



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Kevin Alan Torrealba Allende

Localización de fallas en sistemas de transmisión mediante sincrofasores.

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 01 de agosto de 2019



Localización de fallas en sistemas de transmisión mediante sincrofasores.

Kevin Alan Torrealba Allende.

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Patricio Robles Calderón

Profesor Guía.

René Sanhueza Robles

Segundo Revisor.

Sebastián Fingerhuth Massmann.

Secretario Académico.

Valparaíso, 01 de agosto de 2019

Resumen

En un sistema eléctrico de potencia, existe siempre algún riesgo de que un elemento presente alguna falla, siendo los elementos más propensos las líneas de transmisión. La razón se debe a la extensa área geográfica que ocupan, por lo que están expuestas a una gran variedad de eventos y distintas condiciones ambientales. Cuando ocurre un cortocircuito en una línea de transmisión, los sistemas de protección deben ser capaces de operar de manera rápida para liberar y aislar al sistema de una falla que sea perjudicial para todo el sistema y cause daños a equipos o personas. En el momento en que se acusa la falla y esta es liberada, los algoritmos en los relés deben determinar de forma precisa el punto exacto donde ocurrió el corto circuito. Lo anterior es de gran importancia para que los profesionales de mantenimiento acudan a la brevedad a reparar la línea ya que este tiempo es crítico.

Existe una gran variedad de algoritmos capaces de localizar fallas en líneas de transmisión, entre estos se encuentran aquellos basados en los datos fasoriales de tensión y corriente de un solo terminal. Estos algoritmos presentan una alta tasa de error, debido a que no se considera la información del extremo opuesto a la línea. Para disminuir este error, en este trabajo se presentan algoritmos en base a los datos medidos en ambos extremos de la línea.

En la actualidad, la tecnología que cuenta con la adquisición de datos más exacta es la denominada WAMS (Wide Área Measurement Systems) la cual basa su información de entrada en sistemas en base a PMU (**Phasor Measurement Unit**). Este es el sistema más exacto en cuanto a toma de datos en tiempo real, ya que estos están sincronizados por GPS. El objetivo de un WAMS es ser capaz de monitorear sistemas de potencia cuya extensión geográfica es muy extensa, por lo que son ideales para supervisar cualquier línea de transmisión.

En este trabajo se presenta con detalle cómo está compuesto un sistema de monitoreo WAMS. Se muestran las funciones que son capaces de realizar y lo que se requiere en cuanto a infraestructura para lograrlo. También se presenta un algoritmo cuyos datos son fasores capaces de detectar en primera instancia si ocurre una falla, para luego discriminar si esta ocurre dentro de la zona protegida y con esto, procesar la información y entregar de forma precisa la ubicación de esta. Además, se agrega información de sistemas sincrofasoriales en redes de distribución.

Palabras claves: Sincrofasor, WAMS, PMU, Sistema Eléctrico de Potencia, Líneas de Transmisión, Localización de fallas.

Abstract

In an electrical system there is always some risk that an element of this presents some fault and the elements more prone to faults are the transmission lines. The reason is due to the extensive geographical area they occupy, so they are exposed to a wide variety of events and different environmental conditions. When a short circuit occurs in a transmission line the protection systems must be able to operate quickly to release and isolate the system from a fault that could be harmful to the whole system and causes damage to equipments or people. At the time the fault is reported and released, the algorithms in the relays must accurately determine the exact point where the short circuit occurred. The above is of great importance for the maintenance teams to make a rapid repair of the line as this time is critical.

There is great variety of algorithms able to locate faults in transmission lines, among them those based on the single-terminal voltage and current phasor data. These algorithms present a high error rate because the information from the opposite end to the line is not considered. To reduce this error, in this work algorithms based on data simultaneously measured at both ends of the line are presented.

At present the technology that allows the most accurate data collection is called WAMS (Wide Area Measurement System) which bases its input information on PMU (Phasor Measurement Unit). This is the most accurate system in terms of data collection in real time, since these are synchronized by GPS. The objective of a WAMS is to be able to monitor power systems whose geographical extension is very wide, making them ideal for monitoring any transmission line.

This work shows in detail how a WAMS monitoring system is composed, presenting in detail the functions that it is capable to perform and what is required in terms of infrastructure to achieve it. Also presented is an algorithm whose data are phasors able to detect in the first instance if a fault occurs and accurately deliver the location of this. An algorithm is also presented whose data are phasors capable of detecting in the first instance if a fault occurs, then discriminating if this occurs within the protected area and with this, processing the information and delivering precisely the location of it. Also, Synchrophasor system information is added in distribution networks.

Índice general

1	Introducción.....	3
2	Antecedentes generales y propuesta.....	5
2.1	Objetivos.....	5
2.1.1	Objetivo General.....	5
2.1.2	Objetivos específicos.....	5
2.1.3	Descripción del problema.....	6
3	Sistema de medición de área amplia (WAMS).....	7
3.1	Aplicación de un WAMS.....	8
3.2	Composición de un WAMS.....	10
3.2.1	Unidad de medición fasorial PMU.....	10
3.2.2	Sistema de Posicionamiento Global (GPS).....	10
3.2.3	Transmisión de datos.....	10
3.2.4	Concentrador de datos fasoriales.....	11
3.2.5	Visualización.....	13
4	Sincrofasores.....	15
4.1	Definición de fasor.....	15
4.2	Unidad de medición fasorial PMU.....	16
4.2.1	Componentes de un PMU.....	17
4.2.2	Aplicación de los PMU.....	18
4.2.3	Fasor sincronizado.....	20
4.2.4	Muestreo de la señal y su proceso.....	21
4.2.5	Obtención de la fase y amplitud de una señal.....	22
4.3	Sistema de información en Tiempo Real en Chile.....	23
5	Unidades de medición fasorial en Sistemas de Distribución.....	25
5.1	Mediciones de un Sincrofasor.....	25
5.2	Descripción de la tecnología sincrofasorial en sistemas de distribución.....	26
5.3	Red de micro PMUs.....	28
5.4	Aplicaciones.....	29

5.4.1 Aplicaciones de diagnóstico.....	29
5.4.2 Aplicaciones de control.....	32
6 Algoritmos de localización de fallas con PMUs.....	34
6.1 Técnica de detección y localización de fallas basadas en PMU.....	34
6.1.1 Caso para línea monofásica.....	34
6.1.2 Algoritmo de detección y localización de fallas para línea de transmisión de un circuito.....	36
6.2 Algoritmo de detección y localización de fallas para líneas de un circuito y tres terminales.	38
6.2.1 Encontrar falla desde barra R.....	40
6.3 Diagrama de flujo para localización de falla de tres terminales.....	43
7 Caso de Estudio.....	45
7.1 Línea de Transmisión de dos terminales.....	46
7.2 Resultados.....	49
7.3 Simulación para una línea e tres terminales.....	53
7.4 Resultados para líneas de tres terminales.....	56
8 Conclusiones.....	61
9 Bibliografía.....	63

1 Introducción.

Cada año la demanda eléctrica crece de forma considerable en todos los países del mundo. Naciones cada vez más industrializadas en busca de satisfacer necesidades económicas o sociales, ciudades creciendo y urbanizándose a ritmo constante. Factores como los mencionados requieren de un servicio energético eficiente y seguro en el cual puedan confiar y logren funcionar de forma óptima.

Dado el crecimiento y la demanda energética a nivel global y nacional es que la expansión ha aumentado la complejidad de la red eléctrica. Por esto es que la búsqueda e inserción de nuevas tecnologías han sido y serán de vital importancia para lograr soluciones rápidas y precisas ante eventuales fallas en dichos sistemas.

La red de transmisión funciona como un cordón, el cual une el sistema de generación con el de distribución y en la mayoría de los casos su extensión es muy larga llegando a alcanzar algunos cientos de kilómetros, por lo cual es posible imaginar que su estructura pasar por una gran variedad de climas y lugares. Desiertos, montañas, bosques y una gran variedad de ecosistemas generan una probabilidad no menor de experimentar algún tipo de falla en el sistema de transmisión. Si esta no es encontrada y eliminada in mediatamente, los daños en esta línea de transmisión pueden causar un colapso del sistema completo o bien sanciones que cualquiera empresa energética quiere evitar

La localización de fallas está directamente relacionada con los relés de protección. El relé de distancia que se utiliza en las líneas de transmisión entrega una idea del lugar en que se produjo la falla, pero no que está diseñado para ubicar la falla de forma precisa, Sin embargo, la protección y localización de fallas es llevada a cabo mediante el procesamiento de las mismas señales de voltaje y corriente que son obtenidos de los instrumentos de medición. La localización de falla es una característica deseable en cualquier sistema de protección, localizar la falla de forma precisa acelera la restauración de la línea y por lo tanto mantiene la estabilidad del sistema. Hay diferentes demandas formuladas para la protección y localización, la última debe ser lo más precisa y con gran exactitud, la localización del punto de falla se hace fuera de línea, esta utiliza los datos grabados, mientras que la protección lo hace en línea tan rápido como sea posible.

Hoy en día bajo la norma técnica de seguridad y calidad de servicio eléctrico se requiere de un sistema de información y monitoreo en tiempo real. Actualmente para realizar esta labor de la

forma más precisa posible, se cuenta con la tecnología de sincrofasores, que a diferencia del sistema empleado hoy en día SCADA cuya sigla significa Supervisory Control And Data Acquisition (Adquisición de datos y Supervisión de Control), estos entregan mediciones precisas en tiempo real ya que sus datos medidos se sincronizan vía GPS logrando realizar esta tarea de forma más exacta.

2 Antecedentes generales y propuesta.

2.1 Objetivos

2.1.1 Objetivo General.

El objetivo general de este trabajo consiste en proponer un sistema de detección y localización de fallas en sistemas de transmisión mediante el uso de medidas de fasores sincronizados PMUs. El fin es poner a prueba algoritmos que son capaces de localizar con gran exactitud y en un tiempo mínimo cualquier defecto en una línea de transmisión, que de no ser detectado pueda causar algún colapso en la red.

2.1.2 Objetivos específicos.

- Conocer y estudiar la teoría de los WAMS (Sistemas de Medición en Área Amplia), sus componentes, forma de funcionamiento y lo que se requiere para que cumplan con el objetivo final.
- Presentar la teoría de los sincrofasores, su tecnología y el avance que presentan las PMUs en el trabajo de aislamiento de fallas en líneas de transmisión.
- Generar y proponer una lógica clara para demostrar el funcionamiento de los algoritmos y la precisión que estos alcanzan a la hora de localizar las distintas fallas en sistemas de transmisión eléctrica.
- Evaluar el comportamiento de la solución propuesta, buscando la exactitud necesaria.
- Demostrar que el esquema realizado funciona para todo tipo de condiciones y topología de cada línea de transmisión.
- Explicar otro tipo de usos para los sincrofasores, como función e implementación en sistemas de distribución eléctrica.

2.1.3 Descripción del problema.

Las líneas de transmisión están expuestas a distintos factores capaces de incidir negativamente en su correcto funcionamiento. La topología, el largo de la línea, la variedad de climas a los que se encuentran expuestas y los lugares donde están instaladas zona algunas variables a las que se encuentran sujetas las líneas de transmisión. Sumado a lo anterior, otro punto crítico es que a menudo, algunos sistemas eléctricos de potencia funcionan bajo condiciones de estrés para satisfacer una demanda más alta de lo normal, con una expansión de red de transmisión relativamente limitada. Como consecuencia de lo mencionado anteriormente, es lógico pensar en lo inminente o la alta probabilidad de que algún momento una línea de transmisión colapse.

Los sistemas de transmisión son muy importantes en el flujo de energía, ya que conecta los sistemas de generación y distribución, Por esto es que se transforma en una parte vital de un sistema de potencia al cual se debe prestar mucha atención y cuidado, y no se debe escatimar en esfuerzos para lograr mantener las líneas en un estado saludable.

El problema a trabajar en esta investigación radica en todo lo antes mencionado, Se busca mediante el uso de sincrofasores, mitigar toda la opción de daño que pueda ser perjudicial a la red de transmisión. Para lograr dicho objetivo, se utiliza la funcionalidad de los sincrofasores, poniendo a disposición la ventaja que entregan sus mediciones en las barras, las cuales se encuentran sincronizadas mediante GPS. Con dichas mediciones los resultados obtenidos son más exactos, ya que posee una mayor tasa de muestreo, logrando con esto mayor confiabilidad y la seguridad necesaria para el sistema.

Se realizarán simulaciones para distintas líneas de transmisión, ya sea de dos o tres terminales. La forma en que se logrará el resultado deseado es aplicando algoritmos basados en las mediciones de tensión y corriente medidas en las barras de los extremos de cada línea, las cuales están sincronizadas mediante GPS.

En primera instancia la respuesta del algoritmo entrega un índice capaz de detectar si existe o no una falla. Posterior a esto, otro índice indicará la respuesta si la falla es interna o externa a la línea probada. A continuación, el algoritmo entregará la ubicación de la falla de forma precisa. Finalmente, la línea que no está sana debe ser aislada para entregarla la protección necesaria al sistema y que este no tenga daños perjudiciales.

3 Sistema de medición de área amplia (WAMS)

Los WAMS cuya sigla significa (Wide área Measurement System) son redes informáticas cuya extensión corresponde a un área geográfica muy extensa, su función principal está orientada a la interconexión de redes o equipos terminales que se encuentran a una gran distancia entre sí. Para realizar esta labor, estos poseen una infraestructura basada en nodos de conmutación, los cuales están encargados de la interconexión entre los elementos mencionados, llevando así un gran volumen de información [1].

La definición para los WAMS consta en un sistema de medición de datos dinámico, el cual es desarrollado en base a un SCADA. Este recolecta datos como fasores y los cuales a la vez están sincronizados con el reloj más preciso entregado por el sistema de posicionamiento global GPS (Global Positioning System). Gracias a lo anterior es posible monitorear en tiempo real los estados en que opera un sistema de potencias.

Para corroborar esto es que Estados Unidos como departamento de energía han asegurado que los sistemas WAMS entregan toda la información necesaria y todos los tipos de mediciones que resulten útiles para el monitoreo de un sistema dinámico e interconectado. Dicha tecnología es capaz de detectar cualquier condición anómala del sistema y realizar operaciones que logren corregir dicho problema [2].

El por qué se habla de los WAMS en este trabajo radica en que están directamente relacionados con los sincrofasores, ya que todo lo que se refiere a mediciones en un control de área amplia lo realizan los estos.

Los WAMS se diseñaron para detectar anomalías del sistema, y en función de esto diseñar y planificar acciones correctivas (aislar elementos del sistema que presentan fallas) que puedan proporcionar un funcionamiento correcto o aceptable del sistema. Mientras más grande es la perturbación ocurrida en el SEP, mayor es la importancia de las protecciones. Estas son más requeridas y las acciones de control utilizadas para disminuir o detener la degradación del sistema de potencia, regresar el sistema a un estado de normalidad y mitigar los disturbios en la red se vuelven absolutamente imprescindibles.

3.1 Aplicación de un WAMS.

Las aplicaciones que en un comienzo tenían los WAMS y las que pretendían para el futuro son las que se presentan en la Figura 3-1. Se observa las tareas que podían cumplir un WAMS y las funciones que se esperaban con el tiempo para esta tecnología, indicándose el grado de complejidad en alcanzar cada una de ellas. [3][4].

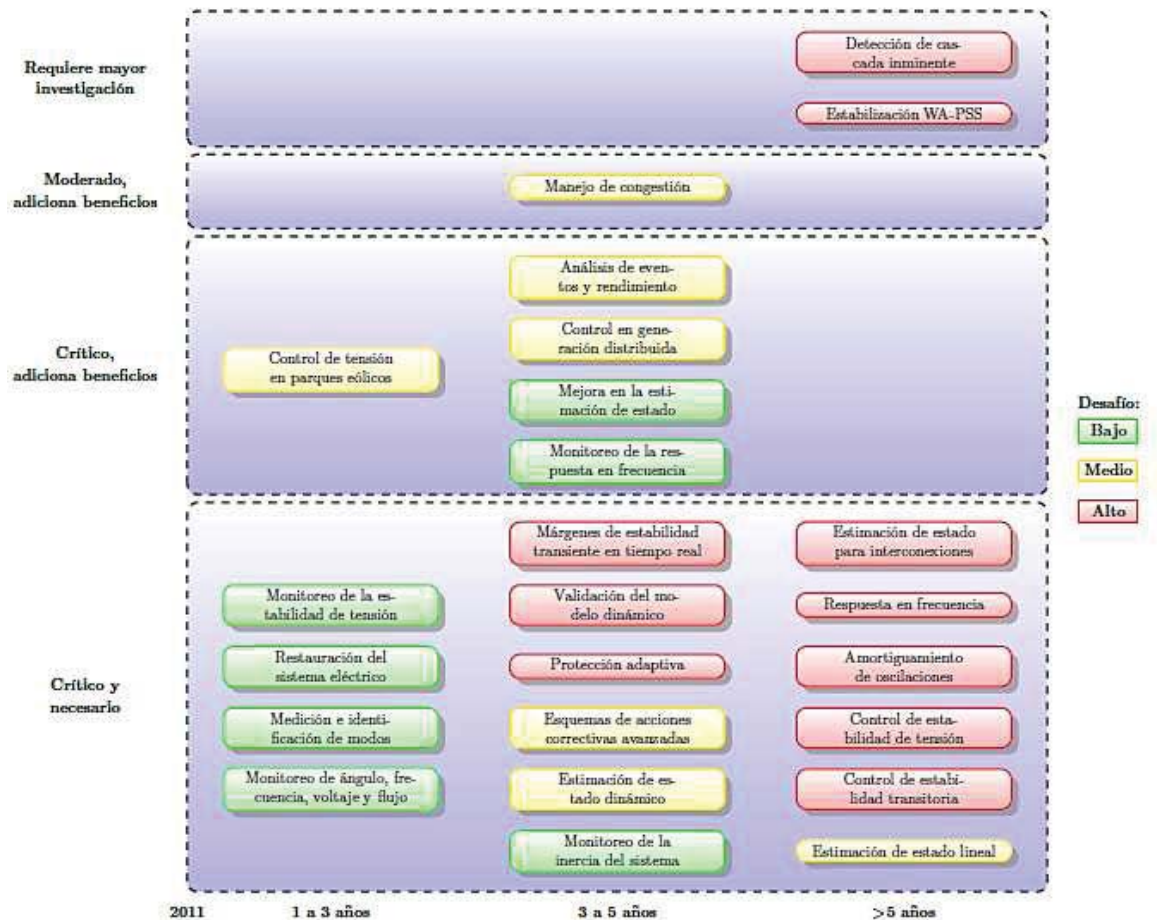


Figura 3-1 Aplicaciones de WAMS desde el año 2011.

Empresas como ABB y SEL desarrollan tecnologías basadas en sincrofasores. En la siguiente tabla se presentan las funciones que ABB posee en sus sistemas WAMS. [5]

Monitoreo de ángulo de fase	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencia de ángulo de fase entre ubicaciones seleccionadas. • Visualización de la curva de ángulo de fase entre dos ubicaciones seleccionadas. • Potencia real y reactiva en lugares seleccionados. • Visualización del ángulo de fase máximo aceptable entre dos ubicaciones seleccionadas. • Aviso online y alertas de emergencia.
-----------------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración de las funciones antes mencionadas. • Auto monitoreo.
Monitoreo- zación térmica de la línea	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculo medio de la temperatura de la línea así como visualización de los cambios de temperatura. • Evaluación de los límites térmicos basados en los parámetros medidos y de diseño de la línea. • Evaluación de la capacidad de carga de la línea de transmisión. • Resistencia y pérdida de la línea. • Auto monitoreo.
Monitoreo de la estabilidad de la tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Detección de contingencia • Predicción del estado del sistema eléctrico después de cada contingencia. • Cálculo continuo del margen de potencia hacia el límite de inestabilidad de voltaje. • Cálculo online de la capacidad de transmisión disponible.
Monitoreo de la oscilación de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de la magnitud de oscilación de frecuencia más importante. • Amortiguación del tipo de oscilación más importante. • Promedio actual estimado de la señal analizada. • Estimación de la amplitud oscilante de la señal analizada. • Indicación de tendencia de la oscilación y el amortiguamiento apropiado. • Advertencia en línea y alertas de emergencia, liberación y valor básico para el desprendimiento de carga para el plan de acción remedial proporcionado con una tasa de repetición de datos de 1 segundo.
Control de amortiguación de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Próxima generación de aplicaciones POM (power oscillation motinoring) <ul style="list-style-type: none"> ➢ Determinación precisa de los niveles de amortiguación en condiciones ambiente. ➢ Uso de múltiples señales de entrada. ➢ Detección simultánea de múltiples modos.
Archivado de datos de eventos	<ul style="list-style-type: none"> • Registro y archivado de datos impulsados por eventos • Navegación a través de datos históricos • Exportación de datos

3.2 Composición de un WAMS.

Los sistemas de monitoreo de área amplia necesitan de distintos elementos para realizar una tarea adecuada. Sus partes son: unidades de medición de fasores, el concentrador de datos, sistema de posicionamiento global, un sistema de transmisión de datos y finalmente la interfaz para visualizarlos [6].

