



UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA
La Universidad Católica de Loja

ÁREA TÉCNICA

TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

Sistema de monitoreo eléctrico utilizando sincrofasores.

TRABAJO DE TITULACIÓN.

AUTOR: Torres Herrera, Carlos Estalin.

DIRECTOR: Castro Mendieta, José Raúl, Ing. PhD.

LOJA – ECUADOR

2019



Esta versión digital, ha sido acreditada bajo la licencia Creative Commons 4.0, CC BY-NY-SA: Reconocimiento-No comercial-Compartir igual; la cual permite copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra, mientras se reconozca la autoría original, no se utilice con fines comerciales y se permiten obras derivadas, siempre que mantenga la misma licencia al ser divulgada. <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>

2019

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Ing.

Castro Mendieta José Raúl Ph.D

DOCENTE DE LA TITULACIÓN

De mi consideración:

El presente trabajo de titulación: **SISTEMA DE MONITOREO ELÉCTRICO UTILIZANDO SINCROFASORES**, realizado por **Carlos Estalin Torres Herrera**, ha sido orientado y revisado durante su ejecución, por cuanto se aprueba la presentación del mismo.

Loja, Septiembre de 2019

f)

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS

Yo **Carlos Estalin Torres Herrera**, declaro ser autor del presente trabajo de titulación: “Sistema de monitoreo eléctrico utilizando Sincrofasores”, de la Titulación de Electrónica y Telecomunicaciones, siendo **José Raúl Castro Mendieta** director del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica Particular de Loja y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales. Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Adicionalmente declaro conocer y aceptar la disposición del Art. 88 del Estatuto Orgánico de la Universidad Técnica Particular de Loja que en su parte pertinente textualmente dice: “Forman parte del patrimonio de la Universidad la propiedad intelectual de investigaciones, trabajos científicos o técnicos y tesis de grado o trabajos de titulación que se realicen con el apoyo financiero, académico o institucional (operativo) de la Universidad”.

f.

Autor: Torres Herrera Carlos Estalin

Cédula: 1723314728

DEDICATORIA

Dedicado a Dios, mi madre, mi padre que en paz descansen, familiares y amigos.

Carlos Estalin

AGRADECIMIENTO

Agradecido principalmente con Dios, mis padres y hermanos por el apoyo incondicional a impulsarme a cumplir mis sueños, agradecido por el amor, la confianza y el sacrificio que han puesto en mi cada día de mi vida.

De manera especial agradezco al ingeniero José Raúl Castro Mendieta por el apoyo y la confianza que ha puesto en mi para la realización del presente trabajo, así como también la disposición de su tiempo para la correcta guía y culminación del trabajo de investigación.

Carlos Estalin

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA	i
APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN.....	3
Objetivo General	4
Objetivos Específicos	4
CAPÍTULO I.....	5
1.1 Introducción	6
1.2 Definición de fasor.	6
1.3 Fundamentos del sincrofasor.	7
1.4 Definición de sincrofasor.	7
1.5 Sincronización vía GPS	8
1.6 Sistema de medición sincrofasorial.	10
1.7 Infraestructura de un sistema de mediciones sincrofasoriales.	10
1.7.1 Unidad de medición sincrofasorial.	10
1.7.1.1 Arquitectura básica de una PMU.	11
1.7.2 Concentrador de datos fasoriales.....	12
1.7.3 Almacenamiento de datos.....	14
1.7.4 Comunicaciones.....	14
1.8 Tasas de informe	14
1.9 Tiempos de presentación de informes	15
1.10 Estándares de los sincrofasores.	15
CAPÍTULO II	18
2.1 Introducción	19
2.2 Técnicas de medición de fasores.	19
2.3 Modelo matemático.	19
2.3.1 Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial.	19

