdida de la señal GPS). En la literatura se encuentran varias investigaciones, que usan la información de los  $\mu$ PMUs, para la detección de cambios en la topología de una red de distribución o microrred. Por ejemplo, la referencia [32] propone un método de detección de la topología en microrredes con base en el uso de los fasores de voltaje, extraídos de los micro-sincrofasores; el algoritmo se fundamenta en obtener la mínima diferencia entre el ángulo del fasor del voltaje medido y calculado, o la magnitud del voltaje. Esta diferencia se utiliza para determinar la topología real. En este mismo sentido, en [33] se desarrolla un método de detección de topologías en redes de distribución, donde la topología se detecta mediante la comparación de las mediciones fasoriales de voltaje reales, con voltajes almacenados en una base de datos, de las diferentes posibles topologías de la red.

### **Fallas de alta impedancia**

La detección de fallas de alta impedancia (HIF, por sus siglas en inglés) es un problema complejo que impacta en la confiabilidad de los sistemas de protecciones convencionales; esto se debe a que la corriente y las caídas de tensión que se presentan durante una HIF, son cantidades pequeñas en comparación con fallas de baja impedancia. El uso de mediciones fasoriales con una alta precisión en la estimación, es una atractiva herramienta que ayuda a discernir con mayor precisión entre una de falla de alta impedancia y una condición normal de operación. En este sentido, en [34] se ha desarrollado una aplicación donde es posible detectar HIFs en redes de distribución, mediante el análisis de los cambios en el fasor de corriente durante el periodo transitorio.

### **Localización de fallas**

La importancia de esta aplicación radica en facilitar el proceso de la localización de la falla (ubicación exacta) al personal de mantenimiento de las compañías eléctricas, puesto que, el conocer con certeza donde ocurre la falla, permite reducir los tiempos de restauración de la sección dañada, disminuyendo las pérdidas económicas e incrementando la confiabilidad del sistema.

Los métodos tradicionales de localización de fallas en distribución se basan en disponibilidad de mediciones fasoriales de voltaje y corriente, únicamente en la subestación principal y cuentan con los modelos de impedancia de los alimentadores principales. Sin embargo, cuando ocurre una falla, la impedancia aparente que se mide en la subestación, genera múltiples posibles ubicaciones de la falla, sobre los distintos alimentadores de distribución. Además, con la integración de la generación distribuida, existe un incremento en la capacidad de corto circuito y los flujos de las corrientes de falla se vuelven bidireccionales. Por lo tanto, estimar la distancia al punto de falla, no es una tarea trivial. Por ende, el despliegue de los  $\mu$ PMUs, en las redes de distribución activas en conjunto con los parámetros

de la red, da paso a nuevos métodos de localización de fallas. Por ejemplo, en las referencias [6][11][10][5], se presentan métodos de localización de fallas para redes de distribución activas, basados en fasores sincronizados.

### **Estimación de estados en el sistema de distribución**

La estimación de estados (SE, por sus siglas en inglés) es el proceso con el cual se pueden estimar algunas variables de estado de la red eléctrica en función de otras variables medidas y del conocimiento absoluto de los parámetros de la red. La SE se ha utilizado en las redes de transmisión para validar las mediciones y descartar posibles errores, caso contrario al sistema de distribución, en donde es de gran relevancia estimar variables, principalmente voltajes y ángulos en los nodos, con la finalidad de contar con la mayor observabilidad posible del sistema, ya que por las topologías complejas de este tipo de redes no siempre se tienen mediciones en todos los puntos. La complejidad de las redes de distribución se debe en primer lugar, a la gran cantidad de nodos y a que las relaciones  $X/R$  son más pequeñas en comparación con las redes de transmisión, generalmente se encuentran en el rango de 0.6-2.5 [35]; además, las líneas de distribución no son transpuestas, por tanto, existe un desbalance entre las fases.

La estimación de estados en el sistema de distribución (DSSE, por sus siglas en inglés), en tiempo real, es necesaria para aplicaciones de monitoreo, operación, control y protección. Lo anterior, se puede lograr con el uso de los datos proporcionados por los  $\mu$ PMUs, los cuales pueden ser instalados en puntos estratégicos en la red, con el objetivo de cubrir la observabilidad que los algoritmos de SEs requieren. Por ejemplo, en [36] se propone un método de DSSE basado en la información de dos micro-sincrofasores que se instalan en la Subestación y al final del alimentador principal o laterales, donde se analiza a la red eléctrica usando el teorema de composición (cantidades incrementales) y se actualizan los resultados cada vez que se presenta un nuevo evento en la red. También, en la referencia

[37] se desarrolla un método de estimación de estados para nivel de distribución basado en  $\mu$ PMUs, el cual se sustenta en un algoritmo de estimación de estados lineales de manera trifásica.

## **Caracterización de la DG**

Existe un interés general por entender como la generación distribuida afecta a la red, con propósitos de garantizar la seguridad y calidad de la energía, estimar la capacidad de transferencia de los alimentadores, y evaluar los costos y beneficios relacionados con la DG. Por ejemplo, la caracterización de la DG, con ayuda de la información de los  $\mu$ PMUS pueden definir una correlación de las variaciones en los voltajes de los alimentadores con el comportamiento de la DG, así como detectar inversión en el flujo de potencia debido a los cambios de generación debido a la DG, etc [25].

### **2.7.2. Validación de modelos**

El modelo matemático de una red eléctrica requiere que sea lo más cercano posible a la realidad. Esto con la finalidad de poder hacer análisis congruentes sobre el comportamiento de la red, tanto para planeación, protección, control y monitoreo. Por ejemplo, en el contexto del área de planeación, es indispensable contar con modelos precisos de DERs, ya que estos ayudan a evaluar los impactos que se tendrán al incorporar tales recursos energéticos en la red de distribución [20]. Por otra parte, aplicaciones como son localización de fallas, estimadores de estado, detección de cambios en la topología, entre otras; necesitan que los parámetros de la red (líneas, cargas, transformadores, etc.) sean fidedignos, derivado de que sus resultados dependen directamente de dicha información.

### Identificación de fases

El desequilibrio de corrientes entre las fases de un sistema de distribución, en gran parte, se debe a que las cargas de las tres fases del sistema (A, B y C) no se reparte adecuadamente. En general, esto se debe a que en determinados puntos de la red, no siempre se tienen etiquetadas las fases. Típicamente, la identificación se hace de forma visual, pero muchas veces no es factible, derivado de la complejidad de la red. En este sentido, el uso de micro-sincrofasores facilita esta labor. Por ejemplo, en [38] se propone un algoritmo para la identificación de fases de un sistema de distribución usando los fasores de voltaje obtenidos de los  $\mu$ PMUs, donde básicamente se hace un análisis de correlación cruzada sobre las magnitudes y diferencias angulares de dos fases candidatas entre dos nodos de la red; cuando el resultado arroja similitud entre las magnitudes y poca diferencia angular, indica que se trata de la misma fase.

### Segmentos de líneas

Los parámetros de las líneas se han venido calculando usando la información de los conductores, la resistividad del suelo, la geometría de los postes, etc. Una forma de validar los cálculos es a través de mediciones fasoriales, tanto de voltaje como de corriente en ambos extremos de la sección bajo interés, en conjunto con ley de Ohm. Sin embargo, de acuerdo con [25], esto en la práctica es muy complicado, ya que pequeños errores tienen un gran impacto. Por tanto, una forma de mejorar la estimación de la impedancia es mediante el uso de técnicas de regresión. En este contexto, en la referencia [39] se presenta un método de estimación de parámetros de líneas de distribución usando  $\mu$ PMUs y la formulación matemática de mínimos cuadrados ponderados.

## Cargas

Construir un modelo matemático que represente las características de las cargas es muy complicado, ya que por su naturaleza, las cargas varían de forma incierta a lo largo del tiempo. Por tal motivo, es común usar modelos de impedancia constante. El utilizar mediciones fasoriales supone una forma bastante precisa de validar los modelos de carga, como lo son impedancia constante, corriente constante y potencia constante (ZIP, por sus siglas en inglés). Por ejemplo, en [40] se desarrolla un trabajo donde se validan modelos de cargas mediante el uso de mediciones fasoriales en tiempo real, cuyos resultados muestran buenas aproximaciones en los modelos obtenidos.

## Transformadores

La estimación de un modelo que represente el comportamiento de un transformador es análoga a las secciones de líneas, pero la diferencia es que la impedancia del transformador varía de acuerdo con la carga. Por tal motivo, es deseable contar con modelos precisos de transformadores que representen el comportamiento de las magnitudes de voltaje y ángulos de fase en función de las variaciones en la carga [25].

### 2.7.3. Aplicaciones de control

Las posibles aplicaciones de control usando dispositivos de medición fasorial, incluyen coordinación de los recursos distribuidos de una microrred, protección basado en relevadores, control basado en fasores, entre otras aplicaciones que pudieran entrar dentro de esta categoría [22].

### **Coordinación de microrredes**

La toma de decisión de cuando la MG debe trabajar en modo isla está en función del estado de la red principal, por ende, realizar análisis detallados basado en datos fasoriales, puede proporcionar una mejor indicador y oportuno sobre la condición operativa de la red [25]. Por ejemplo, en [41] se presenta una técnica de detección de isla, mediante el uso de cantidades incrementales de voltaje y corriente de secuencia positiva. Así mismo, en [42] se propone una técnica de detección de isla basada en la tasa de cambio de la secuencia positiva y negativa de las inyecciones de corrientes, cuya información puede ser proporcionada perfectamente por los  $\mu$ PMUs.

Otras aplicaciones importantes de los micro-sincrofasores es en el desarrollo de técnicas para asegurar el correcto balance de generación-carga en la MG y por supuesto, en la resincronización de la MG para llevar a cabo transición de modo isla, al modo interconectado [43].

### **Protección basado en relevadores**

Las protecciones eléctricas basadas en relevadores usan fasores de voltaje y corriente como variables de entrada, por lo tanto, el implementar el uso de los datos proporcionados por los micro-sincrofasores, gracias a la precisión de estos dispositivos, se puede mejorar el desempeño de las protecciones eléctricas dedicadas a ADNs y MGs. Además, es factible implementar esquemas diferenciales convencionales en las ADNs, con la finalidad de atender las inversiones de los flujos de corrientes bajo condiciones de fallas.

### **Control basado en fasores**

El control de los DERs basado en micro-sincrofasores ha sido principalmente desarrollado en el entorno de simulación. Este tipo de aplicación promete ventajas interesantes en la

operación y control de los sistemas eléctricos. La idea principal es que mediante el monitorio del fasor de voltaje, se puede reflejar cualquier cambio en el estado operativo del sistema [25], por ende, se pueden tomar acciones remédiales en las redes de distribución activas.

## Capítulo 3

# Localización de fallas basada en teoría de grafos

### 3.1. Introducción

La teoría de grafos es una rama de las matemáticas y ciencias de la computación que se encarga del estudio relacionado con las propiedades de los grafos, cuyas bases fueron desarrolladas en el siglo XVIII, gracias a la búsqueda por dar solución a un problema de optimización de trayectos por parte del matemático suizo Leonhard Euler [44]. La teoría de grafos ha sido ampliamente utilizada para dar solución a problemas asociados a diferentes áreas tales como informática, genética, química, ingeniería, ciencias sociales, etc. En ingeniería eléctrica, la teoría de grafos ha sido usada para representar las topologías de las redes eléctricas y en consecuencia, en conjunto con las variables eléctricas, permite caracterizar el comportamiento de las redes [45].

Desde el punto de vista de sistemas eléctricos de potencia, la teoría de grafos ofrece muchas bondades, ya que ésta se puede utilizar para resolver una variedad de problemas técnicos. Por ejemplo, para realizar reconfiguraciones de redes de distribución con la finalidad de determinar la red óptima resultante [46], prevenir apagones en los sistemas de potencia [47], diseñar modernos esquemas de protección [48], detección de islas en redes de distribución

activas [49], ubicar de forma óptima las unidades de medición fasorial para asegurar la observabilidad de los SEPs [50], solución óptima de flujos de potencia trifásicos en redes de distribución desbalanceadas [51], etcétera.

En este contexto, derivado de la utilidad de la teoría de grafos como herramienta matemática para dar solución a problemas en SEPs, en este capítulo se presentan los fundamentos básicos de la teoría de grafos y la forma de representar a las redes por medio de la matriz de cortes básicos. Finalmente, se describe el desarrollo del método propuesto para la localización de fallas en redes de distribución activas basado en la teoría de grafos.

## 3.2. Fundamentos básicos de la teoría de grafos

Esta sección tiene como finalidad presentar algunos conceptos básicos de la teoría de grafos que son necesarios para entender como representar las topologías de las redes de distribución activas, puesto que esto es la base del método de localización de fallas que se propone.

### 3.2.1. Definición de grafo

Un *grafo*  $\mathbf{G}$  es un conjunto de vértices o nodos  $\mathbf{X}$  (buses en el contexto de redes eléctricas), los cuales están unidos por un conjunto de elementos llamados aristas  $\mathbf{E}$  (arcos, líneas, ramas, etc), donde cada rama del grafo está formada por un par ordenado o no ordenado de nodos [52]. La notación matemática de un grafo es la siguiente:

$$\mathbf{G} = (\mathbf{X}, \mathbf{E})$$

$$\mathbf{X} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$$

$$\mathbf{E} = \{e_1, e_2, \dots, e_m\}$$

donde  $n$  y  $m$  son el número de vértices y aristas, respectivamente.

Cuando un grafo está compuesto por aristas con pares de nodos no ordenados, se dice que se trata de un *grafo no dirigido* y por ende, la información que circula entre dos nodos adyacentes puede ser en ambos sentidos. Por el contrario, si el conjunto de aristas del grafo son pares de nodos ordenados, se le denomina *grafo dirigido* o dígrafo y se traduce en que la información entre dos nodos adyacentes tiene un sentido definido, es decir, va de un nodo  $i$  a un nodo  $j$  [53][52]. En el caso de una red de distribución activa, esta puede ser representada por un grafo dirigido, ya que los flujos de corriente se definen con una dirección para un instante de tiempo determinado.

En la Figura 3.1 a), se muestra un grafo no dirigido, el cual está compuesto por  $n = 5$  nodos y un total de  $m = 8$  ramas. Por consiguiente, se escribe  $G = (X, E)$ , cuyo conjunto de vértices es  $V = \{1, 2, 3, 4, 5\}$  y el conjunto de aristas es  $E = \{e_1, e_2, e_3, e_4, e_5, e_6, e_7, e_8\}$ . Donde  $e_1 = \{1, 2\}$ ,  $e_2 = \{2, 3\}$ ,  $e_3 = \{3, 4\}$ ,  $e_4 = \{1, 4\}$ ,  $e_5 = \{1, 5\}$ ,  $e_6 = \{2, 5\}$ ,  $e_7 = \{3, 5\}$  y  $e_8 = \{4, 5\}$ . Debido a que se trata de un grafo no orientado, los pares de nodos de cada rama están en desorden. Por ejemplo, para la rama 1, también es correcto definirla como  $e_1 = \{2, 1\}$ .

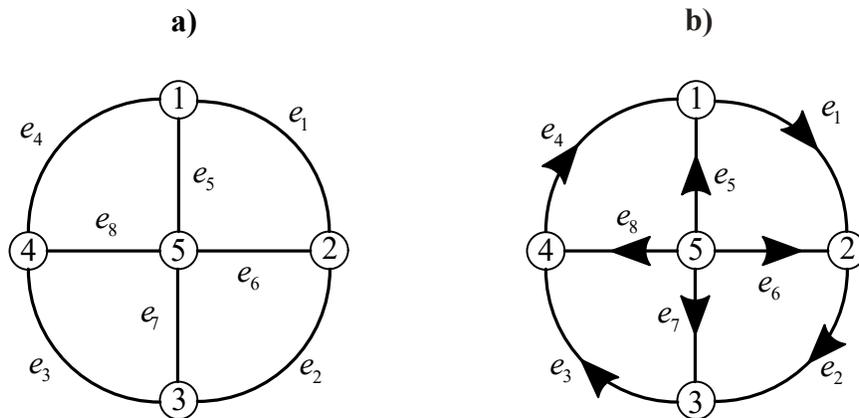


Figura 3.1: Grafo a) no dirigido y b) dirigido.

Por otra parte, en la Figura 3.1 b), se observa el mismo grafo de la Figura 3.1 a), pero su diferencia radica en que se le asigna una orientación a cada arista mediante una flecha. Por

ende, es un grafo dirigido. Los conjuntos de nodos y ramas son los mismos que para el grafo anterior, sin embargo, los pares de nodos de cada rama, deben tener un orden adecuado con la finalidad de contener la información del sentido de las ramas. De modo que, si una rama  $x$  tiene una dirección que va desde un nodo  $i$  a un nodo  $j$ , esta solo se puede definir como  $e_x = \{i, j\}$  o  $e_x = \{i \rightarrow j\}$ .

Existen grafos que contienen ramas que comparten los mismos nodos, es decir, ramas que son paralelas. A este tipo de ramas se les conoce como ramas múltiples. Además, hay grafos con ramas que inician y terminan en el mismo vértice, a esto se le conoce como ramas lazo. Cuando un grafo no contiene ramas múltiples ni ramas tipo lazo, se le denomina *grafo simple*. Por otro lado, una rama entre dos nodos, por ejemplo la rama  $e_5$  del grafo de la Figura 3.1 a), se encuentra entre los nodos 1 y 5, entonces dicha rama es *incidente* sobre ambos nodos. Además, los vértices que están relacionados por medio de una rama, se les conoce como vértices *adyacentes* o vecinos y el número de ramas incidentes sobre un vértice define el *grado del vértice* [53][52].

### 3.2.2. Definición de árbol

Un *árbol*  $\mathbf{T}$ , es un subgrafo del grafo original  $G$ , en donde se han removido un mínimo de ramas, con el objetivo de eliminar los ciclos o trayectorias cerradas que contiene el grafo original, bajo la condición de que todos los nodos deben de permanecer conectados. Las ramas que se mantienen en el árbol se denominan *ramas del árbol* y las que han sido eliminadas se conocen como *enlaces* ( $l$ ) [54]. Un grafo puede tener varias combinaciones de árboles, por ejemplo, en la Figura 3.2, se muestran tres diferentes combinaciones de árboles ( $T_1, T_2, T_3$ ) para el mismo grafo de la Figura 3.1 b). Algunas cuestiones importantes de un árbol se resumen a continuación:

- Un árbol es acíclico, es decir, no tiene trayectorias cerradas

- Los nodos de un árbol siempre están conexos.
- Un nodo tiene comunicación con cualquier otro nodo del árbol, a través de un camino único.
- Un árbol siempre tiene  $b = n - 1$  ramas ( $n$  es el número de nodos y  $b$  el número de ramas del árbol).
- El número de ramas del grafo original ( $e$ ), es igual al número de enlaces ( $\ell$ ), es decir,  $e = \ell + b$ .
- El añadir un enlace a la vez en el árbol, genera un único lazo cerrado.