3.2.1 Unidad de medición fasorial PMU.

Los PMU tiene como función la adquisición de datos de manera sincronizada. La teoría, funcionamiento y aplicaciones de las unidades de medición fasorial serán explicados con detalle en el siguiente capítulo.

3.2.2 Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

La sincronización del sistema WAMS es lograda a través de GPS (Global positioning Satellite). El GPS es patrocinado por el gobierno de EE. UU, el cual proporciona la ubicación exacta en cualquier lugar del mundo y el tiempo de emisión de forma gratuita. Si bien la sincronización de las medidas fasoriales también se puede realizar por medios internos, la forma externa a partir del GPS es la más recomendada, ya que esta entrega una referencia absoluta de tiempo, el cual proporciona de manera continua tiempos con precisión incluso menores a 1ms [7].

Para que las mediciones fasoriales sean más eficientes es necesario el uso de algún tipo de concentrador de datos [8]. El sistema más simple funciona de la siguiente forma. Este recupera los archivos grabados en el lugar de medición y luego correlaciona los archivos que se encuentran en distintos sitios guardados en el tiempo de grabación. Con este sistema es posible analizar eventos mediante utilización de las mediciones precisas de fasores. La adquisición continua de datos se requiere para aplicaciones en tiempo real. De tiempo real suave para SCADA, en tiempo real fuerte para controles basados en respuesta.

3.2.3 Transmisión de datos.

Los sistemas de comunicación para un sistema de protección de área amplia son un componente vital [8], puesto que administran y distribuyen la información necesaria para que los WAMS logren operar de forma correcta.

Para cumplir con los requerimientos en cuanto a la comunicación, se hace necesario el diseño de sistemas robustos, con una operación confiable y rápida. Los factores que inciden directamente en el logro de una comunicación eficiente y fluida son: los protocolos de comunicación, el tipo de red y la topología de esta y los medios usados.

Respecto al tipo y topología el sistema de comunicación está formado por tres partes o capas, una inferior, otra media y finalmente la capa mayor. La capa inferior consiste en un tipo estrella, compuesta por los PMU, switch y unidades de control en la subestación [9]. La capa media es de tipo anillo, siendo parte de esta el equipo de comunicación en la subestación (módem, bridge y router. Finalmente, la capa mayor funciona en base a internet y está compuesta por un router,

conexiones al centro de control y puntos cables de algunas subestaciones que se encuentran juntas.

La Figura 3-2 muestra una arquitectura multicapa, la cual integra dos dominios de control, dispositivos de protección y sistemas de gestión de la energía (EMS). Hay tres capas en esta arquitectura, o con PMUs con funcionalidades de protección adicionales, La siguiente capa se compone de varios centros de protección local (LPC), cada uno de los cuales interfiere directamente con un número de PMUs. La capa alta, es un centro de protección del sistema (SPC), este actúa como coordinador de los LPCs.

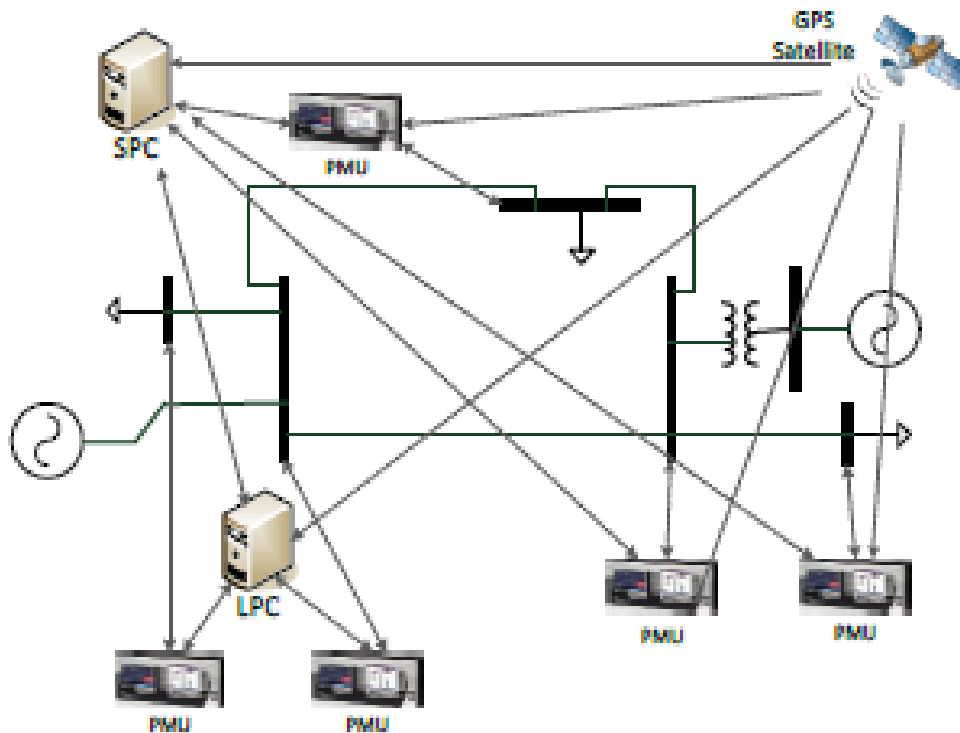


Figura 3-2 Red Multicapa de Sincronización de PMU-GPS conectados con LPC y SPC. [8]

3.2.4 Concentrador de datos fasoriales.

Para lograr que el sistema de WAMS funcione de forma eficiente es estrictamente necesario contar con un sistema de adquisición de datos (PDC, phasor data concentrator). Gracias a este dispositivo es posible recibir, organizar, procesar y almacenar las medidas adquiridas y enviadas por los distintos PMU instalados en la red. Además, es necesario destacar que el sistema concentrador de datos debe ser capaz de operar en tiempo real desde los PMU a una tasa de envío de mensajes que cumpla con el estándar IEEE C37.118, utilizando el protocolo de comunicaciones que más le convenga (ancho de banda) [10].

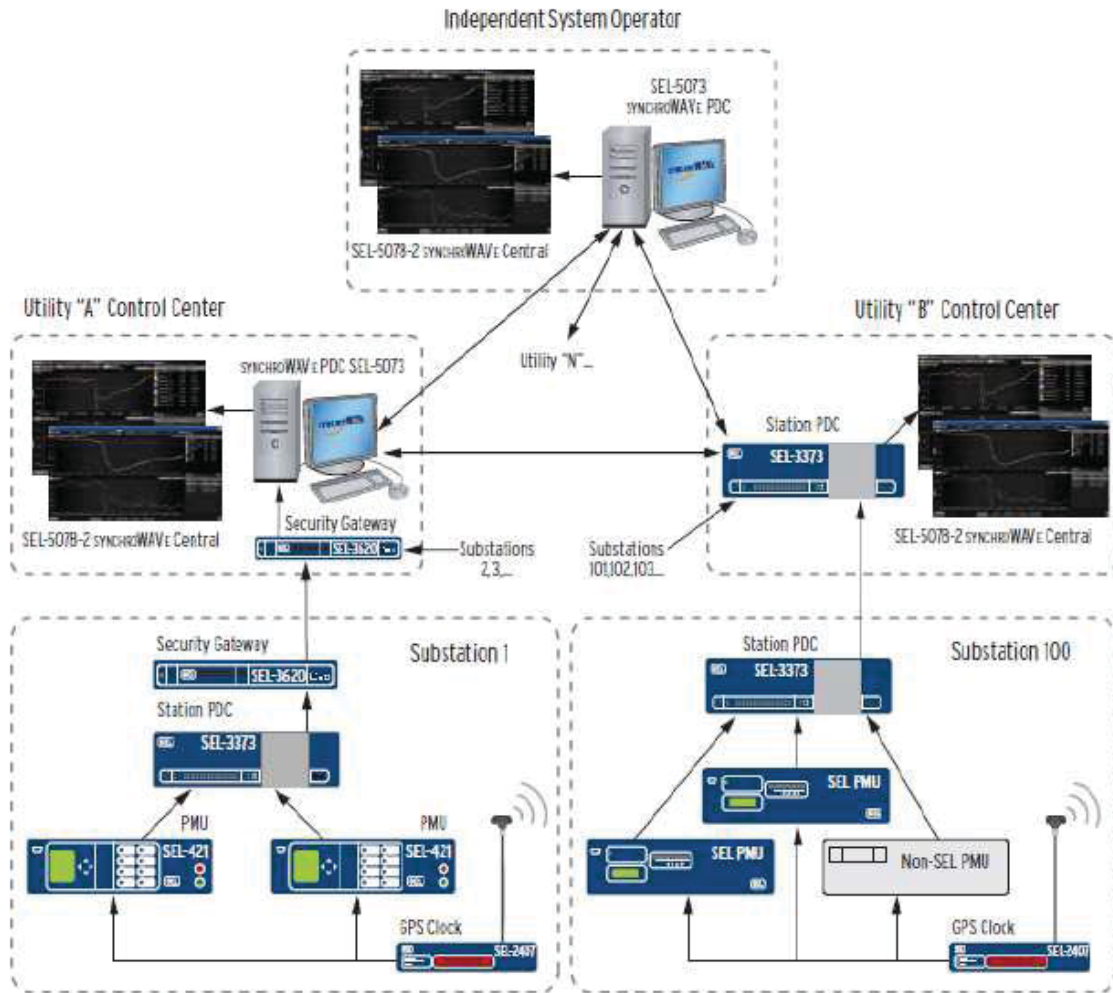


Figura 3-3 Disposición de diversos PDC.

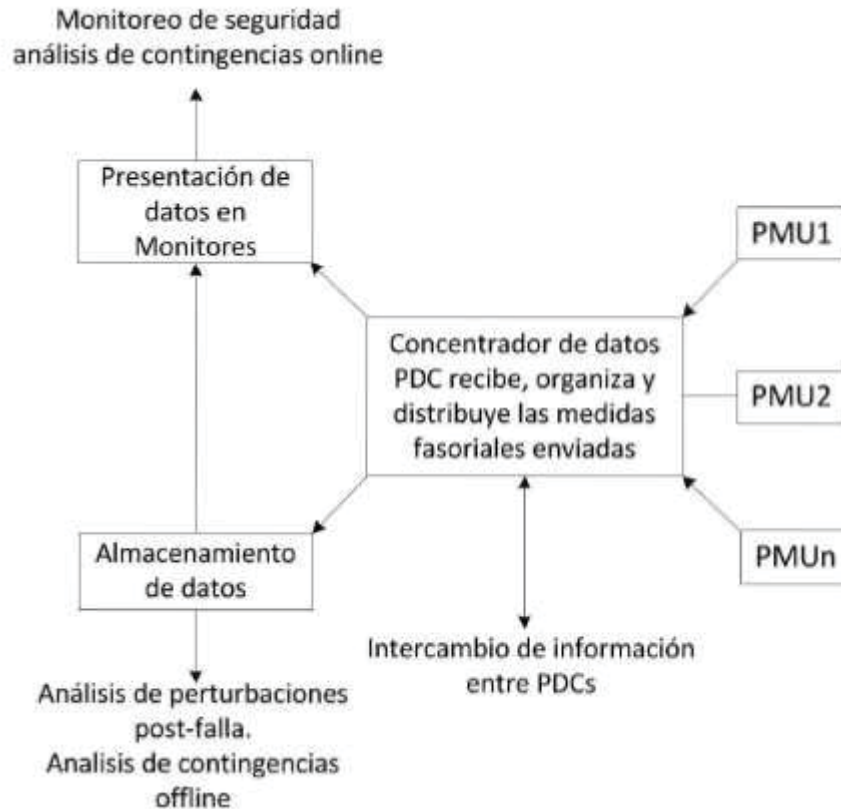


Figura 3-4 Función principal del Concentrador de datos.

Las funciones principales con las que debe cumplir un concentrador de datos fasoriales son: recoger datos, filtrarlos, procesarlos y retransmitir los datos (re-broadcast). Además, es necesario que el PDC sea capaz de tolerar datos malos o erróneos, ya que puede haber errores en la transmisión de datos de la red, por esto es que debe estar preparado especialmente para este tipo de fallas. También puede ejecutar otras aplicaciones extras, tales como registros de disturbios y parámetros, estimación de estado, identificación de parámetros de generadores, de líneas y también de cargas.

El PDC está compuesto de tres partes: plataforma de datos, interfaz gráfica de usuario e historial de datos. La plataforma de datos se encarga de vincular todo y cualquier tipo de paquetes de software o aplicaciones juntas, mientras que la interfaz gráfica de usuario permite darles una interpretación a las mediciones obtenidas y evaluarlos.

3.2.5 Visualización.

Para que un sistema WAMS funcione de forma correcta y esté completo, es necesario a lo menos un software que permita la visualización. La mayoría de estos son creados por las mismas empresas encargadas de la fabricación de los PDC o por las mismas organizaciones gubernamentales que aplican el funcionamiento de este sistema.

Algunos ejemplos son SEL (Schweitzer Engineering Laboratories Inc.) o NASPI Phasor Tools Visualization Workshop, este último pertenece al gobierno de los Estados Unidos.

En la mayoría de los casos estos programas están localizados en los centros de controles de los sistemas de potencia.



Figura 3-5 Diseño de WAMS [8].

4 Sincrofasores.

4.1 Definición de fasor.

Un fasor es aquel que logra representar la onda senoidal de la red eléctrica, ya sea voltajes o corrientes de la red, en algún punto del sistema, proyectando esta onda en una gráfica compleja donde se representa mediante un vector que rota a una velocidad angular ω , y su ángulo Φ está representado por el ángulo que forma dicho vector con eje real. En la Figura 4-1 se representa una onda de la forma $A\cos(\omega t + \Phi)$, donde se logra ver el ángulo de desfase Φ , que para este ejemplo está en adelante. Para dicha gráfica se han puesto puntos en distintos tiempos desde $t=t_1$ hasta $t=t_5$. En la Figura 4-2 se representa la gráfica anterior en el plano complejo, definiendo los fasores para cada tiempo [11].

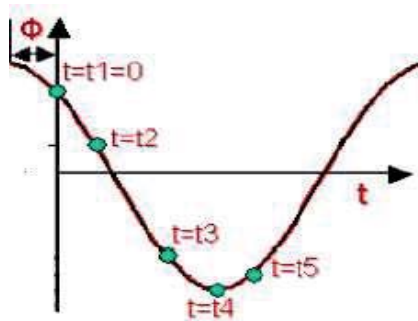


Figura 4-1 onda $A\cos(\omega t + \Phi)$.

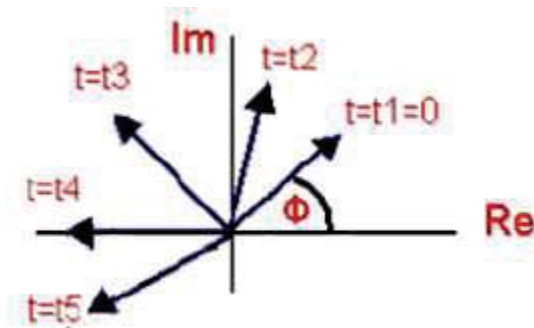


Figura 4-2 fasor en el plano complejo.

Un fasor es de gran importancia para todo lo que es el funcionamiento de una red eléctrica, ya que toda medición eléctrica alterna lleva consigo un fasor. En la Fig. 4-3 se observa un ejemplo de corrientes vs voltaje. Se aprecia que hay un desfase entre estas, el cual es de 30 grados. Adelantando la tensión a la corriente en este caso. Para entenderlo como fasor se muestra la Fig. 4-4, demostrando claramente cada fasor y como la onda de tensión adelanta angularmente a la corriente.

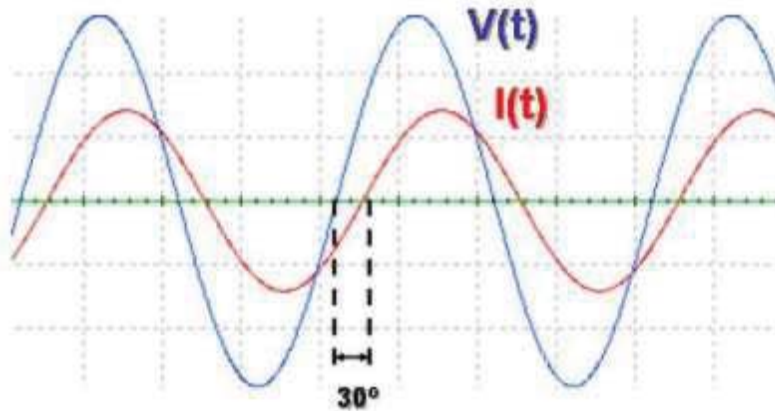


Figura 4-3 Representación de la señal de tensión vs corriente.

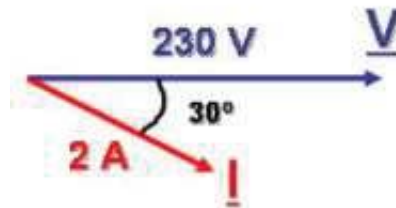


Figura 4-4 Representación fasorial de tensión vs corriente.

4.2 Unidad de medición fasorial PMU.

Un PMU entrega la medición en tiempo real de la operación del estado del sistema con activación satelital, cuyos tiempos de muestro en intervalos inferiores a 20ms. Con el tiempo las tasas de muestreo han aumentado de manera constante, en un comienzo la tasa de muestreo era de 12 muestras por ciclo para las primeras PMU, llegando incluso a tasas de muestreo de 96 a 228 muestras por ciclo en dispositivos modernos [9] [12]. Se busca en un futuro incluso tasas de muestreo mayores, con esto es posible lograr mediciones de fasores más exactas, y en consecuencia de esto una mayor precisión del estado del sistema. Las unidades de medición fasorial son consideradas la más avanzada y precisa de tiempo sincronizado [13].

Un factor clave para los ingenieros, han sido las mediciones de los fasores de voltaje en las barras del sistema de potencia, para lograr determinar el estado en que se encuentra el sistema. Gran parte de las consideraciones que se toman para distintas operaciones y planificaciones en los sistemas de potencia, están directamente relacionados con la supervisión y el seguimiento de las variables eléctricas. Estas medidas deben ser precisas y fiables, para lograr una correcta estimación del estado del sistema en cualquier instante de tiempo.

Las PMU cumplen con la necesidad de sincronizar las variables y los fasores con sus ángulos (P, Q, V, I) en las distintas barras de la red. Producto de lo anterior se obtiene una amplia gama de aplicaciones para el análisis de energía, la fiabilidad, seguridad y funcionamiento del sistema.

Un fasor corresponde a un número complejo, este número muestra la componente de frecuencia fundamental de la tensión y corriente en un mismo tiempo [13]. Para la aplicación en sistemas eléctricos de potencia, el tiempo común es independiente de la ubicación donde se encuentre el dispositivo de medición. Gracias a la medición de fasores es posible reducir de forma considerable la cantidad de datos analógicos del sistema de potencia.

Para circunstancias en que el sistema no se encuentra bajo condiciones normales, las PMU proporcionan mediciones ideales, las cuales permiten monitorear y controlar el sistema bajo condiciones de estrés. Una característica muy importante del uso de mediciones de fasores sincronizadas es que estas mediciones de secuencia positiva, negativa y cero de ser necesarias, tanto de tensiones y corrientes son en tiempo real, con una precisa sincronización de este.