2.3.2 Fenómeno de fuga.....	21
2.3.3 Fasores de señales de frecuencia nominal.....	22
2.3.4 Fasores de señales de frecuencia no nominal.....	23
2.4 Diseño de la PMU experimental.....	25
2.4.1 Software empleado.....	25
2.4.2 Modelamiento en Labview de la PMU.....	25
2.5 Caso de estudio.....	31
CAPÍTULO III	33
3.1 Introducción.....	34
3.2 Simulación de la PMU en MATLAB/SIMULINK.....	34
3.2.1 Señal de entrada (Sine Wave).....	34
3.2.2 Filtro.....	34
3.2.3 Conversor análogo-digital (ADC).....	35
3.2.4 Transformada Discreta de Fourier (DFT).....	35
3.3 Casos de estudio.....	36
3.3.1 Red monofásica.....	36
3.3.2 Red trifásica.....	38
3.3.2.1 Medición de voltajes y corrientes de línea.....	39
3.3.2.2 Potencia del sistema trifásico equilibrado.....	41
3.3.2.3 Potencias del circuito simulado.....	45
3.3.2.4 Cálculos realizados.....	47
3.4 Análisis comparativo frente a los sistemas de medición tradicional.....	54
CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	56
BIBLIOGRAFÍA	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación fasorial de una sinusoidal.....	6
Figura 2. Relación ángulo – hora UTC.	8
Figura 3. Sistema de medición fasorial.....	9
Figura 4. Sincronismo en la medición.....	9
Figura 5. Modelo de sistema de medición sincrofasorial.....	10
Figura 6. Estructura típica de una PMU.....	11
Figura 7. Funcionalidad de un concentrador de datos.....	13
Figura 8. Esquema de un sistema de medición fasorial sincronizado.....	13
Figura 9. Unidad de medición sincrofasorial PMU modelo 933A.	14
Figura 10. Estimación de fasores desde una ventana de muestras usando DTF.	21
Figura 11. a) Función ventana rectangular y b) su T. Fourier, c) Función Hanning y c) su T. Fourier. .	22
Figura 12. Sinusoidal con $f > f_0$, observada en T_0 seg, aumento del ángulo de fase en relación a $f - f_0$	25
Figura 13. Librería Simulate Signal para la generación de formas de onda.	26
Figura 14. Proceso de muestreo a 720 Hz.	26
Figura 15. Cálculo de coeficientes de Fourier de la ventana de muestras.....	27
Figura 16. Salida del fasor estimado de la ventana de muestras.....	27
Figura 17. Fasor obtenido en forma polar.....	28
Figura 18. Representación gráfica del fasor.....	28
Figura 19. Detector de armónicos.....	29
Figura 20. Cálculo de la desviación de frecuencia.....	29
Figura 21. Panel frontal de la PMU.....	30
Figura 22. Panel de bloques de la PMU.....	30
Figura 23. Estimación de los fasores de la señal propuesta en la simulación.....	32
Figura 24. Modelamiento de una PMU en MATLAB/SIMULINK.....	34
Figura 25. Filtro de Butterworth de orden 2.	35
Figura 26. ADC utilizando un circuito de muestreo y retención.	35
Figura 27. Estimación de fasores mediante DFT.	36
Figura 28. Estimación de fasores de I y V en un circuito monofásico de prueba.....	36
Figura 29. Señal de I y V respectivamente.	37
Figura 30. Generador trifásico en estrella.....	39
Figura 31. Circuito trifásico balanceado conectado a cargas tipo estrella y delta.....	39
Figura 32. PMU de corriente y voltaje conectadas al sistema trifásico.	40
Figura 33. Carga balanceada en estrella o Y.....	42
Figura 34. Carga balanceada en delta o triángulo.....	42
Figura 35. Triángulo de potencias.	44
Figura 36. Medidor de potencias.	45
Figura 37. Vista interna del medidor de potencias.	46
Figura 38. Simulación final del monitoreo mediante PMU en MATLAB/SIMULINK.....	47
Figura 39. Generador conectada a carga tipo estrella.....	47
Figura 40. Generador conectado a carga tipo delta.....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tasas de informe requeridas por la PMU.	14
Tabla 2. Tabla de fasores estimados a una tasa de informe de 10 fps.	15
Tabla 3. Fasores Estimados.	31
Tabla 4. Especificaciones del generador y de las cargas.	39
Tabla 5. Fasores estimados de los voltajes y corrientes de línea del sistema.	41
Tabla 6. Voltajes, corrientes y potencias estimadas del sistema	46
Tabla 7. Comparación de los resultados simulados y calculados.....	53

RESUMEN.

Actualmente son más las compañías eléctricas que optan por la instalación de unidades de mediciones Sincrofasoriales (PMUs) en las redes eléctricas, con la finalidad de aprovechar las diversas ventajas que ofrecen las mediciones fasoriales. El presente trabajo de titulación repasa los conceptos más importantes de las mediciones fasoriales y describe el modelo matemático empleado para la estimación de los fasores y además propone algunos métodos de prueba.

PALABRAS CLAVES: PMU (Unidad de Medición Sincrofasorial), DFT (Transformada Discreta de Fourier), voltaje, corriente, potencia activa, reactiva, aparente, factor de potencia.

ABSTRACT

Actually, there are more electricity companies that opt for the installation of Synchrophasorial Measurement Units (PMU) in electrical networks, in order to take advantage of the various advantages offered by fasorial measurements. This degree work reviews the most important concepts of fasorial measurements and describes the mathematical model used to estimate the phasors and also proposes some test methods.

KEYWORDS: PMU (Phasor Measurement Unit), DFT (Discrete Fourier Transform, voltage, current, active, reactive, apparent power, power factor.