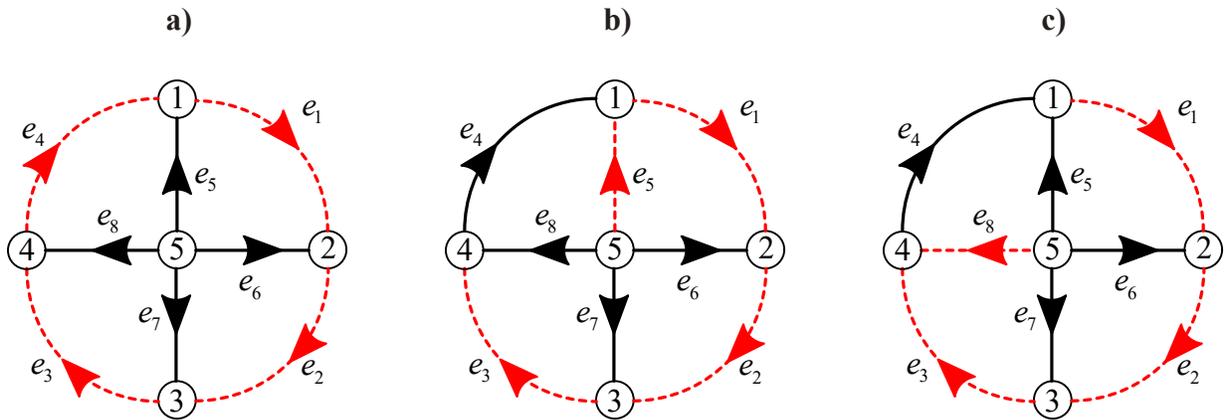


Figura 3.2: Combinaciones de árboles diferentes, generados a partir de un mismo grafo; a) árbol T1, b) árbol T2 y árbol T3.

### 3.3. Representación de una ADN mediante grafos

La representación de una red eléctrica mediante un grafo, está en función de la particularidad que se quiera exponer de la red eléctrica. Por lo tanto, existen diversas variantes para describir un grafo en términos de matrices; todo depende del objetivo que se persigue.

Por ejemplo, si se requiere conocer cómo es que las líneas de una ADN, inciden sobre los buses, es necesario crear una *matriz de incidencia*. De hecho, una de las aplicaciones de esta matriz es para generar la conocida  $Y_{bus}$ , la cual es bastante utilizada en el análisis de SEPs [55], para resolver el problema de flujos de carga y en la estimación de estados. También, existe una *matriz de adyacencia*, que como su nombre lo dice, proporciona la información acerca de la vecindad entre los buses de la red.

La metodología que se propone en esta tesis para la localización de fallas en ADNs, está basada en representar la topología de la red eléctrica, a través de una matriz llamada *matriz de cortes fundamentales*, la cual tiene una dualidad con otra matriz denominada *matriz de lazos o loops*. Con el objetivo de explicar a detalle la representación de una ADN por medio de las matrices mencionadas, se hace uso de la Figura 3.3. Esta figura muestra un red eléctrica simple, que define una fiel representación de una red de distribución activa, dado que está constituida por una fuente principal (red eléctrica de suministro) y una unidad de generación distribuida (DG), conectadas a través de un par de líneas y cargas. Es importante mencionar que la red que se analiza es utilizada a lo largo de todo el capítulo 3, únicamente con la finalidad de explicar la metodología que se propone, puesto que más adelante se evalúa el método implementando con redes más complejas. Además, los fundamentos teóricos para redes pequeñas son los mismos que para una red grande, por tanto el grado de implementación del método en una red mayor será proporcional al número de nodos y líneas.

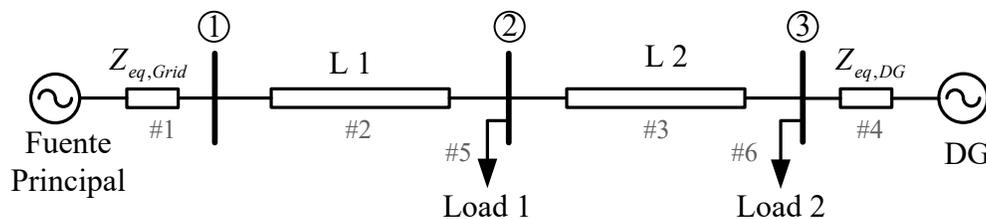


Figura 3.3: Diagrama unifilar de una red eléctrica simple.

El grafo que representa a la red eléctrica de la Figura 3.3, se muestra en la Figura 3.4 a), donde se observa que únicamente las características geométricas de la red son

retenidas, por medio del conjunto de vértices  $\mathbf{X} = \{0, 1, 2, 3\}$  y el conjunto de aristas  $\mathbf{E} = \{\{0, 1\}, \{1, 2\}, \{2, 3\}, \{0, 3\}, \{2, 0\}, \{3, 0\}\}$ . El nodo 0, es el nodo de referencia (nodo tierra), el cual normalmente no se suele colocar en los diagramas unifilares y las flechas indican la dirección en que fluye la corriente. Por otro lado, como se mencionó, existen muchas combinaciones de árboles para un mismo grafo, sin embargo, de acuerdo con el objetivo de localización, las fallas sobre las líneas son el interés, por lo que, *siempre se considera que la fuente de referencia y las líneas son las ramas del árbol (b) y los enlaces ( $\ell$ ) son las DG y las cargas*, tal como se presenta en la Figura 3.4 b).

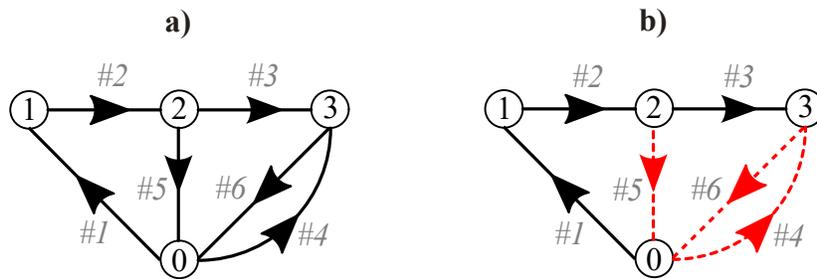


Figura 3.4: a) Grafo y Árbol de la red eléctrica de la Figura 3.3.

### 3.3.1. Matriz de loops

Una trayectoria o lazo cerrado se produce cuando se agrega un enlace en el árbol. Por consiguiente, cada lazo cerrado del grafo está formado únicamente por un enlace y una o varias ramas del árbol, el cual es llamado lazo fundamental. Bajo este concepto, se puede construir una matriz de lazos cerrados o *matriz de loops*  $\mathbf{L}$ , donde cada fila representa un lazo fundamental y cada columna involucra a las ramas [45][54]. Entonces, para formar la matriz de lazos, cada elemento  $\mathbf{L}_{i,j}$  de la matriz, debe cumplir con las siguientes reglas:

$$L_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{si la rama } j \text{ forma parte del loop } i, \text{ y su orientación coincide;} \\ -1, & \text{si la rama } j \text{ forma parte del loop } i, \text{ pero su orientación es opuesta;} \\ 0, & \text{si la rama } j \text{ no está en el loop } i. \end{cases}$$

### 3.3.2. Matriz de cortes

Con base en la teoría de grafos, un corte es un conjunto mínimo de elementos que se eliminan con la finalidad de dividir a un grafo en dos partes [45]. Sí un corte involucra únicamente a una rama del árbol, y una o más ramas enlaces, a este se le conoce como corte fundamental o básico. Por ende, el número de cortes fundamentales es igual al número de ramas del árbol. La *matriz de cortes* fundamentales  $\mathbf{C}$  es una matriz rectangular, donde cada fila representa un corte, mientras que cada columna está definida por un elemento [54]. Para formar la matriz de cortes básicos, cada elemento  $\mathbf{C}_{i,j}$  debe seguir las siguientes reglas:

$$C_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{si la rama } j \text{ forma parte del corte fundamental } i, \text{ y su orientación coincide;} \\ -1, & \text{si la rama } j \text{ forma parte del corte fundamental } i, \text{ pero su orientación es} \\ & \text{opuesta;} \\ 0, & \text{si la rama } j \text{ no está en el corte fundamental } i. \end{cases} \quad (3.3.1)$$

La Figura 3.5 muestra el grafo con cortes fundamentales, donde se puede observar que cada corte solo incide sobre una rama del árbol (líneas en color negro). Además, debido a que el grafo cuenta con 4 nodos, el número de ramas del árbol es 3 (N-1), por consiguiente, el grafo bajo estudio tiene un total de 3 cortes fundamentales. Por ejemplo, para el corte 1, los elementos involucrados son los elementos 1, 4, 5 y 6. Estas ramas definen los elementos de la primera fila de la matriz de cortes. Es decir, la primera fila de la matriz de  $C$  es [1 0 0 1 -1 -1]. De acuerdo con las reglas de la expresión (3.3.1), la matriz de cortes resultante para

el grafo bajo estudio es:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.3.2)$$

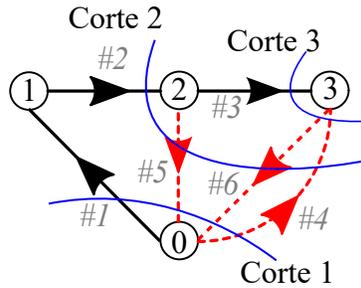


Figura 3.5: Representación de un grafo con cortes fundamentales.

### 3.4. Localización de fallas usando teoría de grafos

En este trabajo de tesis, se usa la teoría de grafos para modelar las redes de distribución activas (topología de la red) de una forma diferente a lo que ya existe en la literatura, con lo cual se espera obtener una relación más directa en la localización de fallas. Bajo esta afirmación, no sería necesario un subproceso adicional para la localización de fallas. Por otra parte, los  $\mu$ PMUs proporcionan las variables eléctricas de entrada, las cuales son estimadas con una alta precisión, sobre todo el ángulo del fasor; esto es importante porque las diferencias angulares en redes de distribución son mucho menores en comparación con las de sistemas de transmisión, puesto que las líneas son más cortas. En consecuencia, se infiere que estos dispositivos de medición pueden ayudar a mejorar sustancialmente la exactitud de los algoritmos de localización de fallas basados en el modelo de la red. Aunado a esto, al no requerir un subproceso adicional, se espera que el esfuerzo computacional disminuya.

### 3.4.1. Matriz de admitancias modificada

La ley de corrientes de Kirchhoff (LCK) establece que la suma algebraica de corrientes que entran y salen de un nodo es igual con cero, y se puede expresar como sigue:

$$\sum_{k=1}^n \pm I_k = 0 \quad (3.4.1)$$

donde  $k$  es el número de corrientes que entran y salen de un nodo.

Por otra parte, un corte fundamental es visto como un supernodo en la red eléctrica, sin embargo, se puede dar el caso que un corte sea exactamente igual a un nodo; esto sucede cuando el corte se realiza sobre una rama del árbol que se encuentra en un extremo del mismo. Por ejemplo, en la representación de la red eléctrica bajo estudio, mostrada en la Figura 3.5, el corte 1 y 2 son supernodos, mientras que el corte 3 es un nodo simple, ya que equivale al nodo 3. En este sentido, es posible plantear una ecuación de LCK para cada corte representado por las filas de la matriz de cortes  $\mathbf{C}$ , por lo tanto:

$$[\mathbf{C}] \bar{I}_{pr} = 0 \quad (3.4.2)$$

donde  $\bar{I}_{pr}$  es un vector columna de corrientes en todas las ramas o elementos de la red.

Al aplicar la ley de Ohm, el vector de corrientes  $\bar{I}_{pr}$  de la expresión (3.4.2), se puede expresar en función de las caídas de voltajes en las ramas  $\bar{V}_{pr}$  y de la matriz de admitancias primitivas  $Y_{pr}$  (3.4.3), de todos los elementos de la red:

$$Y_{pr} = \begin{bmatrix} y_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & y_2 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & y_k \end{bmatrix} \quad (3.4.3)$$

$$\bar{I}_{pr} = [Y_{pr}] \bar{V}_{pr} \quad (3.4.4)$$

donde  $k$  es número de elementos de la red.

Al sustituir (3.4.4) en la expresión (3.4.2), se tiene que:

$$[C] [Y_{pr}] \bar{V}_{pr} = 0 \quad (3.4.5)$$

Por otro lado, el vector de caídas de voltajes en las ramas  $\bar{V}_{pr}$ , se puede definir en función de las caídas de voltajes en las ramas del árbol ( $\bar{V}_t$ ) por medio de la siguiente expresión:

$$\bar{V}_t = [V_{t1} \quad V_{t2} \quad \cdots \quad V_{tb}]^T \quad (3.4.6)$$

Entonces, el vector de caídas de voltajes en las ramas se define por

$$\bar{V}_{pr} = [C]^T \bar{V}_t \quad (3.4.7)$$

Reescribiendo la expresión (3.4.5) y usando (3.4.7), se tiene que:

$$\underbrace{[C] [Y_{pr}] [C]^T}_{Y_{cut}} \bar{V}_t = 0 \quad (3.4.8)$$

donde  $[C] [Y_{pr}] [C]^T$  se define como la matriz de admitancias de cortes  $Y_{cut}$ .

Al simplificar términos en función de la matriz de admitancias de cortes  $Y_{cut}$ , la expresión (3.4.8) se reescribe como:

$$[Y_{cut}] \bar{V}_t = 0 \quad (3.4.9)$$

La igualdad de la ecuación (3.4.9) se cumple cuando no existe ninguna fuente en la red, lo cual es algo completamente trivial, ya que al no haber fuentes, no existen flujos de corrientes en las ramas. En realidad, lo que se ha representado en (3.4.9), son los balances de los flujos de corrientes de todos los elementos pasivos, sin considerar las inyecciones de corrientes de las fuentes externas. Por consiguiente, al introducir el efecto de las fuentes, la expresión (3.4.9) es diferente de cero. Por simplicidad y siguiendo la metodología propuesta, las fuentes de voltajes se pueden representar de acuerdo con el teorema de Norton, por fuentes de corriente en paralelo con sus respectivas admitancias, cuya representación se puede ver en la Figura 3.6.

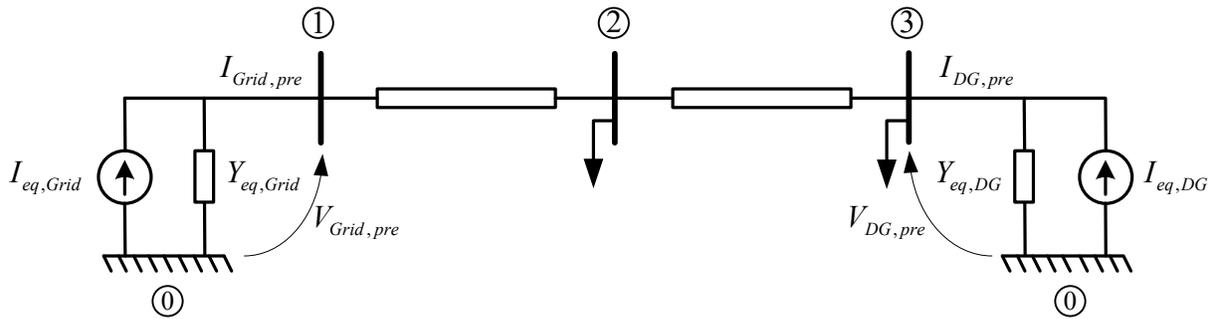


Figura 3.6: Diagrama unifilar de una red eléctrica simple con fuentes equivalentes de corriente.

En este sentido, si se realiza la operación de la expresión (3.4.2) para la red bajo estudio y considerando los equivalentes de corriente mostrados en la Figura 3.6, la igualdad en lugar de ser igual a cero, estará dada por:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{eq,Grid} + I_{eq,DG} \\ I_{eq,DG} \\ I_{eq,DG} \end{bmatrix}$$

donde  $I_{eq,Grid}$  y  $I_{eq,DG}$  son las corrientes externas que se inyectan en los cortes, dependiendo de su incidencia en éstos. Por ejemplo, en el corte 1, ambas fuentes son incidentes a este corte, por ende, las inyecciones en el corte 1 son la suma de ambas inyecciones ( $I_{eq,Grid} + I_{eq,DG}$ ). Para el corte 2 y 3, sólo se involucra a la inyección de corriente de la DG.

La demostración anterior facilita la generalización del planteamiento del uso de matriz de cortes en redes eléctricas. Una vez dicho esto, se establece que la suma de todas las corrientes de rama que inciden en un corte fundamental es igual a las corrientes que se inyectan en el corte. Entonces, se puede escribir que:

$$[C]\bar{I}_{pr} = \bar{I}_{cut} \quad (3.4.10)$$

donde  $\bar{I}_{cut}$  es el vector de inyecciones de corrientes en los cortes básicos.

El vector  $\bar{I}_{cut}$ , se obtiene de multiplicar la matriz de cortes  $\mathbf{C}$  por un vector columna de equivalentes de corrientes  $\bar{I}_{eq}$ , de dimensiones  $e \times 1$ , donde las posiciones de los elementos que tienen fuentes serán diferentes de cero, mientras que las restantes serán igual a cero. Por ejemplo, considerando el caso bajo estudio,  $\bar{I}_{eq} = [I_{eq,Grid} \ 0 \ 0 \ I_{eq,DG} \ 0 \ 0]^T$ , que al multiplicarlo por la matriz  $C$  se obtienen el vector de inyecciones de corrientes en los cortes. Por consiguiente, se tiene que:

$$\bar{I}_{cut} = [C]\bar{I}_{eq} \quad (3.4.11)$$

Reescribiendo la expresión (3.4.10) y considerando que  $[C]\bar{I}_{pr} = [C][Y_{pr}][C]^T$ , se obtiene:

$$[C][Y_{pr}][C]^T \bar{V}_t = \bar{I}_{cut} \quad (3.4.12)$$

A partir de (3.4.7), se sabe que el vector de caídas de voltaje en las ramas es  $\bar{V}_{pr} = [C]^T \bar{V}_t$ , y de acuerdo con la matriz de incidencia (ver ref. [55]), se puede escribir lo siguiente:

$$\bar{V}_{pr} = [A]^T \bar{V}_{bus} \quad (3.4.13)$$

donde  $A$  es la matriz de incidencia nodo-rama, y  $\bar{V}_{bus}$  es el vector columna de  $b \times 1$ , definido por los voltajes de barra medidos con respecto al nodo de referencia (tierra).