El hecho de que las PMU logren referirse a un ángulo de fase a una hora exacta de referencia mundial, otorga una inmensa ayuda para obtener la imagen del sistema eléctrico en área amplia [14]. El análisis de la señal utiliza un microprocesador basado en un registro digital de fallas y un PMU, todo esto se lleva a cabo en base al estándar IEEE C37.118, para las distintas exigencias [15]

4.2.1 Componentes de un PMU.

Un PMU consta de los siguientes componentes [12] [7]:

- Antena: para lograr la sincronización, es indispensable la antena, esta recibe la señal proveniente del sistema de posicionamiento global. Entrega una señal de sincronización de un pulso por segundo y una etiqueta de tiempo la cual consta del año, mes, día, hora y segundo.
- Unidad de conversión análoga-digital (A/D): este elemento toma las señales de tensiones o corrientes originales, las cuales son análogas y las transforma en señales digitales denominadas “fasores locales”. La señal que entrega el sistema GPS entrega la tasa de muestreo. En esta fase también hay un filtrado de ruido y señales de impulso.
- Microprocesador: se encarga de marcar cada fasor con la etiqueta de tiempo que le corresponde a cada uno brindada por el sistema de posicionamiento global. Posteriormente los fasores son colocados en un mensaje el cual se transmite a un terminal remoto.

La figura 4-5 muestra las partes antes mencionadas que conforman un PMU.

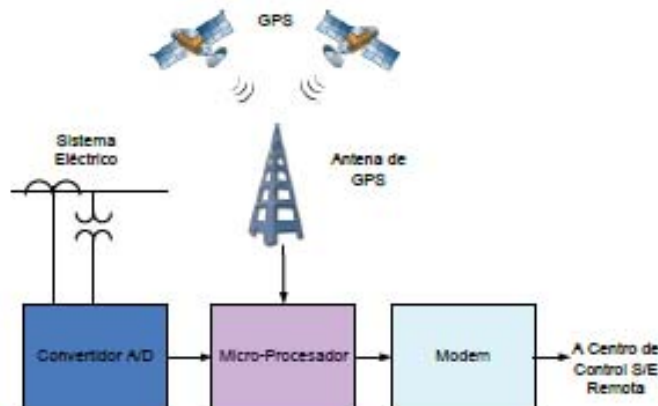


Figura 4-5 Componentes de un PMU.

4.2.2 Aplicación de los PMU.

Empresas dedicadas a la producción de relés de protección han logrado introducir esta tecnología ya con opciones estándar. Con esto ya es posible utilizar relés con sincrofasores en distintas áreas y situaciones en un SEP. A continuación, se describen aplicaciones ya optimizadas que requieren de un equipamiento y canales de comunicación adecuados [16]

a. Control en sistemas de área amplia.

- Asistencia sincronizada para partidas de emergencia.
Esto ocurre cuando un generador o planta eléctrica necesita restaurar su operación sin el uso de una red de transmisión de energía externa, es decir, sin utilizar la energía proveniente de la red. Es posible tener un sistema de visualización similar al SCADA a través del uso de sincrofasores. Gracias a los sincrofasores es posible visualizar como conectar el sistema que no está operando con el que sí está en operación.
- Control de generación distribuida.
Con las mediciones de voltaje y frecuencia entregadas por los PMU, es posible detectar si un generador funciona en isla y desconectarlo en un tiempo adecuado para no generar problemas al sistema. Cabe mencionar que un generador funcionando en isla no cumple con uno de los requisitos más relevantes en cuando a un sistema de generación distribuida el cual es no funcionar de este modo debido a los problemas que puede ocasionar, ya sea en el propio generador o en sus cargas.
- Sincrofasores como protección.
A través de información de los sincrofasores en los relés de protección es posible realizar el desprendimiento de cargas mediante esquemas automáticos.

b. Análisis en subestaciones.

- **Monitoreo y análisis de los sistemas de comunicación.**
Al utilizarse una fuente común de sincronización es posible evitar errores en las medidas. Debido a que en ocasiones los canales de comunicación entre una subestación y otra presentan irregularidades, estos arrojan errores en las medidas ya que existen diferencias relevantes entre los datos entregados por diferentes equipos. Utilizando una fuente común de sincronización entregada por los PMU estos errores se evitan.
- **Mejoramiento y verificación sistema SCADA.**
En comparación al sistema SCADA tradicional, las mediciones sincronizadas tienen una mayor eficiencia y exactitud, lo que se debe básicamente a su mayor tasa de muestreo, con esto la visualización de los puntos de interés es mucho más precisa.
- **Depuración de la medición de voltaje en tiempo real.**
Es posible obtener varias medidas para un mismo punto si se utiliza una configuración correcta. De esta forma es posible mitigar el error de medición, ya que como cada medición por si misma presenta un grado de error aleatorio, se calcula un error promedio, el cual es menor.
- **Comprobación de la fase de los voltajes y corrientes.**
Los relés con sincrofasores presentan una referencia de fase absoluta. Con esto no es necesario crear una fase como referencia para obtener la medida de la fase de las demás corrientes y tensiones, teniendo estas, mayor exactitud.

c. Análisis en sistemas de potencia.

- **Monitoreo de la frecuencia en sistemas de área amplia.**
Utiliza los PMU en distintas ubicaciones en el sistema, ya sea en sistemas de transmisión como también de distribución. Con esto permite analizar en tiempo real posibles contingencias en que se encuentre el sistema, correlacionando datos.
- **Almacenamiento de perturbaciones en sistemas de área amplia.**
Las autoridades respectivas logran analizar y dar una coherente explicación a eventos producidos por una contingencia. Esto gracias al almacenamiento preciso de variables relevantes del sistema de potencia.
- **Mejora de la estimación de estado.**
Al monitorear en distintos puntos el voltaje y conociendo las admitancias. es posible calcular las corrientes. Con esta información se conoce la potencia activa, reactiva, pérdidas, etc. En comparación a con un sistema SCADA, este no es tan preciso, ya que puede presentar errores en la estimación de estado, debido a que los datos medidos no

tienen una alineación absoluta con respecto al tiempo, y en algunos casos no se tienen todas las medidas.

Otras aplicaciones que aún están en lo académico son:

a. Monitoreo en tiempo real de variables de estado.

Es posible obtener el ángulo de fase del voltaje de secuencia positiva (PSV: Positive-Sequence-Voltaje) de la red debido a que éstas están relacionadas a los márgenes de estabilidad transientes, flujos de potencia por las líneas y seguridad en el voltaje.

b. Sistemas de protección especial basada en Out-of-Step

Los esquemas de protección son capaces de detectar inestabilidad cuando algún elemento del sistema comienza a perder su sincronismo respecto a otro, como consecuencia de esto es posible aislar sectores, realizando desprendimiento de cargas y de generadores.

c. Transductor de fase y registro dinámico

El registro de variables de estados, en puntos estratégicos de la red, otorga información valiosa antes y después de contingencias que puedan afectar al sistema eléctrico, además facilita la toma de decisiones por parte de los operadores para responder a estos eventos.

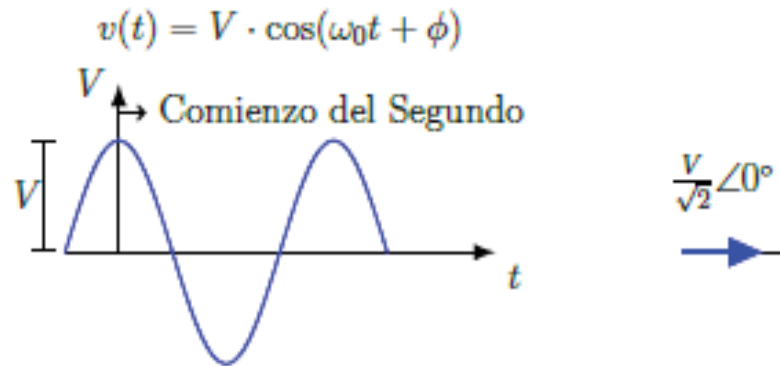
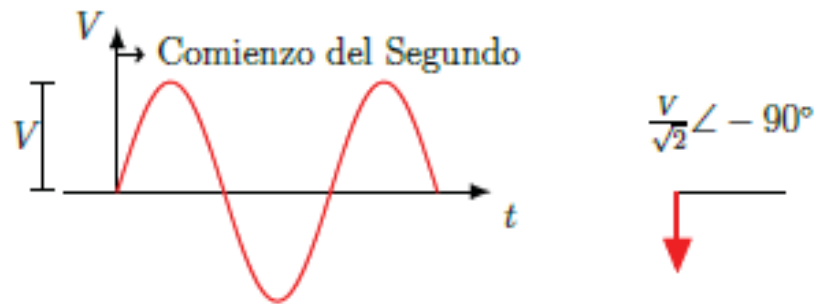
d. Estimación de estado

Es posible proveer en tiempo real un valor estadístico de las variables de estado del sistema, para lograr esto se requiere de un programa de estimación de estado. Con este sistema se podría detectar y corregir errores en las mediciones.

4.2.3 Fasor sincronizado.

Para que el fasor cumple con la condición de medir en tiempo real, se hace necesario obtener el ángulo de fase de manera sincronizada. La forma de lograr lo antes mencionado es comparando la señal con una función coseno, la cual está representada con la frecuencia nominal del sistema, siguiendo el estándar UTC (Coordinated Universal Time) [17]. Por lo tanto, de acuerdo a lo explicado, la fase de esta señal muestreada será el desplazamiento que tenga en comparación con la señal coseno que ya se encuentra dentro del sistema de medición fasorial.

La función coseno posee su valor máximo para $t=0$, por lo tanto, como se aprecia en la figura 4-6, la señal tendrá un ángulo de fase 0° cuando cumpla con esta condición. Sin embargo, como se muestra en la figura 4-7 este tendrá un ángulo de fase de -90° si su valor máximo o el punto donde la magnitud es cero, se produce 90° después.

Figura 4-6 señal $v(t)$ con desfase 0° Figura 4-7 $v(t)$ con desfase de -90° .

4.2.4 Muestreo de la señal y su proceso .

Para lograr la medición correcta de un sincrofasor, en el comienzo la señal es medida analógicamente, ya sea de voltaje o corriente, y posteriormente se le realiza un filtrado de frecuencias altas. El paso siguiente es realizar el paso de la señal desde análoga a digital, utilizando una frecuencia de muestreo f_s , la cual depende de una señal de referencia externa de tiempo absoluta. Ya realizada la conversión análoga-digital, los datos se calibran, para mitigar los errores del hardware cuando los datos son adquiridos. Como etapa final, se tienen datos calibrados a una frecuencia de muestreo muy alta.

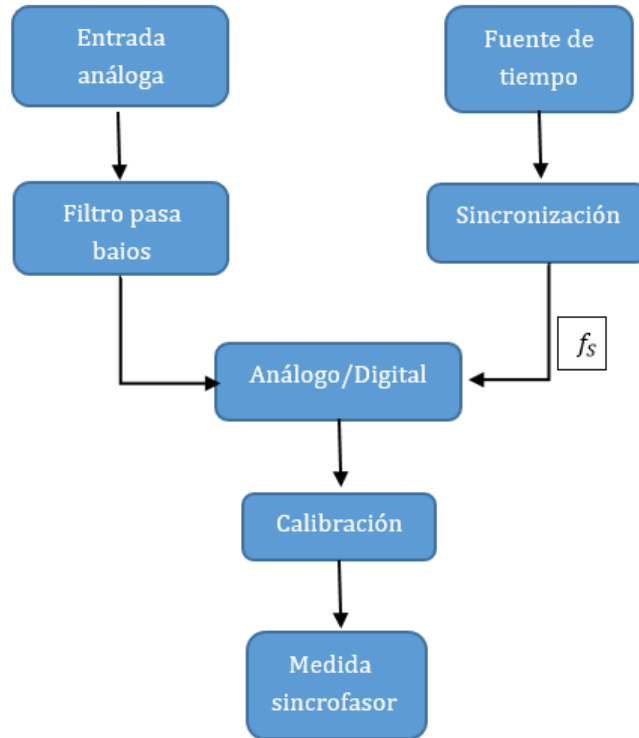


Figura 4-8 proceso del muestreo de una señal.

4.2.5 Obtención de la fase y amplitud de una señal.

El método de la correlación se utiliza para obtener la magnitud y fase de un fasor. Este consiste en multiplicar la forma de onda $v(t)$ por un fasor unitario y sincronizado:

$$v(t) = A(t) \cdot \cos(\omega t + \phi) \rightarrow V(t) = v(t) \cdot e^{-j\omega t}$$

Lo anterior si se expresa en términos exponenciales

$$V(t) = A(t) \left[\frac{e^{j(\omega t + \phi)} + e^{-j(\omega t + \phi)}}{2} \right] e^{-j\omega_0 t}$$

El siguiente paso es filtrar el término de alta frecuencia, esto se realiza con un filtro pasa bajos, de esta forma se logra obtener el componente de interés $(\omega - \omega_0)$, esta componente tiene una amplitud igual a la mitad de la original, finalmente se le realiza un adecuado escalamiento para obtener el fasor.

$$\dot{V}(t) = \frac{A(t)}{\sqrt{2}} \angle((\omega - \omega_0)t + \phi)$$

El resultado es un número complejo, por lo que su partes imaginaria y real se encuentran calculadas -por separado. De este valor se obtiene la magnitud y fase de manera tradicional.

La Figura 4-9 es el equivalente al proceso descrito anteriormente.

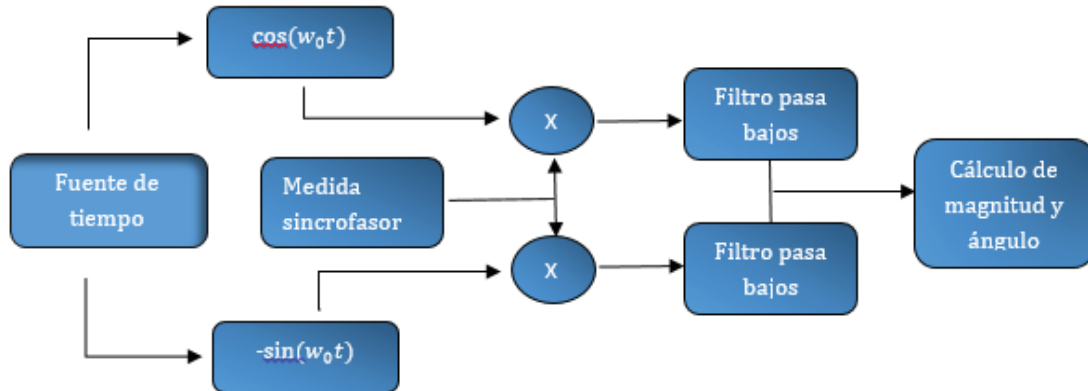


Figura 4-9 Representación de la obtención del ángulo de fase.

4.3 Sistema de información en Tiempo Real en Chile.

El Gobierno de Chile en su norma técnica de seguridad y calidad de servicio en su capítulo 4 agrega obligaciones que deben ser cumplidas para todo sistema de información en tiempo real.

El CDC (Centro de Despacho de Carga), del sistema eléctrico chileno, posee un Sistema de Información en Tiempo Real (SITR). Por medio de este los coordinados deberán suministrar al CDC, toda la información en tiempo real que este considere necesaria para efectos de una adecuada coordinación de la operación del Sistema Interconectado (SI) [18].

Para tal efecto, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario que les permita establecer el enlace de datos en tiempo real, entre los equipamientos informáticos de sus CC y el CDC.

Asimismo, la información en tiempo real deberá permitir al CDC, efectuar una adecuada supervisión de la operación del SI, y verificar que la operación del SI está cumpliendo en todo momento las exigencias establecidas en la presente NT.

Cada coordinado del sistema, a través de su centro de control está sujeto al cumplimiento de lo siguiente [18]:

- Poner a disposición del CDC toda la información requerida con la disponibilidad y calidad que publique anualmente el departamento de operaciones para los vínculos de comunicaciones.
- Mantener las comunicaciones necesarias con el centro de control de las instalaciones del sistema de transmisión al cual está conectado.
- Proveer al CDC la información con la calidad y disponibilidad requerida con independencia de la participación de terceros y/o de los agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones

El CDC cuenta en todo momento con todas las mediciones en tiempo real con una calidad tal que le permite verificar el cumplimiento de los compromisos y responsabilidades asignadas por éste a cada Coordinado en el Control de Tensión. La adquisición de datos permite y facilita

comparación de los valores de consigna con las tensiones en todas las barras del Sistema de Transmisión.

El CDC dispone de un sistema de monitoreo permanente en los puntos del SI que el departamento de operaciones determine, que le permita verificar en todo momento el desempeño de las principales instalaciones del SI en todos los estados de operación y ante contingencias [18].

El sistema de monitoreo se basa en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en tiempo real de variables relevantes del SI, que permita registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Las características de los registros permiten verificar o realizar lo siguiente:

- El nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI, con el objetivo de establecer si se cumplen los estándares exigidos por la norma técnica, o si existe necesidad de implementar medidas correctivas.
- El correcto funcionamiento de las protecciones del SI, en cuanto a los valores de ajuste, tiempos de intervención requeridos y su adecuada coordinación.
- Análisis post operativos luego de fallas severas ocurridas en el SI, en especial aquellas de escasa probabilidad de ocurrencia, o que se hubieran iniciado por causas desconocidas
- El desempeño de los EDAC y la contribución de las instalaciones de clientes a estos esquemas en los puntos que el departamento de operaciones determine.
- El desempeño de los EDAG y/o ERAG que el departamento de operaciones lo determine, que hayan sido diseñados o autorizados por el Departamento de Operaciones.
- El desempeño del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas diseñado por el departamento de operaciones.

5 Unidades de medición fasorial en Sistemas de Distribución.

Históricamente con la distribución de energía principalmente radial y un flujo de potencia unidireccional, sólo fue necesario evaluar la envolvente de las condiciones de diseño, la magnitud de la carga o las corrientes de falla, en lugar de observar continuamente el estado de funcionamiento de un sistema de distribución. La falta de notoriedad de los sistemas de distribución en comparación a los de transmisión radica simplemente en el ámbito económico: nunca ha habido una necesidad urgente de justificar una inversión extensiva en la detección de equipos y comunicaciones. Incluso con la creciente necesidad de capacidades de monitoreo, los costos deben ser mucho más bajos para hacer un caso de negocios para dispositivos de medición en un circuito de distribución en comparación con el ajuste de transmisión. Pero el crecimiento de los recursos energéticos en el área de distribución introduce variabilidad, incertidumbre y oportunidades para reclutar diversos recursos para los servicios de la red. La presencia de recursos de generación múltiple en cada alimentador tiene impactos complejos en el comportamiento del circuito que pueden observarse en la variación de los ángulos de fase de tensión y corriente. Los recursos energéticos de distribución también representan un nuevo menú de opciones para las funciones de soporte de red, como la optimización de voltios-VAR, la protección adaptativa, la mejora de la eficiencia, los servicios auxiliares o incluso el enrutamiento intencional.

5.1 Mediciones de un Sincrofasor.

Un micro PMU es un registrador de perturbaciones de potencia de alta precisión adaptado para realizar mediciones de ángulo de fase de voltaje o de sincrofasor, capaz de almacenar, analizar y comunicar datos en directo. Una innovación tecnológica clave es la estampación exacta del tiempo de las mediciones a través del GPS para permitir la comparación del ángulo de fase del voltaje δ (es decir, el momento preciso de la forma de onda del voltaje) en diferentes lugares [19]. En el lado del software, fue desarrollado un nuevo marco computacional para administrar flujos de datos grandes y de alta densidad con estampado de tiempo de solo nanosegundos y capacidades en línea que evitan la necesidad de concentradores de datos fasoriales.

La medición directa de los valores de fasor de voltaje y corriente puede abordar tantos problemas conocidos como mal conocidos, tales como comportamientos dinámicos en la red de distribución, que son cada vez más relevantes en el contexto de la evolución de la red inteligente. La física subyacente, proporciona que la medición de ángulos de tensión puede servir como un proxy para el flujo de energía entre dos puntos, el cual varía principalmente con la diferencia angular de tensión δ entre esos dos puntos. Cuando la impedancia de línea es principalmente inductiva, como es en el contexto de transmisión, el flujo de potencia es aproximado por:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (5-1)$$

Donde X es la reactancia inductiva de la línea, y V_1 y V_2 son las magnitudes de voltaje. Debido a que el flujo de potencia real y reactiva a través de la red está determinado únicamente por fasores de tensión (es decir, magnitudes y ángulos de fase) en cada nodo, los fasores de tensión se consideran variables de estado.