Entonces, al igualar  $\bar{V}_{pr}$  usando las expresiones (3.4.7) y (3.4.13), se tiene la siguiente relación:

$$[C]^T \bar{V}_t = [A]^T \bar{V}_{bus} \quad (3.4.14)$$

Con base en la relación anterior, la expresión (3.4.12) se puede reescribir en función del vector de voltajes de bus:

$$\underbrace{[C] [Y_{pr}] [A]^T}_{Y_{mod}} \bar{V}_{bus} = \bar{I}_{cut} \quad (3.4.15)$$

$$[Y_{mod}] = [C] [Y_{pr}] [A]^T \quad (3.4.16)$$

$$[Y_{mod}] \bar{V}_{bus} = \bar{I}_{cut} \quad (3.4.17)$$

donde  $[C] [Y_{pr}] [A]^T$ , es igual a una matriz de admitancias modificada  $Y_{mod}$ , la cual relaciona los voltajes de barra con las inyecciones de corriente en los cortes.

Al reescribir la expresión (3.4.17) y considerando solo la magnitud (dado que todo el análisis es fasorial), se puede determinar al balance de corrientes en todos los cortes básicos, que idealmente debe ser igual a cero, es decir:

$$| [Y_{mod}] \bar{V}_{bus} - \bar{I}_{cut} | = 0 \quad (3.4.18)$$

### 3.4.2. Explicación de la localización de fallas usando grafos

Con base en la formulación presentada, en un caso ideal y bajo condiciones de estado estable, (3.4.18) se satisface, produciendo un valor teórico de cero. Sin embargo, cuando ocurre una falla en una red eléctrica, hay un cambio en la topología debido al elemento que la ocasiona, que a su vez se desconoce y es evidente que no está considerado en el planteamiento. Por lo tanto, la expresión (3.4.18) ya no se satisface y la igualdad es diferente de cero bajo una condición de falla. En este sentido, es necesario reescribir la ecuación (3.4.18) con la finalidad de poder detectar fallas en la red, tal que:

$$\bar{H} = | [Y_{mod}] \bar{V}_{bus} - \bar{I}_{cut} | \quad (3.4.19)$$

El vector  $\bar{H}$  definido en la expresión (3.4.19), almacena información fundamental durante el periodo de falla; esto es debido a que se ha encontrado que existe una relación entre los elementos asociados a cada corte. Por consiguiente, es posible identificar la línea fallada y el punto exacto a la falla sobre la sección fallada. En este sentido, cada elemento de  $\bar{H}$  tiene una relación proporcional con las ramas del árbol generado, ya que cada elemento de este vector representa el balance de corrientes que inciden sobre los cortes básicos, y estos a su vez se realizan teniendo en cuenta únicamente una rama del árbol. Por consiguiente, siempre se considerará que el primer elemento del árbol es la fuente principal o en su defecto la fuente de mayor capacidad, y que de la rama del árbol 2 a la  $b$  rama del árbol son todas las líneas de la red eléctrica, ya que el objetivo que se persigue es ubicar las fallas que ocurren sobre las líneas de distribución o alimentadores. En resumen, en la Figura 3.7 se presenta la relación mencionada.

Con base en el análisis llevado a cabo sobre lo que ocurre con los elementos de  $\bar{H}$  bajo una condición de falla, los elementos de  $\bar{H}$  pueden tomar los siguientes valores, dependiendo

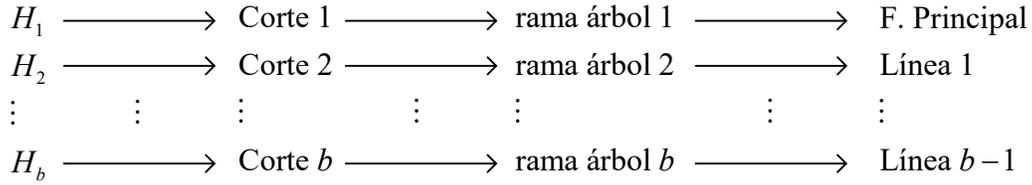


Figura 3.7: Relación entre los elementos de  $\bar{H}$  con la fuente principal y las líneas de la red eléctrica.

de la incidencia de la falla sobre los cortes fundamentales:

- $H_k$  es igual a la corriente de falla  $I_F$ , si la falla es incidente al corte  $k$ , pero no ocurre en la rama del árbol  $k$ .
- $H_k$  toma un valor entre  $[0-I_F]$ , si la falla ocurre en la rama del árbol  $k$ . De hecho, este valor está relacionado con la posición de la falla sobre la rama del árbol.
- $H_k$  es igual a cero, si la falla no es incidente al corte  $k$ .

Por ejemplo, continuando con la misma red de prueba, mostrada en la Figura 3.8 a), y suponiendo que ocurre una falla sobre la línea 2, a una distancia  $d$  vista desde el nodo 2. En este caso de falla, se observa que la falla es incidente a los cortes 1 y 2. Por lo tanto, calculando  $H_1$  y  $H_2$  se puede obtener el valor de la corriente de falla, en ambos casos se tendrá un valor igual a la corriente de falla  $I_F$ ; De hecho,  $H_1$  siempre verá la corriente de falla porque representa los balances realizados sobre corte 1, y es aquí donde todas las fuentes de la red son incidentes, por ende,  $H_1$  es llamado *elemento de referencia*. Por otra parte, dado que la falla se encuentra sobre la rama del árbol 3 (equivalente a la línea 2), al obtener  $H_3$ , se tendrá un valor igual a la corriente de falla multiplicado por un factor que está relacionado con la posición de la falla sobre la línea.

Cuando la falla se encuentra presente, ver Figura 3.8 a), es necesario analizar a detalle lo que sucede con el balance de corrientes en el corte básico 3, es decir,  $H_3$ . En este caso, se realiza una ampliación a la sección fallada, la cual se muestra en la Figura 3.8 b), donde se

observa el balance de corrientes, que entran y que salen del corte fundamental 3. Entonces, ante condiciones de falla, para  $H_3$  se tiene el siguiente balance de corrientes:

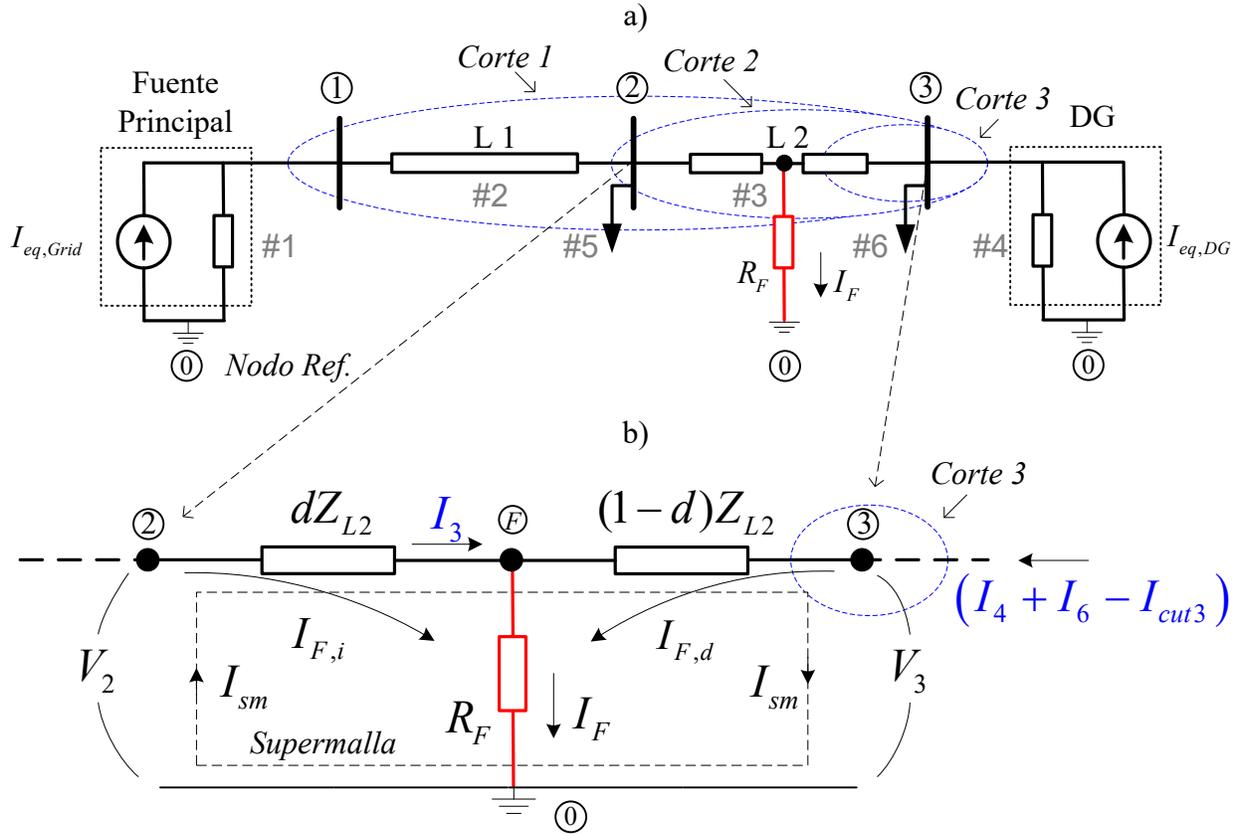


Figura 3.8: a) Red de ejemplo con una falla sobre la línea. b) Zoom sobre la sección bajo falla.

$$H_3 = \underbrace{I_3}_{I_{sm}} + \underbrace{I_4 + I_6 - I_{cut1}}_{I_{F,d}}$$

donde  $(I_4 + I_6 - I_{cut1})$  es igual a la corriente de falla  $I_{F,d}$  que entra por la derecha al punto de falla (F) y  $I_3$  es la corriente calculada sobre el elemento fallado, que está en función de la diferencia de voltajes dividido por la impedancia total de la línea  $(V_2 - V_3)/Z_{L2}$ .

Dado que la falla divide a la impedancia de la línea en dos secciones,  $I_3$  durante la condición de falla, representa la corriente de una supermalla  $I_{sm}$ . Por lo tanto, se tiene la

siguiente relación:

$$I_3 = I_{sm} = \frac{V_2 - V_3}{Z_{L2}} = H_3 - I_{F,d} \quad (3.4.20)$$

Aplicando Ley de voltajes de Kirchhoff (LVK) a la supermalla que se muestra en la Figura 3.8 b), y sustituyendo valores conocidos de acuerdo con la relación (3.4.20), se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} V_2 - dZ_{L2}I_{F,i} + (1-d)Z_{L2}I_{F,d} - V_3 &= 0 \\ (1-d)I_{F,d} - dI_{F,i} &= -\left(\frac{V_2 - V_3}{Z_{L2}}\right) \\ (1-d)I_{F,d} - dI_{F,i} &= -(H_3 - I_{F,d}) \end{aligned} \quad (3.4.21)$$

Entonces, al usar la ley de corrientes de Kirchhoff en el punto de falla  $F$ , se tiene:

$$\begin{aligned} I_{F,i} + I_{F,d} &= I_F \\ I_{F,i} &= I_F - I_{F,d} \end{aligned} \quad (3.4.22)$$

Sustituyendo (3.4.22) dentro de la expresión (3.4.21) y reduciendo términos:

$$\begin{aligned} \cancel{I_{F,d}} - d\cancel{I_{F,d}} + d\cancel{I_{F,d}} - dI_F &= -H_3 + \cancel{I_{F,d}} \\ H_3 &= dI_F \end{aligned} \quad (3.4.23)$$

La expresión anterior indica que, en efecto el valor que toma  $H_3$  está directamente relacionado con la corriente de falla multiplicado por un factor, el cual es igual a la posición de la falla sobre la línea. Por ejemplo, si la falla está a la mitad de la línea 2,  $d = 0,5$  y  $H_3 = [0.5]I_F$ . Finalmente, al despejar la distancia  $d$  de la ecuación (3.4.23) y sabiendo que el elemento de referencia  $H_1$  siempre verá el total de la corriente de falla, se encuentra la siguiente relación:

$$d = \frac{H_3}{I_F} = \frac{H_3}{H_1} \quad (3.4.24)$$

Con la ecuación anterior se concluye la relación que existe entre los elementos de  $\bar{H}$  y el punto de falla. Por consiguiente, es posible establecer una expresión general para la localización de la falla. Bajo el análisis previo, si se normaliza desde el elemento 2 hasta el último elemento del vector  $\bar{H}$  con respecto al primer elemento, se tiene la información de la localización de la falla. Por consiguiente, la normalización de los elementos de  $\bar{H}$  se almacenan en la variable PEF (posible elemento fallado), que a su vez permite generalizar el proceso de localización de fallas, dependiendo de los elementos que se encuentren involucrados en el camino a la falla, visto desde el elemento de referencia:

$$PEF_i = \frac{H_{i+1}}{H_1}, \quad i = 1, 2, \dots, b - 1 \quad (3.4.25)$$

En general, cada elemento de PEF diferente de cero, define un posible elemento de falla y el elemento fallado estará en función del elemento más pequeño, que a su vez definirá el punto exacto de la falla. Por ejemplo, considerando la Figura 3.9, y suponiendo que ocurre una falla al 25 % de la línea 2,  $PEF = [1 \ 0.25 \ 0]$ , tal como se ve en la Figura 3.9 a). Lo anterior, se traduce en que el camino al punto de falla visto desde el elemento de referencia, está definido por la línea 1 y 0.25 p.u. de la línea 2, con lo cual se puede determinar que la línea fallada es la 2 (debido a que el índice 2 tiene el menor valor diferente de cero) y que la falla se encuentra a 0.25 p.u vista desde el bus 2. Otro ejemplo es presentado en 3.9 b), donde se supone que la falla ocurre sobre la misma línea, pero a diferente posición, entonces en teoría  $PEF = [1 \ 0.75 \ 0]$ , por lo tanto, de igual forma con esta información es posible conocer que la falla ocurre a 0.75 p.u. sobre L2. Finalmente, para conocer la distancia real, basta con multiplicar la longitud del elemento fallado por su factor respectivo (3.4.26).

$$d = PEF_x \times l_x \quad (3.4.26)$$

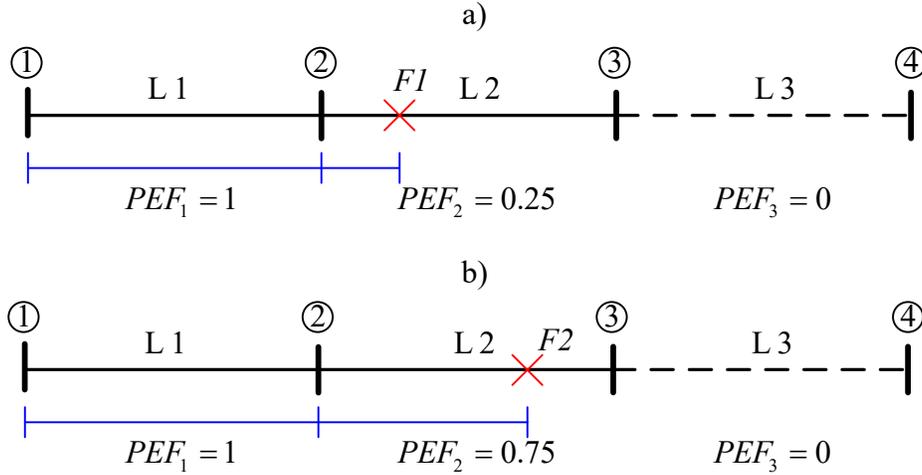


Figura 3.9: Ejemplo de los resultados de  $PEF$  para una a) falla al 0.25 % sobre la línea 2 y b) falla al 0.75 % sobre la línea 2.

donde  $x$  es el índice del elemento de  $PEF$  con el menor valor diferente de cero y  $l$  es la longitud real de la sección fallada (línea  $x$ ).

### 3.4.3. Criterio de activación del método de localización

Antes de procesar el método de localización es necesario detectar la ocurrencia de un evento de falla sobre la red eléctrica. En este sentido, una forma simple de detectar un corto circuito es a través de los incrementos sustanciales que se presentan en las corrientes, que se miden en los buses donde hay generación distribuida y la subestación o fuente principal. Por consiguiente, al sumar las magnitudes de corrientes se obtiene una corriente total, definida por:

$$| I_{tot} | = | I_{Grid} | + | I_{DG1} | + | I_{DG2} | + \dots + | I_{DGn} |$$

Para confirmar la existencia de una falla, la corriente total  $| I_{tot} |$  debe ser comparada en todo momento con una corriente de ajuste  $| I_{set} |$ . Por consiguiente, una vez que se supera el

umbral establecido, se confirma la detección de la falla.

$$| I_{tot} | > | I_{set} |$$

El umbral mínimo ( $|I_{set}|$ ) puede ajustarse como una tolerancia, o por medio de eventos de fallas históricas con la finalidad de evitar errores durante los cambios de carga. Por ejemplo, un buen criterio para la corriente de ajuste es usar la corriente nominal multiplicada por un factor de seguridad, el cual puede tomar valores entre 1.3 a 1.5.

### 3.4.4. Resumen del método propuesto para la localización de fallas

El método desarrollado para la localización de fallas en redes de distribución activas y/o microrredes se describe a detalle en el diagrama de flujos mostrado en la Figura 3.10. El algoritmo propuesto requiere como datos de entrada, los parámetros de la red, así como su topología. Una vez que se tiene la información de la red bajo estudio, se construye la matriz de cortes básicos  $C$ , basándose en las reglas de la expresión (3.3.1) y la matriz de incidencias  $A$  (para más detalles ver ref. [55]). Asimismo, se obtiene la matriz de admitancias primitivas  $Y_{pr}$  (3.4.3), y se calcula la matriz de admitancias modificada  $Y_{mod}$  usando la ecuación (3.4.16). La información de los voltajes en todos los buses  $\bar{V}_{bus}$  de la red, y las corrientes en los buses de generación es extraída del concentrador de datos fasoriales, donde los  $\mu$ PMUS envían sus datos fasoriales en tiempo real. Además, las inyecciones de corrientes en los cortes básicos  $I_{cut}$  son estimadas usando la información de las fuentes y de las mediciones de voltaje y corriente de pre-falla en los puntos de interconexión. La  $|I_{tot}|$  se calcula a lo largo del tiempo, por lo que, mientras no se supere el valor de ajuste  $|I_{set}|$  se tendrá una condición de operación normal. Por otra parte, si la corriente sobrepasa el umbral mínimo de ajuste  $|I_{tot}| > |I_{set}|$ , se confirma la presencia de una falla en alguna línea de la red. Después de haber detectado la falla, es necesario ubicar donde ocurrió. Por consiguiente, se procede a calcular  $\bar{H}$ , usando la expresión (3.4.19), y  $PEF$  por medio de (3.4.25). Posteriormente, se selecciona el índice ( $x$ )

del menor valor de  $PEF$ , que esté por encima de un valor de 0.0005 o 0.05 % (para evitar errores asociados con la estimación fasorial), el cual indica la línea fallada. Finalmente, se estima la distancia a la falla usando la expresión (3.4.26).

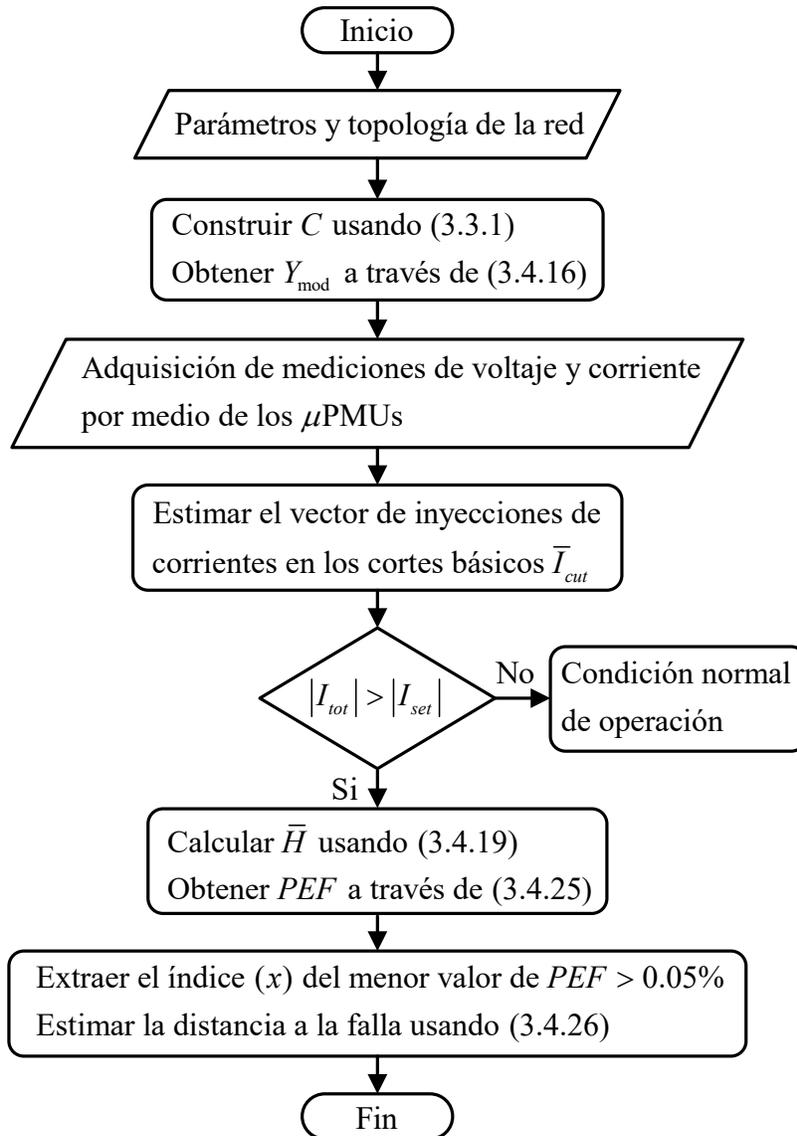


Figura 3.10: Diagrama de flujos del método propuesto para la localización de fallas

## Capítulo 4

# Localización de fallas con un enfoque de estimación de estados

### 4.1. Introducción

Desde un punto de vista económico en las redes de distribución activas no siempre es posible contar con mediciones en todos los nodos de la red. Por lo tanto, es necesario desarrollar un método de localización de fallas que considere en su formulación la escasez de mediciones que se pueden llegar a tener en una ADN. Una forma de hacer frente a este inconveniente es a través de la convergencia de la localización de fallas con el problema de estimación de estados (SE). La idea principal de la localización de fallas en el proceso de estimación de estados es suponer que la falla pudo haber ocurrido en cualquier punto de la red; entonces la SE se resuelve tantas veces como líneas o nodos se tengan en la red eléctrica, y el error obtenido en cada solución estará asociado a la localización de la falla. La estimación de estados en redes de distribución activas requiere del conocimiento de los parámetros y topología de la red, mediciones de voltaje y corriente fasorial en los buses de generación, y algunas mediciones de voltaje en puntos estratégicos de la red de distribución activa. En este sentido, el capítulo presenta una extensión del método de localización de fallas propuesto en el capítulo 3, con un enfoque de estimación de estados con la finalidad de abordar la falta de

mediciones que se tienen en las redes de distribución.

## 4.2. Estimación de estados con mínimos cuadrados lineales

El principio matemático del problema de estimación de estados es representado mediante la siguiente expresión [12]:

$$z = Q\hat{x} + \nu \quad (4.2.1)$$

donde  $Q$  es la matriz característica del sistema, la cual usualmente es rectangular,  $\nu$  es el vector columna de errores y  $\hat{x}$  es el vector de estados del sistema.

El error entre las cantidades medidas y estimadas está dado por:

$$\nu = \tilde{z} - z = \tilde{z} - Q\hat{x} \quad (4.2.2)$$

El problema de estimación de estados con mínimos cuadrados (LE, por sus siglas en inglés) considera el cuadrado del vector de errores ( $\nu^2$ ) como función objetivo ( $J(x)$ ) [55]:

$$J(\hat{x}) = |\nu|^2 = \nu^T \nu = (\tilde{z} - Q\hat{x})^T (\tilde{z} - Q\hat{x}) \quad (4.2.3)$$

o

$$J(\hat{x}) = (\tilde{z}^T - \hat{x}^T Q^T)(\tilde{z} - Q\hat{x}) = \tilde{z}^T \tilde{z} - \tilde{z}^T Q\hat{x} - \hat{x}^T Q^T \tilde{z} + \hat{x}^T Q^T Q\hat{x} \quad (4.2.4)$$

El término  $\tilde{z}^T Q\hat{x}$  es un escalar, por lo tanto:

$$J(\hat{x}) = \tilde{z}^T \tilde{z} - 2\hat{x}^T Q^T \tilde{z} + \hat{x}^T Q^T Q \hat{x} \quad (4.2.5)$$

La minimización de la función objetivo se obtiene al derivar  $J(\hat{x})$  con respecto al vector de estados  $\hat{x}$  e igualando a cero:

$$\frac{dJ(\hat{x})}{d\hat{x}} = 0 = -2Q^T \tilde{z} + 2Q^T Q \hat{x} \quad (4.2.6)$$

entonces,

$$\underbrace{Q^T Q}_G \hat{x} = Q^T \tilde{z} \quad (4.2.7)$$

y resolviendo para  $\hat{x}$ ,

$$\hat{x} = G^{-1} Q^T \tilde{z} \quad (4.2.8)$$

La expresión (4.2.8) representa el ajuste óptimo para el vector de estados  $\hat{x}$ , a través de el método de mínimos cuadrados lineales. Asimismo, de la expresión (4.2.2) se concluye que entre más pequeño sea el error  $\nu$ , mejor es la estimación de las variables de estado [10].

### 4.3. Aplicación de estimación de estados para la localización de fallas

Por lo general, en la estimación de estados de redes de distribución se define el vector de mediciones  $\tilde{z}$  en función de los voltajes nodales, medidos en algunos puntos estratégicos de la red y de las inyecciones de corrientes en los nodos. De modo que, para poder abordar el problema de la localización de fallas, y de acuerdo con la formulación desarrollada en el

capítulo 3, el vector de mediciones  $\tilde{z}$  se debe construir a partir del vector de voltajes nodales, y de las inyecciones de corrientes en los cortes básicos:

$$\tilde{z} = \begin{bmatrix} \tilde{z}_V & \tilde{z}_{I_{cut}} \end{bmatrix}^T \quad (4.3.1)$$

$$\tilde{z} = \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 & \tilde{V}_2 & \cdots & \tilde{V}_m & \tilde{I}_{cut1} & \tilde{I}_{cut2} & \cdots & \tilde{I}_{cutn} \end{bmatrix}^T \quad (4.3.2)$$

donde  $m$  es el número de mediciones de voltajes disponibles en la red, y  $n$  es el número de inyecciones de corrientes en los cortes fundamentales.

Por otra parte, el vector de estados  $\hat{x}$ , está conformado por los voltajes nodales de la red de distribución activa, entonces:

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} \hat{V}_1 & \hat{V}_2 & \cdots & \hat{V}_n \end{bmatrix}^T \quad (4.3.3)$$

donde  $n$  es número de nodos de la ADN.

La matriz característica  $Q$  estará integrada por dos submatrices. La primera es una matriz de permutación rectangular  $P$ , con dimensiones de  $m$  mediciones por  $n$  variables de estado, que sirve para relacionar los voltajes medidos con los voltajes estimados. La segunda submatriz, es la matriz de admitancias modificada  $Y_{mod}$ , ya que esta relaciona las inyecciones de los cortes medidos con los voltajes nodales estimados. Por consiguiente, se tiene que:

$$Q = \begin{bmatrix} P \\ Y_{mod} \end{bmatrix} \quad (4.3.4)$$

Al sustituir las expresiones (4.3.2) - (4.3.4) en la ecuación (4.2.8), se puede obtener la solución óptima del vector de estados para una condición de operación normal. Por otra parte, es bien sabido que la estimación de estados depende en gran medida de la topología

de la red, sin embargo, cuando ocurre una falla en algunas de las líneas de la red eléctrica, la topología en el estado de falla es diferente a la de una condición normal de operación, ya que el elemento que ocasiona la falla es desconocido, tanto su parámetro eléctrico (impedancia de falla), como su posición en la red. En este sentido, la idea principal de la localización de fallas basado en la formulación de estimación de estados, es establecer suposiciones hipotéticas de la topología de la red, bajo la condición de falla. Entonces, si recordamos la formulación del capítulo 3, específicamente la expresión (3.4.19), donde:

$$\bar{I}_{cut} + \bar{H} = [Y_{mod}] \bar{V}_{bus}$$

Siguiendo la formulación presentada en el capítulo 3, y considerando el vector  $\tilde{H}$  en la formulación del estimador de estados, la expresión (4.2.7) bajo una condición de falla queda como siguiente:

$$Q^T \begin{bmatrix} \tilde{V}_1(F) \\ \vdots \\ \tilde{V}_m(F) \\ \tilde{I}_{cut1} + \tilde{H}_1(F) \\ \vdots \\ \tilde{I}_{cutn} + \tilde{H}_n(F) \end{bmatrix} = G \begin{bmatrix} \hat{V}_1(F) \\ \vdots \\ \hat{V}_n(F) \end{bmatrix} \quad (4.3.5)$$

En las redes de distribución activas, desde el punto de vista de operación y control, se asume que se tienen mediciones fasoriales de voltaje y corriente en los buses de generación. Por tanto, es factible contar con todas las inyecciones de corrientes en los cortes básicos, ya que para estos valores únicamente se necesita la información de las admitancias equivalentes de las fuentes, y de las mediciones de voltaje y corriente en el punto de interconexión a la red. Por otra parte, la forma de abordar los cambios en la topología debido a un corto circuito, es precisamente con la integración del vector  $\tilde{H}$  a la formulación de SE. Sin embargo, caso contrario al método propuesto en el capítulo 3, donde este vector es calculado, aquí debe de

ser medido o conocido. Para lograr lo anterior, es necesario basarse en el concepto de SE, llamado pseudo-mediciones, que no es más que fijar algunas mediciones bajo el análisis de una cierta condición de operación [10]. En este caso, es establecer las mediciones de  $\tilde{H}$  bajo el análisis de un corto circuito. En teoría y con base en lo establecido en el capítulo 3, cuando se presenta una falla en una ADN, los elementos de  $\tilde{H}$ , siempre cumplen con los siguientes valores:

$$\tilde{H}_k = \begin{cases} I_F, & \text{si la falla es incidente al corte } k; \\ dI_F, & \text{si la falla ocurre en la rama del árbol } k \text{ (línea } k - 1). \\ 0, & \text{si la falla no es incidente al corte } k. \end{cases} \quad (4.3.6)$$

A partir de la expresión (4.3.6), se requiere del conocimiento de la corriente de falla y de la sección donde ocurrió la falla. La primera parte se soluciona, basándose en la suposición de que la corriente de falla es mucho mayor en magnitud, en comparación con la corriente consumida por la carga durante el periodo de falla ( $I_{load} \ll I_F$ ). Por lo tanto, dado que la falla es una inyección de corriente negativa y considerando la polaridad de los dispositivos de medición, se establece que la corriente de falla es el negativo de la suma de corrientes medidas en los buses de generación, es decir:

$$I_F = - [I_{Grid}(F) + I_{DG1}(F) + I_{DG2}(F) + \dots + I_{DGn}(F)] \quad (4.3.7)$$

La segunda cuestión, es que para construir  $\tilde{H}$ , se requiere conocer en que línea o rama del árbol ocurre la falla. Por consiguiente, la primera etapa del método de localización de falla se basa en suponer que todas las líneas son posibles candidatas a presentar una condición de falla. De modo que, la formulación de la estimación de estados propuesta, se resuelve construyendo un  $\tilde{H}$ , para cada caso de línea hipotética fallada (LHF), colocando un factor de peso de  $0,5I_F$ , en la posición del elemento fallado para cada escenario, es decir, se supone que la falla ocurre al 50% de cada línea. Por ejemplo, la configuración del vector  $\tilde{H}$ , para

una falla hipotética en la línea 2 de la red mostrada en la Figura 3.3, es  $\tilde{H}_{LHF_2} = [I_F \ I_F \ 0,5I_F]^T$ . Entonces, para cada solución de SE, se comparan las variables medidas y estimadas con la finalidad de conocer, que tan cercano se encuentra del estado actual del sistema. Por consiguiente, se aplica la norma euclidiana a la expresión (4.2.2) y se obtiene un índice de error para cada escenario hipotético:

$$\Phi_k = \|\nu^{[k]}\|_2 = \|\tilde{z}^{[k]} - Q\hat{x}^{[k]}\|_2, \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (4.3.8)$$

donde  $n$  es el número de líneas.

Finalmente, el índice de error más pequeño, proporciona la información para la línea fallada:

$$LF = \arg \min \Phi \quad (4.3.9)$$

## 4.4. Resumen del enfoque basado en estimación de estados

El método de localización de fallas propuesto, bajo la formulación de un problema de estimación de estados se describe a detalle en el diagrama mostrado en la Figura 4.1. El algoritmo propuesto (algoritmo 2) requiere del conocimiento de la topología y parámetros de la red, cuya información está disponible en la base de datos de las compañías eléctricas. Después de introducir la información de la red, se construye la matriz de cortes básicos  $C$ , incidencias  $A$ , con lo cual se genera la matriz de admitancias modificada  $Y_{mod}$ , que también puede ser expresada en el dominio  $abc$ , en caso que se trate de una red trifásica

La información de las mediciones de voltajes y corrientes de los buses de generación son obtenidas a través de los micro-sincrofasores. Además de adquirir señales fasoriales de

voltaje de los buses de generación, se requiere medir algunas variables en diferentes puntos estratégicos de la red, cuya disponibilidad de mediciones es tomada en cuenta para generar la matriz de permutaciones. Por otro lado, es necesario estimar las inyecciones de corriente usando la información de pre-falla de los buses de generación.

A partir de las mediciones de corriente en los buses de generación se define el instante de detección, es decir, cuando se detecte que la  $|I_{tot}|$  rebasa el umbral mínimo establecido  $|I_{set}|$ , se confirma la existencia de una falla en alguna de las líneas de la red de distribución activa. Por consiguiente, se establece un contador  $k = 1$  y se inicia un proceso iterativo, donde se estima la corriente de falla por medio de la expresión (4.3.7) y se genera el vector  $\tilde{H}$  para la línea hipotética fallada  $k$ . Después, se estima el vector de estados  $\hat{x}$  usando (4.2.8), y se obtiene el índice de error  $k$  ( $\Phi_k$ ) a través de la ecuación (4,3,8). El proceso iterativo finaliza cuando  $k$  es igual al número total de líneas de la red. Finalmente, se identifica a la línea fallada usando el menor valor obtenido para el índice de error.

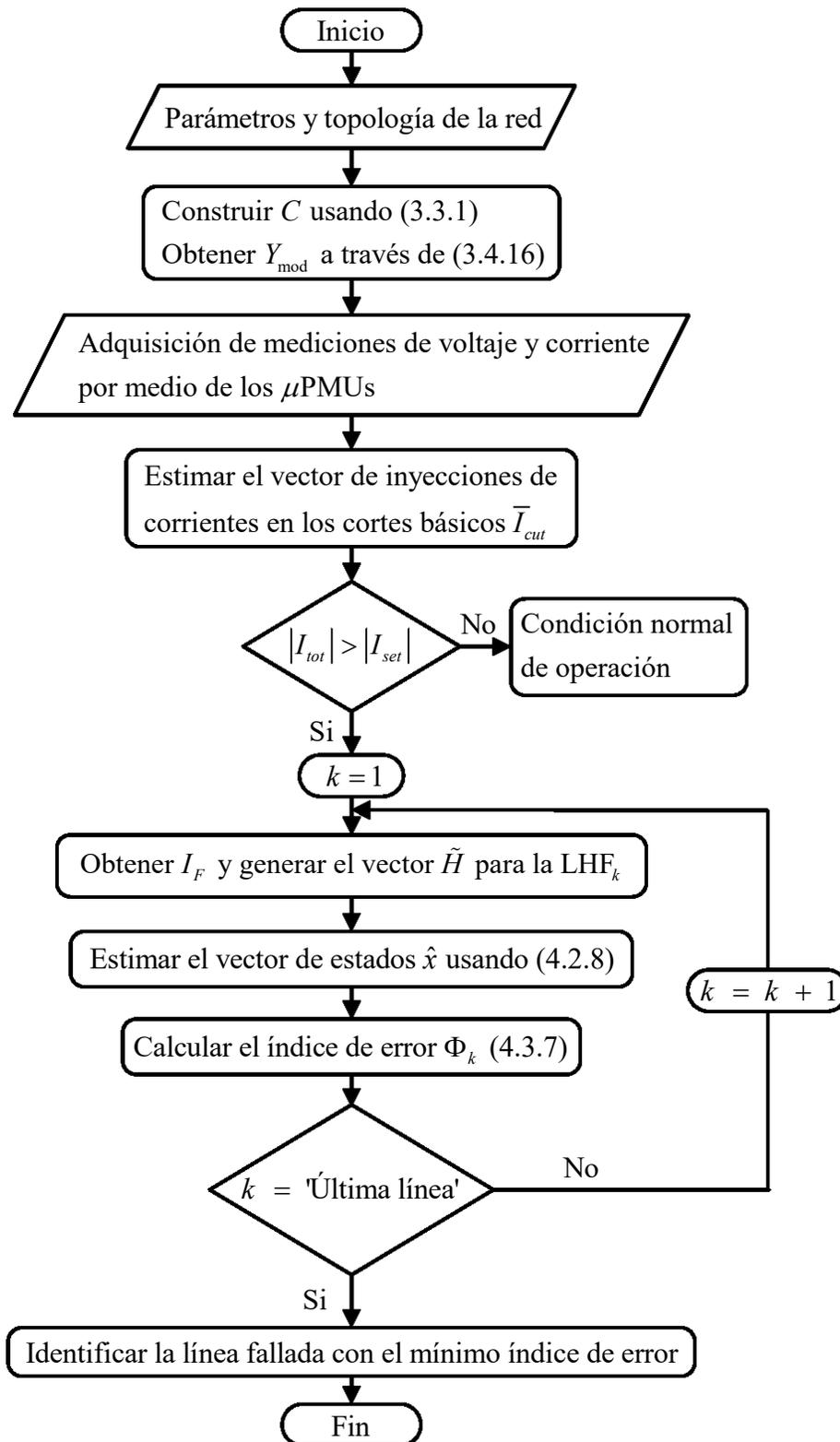


Figura 4.1: Diagrama de flujos del método propuesto de localización de fallas con un enfoque de estimación de estados.