A diferencia de los conductores de transmisión, las líneas de distribución se caracterizan típicamente por una resistencia eléctrica R significativa junto con la reactancia X (que está dominada por la inductancia en serie, pero también puede incluir una capacitancia de derivación no despreciable, especialmente para cables subterráneos). Por lo tanto, la relación entre magnitudes de voltaje, ángulos y flujos de potencia reales y reactivos es mucho menos favorable a aproximaciones convenientes como la ecuación (5-1). De hecho, el modelado del sistema de distribución a menudo requiere considerar explícitamente la interacción desequilibrada entre las tres fases, produciendo un conjunto mucho más incómodo de ecuaciones complejas para describir el flujo de energía. Sin embargo, el fasor de voltaje es la variable de estado que en teoría capta toda la información necesaria sobre el comportamiento de la a.c. del Sistema, en y por encima de la escala de tiempo de un ciclo. La cuestión, entonces, es si en la práctica se puede realizar una medición suficientemente precisa de los fasores y desarrollar analíticas apropiadas para soportar una aplicación dada en un contexto particular y si tal enfoque basado en μ PMU para el diagnóstico o control de la red es eficiente.

5.2 Descripción de la tecnología sincrofasorial en sistemas de distribución.

Los sincrofasores por lo general, en sistemas de distribución, son desplegados en subestaciones, pero sus mediciones de ángulo de tensión se refieren en muchas ocasiones a ángulos en otras partes de la red de transmisión, no al alimentador de distribución [20]. El objetivo de los micros sincrofasores es comparar ángulos de tensión de distintos puntos de los circuitos de distribución detrás de la subestación en la cual está conectado. Estas aplicaciones en el área de distribución tienen un desafío mayor debido a:

- 1) Debido a que los flujos de potencia son pequeños, las diferencias de ángulo de voltaje en un circuito de distribución pueden ser dos veces de magnitud menores que los de la red de transmisión, es decir, décimas de grado, no decenas de grados. Por lo tanto, las variaciones del estado estacionario deben medirse en una escala aún más fina, hasta decenas de milisegundos.

- 2) Debido a la corta distancia entre componentes de red y la mayor densidad de electrónica de potencia y dispositivos controlados en las redes de distribución, el ruido de medición de alta resolución incluye armónicos y pequeños transitorios asociados con dispositivos cercanos u operaciones de conmutación en un circuito. Por esta razón, se espera que resulte útil combinar los datos de micro PMU (que por definición se aplican a un ciclo completo) con mediciones de calidad de potencia que revelan armónicos en la escala de subciclo.
- 3) La relación de puntos de datos empíricos disponibles con el número de nodos de red es mucho menor en distribución que en transmisión, dado que cada transformador de servicio es efectivamente un nodo de circuito y que los datos de medidores inteligentes no se comunican y están disponibles en tiempo real. En consecuencia, es mucho más difícil realizar una estimación de estado riguroso para toda la red.
- 4) Las mediciones de los sistemas de distribución son mucho más ruidosas que los sistemas de transmisión, donde la variabilidad tiende a ser mejor suavizada por la agregación estadística (por ejemplo, de cargas variables en el tiempo). Puesto que las mediciones de alta resolución en el nivel de distribución de media tensión siguen siendo raras, todavía no hay un cuerpo sólido de conocimientos empíricos sobre la extracción de la señal relevante del ruido en diferentes escalas temporales en las mediciones del sistema de distribución.
- 5) Los costos deben ser mucho más bajos para hacer un caso de negocio para la instalación de múltiples micros PMUs en un circuito de distribución, en comparación con la justificación económica clara para la instalación PMU en una configuración de transmisión.

La Figura 5-1 muestra las capacidades que tiene un micro PMU y sus mediciones en una escala de tiempo que es logarítmica.

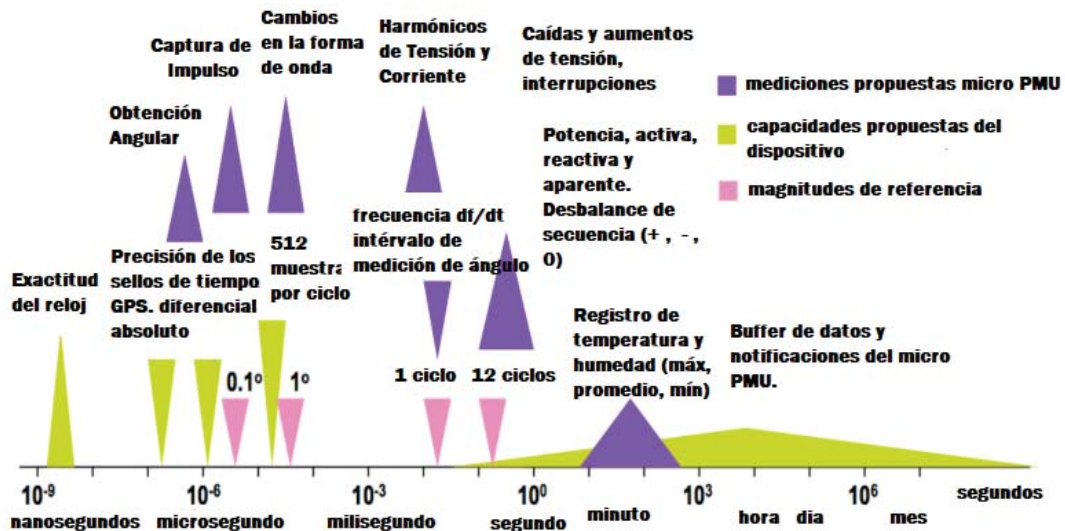


Figura 5-1 Escala de tiempo para el rendimiento de μ PMU [21].

La tecnología microPMU puede discernir separaciones de ángulos tan pequeñas como $0,01^\circ$, y se puede alternar para operar estos datos en grabaciones de alta calidad de energía de alta resolución. Sus componentes incluyen un instrumento de medición de la calidad de potencia que contiene la medición, la grabación y la funcionalidad de comunicación, un receptor micro GPS remoto y una fuente de alimentación con batería de respaldo. Los PMUs muestran continuamente a.c. Voltaje y corriente en 120 muestras por ciclo. Recogen una amplia gama de medidas detalladas de la calidad de la energía y las condiciones ambientales, de forma continua o provocada por perturbaciones. Todos los datos se almacenan en archivos en una tarjeta Secure Digital (SD) que permite meses de almacenamiento de datos y asegura la recuperación de datos si se pierden las comunicaciones durante los eventos del sistema de alimentación. La compatibilidad Ethernet interna incluye un servidor FTP PQube File Transfer Protocol (FTP), y un cliente de correo electrónico universal.

5.3 Red de micro PMUs.

El verdadero potencial para el uso de los datos de ángulo de la fase en aplicaciones en tiempo real de la radicación en una red eficaz y la gestión de datos. La Fig. 5-2 ilustra el concepto de despliegue para el para una red de distribución eléctrica [22]. Con las μ PMU instaladas en múltiples ubicaciones a través de un alimentador de distribución (por ejemplo, la subestación, la extremidad del alimentador y cualquier instalación de generación distribuida clave), las redes de monitoreo son diseñadas para soportar el análisis y la operación de un alimentador individual. Múltiples alimentadores de la misma subestación o Incluso contribuir a la observación de los fenómenos de nivel de transmisión. Un desafío clave es contabilizar los efectos de los transformadores de distribución cuando se toman medidas en el lado secundario, pero hay que hacer inferencias sobre el estado del circuito primario.

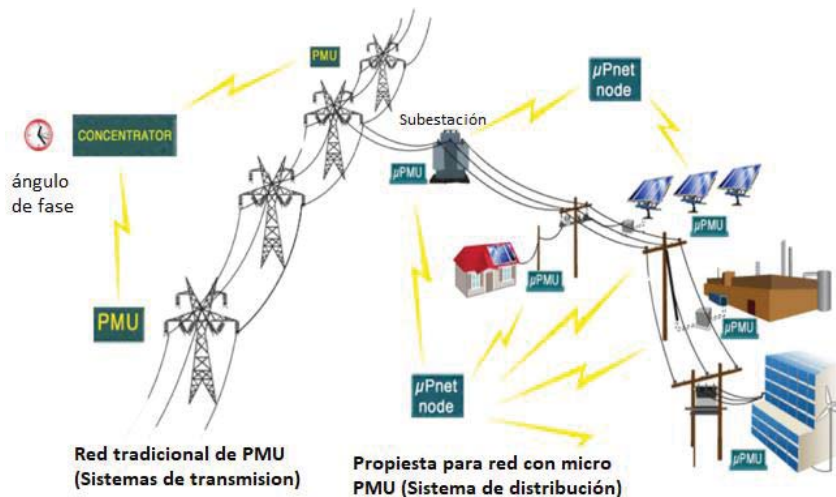


Figura 5-2 Red de microPMU [22].

Una infraestructura de procesamiento de flujo ágil y escalable adaptada para las series de tiempo μ PMU, desarrollada en la Universidad de California en Berkeley, llamada Berkeley Tree Database (BTrDB). Las series de tiempo μ PMU se entregan en el almacén de datos multiresolución, versioned time-series. El análisis de datos de corriente es descrito por destiladores que realizan el cálculo como trozos de cambio de datos en flujos de entrada y empujan resultados de análisis a flujos de datos de salida. El análisis realizado incluye limpiadores básicos en datos sin procesar y alimentación a través de operadores de flujo de datos que pueden combinar corrientes correlacionadas con el tiempo dentro de una μ PMU. Un kernel que refleja directamente la matemática relacionada describe el algoritmo para cada destilador. Hay seguimiento de versiones para los datos, los destiladores y los flujos intermedios. La herramienta desarrollada se denomina Diseño e Implementación de un Sistema Escalador de Procesamiento de Datos de Sincrofasor (DISTIL), ver figura 5-3.

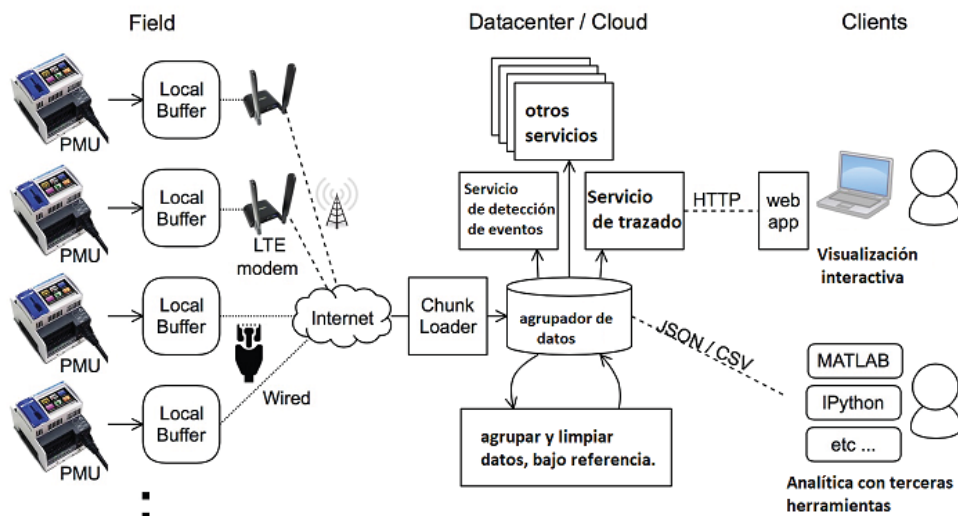


Figura 5-3 Historial de datos, arquitectura para el análisis y visualización.

5.4 Aplicaciones.

En este Capítulo se presentan las aplicaciones para las cuales los sincrofasores pueden ser útiles en los Sistemas de Distribución. Siento algunos ya funcionales y otros en proceso de desarrollo.

5.4.1 Aplicaciones de diagnóstico.

Las aplicaciones diagnósticas que se han explorado como parte de este proyecto incluyen.

1. Identificación de fase

Las utilidades eléctricas a menudo tienen información limitada o poco confiable sobre cargas conectadas a líneas de distribución trifásicas. Además, las fases se pueden conmutar durante las actividades de restauración, reconfiguración y mantenimiento, que suceden con frecuencia en las redes de distribución. Tales cambios no siempre son rastreados [23]. El etiquetado correcto de

la fase es crucial para evitar pérdidas excesivas o reducir el ciclo de vida de los componentes de la red como resultado de cargas desequilibradas o de mitigación armónica insuficiente. Fase de etiquetado erróneo es también una fuente importante de errores en los procesos de diagnóstico, tales como la detección de topología, estimación de estado, y localización de falla. La identificación de la fase es un subconjunto no trivial de la detección de la topología que se puede realizar con exactitud substancialmente más baja en magnitud fasorial y ángulo. Hacer coincidir fases entre puntos relativamente cercanos es esencialmente una búsqueda de desplazamientos constantes de múltiplos de 30 grados debido a transformadores delta-wye que pueden estar entre puntos. Esto se puede hacer real con la resolución angular tan bajo como 1 grado. Basándonos en los datos de μ PMU disponibles, se ha desarrollado un nuevo método de identificación de fase para redes de distribución, en el que las fases pueden ser gravemente desequilibradas y no marcadas. Un hecho clave es que los fasores de voltaje de la serie temporal tomados de una red de distribución muestran patrones específicos con respecto a las fases conectadas en los puntos de medición. El algoritmo se basa en el análisis de las correlaciones cruzadas sobre magnitudes de voltaje junto con las diferencias de ángulo de fase en dos fases candidatas que se emparejan. Si dos puntos de medición están en la misma fase, se deben observar grandes correlaciones de magnitud positiva de voltaje y pequeñas diferencias de ángulo de voltaje.

2. Verificación del estado de la topología.

La detección de topología hace explícito el estado abierto / cerrado de los conmutadores en ubicaciones conocidas. El conocimiento de la topología de red es esencial para informar operaciones seguras y una estimación precisa del estado del sistema. Se podría suponer que los estados de conmutación y, por lo tanto, la topología de red, se conocen antes de las mediciones de μ PMU, es decir, si los interruptores están equipados con el SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos), pero en la práctica esta información es irregular y obsoleta. Aunque la conectividad no es detectada directamente por μ PMU, puede deducirse de la diferencia de ángulo de fase entre puntos en lados opuestos de un conmutador.

Se han desarrollado enfoques basados en modelos capaces de detectar la topología de las redes de distribución basadas en el análisis de las mediciones de las series de tiempo μ PMU. Para los enfoques sin modelo, el hecho clave es que los datos de series de tiempo tomados de un sistema dinámico muestran patrones específicos con respecto a las transiciones de estado, tales como apertura o cierre de conmutadores, como una especie de firma de cada cambio de topología]. El modelo basado en un algoritmo que busca La diferencia mínima entre el ángulo de tensión medido y calculado o magnitud de voltaje para indicar la topología real [24].

3. Estimación del estado.

La estimación de estado combina el conocimiento de la topología del sistema y el comportamiento en estado estacionario, es decir, voltajes y corrientes o flujos de potencia reales y reactivos. El objetivo de la estimación de estado es identificar las magnitudes y ángulos de voltaje en estado estacionario en cada barra en una red, lo cual determina completamente el estado de funcionamiento del sistema, es decir, los flujos de potencia real y reactiva en cada enlace, así como la potencia inyectada o retirado de cada barra. La estimación del estado es

generalmente más difícil para la distribución que para los sistemas de transmisión, por varias razones: 1) Los sistemas de distribución son más difíciles de modelar, debido a líneas no transformadas con desequilibrios de fase, pequeñas relaciones X / R y un gran número de puntos de conexión; Y 2) los sistemas de distribución presentan un problema matemático de alta dimensión con pocas mediciones físicas en comparación con el número de nodos, y menos redundancia de las leyes de Kirchhoff. Los datos de μ PMUs podrían aliviar estas dificultades alimentando directamente variables de estado (ángulo de voltaje y magnitud) en un Estimador de Estado Distribuido (DSE), que a su vez puede proporcionar información a un Sistema de Gestión de Distribución (DMS).

4. Ubicación de la falla.

El objetivo es inferir la localización geográfica real de un fallo en un alimentador de distribución dentro de una pequeña sección de circuito (comparada con la distancia entre dispositivos de protección) usando mediciones registradas de ángulo de tensión antes y durante el fallo e interpretándolas en el contexto de un modelo de circuito. Es crítico para una operación de red elástica con una restauración rápida del servicio después de una interrupción. Existen algoritmos para localizar fallas a través del análisis adecuado de los datos monitoreados, pero la calidad de las mediciones disponibles en los circuitos de distribución es a menudo insuficiente para soportarlos. La adición de datos de μ PMU a los dispositivos convencionales de medición de corriente de subestación mejora los métodos de impedancia tradicionales midiendo el comportamiento del sistema en ambos lados del fallo, haciendo que la estimación de localización de fallos sea más robusta a la distancia del fallo desde la subestación.

Utilizando datos μ PMU, se tiene un algoritmo de localización de fallas basado en fasores para redes de distribución [25]. En lugar de requerir muchos sensores de línea especializados para habilitar la localización de fallos, el enfoque propuesto aprovecha los datos de μ PMU. La exactitud de los métodos de localización de fallos existentes depende de los despliegues densos de sensores de línea o de modelos de redes de distribución poco realistas. El algoritmo propuesto utiliza valores de fasores de tensión pre y post-falla en la subestación y μ PMU remotas, así como mediciones de corriente en la subestación, con el fin de localizar un fallo en corto tiempo.

5. Detección de eventos.

Los eventos de interés en las redes de distribución de potencia son transitorios sinusoidales o no sinusoidales en formas de onda de tensión y corriente que pueden ser causadas por fallas, cambios de topología, comportamiento de carga y dinámica de la fuente. Estos eventos incluyen, pero no se limitan a, caídas de voltaje, tensiones de voltaje, corrientes de falla, oscilaciones de voltaje y oscilaciones de frecuencia. En aras de la confiabilidad y estabilidad de los sistemas de potencia, es crucial monitorear los estados operativos en tiempo real y detectar anomalías rápidamente para evitar perturbaciones e interrupciones.

6. Detección de oscilación.

Se sabe que existen oscilaciones subsíncronas en los sistemas de transmisión, y que las oscilaciones de frecuencia más alta podrían ocurrir en los sistemas de distribución, no observadas por la instrumentación convencional. Estos podrían ser el resultado del intercambio de energía entre recursos de energía distribuidos o fenómenos de resonancia en el circuito. Los modos de oscilación de baja frecuencia, aunque normalmente bien amortiguados, restringen a. Caminos de transmisión y pueden crecer destructivos si están subamortiguados. Se necesitan sincrofasores para reconocer su existencia, y los métodos de control efectivos aún están en desarrollo. La observación de los modos de oscilación en la isla de Maui, medida a la tensión de transmisión, pero a través de una pequeña escala geográfica (decenas de millas), sugiere que los sistemas de distribución futuros con altas penetraciones de generación solar y eólica también podrían experimentar oscilaciones. [26]

5.4.2 Aplicaciones de control.

Además de las capacidades de diagnóstico mejoradas, los datos de sincrofasores pueden permitir una gestión más refinada y un control activo de los sistemas de distribución. Ha sido estudiada la fase de los controles basados en la derivación de las relaciones lineales entre la potencia inyectada, la magnitud de voltaje, y el ángulo de fase de tensión en un trifásico, alimentador desequilibrado. Estas relaciones podrían ser aprovechadas en una serie de posibles estrategias de control:

1. Optimización Volt-VAR.

Los esfuerzos actuales de utilidad dirigidos a la Optimización Volt-Var (VVO) consideran escalas de tiempo del orden de decenas de segundos o minutos. La regulación hermética del voltaje funciona comúnmente con aún menos resolución del tiempo; Los ajustes por hora son comunes para los bancos de condensadores. Dado que el cambiador de tomas de carga (LTC) y los reguladores de tensión tienen piezas mecánicas sujetas a desgaste y falla prematura, se considera indeseable operarlas con más frecuencia. Aunque un hardware más sofisticado puede realizar operaciones relacionadas con VVO en escalas de tiempo de segundos, no es obvio que los beneficios adicionales significativos resultarán de mayores niveles de control granular temporalmente. En consecuencia, el paso de tiempo relevante para VVO sería mucho mayor que un segundo, probablemente más cercano a diez segundos o incluso un minuto. Un objetivo de rendimiento realista para el VVO en estado estacionario es menor a 5 segundos desde la medición hasta el inicio de la acción de control. Como tal, la velocidad de muestreo rápido, la latencia de comunicaciones y la velocidad de decisión de control deben estar fácilmente dentro de las capacidades soportadas por la μ PMU.