## Capítulo 5

# Casos de estudio

### 5.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados usando diferentes casos de estudio. Esto con la finalidad de evaluar el método de localización de fallas propuesto. El primer caso de estudio consiste en una microrred eléctrica monofásica simulada en ATP/EMTP, donde se evalúan diferentes condiciones de falla en la red, considerando disponibilidad de las DGs, y variaciones en la resistencia de falla. El segundo caso de estudio es una validación experimental mediante simulaciones en tiempo real, considerando la microrred monofásica del caso 1. La validación fue realizada usando Matlab/simulink, una tarjeta de adquisición de datos de la marca dSPACE, y  $\mu$ PMUs comerciales del fabricante "Power Standards Lab". El último caso de estudio es la comprobación del método propuesto en el capítulo 4; para este caso, la red utilizada es una red de distribución típica, donde se consideró generación distribuida y la escasez de mediciones en algunos nodos de la red.

## 5.2. Caso 1: Microrred monofásica

Con el objetivo de evaluar el desempeño del método propuesto, se utilizó la microrred monofásica que se muestra en la Fig. 5.1, ésta fue simulada en la plataforma de simulación ATP/EMTP [56]. La MG bajo estudio fue tomada de la referencia [15], la cual consiste de una fuente principal, tres unidades de generación distribuida, varias líneas y cargas. Los generadores son representados por fuentes de voltajes en serie con sus respectivas impedancias equivalentes, las cuales definen su capacidad de corto circuito. Por ende, la impedancia equivalente de la red externa o red principal, es más pequeña en comparación con las de las DGs. Las líneas fueron modeladas como parámetros concentrados tipo  $\pi$ , cuyos datos se presentan en la Tabla 5.1. La frecuencia de la red utilizada fue de 60 Hz, y las impedancias equivalentes de la red externa y DGs son  $0,5 + 0,43j$  y  $1 + 0,86j \Omega$ , respectivamente. Las cargas fueron modeladas como impedancias constantes, donde los parámetros para las cargas 1-3 son igual a  $100 + 0,01j \Omega$ , mientras que para la carga 4 es de  $200 + 0,01j \Omega$ . Por otra parte, para la estimación fasorial fue usado el filtro fourier considerando un total de 256 muestras/ciclo.

Tabla 5.1: Datos de los alimentadores de la MG

Línea	Bus envío	Bus recepción	$R$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$L$ (H/km)	$C$ ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	Longitud (km)
L1	1	2	0.2	0.004	5.7	0.200
L2	1	3	0.2	0.004	5.7	0.100
L3	3	4	0.2	0.004	5.7	0.045
L4	4	5	0.2	0.004	5.7	0.030
L5	3	6	0.2	0.004	5.7	0.050
L6	6	7	0.2	0.004	5.7	0.070
L7	7	8	0.2	0.004	5.7	0.050
L8	6	9	0.2	0.004	5.7	0.020

Para el criterio de activación del método de localización de fallas, la corriente mínima de ajuste  $|I_{set}|$  fue calculada en función de la corriente de operación normal de la MG bajo estudio, multiplicada por un factor de seguridad de 1.5, con la finalidad de evitar errores debido a los incrementos de cargas. En este contexto, en la Figura 5.2 se muestra la

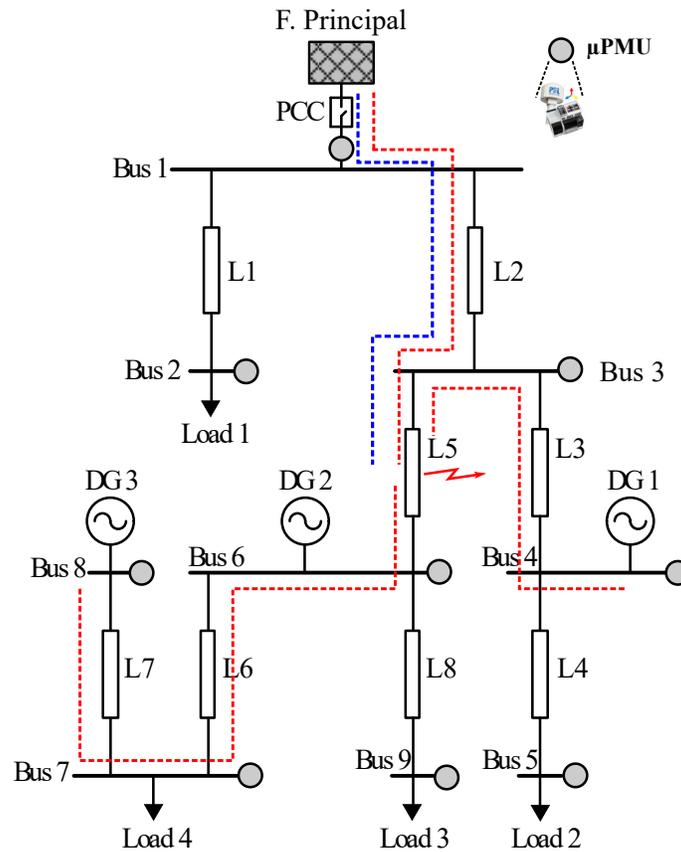


Figura 5.1: Microrred de prueba

comparación de las distintas corrientes de operación  $I_{tot}$  de la MG, para un mismo escenario de falla, pero considerando diferentes valores de resistencia de falla. De esta Figura se puede observar que cuando ocurre el evento de falla en  $t = 1,7$  s, se requiere de un ciclo completo para que la corriente  $I_{tot}$  alcance un valor estable en el periodo de falla, lo cual responde al proceso de estimación fasorial, puesto que el fasor tarda una ventana de un ciclo en evolucionar. Por ende, para llevar a cabo la detección de fallas, es necesario dejar pasar por lo menos un ciclo ( $0,0167$  s para  $f = 60$  Hz). Por otra parte, se observa que entre mayor sea la resistencia de falla, menor es la corriente  $I_{tot}$  (línea azul), sin embargo, en todos los casos presentados se supera el umbral establecido  $I_{set}$  (línea punteada). Adicionalmente, cabe resaltar que la resistencia de falla está asociada con el nivel de tensión de la red bajo estudio,

es decir, una resistencia de falla de  $10 \Omega$ , puede representar una falla de alta impedancia en una microrred de bajo voltaje como la que se analiza en este documento, mientras que en una red de distribución activa de media tensión, simplemente representa una resistencia de falla típica. Por otro lado, en dado caso que la resistencia de falla sea demasiado grande, el umbral establecido puede no se rebase, dando lugar a la pérdida de sensibilidad del método en el proceso de detección, sin embargo, esta problemática no es considerada como el objetivo central de esta tesis, ya que como se abordó en la sección de aplicaciones de los  $\mu$ PMUs del capítulo 2, la detección de fallas de alta impedancia es un tema que se sigue investigando por la complejidad del problema.

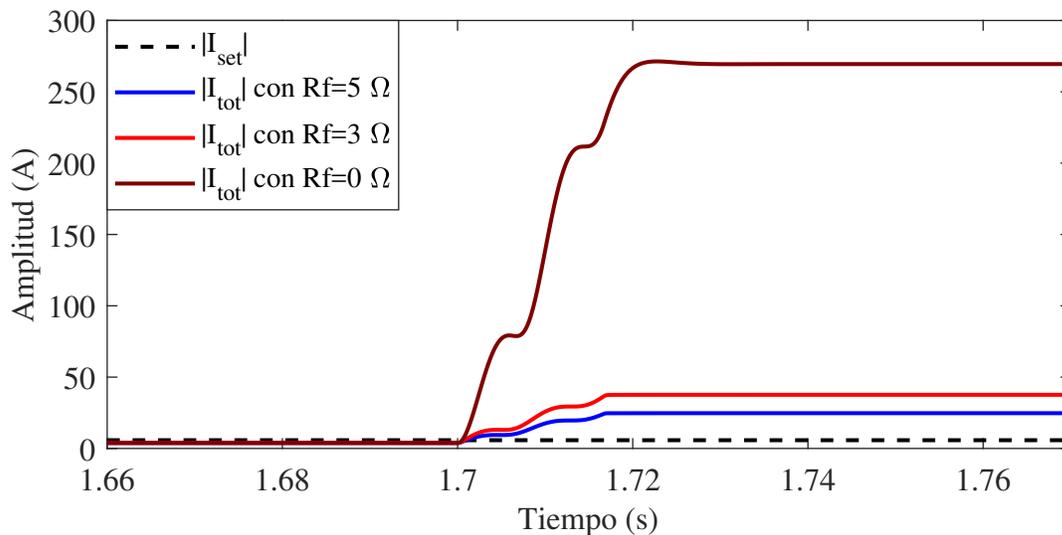


Figura 5.2: Comparación de detección de fallas considerando variaciones en la resistencia de falla, para un corto circuito al 20% sobre la línea 4 de la MG bajo estudio.

Otra forma de detectar fallas, es por medio del cálculo del vector  $\vec{H}$  a lo largo del tiempo. Por ejemplo, considerando la microrred bajo estudio y después de realizar el análisis presentado, se procede a determinar el vector  $\vec{H}$ , el cual se puede ver en la Fig. 5.3. Esta Figura muestra la magnitud de  $\vec{H}$ , correspondiente a cada corte básico, donde se observa claramente que durante los periodos de estado estable ( $0.15 \text{ s} > t > 0.266 \text{ s}$ ), todos los

elementos de  $\bar{H}$  tienden a cero. Mientras que, para condiciones de falla ( $0.15 \text{ s} < t < 0.266 \text{ s}$ ), los valores tienden a producir magnitudes mucho mayores que cero, lo cual es un indicador de que algo ha pasado en la microrred.

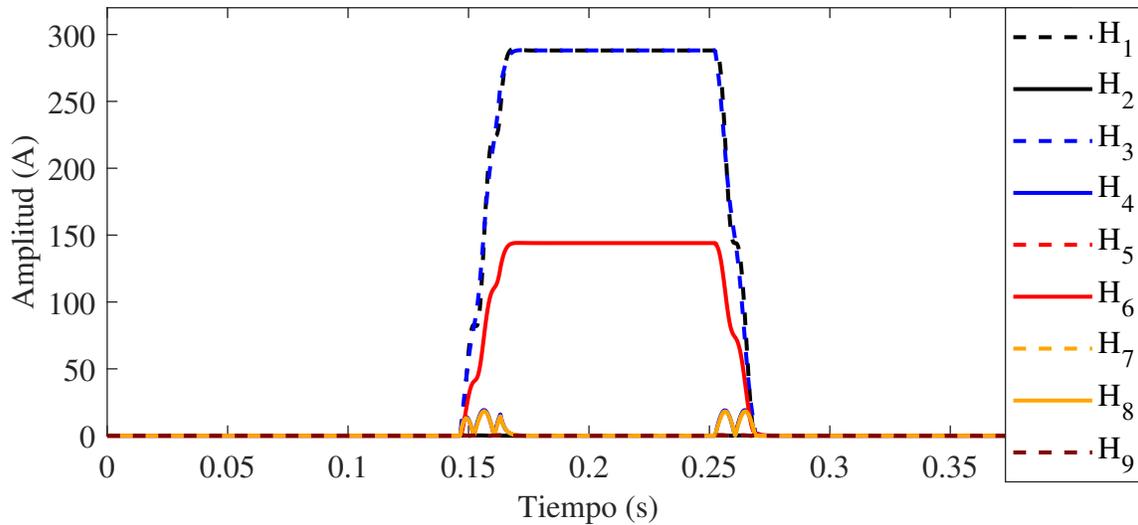


Figura 5.3: Elementos de  $\bar{H}$  en el tiempo, para una falla sólida a la mitad de la línea 5.

La disponibilidad de la DG es un tema importante en la localización de fallas, ya que la capacidad de corto circuito en las redes de distribución activas y/o microrredes, está en función de las fuentes que se encuentren en operación al momento en que ocurre una falla. Por ejemplo, en la Fig. 5.4 a) se muestra la comparación de las magnitudes del vector  $\bar{H}$  para una falla determinada, teniendo en cuenta todas las fuentes (barras en color azul), y sin considerar la unidad de generación distribuida número 3 (DG3), barras en color rojo. De la Figura se puede observar que las magnitudes de los elementos  $\bar{H}$  sin DG3, son menores en comparación con las magnitudes de los elementos de  $\bar{H}$  con todas las fuentes, lo cual representa un comportamiento esperado, ya que la capacidad de corto circuito disminuye al no contar con la presencia de una fuente. Sin embargo, la disponibilidad de las DGs no es un inconveniente para el proceso de localización de fallas bajo el esquema del método propuesto, ya que al calcular el vector  $PEF$ , tal como se presenta en la Figura 5.4 b), se obtienen las

mismas magnitudes de los elementos, tanto para el caso de  $PEF$  con todas las fuentes, como para  $PEF$  sin DG3. Lo anterior, es gracias que el vector  $PEF$  es como tal, una normalización los elementos de  $\bar{H}$ , con respecto a  $H_1$ , que de acuerdo al análisis presentado en el capítulo 3, siempre observará la corriente total de la falla. Otra cuestión importante que se puede ver en la Figura 5.4, son las magnitudes del vector  $PEF$  que son diferentes de cero, ya que estos representan el camino a la falla visto desde el elemento de referencia, que para este caso fue la fuente externa o principal que se conecta al bus 1. Por consiguiente,  $PEF_2$  y  $PEF_5$  definen el camino al punto de falla (ver línea punteada en azul de la MG mostrada en la Fig. 5.1), la cual se encuentra sobre la línea 5, dado que  $PEF_5$  es el mínimo valor diferente de cero y a un distancia de aproximadamente 0.5 p.u., vista desde bus 3.

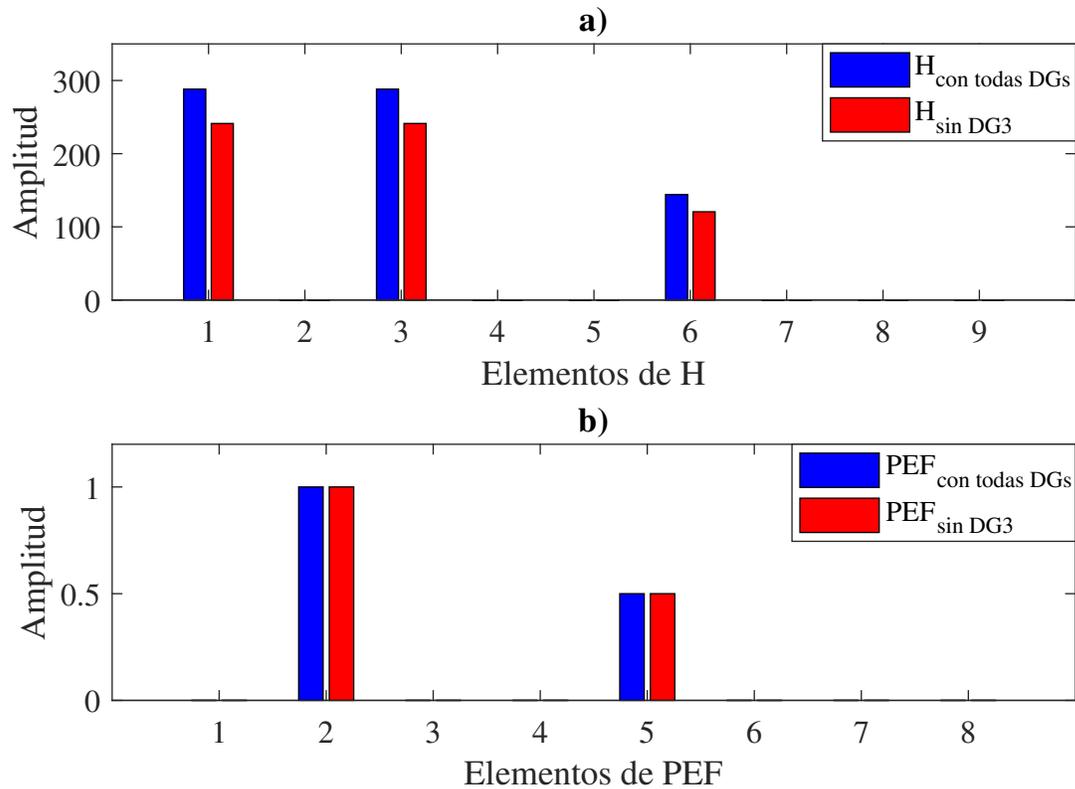


Figura 5.4: Corto circuito al 50% de la línea 5: a) Elementos de  $\bar{H}$  con todas las fuentes y sin DG3. b) Elementos de  $PEF$  con todas las fuentes y sin DG3.

Por otro lado, es importante tomar en cuenta la resistencia de falla ( $R_f$ ) en el proceso de localización, debido a que esta puede introducir errores considerables en la localización. Por lo tanto, la resistencia de falla es abordada en el enfoque propuesto. Por ejemplo, en las Figuras 5.5 a)-b), se presenta una comparación de  $\bar{H}$  y  $PEF$  para una falla al 10% de la línea 4, considerando  $R_f = 0 \Omega$  (barras en color azul) y con  $R_f = 5 \Omega$  (barras en color rojo), respectivamente. La comparación de las magnitudes de  $\bar{H}$  muestran grandes diferencias, derivado que la  $R_f$  reduce la corriente de falla, sin embargo, al realizar la normalización, las magnitudes de los elementos de  $PEF$  con y sin resistencia de falla, son iguales. Por ende, la localización no sufre grandes cambios en los errores ante fallas no sólidas.