2. Coordinación de Recursos Energéticos Distributed (DER).

El proceso de envío de DERs (Distributed Energy Resources) controlables se puede llevar a cabo en diferentes escalas de tiempo, dependiendo del objetivo. La investigación académica sobre la coordinación de DERs en sistemas de distribución implica a menudo el lanzamiento del

problema como un programa de optimización centralizado basado en modelos (similar a VVO). Como tales, estas estrategias dependen de modelos precisos y requerimientos de comunicaciones implícitos. Además, muchos de los enfoques avanzados para la coordinación de activos en sistemas de distribución se basan en simplificaciones convexas semi-definidas del problema óptimo de flujo de potencia. Aunque estos problemas son abultados, la tensión del problema simplificado aún no se ha probado, y la resolución de grandes programas para las simplificaciones convexas antes mencionadas puede llevar mucho tiempo. Para situaciones particulares, el tiempo de cálculo requerido para determinar estrategias de control para todos los activos DER controlables basados en programación semi-definida puede ser del orden de varios segundos. Por lo tanto, es conveniente explorar enfoques para la coordinación de DER que estén descentralizados. Se prevé que tales estrategias pondrán un mayor énfasis en la utilización de datos de medición de fasores sincronizados en el tiempo para la toma de decisiones.

3. Control de Microgrid.

La generación y la carga dentro de una isla de potencia pueden ser balanceadas a través de técnicas de regulación de frecuencia convencionales, pero la medición explícita del ángulo de fase puede resultar ser un indicador más versátil. En particular, los datos de ángulos pueden proporcionar una formación de islas y una sincronización más robustas y flexibles de las microrredes. Una propiedad conveniente de los datos de PMU para ajustar la frecuencia y el ángulo de fase es que las mediciones en ambos lados no necesitan estar en la misma localización que el cambio físico entre la isla y la rejilla. Una isla de sincronización automática que adapta su ángulo de fase de voltaje a la red del núcleo podría ser arbitrariamente desconectada o en paralelo, sin siquiera una interrupción momentánea de la carga. Se encontró que las pruebas iniciales de una estrategia de este tipo con control basado en ángulos de un solo generador permitían transiciones suaves bajo carga continua con un mínimo de efectos transitorios perceptibles [27].

6 Algoritmos de localización de fallas con PMUs.

Para desarrollar técnicas capaces de detectar y localizar fallas en cualquier línea trifásica transpuesta, las cuales sean capaces de ajustarse a distintos factores de variación asociados con la precisión de los localizadores de fallas, se presenta un algoritmo de detección y localización de fallas utilizando técnicas basadas en unidades de medición fasorial (PMU).

6.1 Técnica de detección y localización de fallas basadas en PMU.

Para el desarrollo de esta técnica las unidades de medidas fasoriales deben ser instaladas en los extremos de la línea de transmisión. Las PMU miden las tensiones y corrientes trifásicas desde ambos extremos de la línea simultáneamente.

6.1.1 Caso para línea monofásica.

A modo didáctico se muestra una línea monofásica, para comprender el principio del funcionamiento del algoritmo. En este punto se muestra el índice utilizado para detectar y localizar la falla. Este índice utiliza las mediciones realizadas por los PMUs tanto de tensión y corriente de ambos extremos de la línea. Se considera una línea de transmisión monofásica (dos conductores en espacio libre) sin falla. Bajo esta condición la tensión y corriente medida a una distancia x (km) de distancia de la barra R, como se muestra en la figura 6.1, están dados por las siguientes ecuaciones diferenciales.

$$\frac{dv}{dx} = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (6-1)$$

$$\frac{di}{dx} = Gv + C \frac{dv}{dt} \quad (6-2)$$

Para estas ecuaciones R, L, G, y C con la resistencia, inductancia, conductancia y capacitancia de la línea de transmisión por unidad de longitud. En estado estacionario, la expresión d/dt de las ecuaciones (6-1 y 6-2) se puede reemplazar por $j\omega$, de esta forma la ecuación (6-1) se puede convertir en dos ecuaciones diferenciales homogéneas lineales de segundo orden, para la cual la solución es:

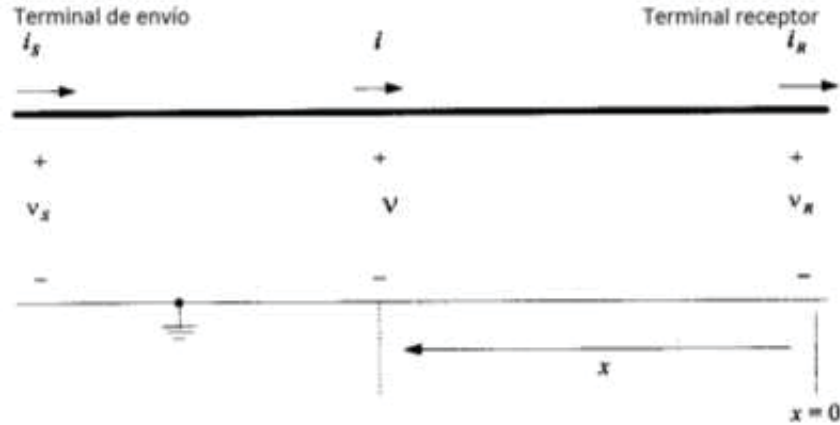


Figura 6-1 Línea de transmisión monofásica.

$$V = Ae^{+\gamma x} + Be^{-\gamma x} \tag{6-3}$$

$$I = \frac{(Ae^{+\gamma x} + Be^{-\gamma x})}{Z_c} \tag{6-4}$$

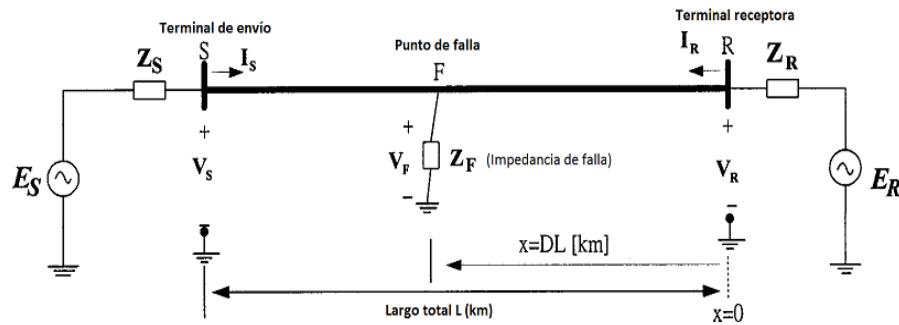


Figura 6-2 Diagrama unifilar línea de transmisión.

Para la línea de transmisión que se muestra en la figura 6-2. Si en el punto F se produce un desperfecto el cual está a una distancia DL desde la barra R, cuya longitud total de la línea es L y D es la distancia en por unidad desde el extremo receptor R hasta el punto de falla. El valor D también es posible utilizarlo como un índice que permite dilucidar si existe o no una falla.

La línea de transmisión se divide en dos partes homogéneas para un fallo en el punto F. El segmento SF y el segmento DR. Ambas partes se pueden considerar como líneas de transmisión ideales. Lo anterior quiere decir que las tensiones en cualquier punto de las dos secciones de la línea pueden expresarse en términos del voltaje y la corriente medida en los extremos S y R. Para el punto de falla F las tensiones son iguales al expresarse en términos de las medidas hechas en

las terminales S y R (V_S, I_S) y (V_R, I_R). Como se muestra en la figura 6-1. es posible visualizar una línea pre-falla y condiciones para esta. SI se ponen los datos (V_S, I_S) y (V_R, I_R) en la posición $x=0$ y toando en cuenta la condición de límite en ambos extremos, entonces la posición de fallo $x=DL$ (km) queda expresada como se ve a continuación [28][29].

$$V_F = \frac{1}{2e^{\gamma L}} (V_S + Z_C I_S) e^{DL} + \frac{1}{2e^{\gamma L}} (V_S - Z_C I_S) e^{-DL} \quad (6-5)$$

$$V_F = \frac{(V_R + Z_C I_R)}{2} e^{DL} + \frac{(V_R - Z_C I_R)}{2} e^{-DL} \quad (6-6)$$

Las tensiones post-falla en el punto F son expresadas mediante las ecuaciones (6-5) y (6-6). Se aprecia que los voltajes en el punto de falla están calculados en base a las variables obtenidas en las barras S y R. Finalmente igualando las ecuaciones (6-5) y (6-6) es posible detectar la ubicación de la falla, ya que, al despejar D, la solución finalmente es la siguiente [28][29]

$$D = \ln\left(\frac{N}{M}\right) 2\gamma L$$

Donde

$$N = \frac{(V_R - Z_C I_R)}{2} - \frac{(V_S + Z_C I_S)}{2} e^{\gamma L}$$

$$M = \frac{(V_S + I_S)}{2} e^{-\gamma L} - \frac{(V_R + Z_C I_R)}{2} \quad (6-7)$$

El índice D es muy robusto, ya que no sea realizan hipótesis en lo que respecta a la obtención de este. El resultado no se ve afectado por variaciones de la impedancia de la fuente, el cambio de carga, la impedancia de fallo, el ángulo de inicio falla y el tipo de falla.

Los índices M y N son utilizados como detector de fallos. Para el caso monofásico estos valores serán igual a cero antes del fallo. Lo anterior es comprobable sustituyendo los fasores (V_S, I_S) y (V_R, I_R). En la ecuación. Dado que las mediciones satisfacen la ecuación (6-7), después de trabajos algebraicos es posible demostrar que M y N son cero. Como consecuencia de esto el índice D será un valor indefinido. Sin embargo, en cuanto la falla ocurre, con los datos medidos post-falla los valores M y N aumentan considerablemente, siendo el resultado final de esto un valor en el inervalo (0,1) para D.

6.1.2 Algoritmo de detección y localización de fallas para línea de transmisión de un circuito.

Para una medición mediante sincrofasores exacta se necesitan mediciones desde ambos extremos de la línea. En la Fig. 6-3 se representa un diagrama unifilar de una línea de transmisión, cuyo largo de la línea comprendido entre R y S está representado por L. Aplicando la situación antes mencionada y suponiendo una falla en el punto mostrado en la figura, la tensión en dicho punto puede ser calculado con las mediciones realizadas desde ambos extremos, las mediciones de fasores sincronizados tanto de corriente como de tensión sincronizadas son V_R, V_S, I_R, I_S respectivamente, y como se aprecia en las ecuaciones (6-3) y (6-4) este voltaje depende tanto de la tensión medida en la barra R como la medida en la barra S.

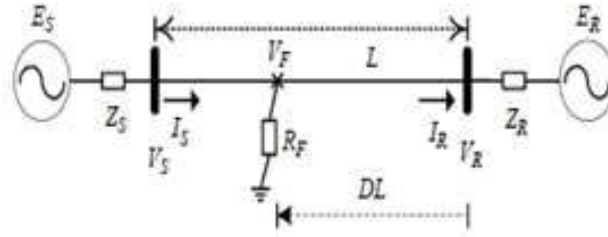


Figura 6-3 Diagrama unilineal de una línea de transmisión de un circuito.

Los algoritmos con los que trabajan estos sincrofasores utilizan sólo valores obtenidos de secuencia positiva, lo que traduce un gran beneficio para encontrar el lugar exacto donde se produce la falla, evitando así el tener que discriminar entre distintos tipos de fallas, logrando con esto un resultado más exacto y un trabajo computacional menor.

$$V_F = \frac{1}{2} (V_R + Z_C I_R) e^{\Gamma DL} + \frac{1}{2} (V_R - Z_C I_R) e^{-\Gamma DL} \quad (6-8)$$

$$V_F = \frac{1}{2} e^{-\Gamma L} (V_S + Z_C I_S) e^{\Gamma DL} + \frac{1}{2} e^{\Gamma L} (V_S - Z_C I_S) e^{-\Gamma DL} \quad (6-9)$$

Como se aprecia en la ecuación (6-8) y (6-9) El voltaje de falla depende de la tensión y corriente sincronizada de dos terminales, y de Γ y Z_C . Para el desarrollo de este algoritmo Γ corresponde a la constante de propagación de secuencia positiva y Z_C la impedancia característica [28][29]

El paso siguiente de este sencillo algoritmo es igualar las ecuaciones (6-8) y (6-9), luego de esto es posible encontrar la ubicación del fallo en por unidad, como se muestra en Fig.1 este corresponde a D , ya realizado el trabajo matemático este valor se puede calcular de la siguiente forma:

$$D = \frac{\ln[(A-C)(E-B)]}{2\Gamma L} \quad (6-10)$$

Las variables restantes están expuestas a continuación y también dependen de los fasores sincronizados ya medidos.

$$A = \frac{1}{2} [V_R - Z_C I_R]$$

$$B = \frac{1}{2} [V_R + Z_C I_R]$$

$$C = \frac{1}{2} e^{\Gamma L} [V_S - Z_C I_S]$$

$$E = \frac{1}{2} e^{\Gamma L} [V_S + Z_C I_S]$$

La capacitancia de derivación de la línea se considera en el modelo de ésta, es por esto que el algoritmo para localizar un fallo es muy eficiente para líneas de transmisión muy largas. Otro punto a considerar es que la resistencia de falla no es necesaria para el cálculo debido a que las mediciones se hacen desde dos terminales.

Tanto índice M como N pueden ser usados para discriminar si existe o no una falla, ya que ambos se comportan de la misma manera, para este estudio se utilizará el índice M.

Si $|M|$ es igual a cero, la línea está saludable, de lo contrario $|M|$ se elevará demostrando así que hay una falla. Es preciso decir que este índice M es muy sensible a las fallas, aún para fallas de una alta impedancia.

$$M = E - B \quad (6-11)$$

$$N = A - C$$

A partir de (6-11) se observa que M está compuesta por dos fasores por lo que $M = |E| \angle \theta_E - |B| \angle \theta_B$ por lo que si no hay falla, finalmente por la diferencia de ángulos de los fasores podemos llegar a la conclusión $\arg\left(\frac{E}{B}\right) = \arg\left(\frac{|E| \angle \theta_E}{|B| \angle \theta_B}\right) = \angle \theta_E - \angle \theta_B$, con todo lo anterior es posible discriminar entre fallos eternos y externos [30].

$$\left| \left[\arg\left(\frac{E}{B}\right) \right] \right| \neq 0 \quad \text{falla interna.}$$

$$\left| \left[\arg\left(\frac{E}{B}\right) \right] \right| = 0 \quad \text{falla externa.}$$

Cuando ya se ha discriminado si la falla es externa o interna, es posible encontrar el lugar de esta, utilizando la ecuación (6-8) y encontrando la ubicación del punto de fallo en por unidad. En la figura 2-2 se observa una línea de transmisión de doble circuito. Este algoritmo es preciso y exacto también para este tipo de configuración, ya que se utiliza solo la secuencia positiva y no es necesario realizar análisis de acoplamiento mutuo entre ambos sistemas, puesto que este fenómeno ocurre con la red de secuencia cero

6.2 Algoritmo de detección y localización de fallas para líneas de un circuito y tres terminales.

EL primer paso para este tipo de sistema es encontrar la sección en la cual se encuentra la falla. Luego de conocer cuál es la sección, el algoritmo de un solo circuito y dos terminales antes explicado es el encargado de entregar el lugar de donde la línea presenta un desperfecto, trabajando desde el extremo de la línea con falla hasta el punto P. Los datos sincronizados del punto P son posibles determinarlos con las mediciones realizadas en las barras de las dos líneas sanas.

En la Figura 6-4 se supone una falla en la línea L_R , por lo tanto, las tensiones y corrientes en el punto P, se pueden calcular mediante las mediciones realizadas en las barras sanas S y T. Finalmente se trabaja con las ecuaciones (6-12) y (6-13). Finalmente se realiza el análisis suponiendo una línea de transmisión de circuito simple de dos terminales.

$$V_F = \frac{1}{2} (V_R + Z_C I_R) e^{\Gamma D_1 L_R} + \frac{1}{2} (V_R - Z_C I_R) e^{-\Gamma D_1 L_R} \quad (6-12)$$

$$V_F = \frac{1}{2} e^{-\Gamma L_R} (V_P + Z_C I_P) e^{\Gamma D_1 L_R} + \frac{1}{2} e^{\Gamma L_R} (V_P - Z_C I_P) e^{-\Gamma D_1 L_R} \quad (6-13)$$

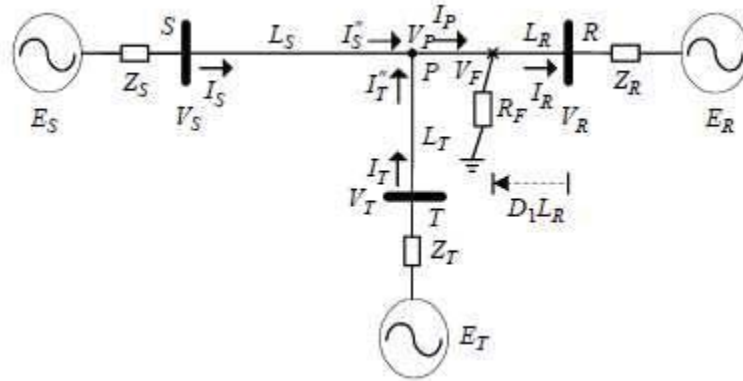


Figura 6-4 Diagrama unilineal de una línea de transmisión de tres terminales.

Como se muestra en la Fig.6-4, I_p se puede calcular con la ecuación.

$$I_p = I_S'' + I_T'' = V_F = \left[\frac{1}{2Z_c} e^{-\Gamma L_S} (V_S + Z_c I_S) - \frac{1}{2Z_c} e^{\Gamma L_S} (V_S - Z_c I_S) \right] + \left[\frac{1}{2Z_c} e^{-\Gamma L_T} (V_T + Z_c I_T) - \frac{1}{2Z_c} e^{\Gamma L_T} (V_T - Z_c I_T) \right] \quad (6-14)$$

Sin embargo V_p se puede calcularo utilizando los datos de las barras S y T. con las ecuaciones (6-11) y (6-12) es posible calcular el voltaje en el punto P con los fasores sincronizados medidos en los terminales S y T.

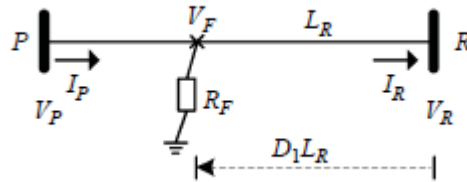


Figura 6-5 Sistema reducido a barra R y punto P.

La Figura 6-5 muestra un sistema reducido de tres terminales a uno de dos.

$$V_p = \frac{1}{2} e^{-\Gamma L_S} (V_S + Z_c I_S) + \frac{1}{2} e^{\Gamma L_S} (V_S - Z_c I_S) \quad (6-15)$$

$$V_p = \frac{1}{2} e^{-\Gamma L_T} (V_T + Z_c I_T) + \frac{1}{2} e^{\Gamma L_T} (V_T - Z_c I_T) \quad (6-16)$$

Realizado el proceso anterior es posible utilizar el algoritmo para sistemas de dos terminales. El proceso se puede hacer de dos formas distintas, ya sea utilizando las mediciones en la barra S o los fasores medidos en la barra T.

6.2.1 Encontrar falla desde barra R.

- **Utilizando datos de la barra S (Subrutina 1):** sustituyendo (6-15), (6-14) en (6.,14) es posible llegar a la expresión.

$$D_1 = \frac{\ln[(A_1 - C_1)(E_1 - B_1)]}{2\Gamma L_R} \quad (6-17)$$

$$A_1 = \frac{1}{2}[V_R - Z_C I_R]$$

$$B_1 = \frac{1}{2}[V_R + Z_C I_R]$$

$$C_1 = \frac{1}{2}e^{\Gamma(L_S + L_R)} [V_S - Z_C I_S] - \frac{1}{4}e^{-\Gamma(L_T - L_R)}(V_T + Z_C I_T) + \frac{1}{4}e^{\Gamma(L_T + L_R)}(V_T - Z_C I_T)$$

$$E_1 = \frac{1}{2}e^{-\Gamma(L_S + L_R)} [V_S + Z_C I_S] + \frac{1}{4}e^{-\Gamma(L_T - L_R)}(V_T + Z_C I_T) - \frac{1}{4}e^{\Gamma(L_T - L_R)}(V_T - Z_C I_T)$$

Del mismo modo que en el primero caso, el índice M es quien entrega información importante, tanto M_1 como N_1 cuando las líneas se encuentran sanas. El valor de $\text{abs}[\arg(E_1/B_1)]$ se utiliza para detectar si la falla es interna o externa, y si D_1 tiene un valor que converja entre $[0,1]$, se determina que la falla es en L_R .

$$M_1 = E_1 - B_1$$

$$N_1 = A_1 - C_1$$

Los valores de los índices $|M_1|$ Y $|N_1|$ son iguales a cero antes de que ocurra el fallo, del mismo modo, el índice $|M_1|$ Y la cantidad $\text{abs}[\arg(E_1/B_1)]$ también se puede usar para detectar fallas e identificar la zona en que ocurre. Cuando en efecto se produce un fallo en L_R , el índice de localización de falla D_1 converge al intervalo de $[0,1]$.

- **Utilizando datos de la barra T (Subrutina 2):** V_P es calculado usando los dados de la barra T. Del mismo modo anterior es posible encontrar otro índice de localización de falla D_2 que está dado por

$$D_2 = \frac{\ln[(A_2 - C_2)(E_2 - B_2)]}{2\Gamma L_R} \quad (6-18)$$

$$A_2 = \frac{1}{2}[V_R - Z_C I_R]$$

$$B_2 = \frac{1}{2}[V_R + Z_C I_R]$$

$$C_2 = \frac{1}{2}e^{\Gamma(L_T + L_R)} [V_T - Z_C I_T] - \frac{1}{4}e^{-\Gamma(L_S - L_R)}(V_S + Z_C I_S) + \frac{1}{4}e^{\Gamma(L_S + L_R)}(V_S - Z_C I_S)$$

$$E_2 = \frac{1}{2}e^{-\Gamma(L_T + L_R)} [V_T + Z_C I_T] + \frac{1}{4}e^{-\Gamma(L_S + L_R)}(V_S + Z_C I_S) - \frac{1}{4}e^{\Gamma(L_S - L_R)}(V_S - Z_C I_S)$$

$$M_1 = E_1 - B_1$$

$$N_1 = A_1 - C_1$$

Del mismo modo, M_2 , E_2 y B_2 se pueden utilizar para detectar fallos e identificar la zona de falla. Además, si es que se produce el fallo en L_R , luego, los dos índices de localización de falla D_1 y D_2 serán iguales y ambos convergen en el intervalo de $[0,1]$.

Ocurre una falla en L_S .

Suponiendo ocurre una falla en L_S como se muestra en Figura 6-6. El voltaje V_F en el punto se puede calcular utilizando las medidas fasores de la barra S y la ecuación para determinarlo es:

$$V_F = \frac{1}{2} e^{-\Gamma D L_S} (V_S + Z_C I_S) e^{\Gamma (D_1 - 1) L_R} + \frac{1}{2} e^{\Gamma L_S} (V_S - Z_C I_S) e^{-\Gamma (D_1 - 1) L_R} \quad (6-19)$$

$$V_F = \frac{1}{2} e^{-\Gamma (L_S + L_R)} (V_S + Z_C I_S) e^{\Gamma D_1 L_R} + \frac{1}{2} e^{\Gamma (L_S + L_R)} (V_S - Z_C I_S) e^{-\Gamma D_1 L_R}$$

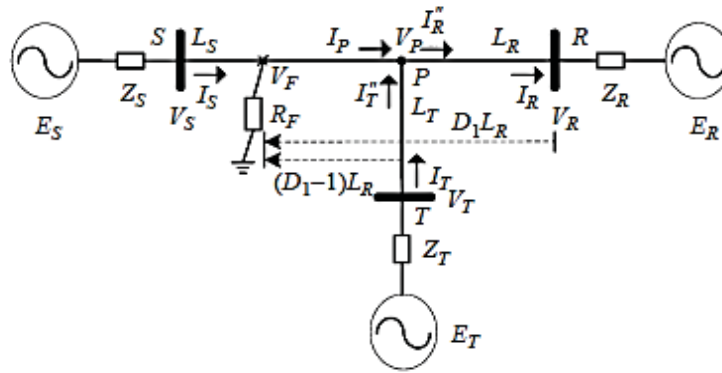


Figura 6-6 Diagrama unifilar para una línea de tres terminales

V_F también se puede obtener usando los fasores estimados en el punto P. De este modo

$$V_F = \frac{1}{2} (V_P + Z_C I_P) e^{\Gamma (D_1 - 1) L_R} + \frac{1}{2} (V_P - Z_C I_P) e^{-\Gamma (D_1 - 1) L_R}$$

Donde el voltaje V_P y la corriente I_P se pueden expresar como

$$V_P = \frac{1}{2} (V_R + Z_C I_R) e^{\Gamma L_R} + \frac{1}{2} (V_P - Z_C I_P) e^{-\Gamma L_R}$$

$$I_P = I_R - I_T$$

$$I_P = \frac{1}{2Z_C} (V_r + Z_C I_R) e^{\Gamma L_R} - \frac{1}{2Z_C} (V_P - Z_C I_P) e^{-\Gamma L_R} - \frac{1}{2Z_C} (V_T + Z_C I_T) e^{\Gamma L_T} - \frac{1}{2Z_C} (V_T - Z_C I_T) e^{\Gamma L_T} \quad (6-20)$$

Del mismo modo, combinando las ecuaciones (6-18) y (6-19), podemos derivar los índices de detección y localización de falla, Además, es posible notar fácilmente que las ecuaciones de detección y localización de fallas que en este caso son igual que en el caso anterior. Por lo tanto,

los índices M_1 y D_1 todavía se puede aplicar para detectar y localizar fallas en L_S . Sin embargo, el índice D_1 será mayor que 1.

Como se muestra en la Fig. 5-4, V_P se puede calcular utilizando los datos de las barras R y T, respectivamente. Así,

$$V_P = \frac{1}{2} (V_R + Z_C I_R) e^{\Gamma L_R} + \frac{1}{2} (V_R - Z_C I_R) e^{-\Gamma L_R} \quad (6-21)$$

$$V_P = \frac{1}{2} (V_T + Z_C I_T) e^{-\Gamma L_T} + \frac{1}{2} (V_T - Z_C I_T) e^{\Gamma L_T} \quad (6-22)$$

De (6-21) y (6-22) se obtiene

$$\frac{1}{2} (V_R - Z_C I_R) = \frac{1}{2} e^{\Gamma(L_T+L_R)} (V_T - Z_C I_T) + \frac{1}{2} e^{-\Gamma L_T} (V_T - Z_C I_T) e^{\Gamma L_R} - \frac{1}{2} e^{-\Gamma L_T} (V_R - Z_C I_R) e^{2\Gamma L_R}$$

Finalmente

$$\frac{N_2}{M_2} = e^{2\Gamma L_R}$$

$$D_2 = \frac{\ln(e^{2\Gamma L_R})}{2\Gamma L_R} = 1$$

Por lo tanto, si el índice D_2 es aplicado para localizar fallos que se producen en L_S , que convergerá a 1.

Ocurre una falla en L_T .

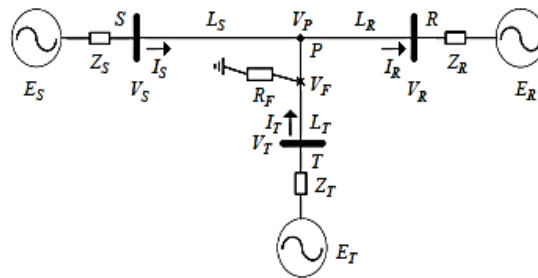


Figura 6-7 Diagrama unilineal para línea de tres terminales. (Falla en L_T).

Cuando ocurre una falla en L_T como se muestra en Figura 6-7, V_P se puede calcular utilizando los datos de la barra R y S respectivamente. En este momento, es posible obtener las ecuaciones, que son similares a 6-21 y 6-22. La siguiente relación se puede derivar.

$$\frac{N_1}{M_1} = e^{2\Gamma L_R}$$

Finalmente las relaciones son las siguientes.

$0 < D_1 < 1$ y $0 < D_2 < 1$: la falla ocurre en L_R , Luego, $D_1 = D_2$, y ambos son lugares precisos de falla.

$D_1 > 1$ y $D_2 = 1$: la falla ocurre en L_S y D_1 es la ubicación actual de la falla lejos de la barra R.

$D_1 = 1$ y $D_2 = 1$: la falla ocurre en el punto P.

6.3 Diagrama de flujo para localización de falla de tres terminales.

En la Figura 6-8, se observa un diagrama de flujo, el cual tiene la función de explicar el funcionamiento del algoritmo de localización de fallas para un sistema de 3 barras. La explicación es la siguiente:

1. Se realiza la primera subrutina. En este punto es importante calcular los parámetros M_1 , E_1 , B_1 Y D_1 . En primera instancia se utiliza el parámetro M_1 para determinar si existe una falla en el sistema, ya que como se explicó con anterioridad el índice M_1 nos indica la existencia de un fallo. Si M_1 es mayor a un valor Th_1 previamente dado. Existe falla en el sistema y el algoritmo procede al siguiente punto.
2. En este punto se utiliza E_1 Y B_1 para determinar si la falla es interna o externa a las barras donde se encuentran los sincrofasores. Si $abs[\arg(E_1/B_1)]$ es mayor al índice Th_2 entregado previamente, el algoritmo indica que existe una falla dentro de las barras.
3. Finalmente se obtienen los índices D_1 y D_2 . Ya con estos valores es posible determinar la línea afectada por un cortocircuito y el lugar de esta, ejemplo:
 - Si D_1 y D_2 no son mayores a 1, esto de inmediato dice que la falla ocurre en la línea LR, y la ubicación de la falla sería D_1 o D_2 ya que son valores iguales.
 - Si D_1 es mayor a 1 y D_2 es igual a 1, inmediatamente el algoritmo arroja la respuesta de que es falla se produce en LS, Siendo la ubicación de esta el índice D_1 .
 - Si D_1 es igual 1 y D_2 mayor a 1 La falla ocurre en la línea LT, La respuesta del algoritmo arroja que la ubicación de la falla es el índice D_2 .
 - Finalmente existe la posibilidad de que ocurra una falla en el nodo donde se juntan las 3 líneas y algún lugar cercano a este. Como se muestra en las figuras este sería el punto P. Si D_1 y D_2 son iguales a 1 el algoritmo indica que la falla ocurre en el punto P.

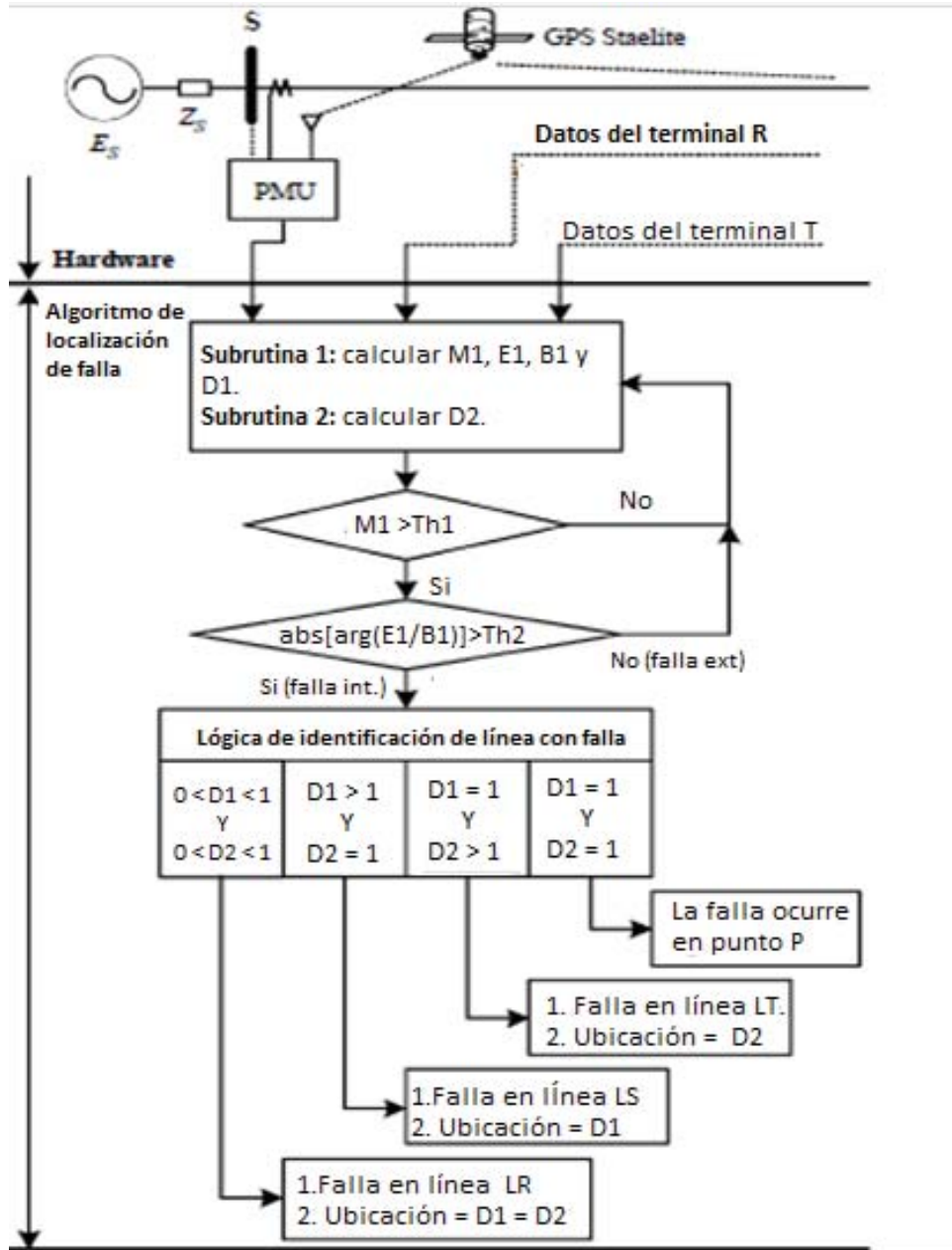


Figura 6-8 Diagrama de flujo para líneas de tres terminales

7 Caso de Estudio.

En este capítulo se presentan distintas simulaciones, las cuales sean capaces de demostrar el resultado óptimo de los algoritmos explicados en los capítulos anteriores.

En primera instancia se realiza una simulación por medio del software Simulink matlab.

Tabla 7-1 Datos y Parámetros de la línea de Transmisión.

Tensión de las fuentes:

$$E_s = 1 \angle 20^\circ \text{ (p.u)} \quad E_R = 1 \angle 0^\circ \text{ (p.u)}$$

$$E_T = 1 \angle 10 \text{ (p.u)}$$

Impedancia de la fuente:

$$Z_{s1} = 0.238 + j5.72 \text{ } (\Omega) \quad Z_{S0} = 2.738 + j10 \text{ } (\Omega)$$

$$Z_{R1} = 0.238 + j6.19 \text{ } (\Omega) \quad Z_{R0} = 0.833 + j5.12 \text{ } (\Omega)$$

$$Z_{T1} = 0.155 + j5.95 \text{ } (\Omega) \quad Z_{T0} = 1.786 + j7.58 \text{ } (\Omega)$$

Parámetros de la línea de transmisión.

$$L_s = 100 \text{ km} \quad L_r = 140 \text{ km} \quad L_T = 80 \text{ km}$$

$$R_1 = 0.0058 \text{ } (\Omega/\text{km}), \quad L_1 = 0.6341 \text{ (mH/km)}, \quad C_1 = 18.4 \text{ (nF/km)}$$

$$R_0 = 0.1067 \text{ } (\Omega/\text{km}), \quad L_0 = 2.2343 \text{ (mH/km)} \quad C_0 = 8.7 \text{ (nF/km)}$$

La tabla 7-1 muestra los parámetros de la línea del sistema Taipower de Taiwán. Se usa en primera instancia datos de este sistema, por el motivo de que aquí es el lugar donde se ha permitido la inclusión como prueba de PMUs para localizar fallas mediante el sistema propuesto en este trabajo.

7.1 Línea de Transmisión de dos terminales.

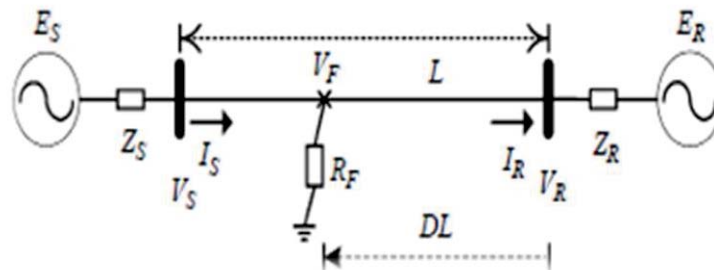


Figura 7-1 Diagrama unifilar para una línea de transmisión de dos terminales.

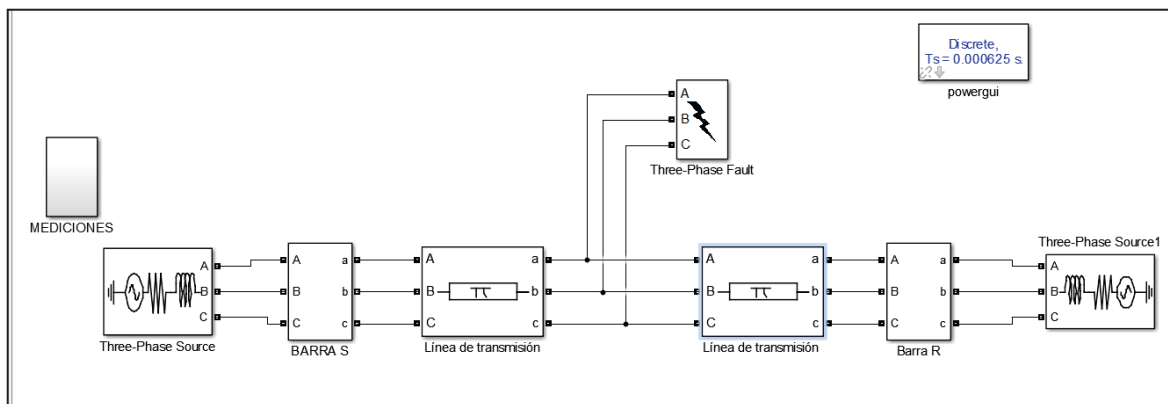


Figura 7-2 Representación del sistema en Simulink.

En la Figura 7-1 se representa un sistema unifilar de dos terminales. El esquema está compuesto por dos fuentes equivalentes trifásicas E_S y E_R . Se observa un modelo con dos barras, barra R y S. V_S y V_R corresponden a las tensiones de las barras S y R, I_S e I_R son las corrientes que llegan a cada barra y el punto V_F corresponde a la tensión en el punto de la falla. L representa el largo de la línea y finalmente DL corresponde a la distancia de la falla midiendo desde la barra R. Cabe decir que el índice D corresponde a un valor en por unidad el cual estará entre 0 y 1.

En la figura 7-2 se ve representado el diagrama unifilar en el programa de simulación Matlab/Simulink 2015. Se observa en ambos extremos una fuente trifásica E_S y E_R . Unidas a estas están las barras R y S. Para las líneas de transmisión se ocupa el modelo pi, ya que se trabaja con líneas de longitud media. Para lograr ubicar el punto de fallo dentro de la línea de transmisión, esta es seccionada y dividida en dos partes, ubicando una falla entre estas.

Para realizar la simulación, la frecuencia de muestreo es de 1920 Hz, correspondiente a 32 muestras por ciclo segundo. Se utiliza esta cantidad para representar la alta tasa de muestreo que tiene un sincrofasor. El umbral de detección de falla Th1 es de 500 y el de detección de falla interna Th2 es de 0.2 rad.

El sistema es de 345 kV, 60 Hz El sistema simulado se puede utilizar para demostrar la corrección de todos los algoritmos de detección y localización de falla mencionados para líneas de transmisión, se incluye la transformada discreta de fourier de ciclo completo (DFT) para estimar los fasores fundamentales.