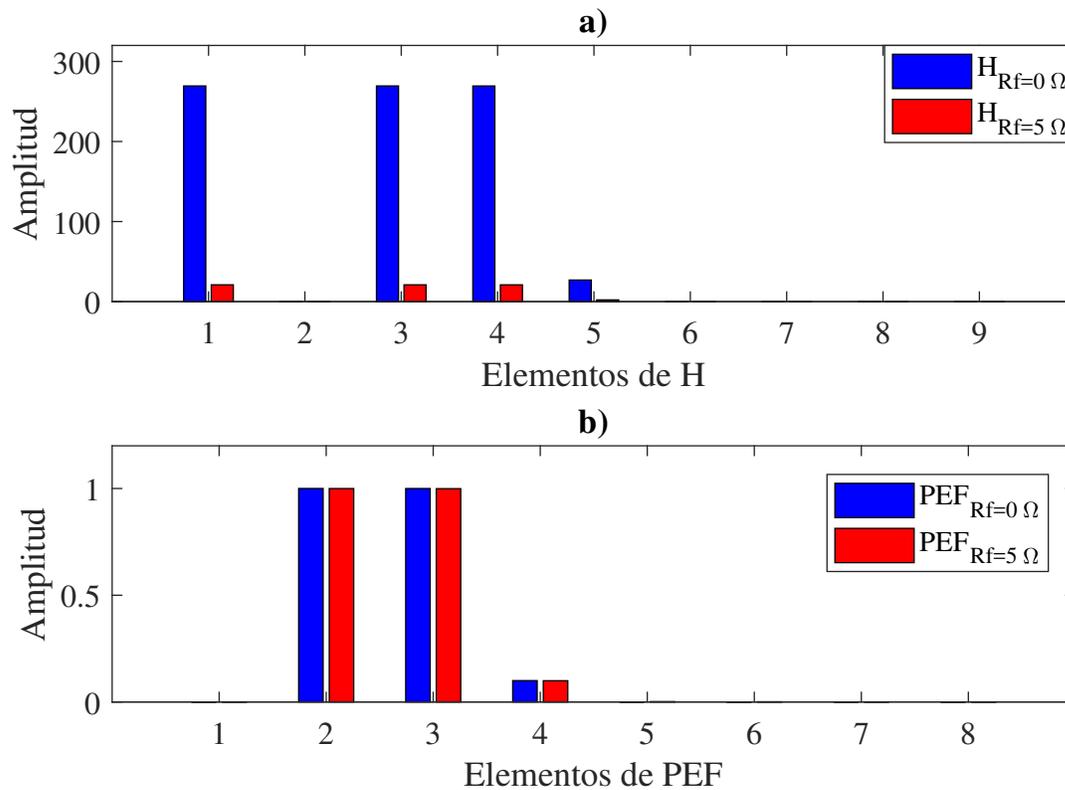


Figura 5.5: Corto circuito al 10% de la línea 4: a) Elementos de  $\bar{H}$  con  $R_f=0$  y con  $R_f = 5 \Omega$ . b) Elementos de  $PEF$  con  $R_f=0$  y con  $R_f = 5 \Omega$ .

Con el propósito de evaluar el desempeño del método propuesto, se llevó a cabo un análisis más extenso en la localización de fallas considerando diferentes escenarios, como la posición y la resistencia de la falla. La Tabla 5.2 presenta los resultados obtenidos del proceso de localización, resultado de una serie de simulaciones realizadas en diferentes plataformas como ATP/EMTP, SIMULINK y PSCAD. Estos resultados corresponden a fallas sólidas realizadas al 50 % de las líneas L1, L3, L4 y L5. Los errores que se muestran en esta Tabla 5.2, son calculados a través de la expresión (5.2.1) [57]. Donde se puede apreciar que los resultados de los errores entre las plataformas de simulación son casi idénticos. Además, es importante resaltar que todos los errores están por debajo del 1 %, siendo el mayor de estos de alrededor 0.0439 % para una falla a la mitad de la línea 4.

$$\%Error = \frac{|d_{estimada} - d_{real}|}{l} 100 \% \quad (5.2.1)$$

donde  $d$  es la distancia estimada, y  $d_{real}$  es la distancia real al punto de falla,  $l$  es la longitud total de la línea (en km o en p.u.).

Por otra parte, la Tabla 5.3 muestra los resultados obtenidos, considerando un barrido de fallas a lo largo de la línea 4 en pasos de 10 %, y asumiendo diferentes valores de resistencia de falla. Los resultados muestran que el error aumenta de forma proporcional con respecto a los valores de resistencia de falla. De los cuales se puede ver que, el error más grande es de alrededor del 0.2 %, el cual se produce cuando la resistencia de falla es igual a 5  $\Omega$ , y a una distancia de 0.9 p.u. sobre L4. En lo que respecta al error mínimo, está alrededor de 0.01 % para  $R_f=0 \Omega$ , a una distancia de 0.1 p.u. sobre L4.

Tabla 5.2: Resultados de la localización para fallas en diferentes puntos de la MG

$PEF_k$	ATP/EMTP	PSCAD	SIMULINK	ATP/EMTP	PSCAD	SIMULINK
	Falla al 50 % sobre L1			Falla al 50 % sobre L3		
$PEF_1$	<b>0.5001</b>	<b>0.5004</b>	<b>0.5001</b>	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_2$	0.0002	0.0016	0.0002	1.0001	1.0000	1.0000
$PEF_3$	0.0000	0.0000	0.0000	<b>0.5002</b>	<b>0.5003</b>	<b>0.5001</b>
$PEF_4$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_5$	0.0001	0.0015	0.0001	0.0001	0.0007	0.0000
$PEF_6$	0.0001	0.0015	0.0001	0.0000	0.0007	0.0000
$PEF_7$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_8$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
% Error	<b>0.0100</b>	<b>0.0400</b>	<b>0.0100</b>	<b>0.0200</b>	<b>0.0300</b>	<b>0.0100</b>
	Falla al 50 % sobre L4			Falla al 50 % sobre L5		
$PEF_1$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_2$	1.0001	1.0000	1.0001	1.0001	1.0000	1.0000
$PEF_3$	0.9999	1.0006	1.0001	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_4$	<b>0.4996</b>	<b>0.5003</b>	<b>0.5001</b>	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_5$	0.0001	0.0009	0.0001	<b>0.5003</b>	<b>0.4997</b>	<b>0.50011</b>
$PEF_6$	0.0000	0.0009	0.0000	0.0000	0.0006	0.0000
$PEF_7$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$PEF_8$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
% Error	<b>0.0439</b>	<b>0.0300</b>	<b>0.0100</b>	<b>0.0300</b>	<b>0.0300</b>	<b>0.0100</b>

Tabla 5.3: Resultados de la localización para un barrido de fallas a lo largo de L4 de la MG, considerando resistencias de falla

Distancia real (pu)	Rf=0 $\Omega$		Rf=3 $\Omega$		Rf=5 $\Omega$	
	Distancia (pu)	% Error	Distancia (pu)	% Error	Distancia (pu)	% Error
0.1000	0.0999	<b>0.0100</b>	0.0996	0.0400	0.0994	0.0600
0.2000	0.1998	0.0200	0.1995	0.0500	0.1992	0.0800
0.3000	0.2998	0.0200	0.2993	0.0700	0.2992	0.0800
0.4000	0.3997	0.0300	0.3992	0.0800	0.3989	0.1100
0.5000	0.4996	0.0400	0.4991	0.0900	0.4988	0.1200
0.6000	0.5995	0.0500	0.5990	0.1000	0.5986	0.1400
0.7000	0.6994	0.0600	0.6988	0.1200	0.6984	0.1600
0.8000	0.7993	0.0700	0.7987	0.1300	0.7983	0.1700
0.9000	0.8992	0.0800	0.8985	0.1500	0.8980	<b>0.2000</b>

### 5.3. Caso 2: Microrred monofásica simulada en tiempo real

Para llevar a cabo la validación experimental del método de localización propuesto en el capítulo 3 (algoritmo 1). La microrred mostrada en la Fig.5.1 fue simulada en el entorno de tiempo real. La plataforma Simulink/Matlab fue utilizada para realizar el modelado y la simulación en tiempo real de la MG bajo estudio. Además, para la interfaz digital-analógico, se usó una tarjeta de adquisición de datos llamada dSPACE MicrolabBox DS1202 [58], y para la parte de las mediciones se utilizaron un total de tres  $\mu$ PMUs, del fabricante Power Standards Lab (PSL) [26] junto con sus respectivos receptores GPS, y un servidor central para la concentración de los datos fasoriales.

En la Fig. 5.6 se muestra el modelo de  $\mu$ PMU usado para la experimentación, donde se puede observar que este dispositivo está compuesto por tres módulos. El módulo de sincronización, el cual recibe y procesa las señales del receptor GPS, Power Manager y un módulo UPS (almacenamiento de energía). El  $\mu$ PMU puede manejar rangos nominales de voltajes de entrada entre 100 VAC - 960 VAC. Por lo tanto, para una señal con rango superior será necesario utilizar transformadores de potencial. Para las señales de corriente de entrada, el rango nominal es de 0.333 V RMS, tal que si la señal de corriente a estimar no se encuentra en este rango, es necesario hacer uso de un transformador de corriente. Por otra parte, las características importantes de este dispositivo de medición es que maneja una frecuencia de muestreo igual a 25600 muestras/s y 30720 muestras/s para 50 y 60 Hz nominales, respectivamente. Además, puede proporcionar hasta 100 o 120 lecturas por segundo dependiendo la frecuencia nominal. En cuanto a la precisión de la estimación angular, se cuenta con una precisión igual a  $\pm 0,01^\circ$ , mientras que para la magnitud es de  $\pm 0,05^\circ$  [26].

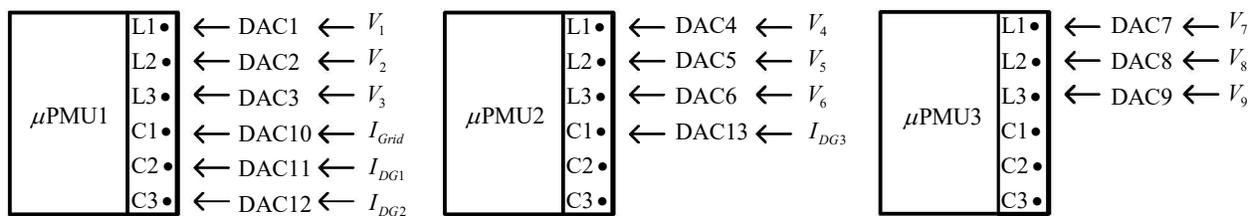


Figura 5.6: Micro-sincrofasor usado en la experimentación

La Figura 5.7 muestra el esquema de la experimentación realizada. Inicialmente, se modeló la MG bajo estudio en la plataforma Simulink/Matlab versión R2017a, donde cada señal de voltaje nodal y corriente en los buses de generación se enlazó, por medio de un bloque a un canal digital-analógico de la dSPACE. Después, las señales eléctricas analógicas disponibles en los canales de salida de la tarjeta de adquisición de datos fueron llevadas a los 3  $\mu$ PMUs, cuyas las variables por  $\mu$ PMUs corresponde a la relación mostrada en la Figura 5.8, donde L y C significan entradas a los  $\mu$ PMUs de señal voltaje y de corriente, respectivamente. Asimismo, las mediciones fueron enviadas en tiempo real a un servidor central para la concentración de los datos fasoriales vía Ethernet, de acuerdo con el protocolo de comunicación definido por IEEE Std C37.118.2™-2011 [29]. Posteriormente, se descargaron los datos del PDC a través del acceso remoto, vía navegador de internet y dirección IP del servidor. Finalmente, la información descargada fue procesada por medio del software Matlab para alimentar el algoritmo de localización de fallas.



Figura 5.7: Esquema de la experimentación.

Figura 5.8: Señales de corriente y voltaje de la MG asociadas a los canales digitales-analógicos (DACs) de la dSPACE DS1202 y entradas de los  $\mu$ PMUs.

En la Figura 5.9 se puede observar una imagen de la experimentación, donde se incluyen los 3 micro-sincrofares utilizados, sus respectivas antenas GPS y la tarjeta de adquisición de datos (dSPACE). Los receptores GPS fueron colocados a la intemperie, debido a que es necesario la detección de por lo menos 3 satélites para su correcto funcionamiento. También, se muestran las conexiones E-thernet en cada  $\mu$ PMU para el envío de datos fasoriales al PDC. Finalmente, es importante mencionar que la experimentación no es una implementación hardware in the loop, y el proceso de localización que se realizó es bajo un análisis posterior a la falla y a la recolección de los datos.

Los escenarios de fallas que se analizaron durante la validación experimental son similares a los presentados en el caso de estudio 1. La única falla diferente que se realizó, fue un corto circuito con  $R_f=0 \Omega$  al 20% sobre la línea 8. En este sentido, después de haber procesado la información obtenida con la ayuda de Matlab, en las Figuras 5.10-5.11 se muestran los perfiles de voltaje y corriente en los periodos de pre-falla, falla y post-falla para una falla sobre la línea 5.

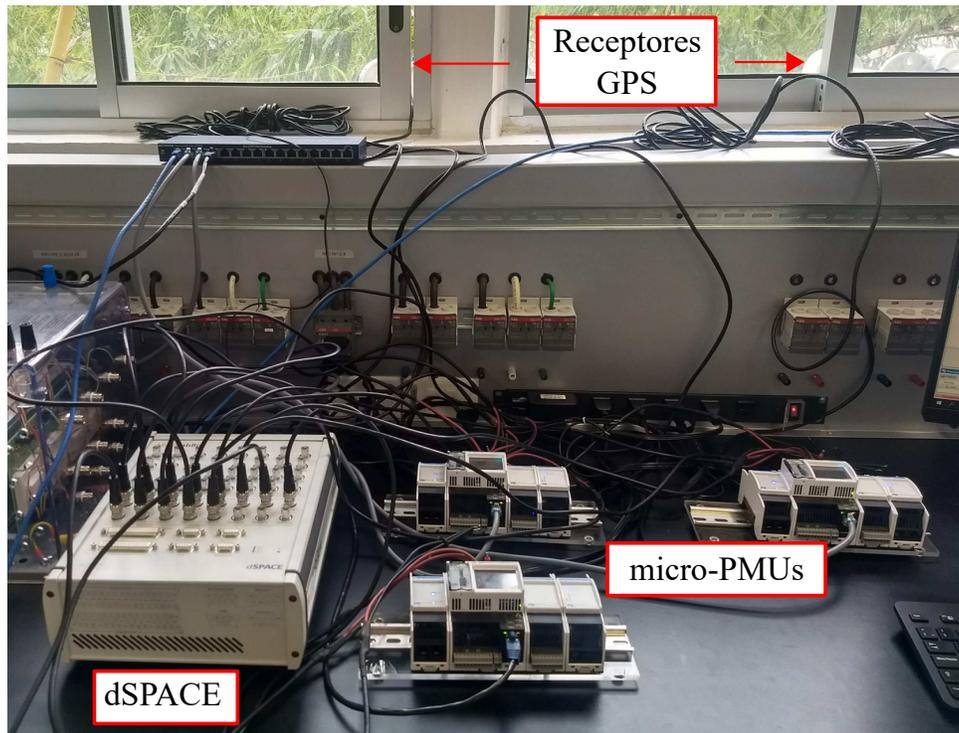


Figura 5.9: Experimentación.

La Figura 5.10 a) muestra las magnitudes de voltaje en cada uno de los buses, y se puede ver que en los periodos de pre-falla y post-falla ( $t < 28.7$  s y  $t > 31.4$  s), los perfiles de voltaje en todos los buses son prácticamente los mismos. Para el periodo de falla ( $28.7$  s  $< t < 31.4$  s) se producen huecos de tensión en todos los buses, siendo más drásticos cuando se está más cerca de la falla, como lo es el caso de  $|V_6|$ . De igual forma ocurre con los ángulos del fasor de voltaje, los cuales son presentados en la Figura 5.10 b), cuyo comportamiento es muy similar para todos los ángulos durante los periodos de pre-falla y post-falla, esto es debido a que las longitudes de los alimentadores de la MG bajo estudio son muy pequeñas, y que además la corriente de carga no es muy grande en comparación con la capacidad de la red. Por lo tanto, la diferencia angular entre dos puntos de la red es muy pequeña. Sin embargo, como era de esperarse, durante la falla se presenta una diferencia angular de voltaje considerable, entre los diferentes puntos medidos, lo cual hace posible la localización bajo el método propuesto

y esto es gracias a la precisión de los  $\mu$ PMUs utilizados.

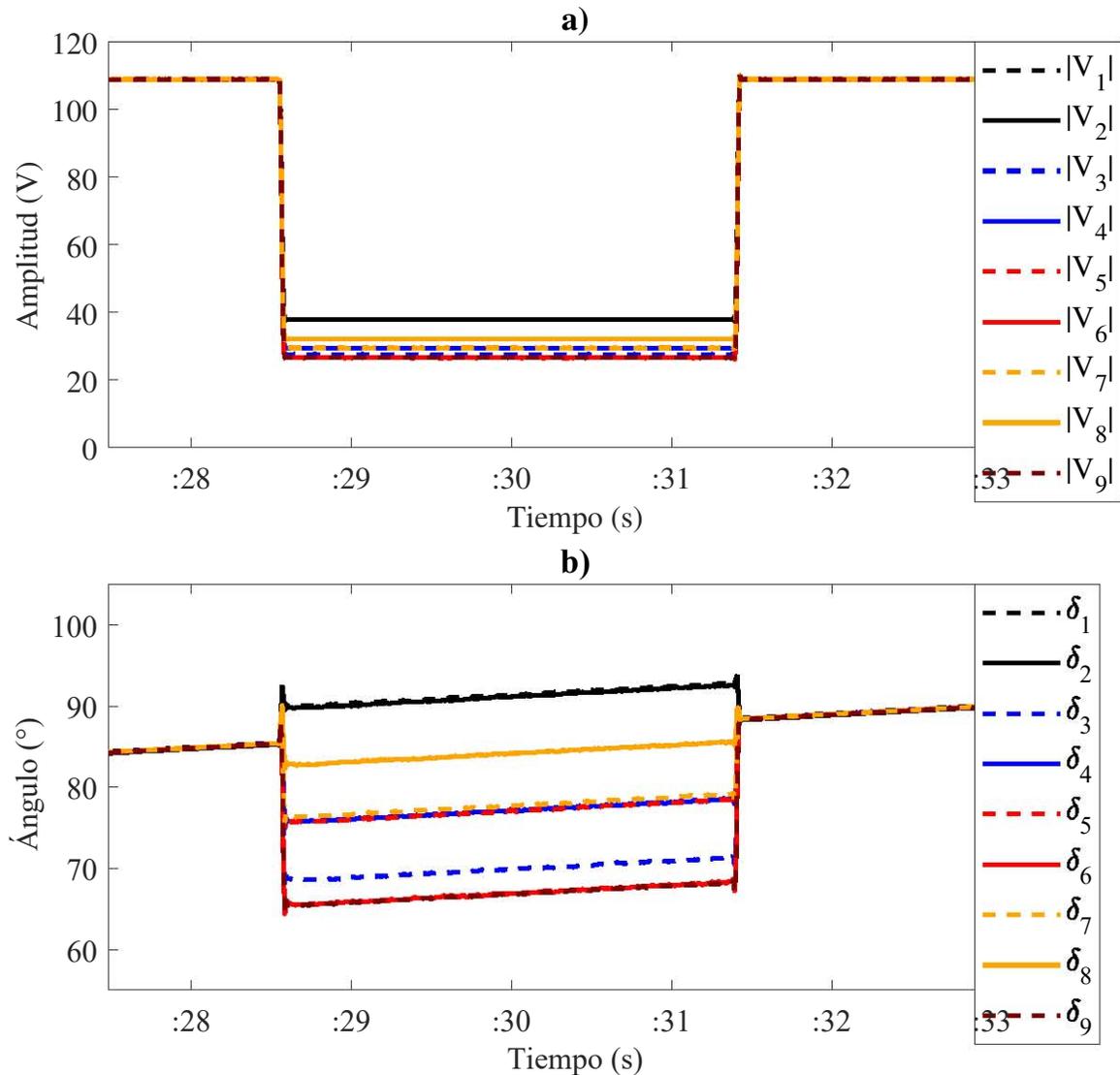


Figura 5.10: Simulación en tiempo real; a) magnitudes y ángulos de voltaje medidos en todos los buses, para una falla sobre la línea 5.