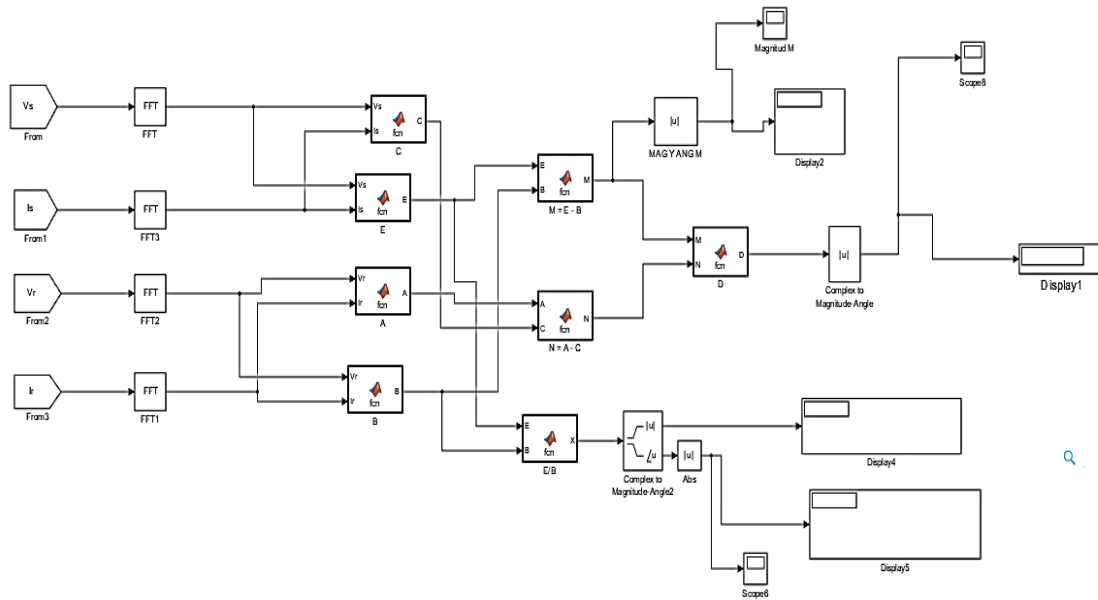


Figura 7-3 Algoritmo para línea de transmisión de dos terminales.

En La Figura 7-3 se observa el algoritmo para la línea de dos terminales. A la izquierda se observan las mediciones fasoriales de tensión y corriente desde las barras S y R. A continuación, se realiza la transformada discreta de Fourier para encontrar el fasor fundamental, el cual permite un resultado con mayor precisión. Con los fasores de corriente y voltaje se procede a calcular A, B, C y E, proceso que se explicó en el capítulo anterior, finalmente se obtienen los índices M y $\text{abs}[\arg(E1/B1)]$. Como resultado final se obtiene la magnitud del índice D, el cual arroja la ubicación de la falla.

En la figura 7- 4 se muestra un ejemplo de una simulación realizada en la mitad de la línea. Se ubica un corto circuito cuya distancia es de 0.5 en por unidad desde la barra R. Se muestra un índice de detección de falla M el cual arroja un valor de 3411, demostrando que existe un desperfecto en el sistema el índice de falla interna es de 2.727, por lo tanto, la falla es dentro del segmento protegido de la línea y la localización de la falla $|D|$ es de 0.5009. Por lo tanto, el índice de localización de falla arroja un resultado muy preciso respecto a la ubicación del cortocircuito.

7.2 Resultados.

Los resultados obtenidos para las simulaciones de fallas se presentan en esta sección. Se simulan distintos tipos de fallas y en distintas ubicaciones de la línea de transmisión.

Tabla 7-1 Falla C-G.Rf = 0,01 Ω .

	Distancia de falla		
Falla (km)	60	50	40
Falla en pu	0.6	0.5	0.4
Simulación pu (D)	0,59	0.5	0.405
Simulación	59.8	50	40.5
error%	0.2	0	0.5

Se realizan simulaciones para una falla de la fase C a tierra con una resistencia de falla de 0.01 Ohm.

La Tabla 7-1 muestra los resultados obtenidos para simulaciones realizadas a una línea de dos terminales con una longitud de 100 kilómetros. Se realizan pruebas para una longitud de 60, 50 y 40 kilómetros lo cual en pu son equivalentes a 0.6, 0.5 y 0.4. Los resultados obtenidos demuestran la exactitud del algoritmo, ya que el índice D entrega valores muy cercanos, como es posible identificar en la Tabla 7-1.

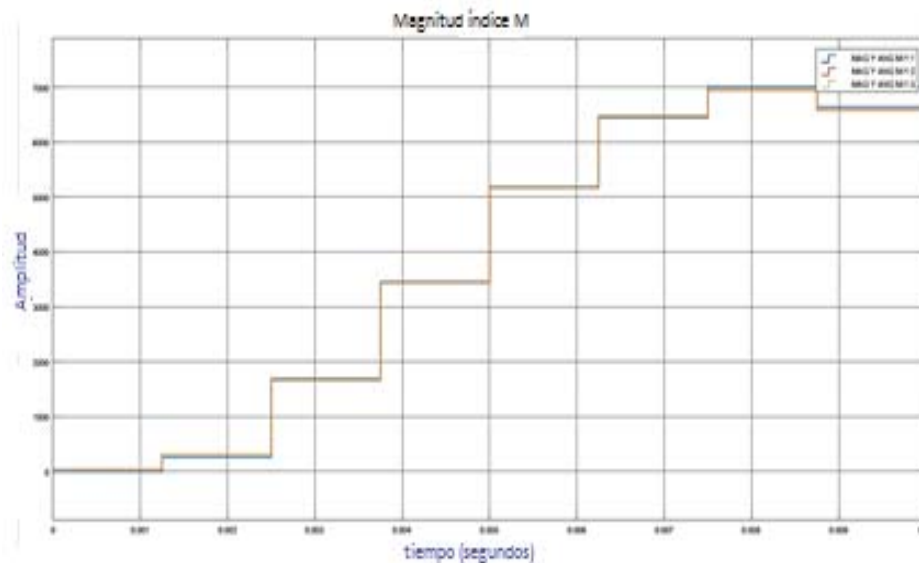
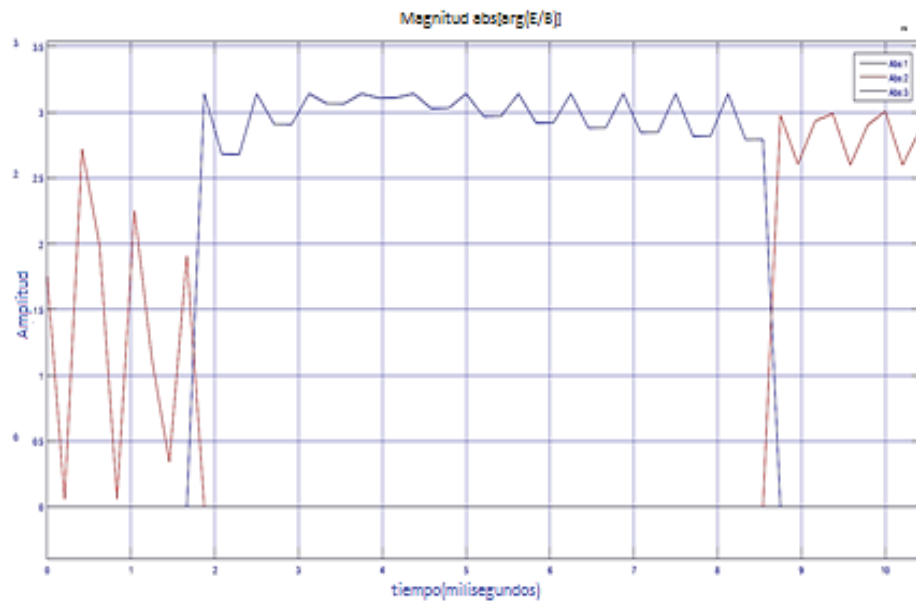


Figura 7-5 Magnitud índice M.

Figura 7-6 Detección de falla interna $\text{abs}[\arg(E/B)]$.

La figura 7-5 indica si existe o no una falla, se observa que el índice M se eleva a un valor muy alto, como resultado de esto es posible asegurar que existe una falla en el sistema. Posteriormente, en la figura 7-6, el valor de $\text{abs}[\arg(E/B)]$ se eleva rápidamente, por lo que esto nos indica que existe un fallo dentro de la línea de transmisión protegida.

Tabla 7-2 Falla C-B-G. $R_f = 1\Omega$.

	Distancia de falla		
Falla (km)	60	50	40
Falla en pu	0.6	0,5	0,4
Simulación pu (D)	0,597	0.5	0,404
Simulación (km)	59.7	50	40.4
error%	0.3	0	0.4

La tabla 7-2 muestra resultados obtenidos para una línea de 100 kilómetros con una resistencia de falla de 1Ω . Al igual que en el caso anterior se aprecia que el resultado de la simulación es muy preciso a pesar de la variación de la resistencia de falla. Si bien el valor cambia, es muy pequeño, por lo cual es posible concluir que el algoritmo funciona de forma correcta.

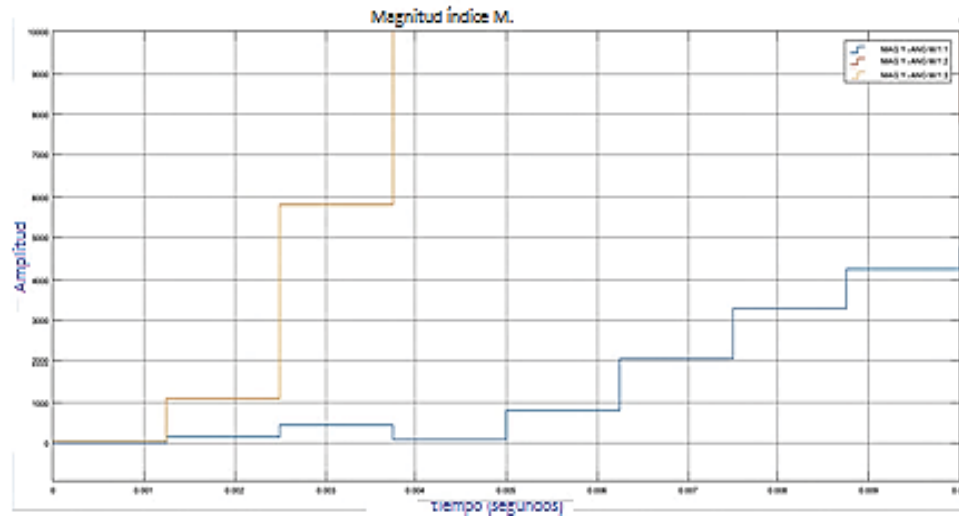
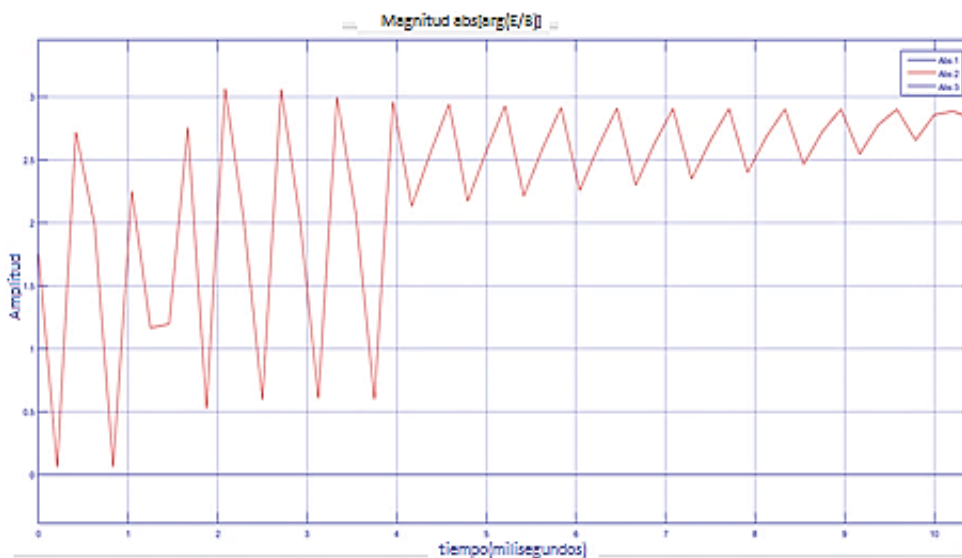


Figura 7-7 Magnitud del índice M.

Figura 7-8 $\text{abs}[\arg(E/B)]$.

De la misma forma que en el caso anterior, cumple con los requisitos para localizar una falla. La figura 7-7 muestra un crecimiento del índice M muy alto en cuando se produce un fallo en el sistema. La figura 7-8 permite saber si la falla es interna, con lo cual, al notar el crecimiento en la gráfica, el algoritmo detecta que la falla se produce la interior de la zona protegida.

Tabla 7-3 Falla C-G con Resistencia de falla 10Ω

	Distancia de falla		
Falla (km)	60	50	40
Falla en pu	0.6	0.5	0.4
Simulación (pu)	0,597	0.5	0.404
Simulación (km)	59.7	50	40.4
error%	0.2	0	0.5

Finalmente se muestra el caso para una resistencia de falla de 10 Ω. El resultado sigue siendo preciso para las tres distancias de falla probados en la simulación. Por lo que el algoritmo es capaz de discriminar la ubicación del cortocircuito sin verse afectado por la variación de la resistencia de falla.

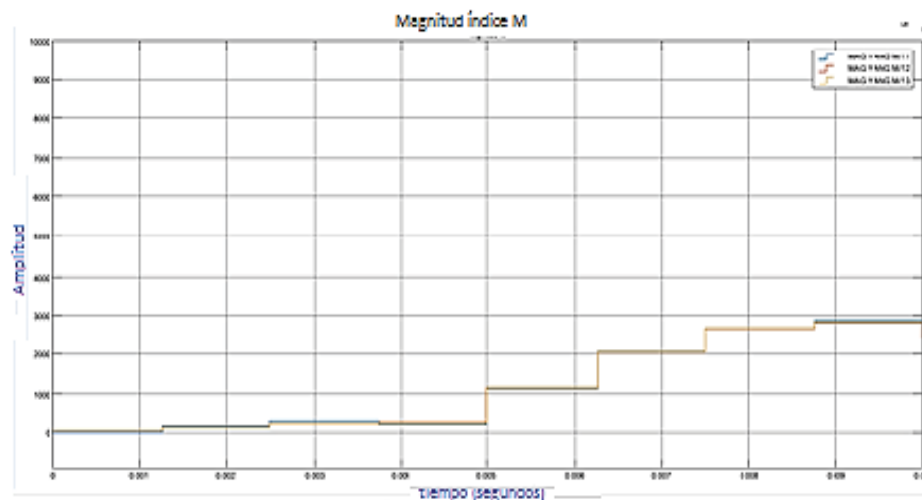
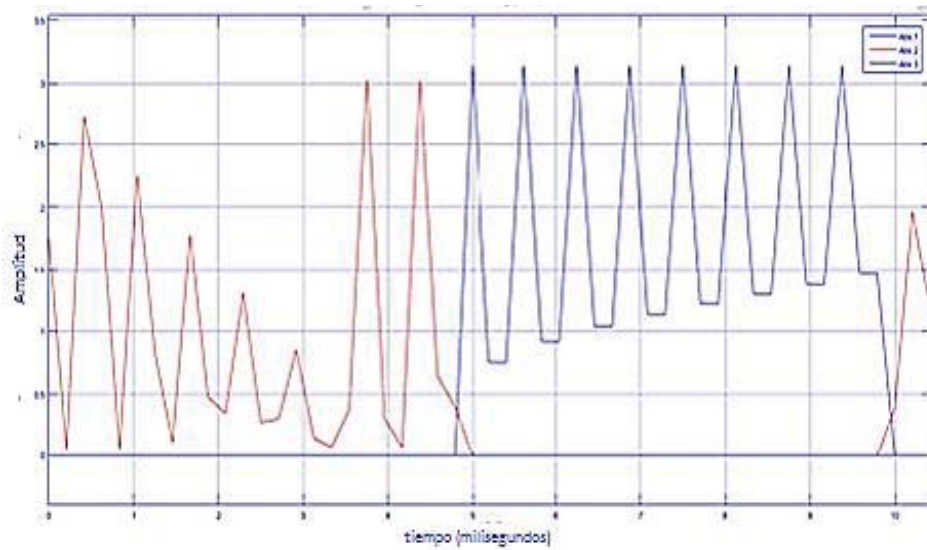


Figura 7-9 Magnitud de índice M.

Como en los dos casos anteriores la Figura 7-9 y 7-10 muestran el aumento tanto del índice M como del $\text{abs}[\arg(E/B)]$ en el momento en que la falla ocurre demostrando con esto que el método de búsqueda de falla discrimina si la falla existe y si esta es externa o interna. En la primera imagen se observa un repentino aumento del índice M, por lo cual es posible asegurar que existe una falla. En la segunda imagen también se observa un repentino aumento en el mismo instante en que el índice M aumento, con esta respuesta el algoritmo concluye que existe una falla interna, por lo que se procede a identificar el punto exacto donde el cortocircuito ocurrió.

Figura 7-10 $\text{abs}[\arg(E/B)]$.

7.3 Simulación para una línea e tres terminales.

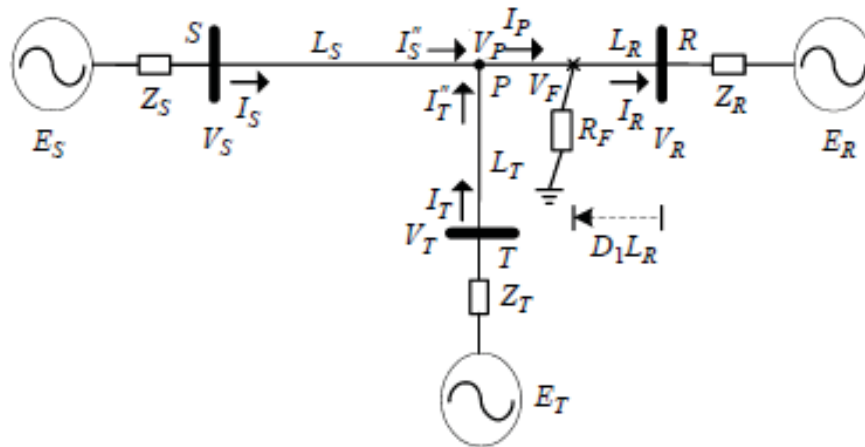


Figura 7-11 Diagrama unilineal de una línea de transmisión de tres terminales.

En la Figura 7-11 se representa un diagrama unifilar para una línea de tres terminales. En los extremos están representados 3 fuentes E_S , E_R y E_T . El sistema cuenta con tres barras R, S y T y un punto P para unir los segmentos de las líneas L_S , L_R y L_T . Se observan las tensiones de barra V_S , V_R e V_T y un punto de falla, cuya tensión de falla es V_F y tiene una resistencia de falla R_F . Como en el caso del diagrama de dos terminales, se muestra un índice de falla en por unidad el cual es $D1$.

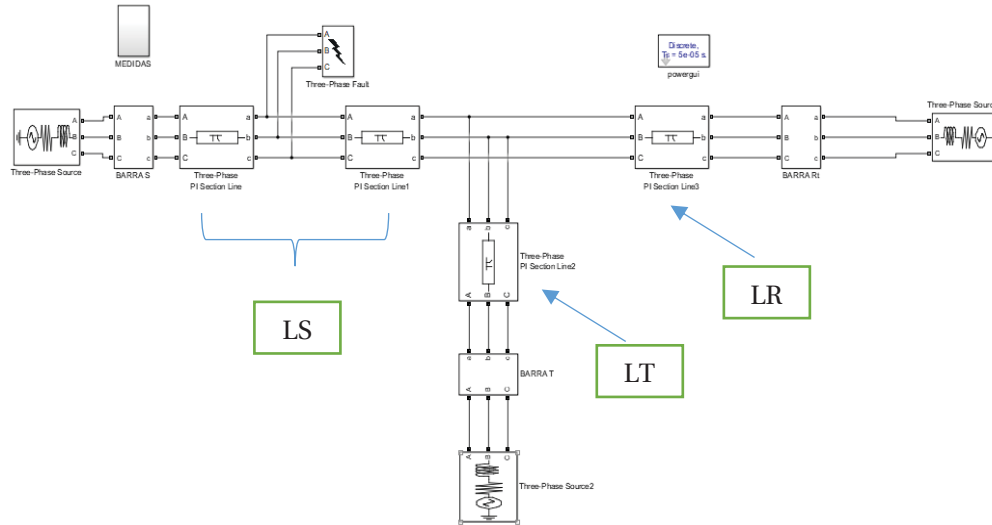


Figura-7-12 Línea de transmisión de tres terminales en Simulink.

En la figura 7-12 se observa la representación en Simulink de una falla en una línea de transmisión de tres terminales. Las fuentes equivalentes se ven en cada extremo unidas a las barras S, R y T. Se observan tres líneas de transmisión unidas en un punto en común. Para simular el corto circuito se secciona en dos partes el segmento de la línea donde se presentará la falla y se añadirá un corto circuito como se muestra en el segmento de la línea S de la figura 7-12.