Por otra parte, para el mismo escenario de falla de la experimentación (falla sobre L5), la magnitud del fasor de corriente se presenta en la 5.11 a), mientras que el ángulo de fasor de corriente se muestra en 5.11 b). Estas Figuras corresponden únicamente a las mediciones

de corriente en los buses de generación, ya que estas se utilizan para estimar las inyecciones de corriente por parte de las fuentes en los cortes fundamentales. Además, cabe resaltar que la magnitud de la corriente por parte de la fuente principal, es mayor debido a su capacidad de corto circuito.

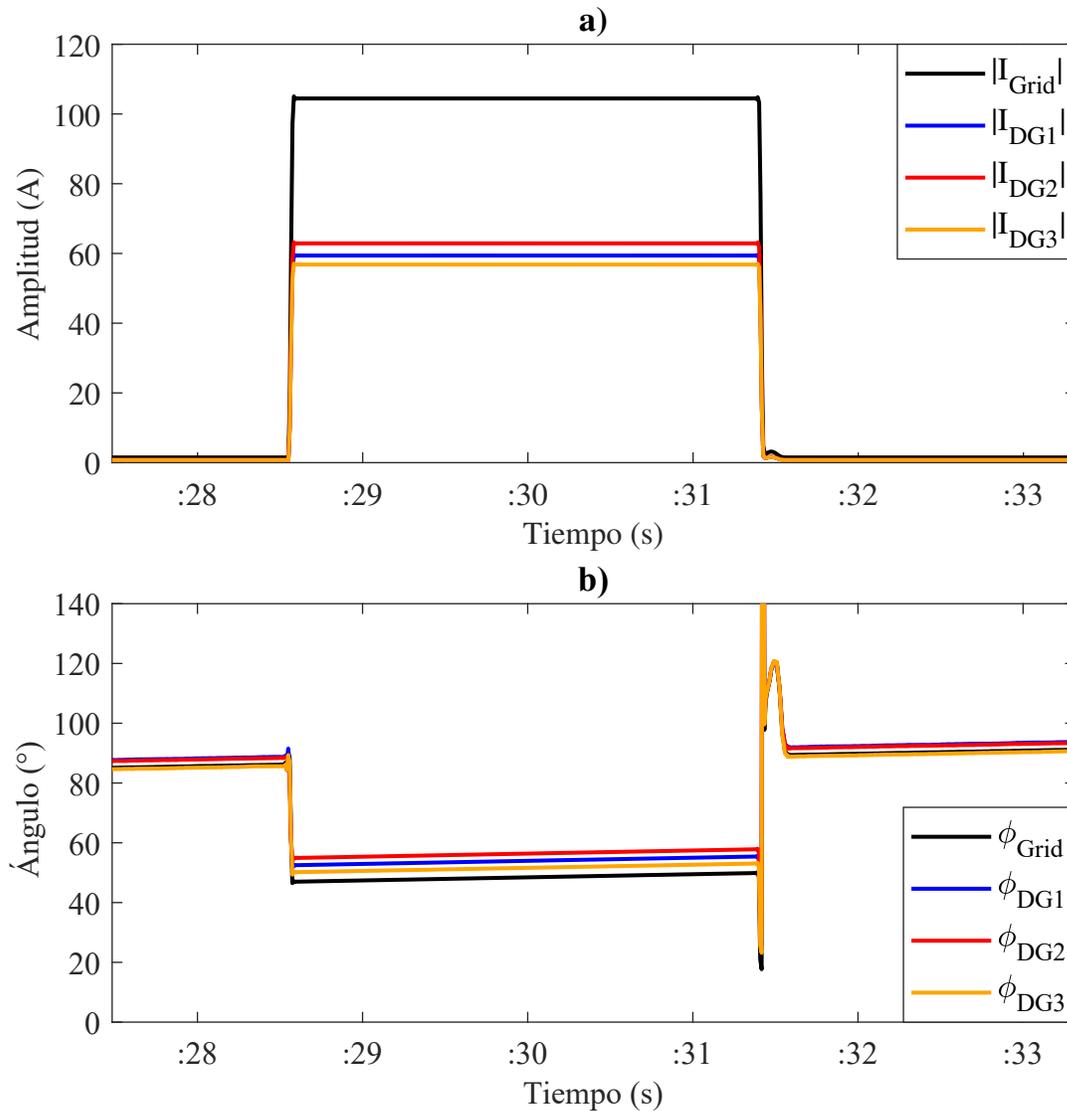


Figura 5.11: Simulación en tiempo real; a) magnitudes y ángulos de corriente medidos en los buses de generación, para una falla sobre la línea 5.

Finalmente, el resumen de los resultados experimentales obtenidos con método propuesto se pueden ver en la Tabla 5.4. Para los diferentes escenarios analizados, los errores obtenidos en el proceso de localización, son ligeramente diferentes y no superan el 1%. Por ejemplo, el error más pequeño que se obtuvo fue de 0.02%, para una falla sólida al 50% sobre la línea 5. Mientras que, el error más grande fue de 0.32% para una falla al 20% sobre la línea 8. En general, todos los escenarios simulados en el entorno real, resultaron en errores de localización, nuevamente por debajo del 0.5%.

Tabla 5.4: Resultados de la localización de falla para la validación experimental

$PEF_k$	Falla al 50% sobre L1	Falla al 50% sobre L3	Falla al 50% sobre L4	Falla al 80% sobre L5	Falla al 20% sobre L8
$PEF_1$	<b>0.5002</b>	0.0003	0.0010	0.0005	0.0005
$PEF_2$	0.0003	1.0004	0.9999	0.9998	0.9990
$PEF_3$	0.0062	<b>0.4977</b>	1.0048	0.0016	0.0023
$PEF_4$	0.0088	0.0065	<b>0.8018</b>	0.0076	0.0029
$PEF_5$	0.0050	0.0047	0.0061	<b>0.5016</b>	1.0012
$PEF_6$	0.0011	0.0026	0.0014	0.0035	0.0028
$PEF_7$	0.0035	0.0026	0.0023	0.0005	0.0016
$PEF_8$	0.0040	0.0061	0.0101	0.0121	<b>0.2032</b>
% Error	<b>0.0200</b>	<b>0.2300</b>	<b>0.1800</b>	<b>0.1600</b>	<b>0.3200</b>

## 5.4. Caso 3: Red IEEE 13 nodos modificada

Con la finalidad de evaluar el método propuesto de localización de fallas descrito en el capítulo 4 (algoritmo 2), se usó la red IEEE 13 nodos modificada, la cual es mostrada en la Fig. 5.12, cuyos datos fueron obtenidos de [59]. La modificación que se realizó en la red de 13 nodos consistió en agregar unidades de generación distribuida en los buses 634 y 680; cada DG con capacidad nominal de 0.5 MVA, considerando una potencia de corto circuito igual a 1.5 veces su capacidad nominal. Esto de acuerdo con los valores típicos de corto circuito que aportan las fuentes conectadas a través de inversores [60]. El transformador que

originalmente estaba entre los buses 633 y 634, fue sustituido por una línea con configuración y longitud igual a la línea que se encuentra entre los buses 632-633. Por otra parte, para la interconexión de cada DG, fue usado un transformador con parámetros similares al que se tenía entre los nodos 633-634. Adicionalmente, el interruptor (situado entre los buses 671-692) fue reemplazado por una línea igual a la línea subterránea, que se encuentra entre los buses 692-675. Finalmente, todas líneas y cargas fueron consideradas trifásicas y no se tomó en cuenta el efecto de los bancos de capacitores.

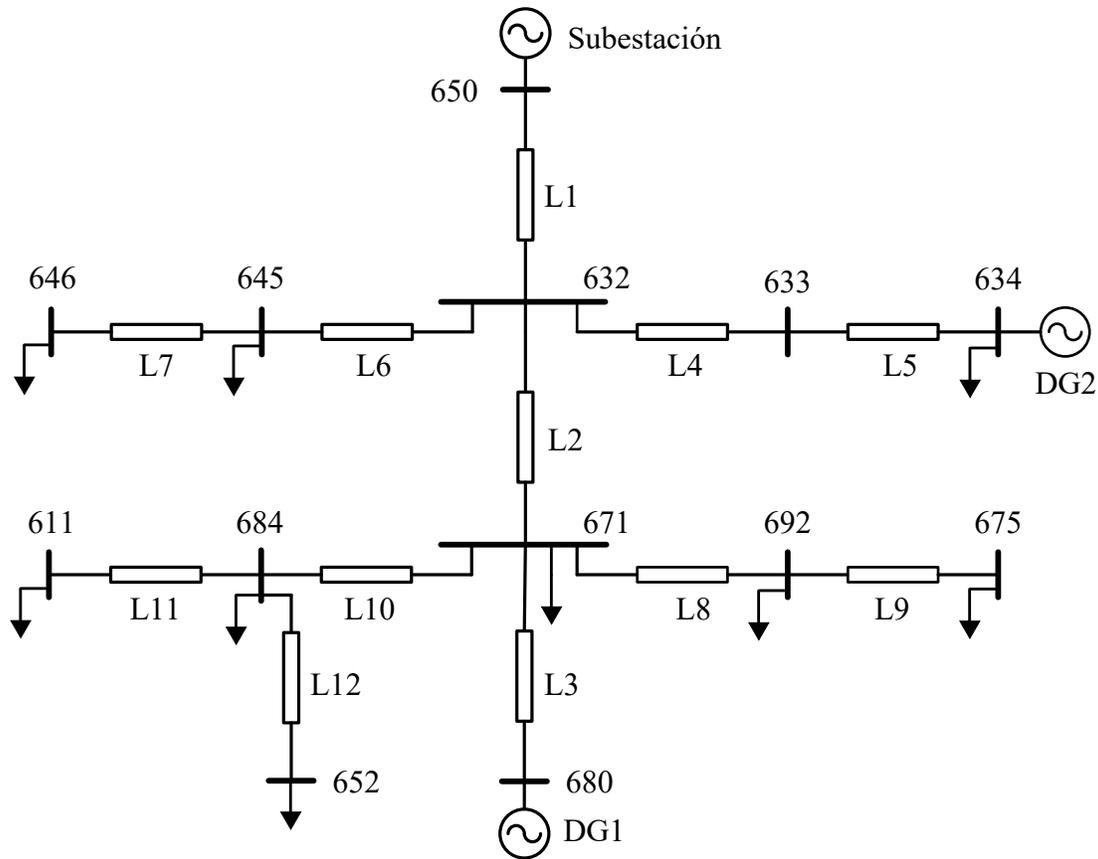


Figura 5.12: Red de IEEE 13 nodos modificada.

Para la implementación del método en la red de distribución activa bajo estudio, fue necesario obtener la matriz de admitancias modificada en el dominio  $abc$  ( $Y_{mod}^{abc}$ ), la cual se logró generar a través de la matriz de cortes fundamentales ( $C^{abc}$ ), y de la matriz de

incidencias nodo-rama considerando las tres fases ( $A^{abc}$ ). En este sentido, cada medición fasorial de voltaje y corriente es un vector de dimensiones  $3 \times 1$ . Por consiguiente, la corriente de falla se debe estimar en el dominio  $abc$  ( $I_F^{abc}$ ).

La nueva red fue simulada en la plataforma ATP/EMTP considerando un filtro fourier para la estimación fasorial, el cual tiene la capacidad de estimar fasores de señales muestreadas desde 16 hasta 512 muestras/ciclo, gracias a un proceso de submuestreo; en todas las simulaciones, las señales fueron procesadas usando 256 muestras/ciclo. Las fallas monofásicas y trifásicas se simularon a la mitad de la línea, en cada una de ellas, debido a que estas fallas son las más representativas. Por ejemplo, después de haber llevado a cabo las simulaciones y procesado el método propuesto en Matlab, se obtuvieron los resultados de la Fig. 5.13. Por ejemplo, la Figura 5.13a) muestra los índices de error para cada línea hipotética fallada, obtenidos a través de la expresión (4.3.8), correspondientes a una falla trifásica a la mitad de la línea 1. Se puede observar que para la línea 1, se produce el índice de error más pequeño. Entonces, se dice que la sección fallada es la línea 1. Otra observación importante que se puede ver, es que los errores de valor ascendente ocurren en la línea 4 y 6, las cuales resultan ser líneas adyacentes a la sección fallada. Por otro lado, después de haber detectado la falla, es posible seleccionar el vector  $\tilde{H}_{LHF}$  que tiene la configuración de la línea fallada, y después se procede a realizar una variación del factor de peso  $[0-1]I_F$ , con el fin de resolver la estimación de estados en cada incremento, y calcular los índices de errores que se obtienen a lo largo de la línea fallada. Por ejemplo, para la misma falla trifásica sobre la línea 1, la Fig. 5.13 b) presenta los índices de error obtenidos a lo largo de toda la línea, donde se puede observar que la falla ocurre al 50% de la línea, debido a que en esa posición el error es el más pequeño.

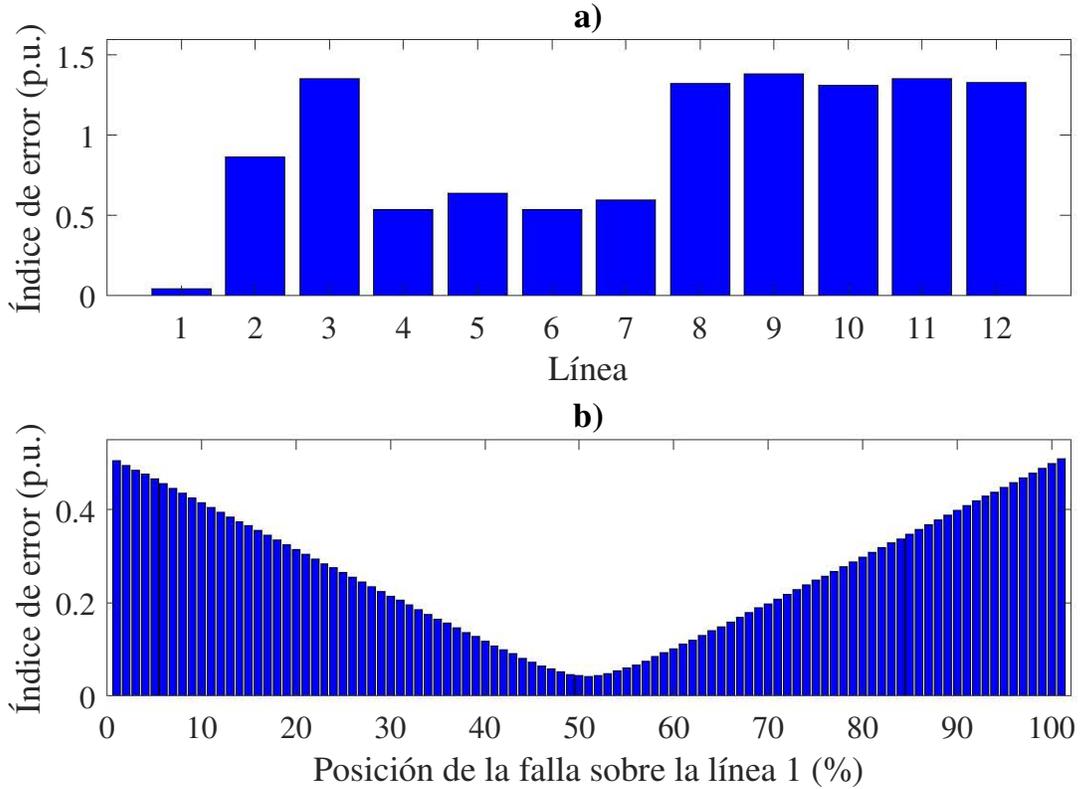


Figura 5.13: Resultados de localización para una falla trifásica sobre L1

En la Tabla 5.5, se presenta un resumen de los resultados de la localización con el método propuesto bajo un enfoque de estimación de estados (algoritmo 2), considerando el 60 % y 75 % de las mediciones disponibles. En cada escenario analizado, las posibles líneas falladas son identificadas por medio de los índices de error obtenidos (el error más pequeño), mientras que la línea con el índice de error de menor valor permite seleccionar la línea final fallada. En este contexto, los resultados para los escenarios de fallas, teniendo un 60 % de mediciones muestran que la efectividad del método es cercana al 88 %. Mientras que para un 75 % en la disponibilidad en las mediciones, se mejoró el desempeño del método, obteniendo un 92 % de efectividad. Además, es importante resaltar que en los escenarios donde hubo errores en la identificación de la sección fallada, siempre se ubicó a una línea adyacente. Por ejemplo,

para una falla monofásica sobre la línea 10, se seleccionó a la línea adyacente L11 como la fallada. Lo anterior significa que en los escenarios donde se produjeron los errores, siempre se aseguró la ubicación de la zona fallada, y por ende este método podría ser de utilidad para mejorar la coordinación de los sistemas de protección.

Tabla 5.5: Resultados de la localización en la red IEEE 13 nodos modificada

Línea	Falla trifásica		Falla monofásica	
	Líneas probables	Línea final	Líneas probables	Línea final
Con el 75 % de las mediciones				
L1	L1, L4	L1	L1, L4	L1
L2	L2, L8	L2	L2, L8	L2
L3	L3, L10	L3	L3, 10	L3
L4	L4, L6	L4	L4, L5, L6	L4
L5	L4, L5	L5	L4, L5	L5
L6	L6, L7	L6	L6, L7	L6
L7	L6, L7	L7	L6, L7	L7
L8	L8, L10	L8	L8, L10	L8
L9	L8, L9	L9	L8, L9	L9
L10	L10, L11, L12	<b>L11</b>	L10, L11	<b>L11</b>
L11	L11, L12	L11	L11, L12	L11
L12	L11, L12	L12	L11, L12	L12
Con el 60 % de las mediciones				
L1	L1, L4, L6	L1	L1, L6	L1
L2	L2, L8, L10	L2	L2, L8	L2
L3	L3, L10	L3	L3, 10	L3
L4	L4, L6	L4	L4, L5, L6	L4
L5	L4, L5	L5	L4, L5	L5
L6	L6, L7	L6	L6, L7	L6
L7	L6, L7	L7	L6, L7	L7
L8	L8, L9, L10	L8	L8, L10	L8
L9	L8, L9	L9	L8, L9, L10	L9
L10	L10, L11, L12	<b>L12</b>	L10, L11, L12	<b>L12</b>
L11	L11, L12	L11	L11, L12	L11
L12	L10, L11, L12	<b>L11</b>	L11, L12	L12

## Capítulo 6

# Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones

Este trabajo de tesis introdujo el desarrollo de un nuevo enfoque de localización de fallas para microrredes eléctricas y redes de distribución activas. Para lograr el objetivo planteado se usó la teoría de grafos, con la cual fue posible representar la topología de las redes activas, y en conjunto con las leyes básicas de circuito eléctricos, y de la mano del análisis derivado de la técnica utilizada se logró proponer un nuevo método de localización de fallas. La base principal del método se centra en la construcción de la nueva matriz de admitancias  $Y_{mod}$ , generada a través de la matriz de cortes básicos  $C$  y de incidencias  $A$ . Ésta nueva matriz de admitancias, es similar a la ya conocida  $Y_{bus}$ , con la diferencia que la  $Y_{mod}$  relaciona los voltajes nodales y las inyecciones de corrientes en los cortes básicos. En otras palabras, propician información durante la incidencia de fallas en los cortes básicos que la definen.