En la figura 7-13 se muestra la representación del algoritmo para encontrar $M1$, y $D1$, valores que dependen de las mediciones de tensión y corriente de las tres barras. En la figura 7-14 se realiza un proceso parecido para calcular $M2$ y $D2$. El resultado final del algoritmo fue explicado en el capítulo anterior. Finalmente, la figura 7-15 representa las salidas $D1$ y $D2$ de las imágenes anteriores. Valores que entregarán la información necesaria para saber en qué línea ocurre el cortocircuito y la distancia de este.

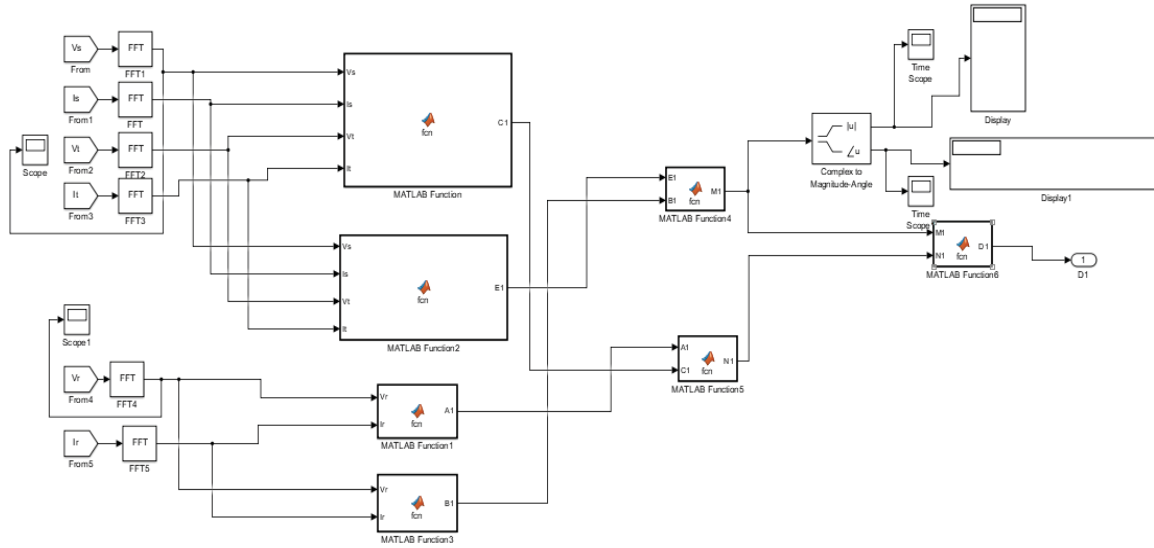


Figura 7-13 Esquema de simulink para determinar D1.

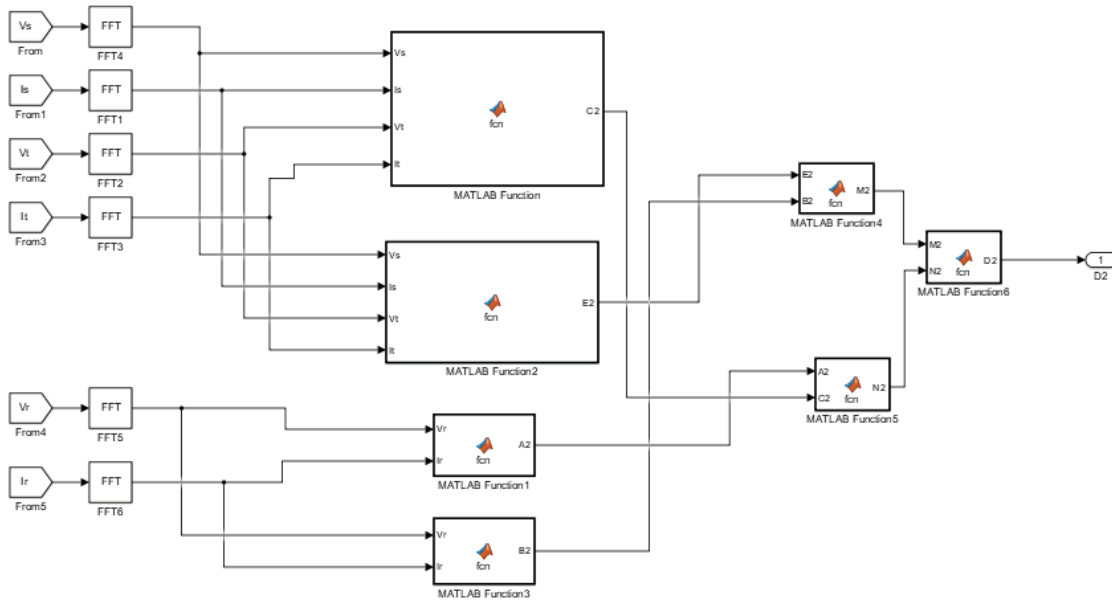


Figura 7-14 Esquema de Simulink para determinar D2.

En la figura 7-13 se muestra la representación del algoritmo para encontrar M1, y D1, valores que dependen de las m

ediciones de tensión y corriente de las tres barras. En la figura 7-14 se realiza un proceso parecido para calcular M2 y D2. El resultado final del algoritmo fue explicado en el capítulo anterior. Finalmente, la figura 7-15 representa las salidas D1 y D2 de las imágenes anteriores. Valores que

entregarán la información necesaria para saber en qué línea ocurre el cortocircuito y la distancia de este.

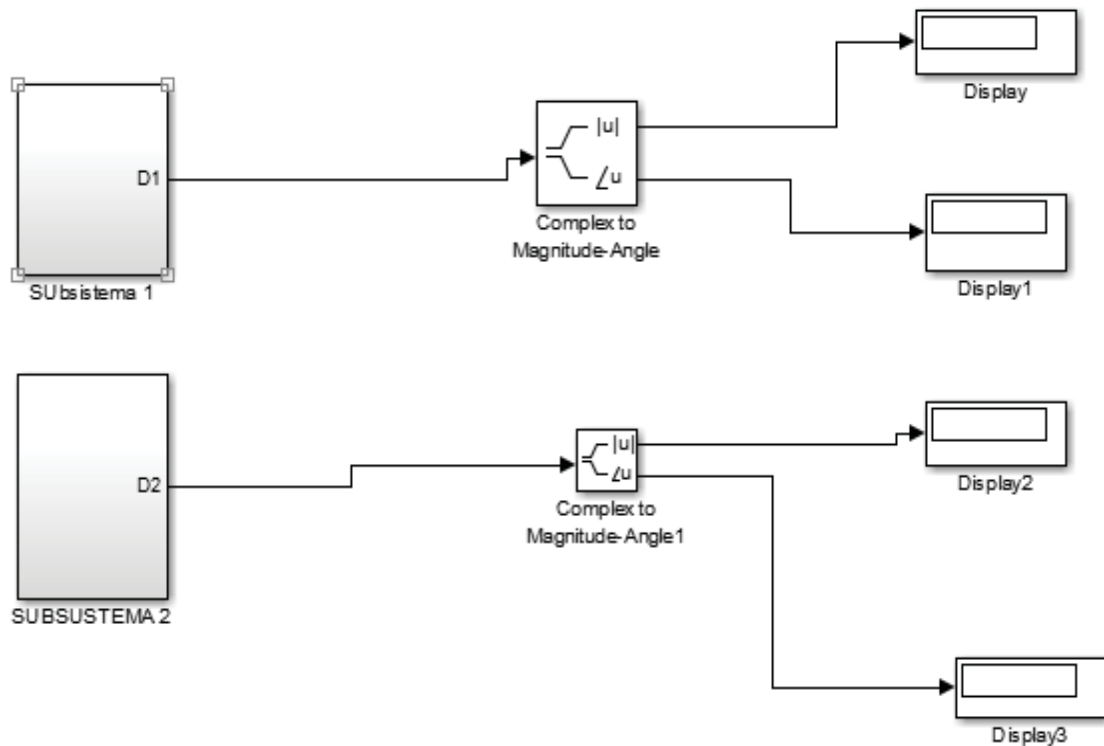


Figura 7-15 Esquema de sañidad para D1 y D2.

7.4 Resultados para líneas de tres terminales.

- **Resultados para falla en segmento LT.**

En el capítulo anterior fue explicado el algoritmo de localización de fallas para líneas de transmisión de tres terminales. A continuación, se muestran tablas con los resultados para distintos casos, resultados que son explicados según el funcionamiento del algoritmo.

En la tabla 7-4, 7-5 y 7-6 están representados los resultados para una falla monofásica a tierra con una resistencia de falla de 1, 10 y 100 Ohm. Se realizan simulaciones para una distancia de falla de 154, 168 y 182 km, valores correspondientes en por unidad a una distancia de 1.1, 1.2 y 1.3 pu desde la barra R.

Para una falla en el segmento LT de la línea de transmisión, el índice D1 debe ser igual a 1 y el índice D2 mayor a 1. Como es posible observar en la tabla 7-4, en todos los casos la simulación cumple con este requisito, concluyendo con esto que la falla efectivamente ocurre en el segmento LT. Posteriormente el algoritmo define la ubicación de esta, la cual queda determinada por el

valor de D2. La tabla 7-4 muestra que los valores cumplen con lo propuesto, por lo cual el algoritmo funciona correctamente para este caso.

Tabla 7-4 Falla en línea RT con $R_f = 1 \Omega$

	Distancia de falla		
Falla (Km)	154	168	182
Falla en pu	1,1	1,2	1,3
D1	0,997	0,998	0,998
D2	1,098	1,196	1,297
Simulación (pu)	1,098	1,196	1,297
Simulación	153,72	167,44	181,58
error%	0.2	0.4	0,3

En la tabla 7-4 están representados los resultados para una falla monofásica a tierra con una resistencia de falla de 1 Ohm. Se realizan simulaciones para una distancia de falla de 154, 168 y 182 km, valores que en por unidad corresponden a 1.1, 1.2 y 1.3 pu desde la barra R.

Tabla 7-5 Falla en LT con $R_f = 10 \Omega$.

	Distancia de falla		
Falla (Km)	154	168	182
Falla en pu	1,1	1,2	1,3
D1	0,997	0,998	0,996
D2	1,097	1,198	1,295
Simulación pu	1,097	1,198	1,295
Simulación	153,58	167,72	181,3
error%	0,3	0,2	0,5

La Tabla 7-5 indica que los valores D1 y D2 cumplen con lo establecido por el algoritmo, siendo D1 aproximadamente 1 y D2 mayor a 1. La ubicación de la falla está representada por el índice D2, quedando demostrado que el algoritmo, entrega una ubicación muy precisa del punto en el cual la línea sufrió un desperfecto.

Finalmente, la tabla 7-6 muestra los resultados obtenidos con una resistencia de falla de alta impedancia. El resultado sigue demostrando el buen funcionamiento del algoritmo. Los índices D1 Y D2 cumplen con los requerimientos, D1 aproximadamente 1 asegurando con esto que la falla ocurre en el segmento LT de la línea y D2 mayor a uno y D2 entregando la ubicación de la falla.

Al ocurrir una falla en el segmento LS De la línea los índices D1 y D2 arrojan distintos valores que en el caso de un cortocircuito en LT, como en el caso anterior

Tabla 7-7 Falla A-T con Resistencia de falla 1 Ω .

	Distancia de falla		
Falla (Km)	154	168	196
Falla en pu	1,1	1,2	1,4
D1	1,093	1.193	1,394
D2	0.994	0.996	0.998
Simulación pu	1,093	1,193	1,394
Simulación (km)	153,02	167.02	195.16
error%	0.7	0.7	0.6

Cuando ocurre un fallo en LS, D1 es mayor a 1 y D2 igual a 1. La tabla 7-7 muestra que las condiciones necesarias se cumplen. D1 es mayor a 1 y D2 aproximadamente 1. En este caso la ubicación de la falla es definida por D1.

Tabla 7-8 Falla A-T con Resistencia de falla de 10 Ω .

	Distancia de falla		
Falla (Km)	154	168	196
Falla en pu	1,1	1,2	1,4
D1	1,093	1.193	1,395
D2	0.994	0.995	0.998
Simulación pu	1,093	1,192	1,395
Simulación	153,02	167.02	195.16
error%	0.7	0.8	0.5

Los índices D1 y D2 cumplen con lo requerido por el algoritmo para discriminar el segmento de la línea con cortocircuito y la ubicación de este. D1 es mayor a 1 y D2 aproximadamente 1. Con esto es posible localizar la falla, ya que el punto donde esta se encuentra es entregado por el índice D1.

Para este caso la resistencia de falla aumento a 10 Ω , concluyendo con esto que a pesar de la diferencia de la impedancia de falla el algoritmo sigue funcionando de forma correcta.

Para todos los resultados se observa que los índice D1 y D2 cumplen con lo propuesto en el capítulo anterior, como se mostró en el diagrama de flujo para líneas de transmisión de tres terminales. En todos los casos D2 es muy cercano a 1 y D1 es el que entrega el resultado de la ubicación de la falla.

Tabla 7-9: Falla A-T con Resistencia de falla de 100 Ω .

	Distancia de falla (km)		
Falla (km)	154	168	196
Falla en pu	1.1	1.2	1.4
D1	1.094	1.193	1.395
D2	0.996	0.996	0.998
Simulación pu	1.094	1.193	1.393
Simulación (km)	153.16	167.02	195.3
Error%	0,6	0,7	0,5

8 Conclusiones.

En este trabajo se propone una forma de localización de fallas en base a mediciones en sistemas de área amplia (WAMS). Asimismo, se desarrolla una metodología de análisis para aplicaciones en tiempo real de dicha función.

Empresas importantes en el área Sistemas eléctricos de potencias trabajan constantemente en la implementación de elementos de protección en base a sincrofasores. Sel y ABB tienen variedad de productos capaces de entregar seguridad y confiabilidad utilizando WAMS.

Los avances en mediciones fasoriales sincronizadas en sistemas eléctricos de potencia permiten el desarrollo de protecciones con el uso de sincrofasores, aprovechando esta tecnología, para una gran variedad de funciones, siendo algunos de estos el monitoreo de la estabilidad de tensión, monitoreos de ángulo de fase, monitores de oscilación de potencia, entre otras.

Se propone un algoritmo para sistemas de dos y tres terminales demostrando su buen rendimiento y efectividad en localizar fallas. El algoritmo propuesto es muy simple, robusto y preciso para la localización y detección. Utilizando solamente los índices $M1$, $D1$ y $D2$, la falla puede ser detectada y localizada correctamente.

Los sistemas sincrofasoriales al estar sincronizados por GPS entregan los datos medidos en tiempo real, logrando con esto un incremento en la exactitud de las mediciones repercutiendo en una estimación del estado de la línea más exacta. De esta forma es posible localizar de manera precisa y rápida el lugar de la línea que se encuentra con problemas.

Se observa como el algoritmo tanto para mediciones de dos terminales como de tres, funciona y cumple con el propósito. Es evidente que el hecho de que se tenga los datos tanto de la barra de envío como la receptora hace que los cálculos sean mucho más cortos y precisos.

También es posible utilizar PMU en sistemas de distribución, pero esto conlleva un gasto, que para empresas de distribuidoras de energía, muchas veces parece innecesario. Si bien los resultados experimentales han sido bastante satisfactorios aún no se logra disminuir los gastos en esta tecnología para que sea lo suficientemente atractivo para empresas de distribución.

Desde el año 2014 en el Sistema Interconectado del Norte Grande se ha comenzado a trabajar con sincrofasores, partiendo de forma experimental con proyectos pilotos para un monitoreo de su sistema,

Los resultados han sido positivos y se ha logrado aprovechar la tecnología de WAMS.

9 Bibliografía.

- [1] SOLANGE, Vanesa. Interconexión de Redes (Internetworking). Universidad Nacional del Nordeste. Trabajo Monográfico. Corrientes, Argentina, 2008.
- [2] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, Henville and G. Michel, "Wide-Area Protection and Emergency Control," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 876 - 891, May 2005.
- [3] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu and J. Cole, "Dawn of the grid synchronization," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 1, pp. 49-60, 2008.
- [4] A. Phadke and J. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, Boston, Massachusetts: Springer, 2008.
- [5] <https://new.abb.com/substation-automation/systems/wide-area-monitoring-system>
- [6] Y. Dengjun, "Wide-area Protection and Control System with WAMS Based," in *Proc. International Conference on Power System Technology*, Chongqing, 2006.
- [7] A. G. Phadke, B. Pickett, M. Adamiak, M. Begovic, G. Benmouyal, R. O. Burnett, T. W. Cease, J. Goossens, D. J. Hansen, M. Kezunovic, L. L. Mankoff, P. G. McLaren, G. Michel, R. J. Murphy, J. Nordstrom, M. S. Sachdev, H. S. Smith, J. S. Thorp and M. Trotignon, "Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 442-452, January 1994.
- [8] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, Henville and G. Michel, "Wide-Area Protection and Emergency Control," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 876 - 891, May 2005.
- [9] Y. Dengjun, "Wide-area Protection and Control System with WAMS Based," in *Proc. International Conference on Power System Technology*, Chongqing, 2006.
- [10] IEEE C37.118.2, "IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems," *Sponsored by the Power System Relaying Committee of the Power Engineering Society*, pp. 1-53, 2011.
- [11] CIMADEVILLA, Roberto. Fundamentos de la medición de sincrofasores. XIII ERIAC. 2009.

-
- [12] A. Phadke and J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Boston, Massachusetts: Springer, 2008.
- [13] V. Salehi, A. Mazloomzadeh and O. Mohammed, "Development and Implementation of a Phasor Measurement Unit for Real-Time Monitoring, Control and Protection of Power Systems," in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2011.
- [14] K. Narendra and T. Weekes, "Phasor Measurement Unit (PMU) Communication Experience in a Utility Environment," in *Proc. CIGRE Canada Conference - Technology and Innovation for the Canadian Power Grids of the Future*, Winnipeg, Canada, October 19-21, 2008.
- [15] IEEE C37.118, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *Sponsored by the Power System Relaying Committee of the Power Engineering Society*, pp. 1 - 61, 2011.
- [16] E. Schweitzer and D. Whitehead, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., "Real-World Synchrophasor Solutions," in 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, Austin, U.S., April 2009.
- [17] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," IEEE Std C37.118.1, pp. 1- 61, 2011.
- [18] CNE, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio," Santiago de Chile, mayo 2015.
- [19] A. von Meier, D. Culler, A. McEachen, and R. Arghandeh, "Micro-synchrophasors for distribution systems," in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014, 2014, pp.
- [20] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems," *Smart Grid*, IEEE Transactions on, vol. 1, pp. 20-27, 2010.
- [21] <https://www.semanticscholar.org/paper/Micro-Synchrophasors-for-Power-Distribution-a-Arghandeh/866360a8453a81bb916081394b04d9c0523ca6d7>
- [22] A. von Meier, D. Culler, A. McEachen, and R. Arghandeh, "Micro-synchrophasors for distribution systems," in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014, 2014, pp. 1-5.
- [23] C. S. Chen, T. T. Ku, and C. H. Lin, "Design of phase identification system to support three-phase loading balance of distribution feeders," in *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, 2011 IEEE, 2011, pp. 1- 8.
- [24] R. Arghandeh, M. Gahr, A. von Meier, G. Cavraro, M. Ruh, and G. Andersson, "Topology detection in microgrids with micro-synchrophasors," in *Power & Energy Society General Meeting*, 2015 IEEE, 2015, pp. 1-5.

-
- [25] J. Lee, "Automatic Fault Location on Distribution Networks Using Synchronized Voltage Phasor Measurement Units," in ASME 2014 Power Conference, 2014, pp. V002T14A008-V002T14A008.
- [26] M. Wache and D. C. Murray, "Application of Synchrophasor Measurements for distribution networks," in Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 2011, pp. 1-4.
- [27] A. Borghetti, C. A. Nucci, M. Paolone, G. Ciappi, and A. Solari, "Synchronized Phasors Monitoring During the Islanding Maneuver of an Active Distribution Network," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 82-91, 2011.
- [28] Jiang, J. A., Yang, J. Z., Lin, Y. H., Liu, C. W., and Ma, J. C., 2000, "An Adaptive PMU vcxm Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines, Part I: Theory and Algorithms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 2.
- [29] Jiang, J. A., Lin, Y. H., Yang, J. Z., Too, T. M., and Liu, C. W., 2000, "An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines, Part II: PMU Implementation and Performance Evaluation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 4.
- [30] Jiang, J. A., Chen, C. S., Fan, P. L., Liu, C. W., and Chang, R. S., 2002, "A Composite Index to Adaptively Perform Fault Detection, Classification, and Direction Discrimination for Transmission Lines," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*,