En el esquema del nuevo enfoque de localización propuesto los datos proporcionados por los micro-sincrofasores fueron de gran importancia, ya que gracias a su precisión en la estimación, principalmente en el ángulo del fasor, vuelven factible la implementación del método en aplicaciones para microrredes y redes activas.

Los resultados obtenidos en la simulación y la validación del método fueron satisfactorios,

que permiten conocer los posibles elementos de falla (PEF). Además, el método es capaz de producir información sobre el camino que sigue la corriente falla vista desde el elemento de referencia y por ende, ésta puede ser útil para otras aplicaciones como coordinación de protecciones. Los resultados obtenidos para todos los casos presentados, tanto de la simulación, en plataformas como en ATP/EMTP y PSCAD, como en la validación experimental usando  $\mu$ PMUs comerciales, muestran errores en el proceso de localización por debajo del 0.35 %.

Por otra parte, se llevó a cabo un análisis del algoritmo propuesto ante la salida de una fuente de generación, cuyos resultados revelan que el algoritmo desarrollado presenta robustez ante la variabilidad de la capacidad de corto circuito, ya que garantiza resultados confiables independientemente de las DGs que se encuentren interconectadas a la red en los periodos de fallas. Por ende, el método propuesto será capaz de trabajar en los diferentes modos de operación que una microrred presenta. Otra cuestión asociada al rendimiento del método propuesto que no fue evaluada, pero que es importante, es el esfuerzo computacional que se requiere. Por ejemplo, al aplicar el algoritmo propuesto a grandes redes de distribución activas, el tiempo de cálculo se volvería un factor importante.

Adicionalmente, el método de localización que se desarrolló usando el enfoque de estimación de estados, es una extensión de todo el fundamento teórico basado en teoría de grafos presentado en el capítulo 3. La ventaja de este enfoque es que en su planteamiento se considera las características que se presentan en las redes de distribución activas, por ejemplo, no siempre se puede contar con las mediciones en todos los buses, puesto que económicamente no es factible. Asimismo, al usar la matriz de admitancias modificada en el dominio de las fases  $Y_{mod}^{abc}$ , es posible abordar la existencia de los desbalances de corrientes en las fases, debido a que no existe transposición entre conductores, y derivado de la no homogeneidad de sus alimentadores (secciones con alimentadores trifásicos, bifásicos o únicamente monofásicos). Los resultados obtenidos mostraron que este método tiene una efectividad promedio cercana

al 88 % cuando se considera un 60 % de las mediciones de la red, mientras que, para un 75 % de las mediciones se mejoró el rendimiento hasta alcanzar un 92 %. Por otro lado, es importante mencionar que al incrementar el número de mediciones se mejora la efectividad del método, sin embargo, si se consideran todas las mediciones, no es necesario un enfoque de estimación de estados y desde un punto de vista económico no sería factible; específicamente cuando se trate de redes de distribución activas extensas.

Finalmente, cabe resaltar que la formulación propuesta en este trabajo de tesis, se puede extender a cualquier red de distribución activa y microrred, siempre y cuando no presente un esquema mallado, dado que los cortes básicos se definen sobre cada rama del árbol (todas las líneas más el elemento de referencia). Por lo tanto, cualquier línea que forme una malla en la red tendría que definirse como rama enlace, y no sería posible realizar un corte fundamental sobre dicho elemento. Lo anterior implicaría desarrollar una formulación diferente para poder cubrir los esquemas mallados.

## 6.2. Trabajos futuros

- Extender el trabajo considerando modelos más detallados de las unidades de generación distribuida, principalmente para las fuentes no convencionales, como lo son las fuentes eólicas y solares; ya que esto genera la necesidad de estimar los equivalentes de red en función de las características del tipo de inversor.
- Evaluar el desempeño de los métodos durante fallas transitorias tomando en cuenta el efecto de los bancos de capacitores, dado que se esperaría que estos elementos introduzcan errores que pueden ser considerables en el proceso de localización de las fallas. Por lo tanto, para abordar este tema sería recomendable incluir los modelos de los bancos de capacitores en la formulación propuesta.
- Evaluar el desempeño agregando cargas de potencia y corriente constante, dado que

solo se analizaron cargas de impedancia constante.

- Evaluar el desempeño del método basado en un enfoque de estimación de estados ante resistencias de alta impedancia, a fin de poder evaluar la discrepancia que pudiera existir entre la corriente de falla que se asume (corriente total que se mide en los buses de generación) y la que realmente se produce. En este sentido, sería necesario determinar un factor que esté en función de la resistencia de falla, con la finalidad de reducir el error entre la corriente de falla estimada y la corriente de falla real.
- Implementar y evaluar el método de localización de fallas basado en estimación de estados en una red de distribución activa que considere diferentes alimentadores, trifásicos, bifásicos y monofásicos.
- Realizar un estudio de ubicación óptima de los  $\mu$ PMUs sobre una red de distribución activa, a fin de mejorar el rendimiento del método propuesto.

## Apéndice A

# Apéndice

### A.1. Filtro Fourier en ATP/EMTP

```
1 MODEL DFT_ATP
2 DATA FREQ {dfilt:60}
3 INPUT U
4 OUTPUT magY,angY
5 VAR magY --magnitud del fasor
6     angY --angulo del fasor
7     factor --factor de escalamiento 2/NSAMPLE
8     OMEGA
9     UU[1..16],c[1..16],s[1..16],Xc,Xs,nm,--c,--s
10 CONST
11 hcos[1...16] {VAL
    :[1,0.9239,0.7071,0.3827,0,-0.3827,-0.7071,-0.9239,
12 -1,-0.9239,-0.7071,-0.3827,-0,0.3827,0.7071,0.9239]},
13 hsin[1...16] {VAL
    :[0,0.3827,0.7071,0.9239,1,0.9239,0.7071,0.3827,0,
```

```
14 -0.3827, -0.7071, -0.9239, -1, -0.9239, -0.7071, -0.3827] }
15 HISTORY
16   U {DFLT:0}
17   DELAY CELLS (U) : recip(FREQ*timestep)+ 2
18 INIT
19   OMEGA :=2*PI*FREQ
20   nm:=1/(FREQ*timestep)
21   factor:= nm/16
22   magY:=0
23   angY:=0
24   UU[1..16]:=0
25   c[1..16]:=0
26   s[1..16]:=0
27   --c:=0
28   --s:=0
29   Xc:=0
30   Xs:=0
31 ENDINIT
32 EXEC
33   factor:= round(nm/16) --Factor para el submuestreo
34   --if t>=(2/FREQ) then
35   for k :=1 to 16 do
36     UU[k]:= delay(U,timestep*(factor*(k-1)),1)
37     c[k]:=UU[k]*hcos[k]
38     s[k]:=UU[k]*hsin[k]
39     --c:=c+UU[k]*hcos[k]
40     --s:=c+UU[k]*hsin[k]
```

```

41     endfor
42     Xc:=(2/16)*(c[1]+c[2]+c[3]+c[4]+c[5]+c[6]+c[7]+c[8]+c[9]+c
        [10]+c[11]+c[12]+c[13]+c[14]+c[15]+c[16])
43     Xs:=(2/16)*(s[1]+s[2]+s[3]+s[4]+s[5]+s[6]+s[7]+s[8]+s[9]+s
        [10]+s[11]+s[12]+s[13]+s[14]+s[15]+s[16])
44     --Xc:=(2/16)*c
45     --Xs:=(2/16)*s
46     magY:=sqrt(Xc**2+Xs**2)
47     angY:=(atan(Xs/Xc))*180/pi
48     --endif
49 ENDEXEC
50 ENDMODEL

```

## A.2. Filtro Coseno en Matlab

```

1 function [magX,angX]=filtro_coseno(x,f,N)
2 [fil,col]=size(x);
3 if fil==1
4     x=x;
5 elseif fil~=1
6     x=x';
7 end
8 th = 2*pi/N;
9 nn = 0:1:N-1;
10 arm = 1; %orden del armonico fundamental
11 hcos = cos(th.*nn*arm); %filtro - parte real

```

```
12 %Proceso de filtrado
13 c = zeros(1,length(N));%inicializacion de variables
14 s = zeros(1,length(N));
15 Xc =zeros(1,length(x));
16 Xs =zeros(1,length(x));
17 X = zeros(1,length(x));
18 magX = zeros(1,length(x));
19 angX = zeros(1,length(x));
20 a = zeros(1,N-1);%valores historicos para la primera ventana
21 b = zeros(1,N/4);
22 xx = [a,x];% Historicos 1:N-1
23 xx1=[a,b,x];%Historicos 1:(N-1 + N/4)
24 n=0:1:length(x)-1;
25 for p = 1:length(x)
26     for q = 1:1:N
27         c(q) = xx(q + n(p))*hcos(q);
28         s(q) = xx1(q + n(p))*hcos(q);
29     end
30     Xc(p) = (2/N)*sum(c);
31     Xs(p) = (2/N)*sum(s);
32     X(p) = Xc(p) + 1j*Xs(p);
33     magX(p) = abs( X(p)); %Magnitud del fasor
34     angX(p) = angle(X(p))*(180/pi);%Angulo del fasor
35 end
36 end
```

# Bibliografía

- [1] International Energy Agency, “Technology Roadmap Smart Grids,” *International Energy Agency*, p. 52, 2011. [Online]. Available: <https://www.iea.org/>
- [2] S. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and active distribution networks*. The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [3] S. Bossart, “Doe perspective on microgrids,” in *Advanced Microgrid Concepts and Technologies Workshop*, 2012.
- [4] A. Bahmanyar, S. Jamali, A. Estebarsari, and E. Bompard, “A comparison framework for distribution system outage and fault location methods,” *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 19 – 34, 2017.
- [5] S. M. Brahma, “Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 3, pp. 1545–1553, July 2011.
- [6] G. Manassero, S. G. Di Santo, and L. Souto, “Heuristic method for fault location in distribution feeders with the presence of distributed generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2849–2858, Nov 2017.
- [7] M. Majidi, A. Arabali, and M. Etezadi-Amoli, “Fault location in distribution networks by compressive sensing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1761–1769, Aug 2015.
- [8] S. Jamali, A. Bahmanyar, and H. Borhani-Bahabadi, “A fast and accurate fault location method for distribution networks with dg using genetic algorithms,” in *2015 Smart Grid Conference (SGC)*, Dec 2015, pp. 110–114.
- [9] S. F. Alwash, V. K. Ramachandaramurthy, and N. Mithulananthan, “Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1187–1195, June 2015.

- [10] J. Cordova and M. O. Faruque, "Fault location identification in smart distribution networks with distributed generation," in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, Oct 2015, pp. 1–7.
- [11] S. Jamali, A. Bahmanyar, and E. Bompard, "Fault location method for distribution networks using smart meters," *Measurement*, vol. 102, pp. 150 – 157, 2017.
- [12] M. Pignati, L. Zanni, P. Romano, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 381–392, Feb 2017.
- [13] M. O. F. M. U. Usman, "Validation of a pmu-based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, p. 5824–5833, 2018.
- [14] S. Gururajapathy, H. Mokhlis, and H. Illias, "Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 949 – 958, 2017.
- [15] J. Duan, K. Zhang, and L. Cheng, "A novel method of fault location for single-phase microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 915–925, March 2016.
- [16] J. Teng, W. Huang, and S. Luan, "Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1653–1662, July 2014.
- [17] L. Mu, H. Han, B. Jiang, and W. Guo, "Microgrid protection based on principle of fault location," *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 11, no. 1, pp. 30–35, 2016.
- [18] R. Mohanty and A. K. Pradhan, "Faulted section identification for dc distribution systems using smart meter data," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 4, pp. 1030–1037, 2018.
- [19] P. Nanda, C. Panigrahi, and A. Dasgupta, "Phasor estimation and modelling techniques of pmu-a review," *Energy Procedia*, vol. 109, pp. 64–77, 2017.
- [20] "Synchrophasor monitoring for distribution systems - technical foundations and applications," NASPI, Tech. Rep., 2018.
- [21] "Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems," *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec 2011.

- [22] A. von Meier, D. Culler, A. McEachern, and R. Arghandeh, “Micro-synchrophasors for distribution systems,” in *ISGT 2014*, Feb 2014, pp. 1–5.
- [23] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized phasor measurements and their applications*. Springer, 2008, vol. 1.
- [24] A. Jain and S. Bhullar, “Micro-phasor measurement units ( $\mu$ pmus) and its applications in smart distribution systems,” in *ISGW 2017: Compendium of Technical Papers*. Springer, 2018, pp. 81–92.
- [25] A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen, and L. Mehrmanesh, “Precision micro-synchrophasors for distribution systems: A summary of applications,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2926–2936, Nov 2017.
- [26] P. S. Lab. <https://www.powerstandards.com>.
- [27] S. CP, “Complex quantities and their use in electrical engineering,” in *In Proceedings of the international electrical congress. AIEE*, 1893, pp. 33–74.
- [28] J. Proakis and D. Manolakis, *Digital Signal Processing: Principles, Algorithms, and Applications*. fourth ed. USA: Prentice Hall, New Jersey, 2006.
- [29] “Ieee standard for synchrophasor data transfer for power systems,” *IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–53, Dec 2011.
- [30] A. G. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, April 1993.
- [31] K. W. Min and S. Santoso, “Dc offset removal algorithm for improving location estimates of momentary faults,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5503–5511, Nov 2018.
- [32] R. Arghandeh, M. Gahr, A. von Meier, G. Cavraro, M. Ruh, and G. Andersson, “Topology detection in microgrids with micro-synchrophasors,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [33] G. Cavraro, R. Arghandeh, K. Poolla, and A. von Meier, “Data-driven approach for distribution network topology detection,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [34] M. G. M. Zanjani, H. K. Kargar, and M. G. M. Zanjani, “High impedance fault detection of distribution network by phasor measurement units,” in *2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution*, May 2012, pp. 1–5.

- [35] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, R. Sekar, A. Sabanovic, and M. Elitaş, “Distribution system state estimation—a step towards smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2659 – 2671, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117310134>
- [36] M. Farajollahi, A. Shahsavari, and H. Mohsenian-Rad, “Tracking state estimation in distribution networks using distribution-level synchrophasor data,” in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug 2018, pp. 1–5.
- [37] X. Chen, K. J. Tseng, and G. Amaratunga, “State estimation for distribution systems using micro-synchrophasors,” in *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Nov 2015, pp. 1–5.
- [38] M. H. F. Wen, R. Arghandeh, A. von Meier, K. Poolla, and V. O. K. Li, “Phase identification in distribution networks with micro-synchrophasors,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [39] R. Puddu, K. Brady, C. Muscas, P. A. Pegoraro, and A. Von Meier, “Pmu-based technique for the estimation of line parameters in three-phase electric distribution grids,” in *2018 IEEE 9th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Sep. 2018, pp. 1–5.
- [40] P. Regulski, P. Wall, Z. Rusidovic, and V. Terzija, “Estimation of load model parameters from pmu measurements,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, Oct 2014, pp. 1–6.
- [41] A. Mishra and P. Jena, “Superimposed positive sequence voltage and current based islanding detection techniques for microgrid,” in *2017 6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances (CERA)*, Oct 2017, pp. 282–285.
- [42] A. Sharma and R. Sunitha, “Unintentional islanding detection in microgrid,” in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, Aug 2017, pp. 2519–2523.
- [43] A. Borghetti, C. A. Nucci, M. Paolone, G. Ciappi, and A. Solari, “Synchronized phasors monitoring during the islanding maneuver of an active distribution network,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 82–91, March 2011.
- [44] A. Menéndez, “Una breve introducción a la teoría de grafos,” *Suma*, vol. 28, pp. 11–26, 1998.
- [45] P. Murty, *Power systems analysis*. Butterworth-Heinemann, 2017.

- [46] D. Sarkar, P. Konwar, A. De, and S. Goswami, “A graph theory application for fast and efficient search of optimal radialized distribution network topology,” *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1018363918302022>
- [47] Lei Ding, F. Gonzalez-Longatt, P. Wall, and V. Terzija, “Two-step spectral clustering controlled islanding algorithm,” in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2013, pp. 1–1.
- [48] M. Singh, B. K. Panigrahi, and A. R. Abhyankar, “Optimal overcurrent relay coordination in distribution system,” in *2011 International Conference on Energy, Automation and Signal*, Dec 2011, pp. 1–6.
- [49] L. Zongqi, B. Qiaomin, S. Chunshan, and W. Xu, “Islanding algorithm of distribution system with distributed generations based on improved krushal algrlithm,” *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 28, no. 9, pp. 165–171, 2013.
- [50] N. Xie, F. Torelli, E. Bompard, and A. Vaccaro, “A graph theory based methodology for optimal pmus placement and multiarea power system state estimation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 25 – 33, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614003204>
- [51] T.-H. Chen and N.-C. Yang, “Loop frame of reference based three-phase power flow for unbalanced radial distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 7, pp. 799 – 806, 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609003022>
- [52] R. J. Wilson, R. J. Wilson, R. J. Wilson, and R. J. Wilson, *Introduction to graph theory*. Longman London, 1972, vol. 107.
- [53] V. I. Voloshin, *Introduction to graph theory*. Nova Science Publ., 2009.
- [54] E. A. Guillemin, *Introductory circuit theory*. Wiley, 1953.
- [55] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill México, 1996.
- [56] L. Prikler and H. K. Hoidalen, “ATPDraw version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista Users’Manual,” *Users’Manual*, 2009.
- [57] M. M. Saha, J. J. Izykowski, and E. Rosolowski, *Fault location on power networks*. Springer Science & Business Media, 2009.
- [58] dSPACE. Embedded success - dspace.
- [59] PES. <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>.

- [60] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems," in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)*, vol. 3. IEEE, 2000, pp. 1645–1656.