INTRODUCCIÓN

Debido al crecimiento de la demanda energética, los sistemas eléctricos han presentado varios problemas de operatividad e inestabilidad. Esto ha aumentado los riesgos de que existan apagones, segregaciones del sistema e inclusive el colapso de todo el sistema eléctrico. Un sistema de gestión y monitoreo de sistemas eléctricos constituye una parte importante para la estimación en tiempo real de las variantes que influyen en un sistema de energía. Dichas variaciones y cambios son resultado de la variación continua de cargas, generación de energía renovable o aparición de perturbaciones (Boris A., 2018). Estas variables deben someterse a un monitoreo continuo con el fin de detectar tempranamente posibles fallos operacionales y como consecuencia tomar las medidas correctivas o preventivas correspondiente.

Por tal motivo ha surgido la necesidad de implementar sistemas de monitoreo en tiempo real que proporcionen la debida información para un adecuado control. Todo con el fin de ofrecer al operador información confiable, sincronizada y en tiempo real al momento de tomar decisiones. Con el avance tecnológico ha surgido diversas tecnologías destinadas a dicho propósito, siendo los Sincrofasores o Unidades de Medición Fasorial (PMU) las más representativas en la actualidad. Estas unidades de medición proporcionan medidas en tiempo real, inclusive permitiendo detectar fallas eléctricas previas a su ocurrencia. Las medidas proporcionadas por las PMU se sincronizan con respecto al tiempo universal, lo que permite que las variables del sistema (amplitudes de voltaje y corriente, ángulos de fase, variación en frecuencia) se monitoreen en una referencia de tiempo común (Castello, Ferrero, Pegoraro, & Toscani, 2018).

Las unidades de medición con fasores hacen posible la supervisión de la red, además de tener una amplia simplificación matemática también reducen la necesidad de implementar sistemas electrónicos complejos y capacidades de procesamiento elevadas (Pérez, 2012). Por lo tanto, surge el interés de estudiar el funcionamiento de los Sincrofasores o PMU y sus características fundamentales. El presente trabajo consiste en proponer un esquema simulado de mediciones Sincrofasoriales para sistemas eléctricos. Para el desarrollo de los objetivos propuestos el presente trabajo de titulación se organiza de la siguiente manera: En el capítulo 1 se realiza un estudio de los Sincrofasores como sistema de medición y monitoreo eléctrico. El capítulo 2 está orientado al desarrollo y simulación de una metodología para la obtención de las mediciones fasoriales para la operación en un sistema eléctrico. Finalmente, el capítulo 3 se simula y evalúa el método propuesto y se verifica su funcionamiento.

Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo consiste en proponer un esquema de mediciones Sincrofasoriales para sistemas eléctricos.

Objetivos Específicos

- Estudiar los sincrofasores como un sistema de medición eléctrica.
- Desarrollar y simular una metodología de mediciones Sincrofasoriales para la operación en un sistema eléctrico.
- Simular y evaluar la metodología planteada mediante un caso de estudio y verificar su funcionamiento.

CAPÍTULO I
MARCO TEÓRICO SINCROFASORES COMO SISTEMA DE MEDICIÓN.

1.1 Introducción

En el presente capítulo se hace un estudio teórico de los Sincrofasores como un sistema de medición eléctrica, analizando la infraestructura y modo de operación de un sistema de medición sincrofasorial. Además, se analiza las normas vigentes que rigen a las mediciones fasoriales para la operación en sistemas eléctricos.

1.2 Definición de fasor.

Un fasor es un número complejo que representa la amplitud y la fase de ondas sinusoidales ya sean de voltaje o de corriente en base a la frecuencia fundamental. Por lo tanto, resulta una herramienta sustancial para el análisis de circuitos eléctricos de corriente alterna (IEEE Power & Energy Society, 2011).

Ahora, teniendo como referencia una señal sinusoidal descrita por la ecuación (1):

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

En donde:

$\omega \rightarrow$ Frecuencia angular de la señal (rad/seg)

$\phi \rightarrow$ Ángulo de fase (rad)

$X_m \rightarrow$ Amplitud pico de la señal cuyo valor RMS es $X_m/\sqrt{2}$.

Por lo tanto, es posible representar la señal por medio de su representación fasorial tal como se muestra en la ecuación (2) y en la figura 1.

$$\mathbf{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} \quad (2)$$

$$\mathbf{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \phi + j \sin \phi)$$

$$\mathbf{X} = X_r + j X_i$$

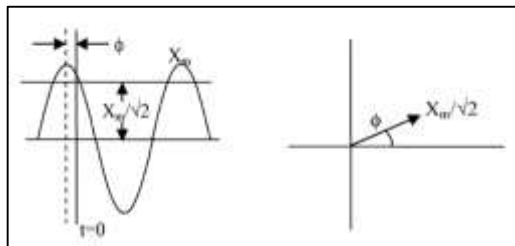


Figura 1. Representación fasorial de una sinusoidal.

Fuente: (Mosquera & Rocha, 2016)

Elaboración: (Mosquera & Rocha, 2016)

Es importante tener en cuenta que este fasor está definido para una frecuencia angular ω ; La evaluación con otros fasores debe realizarse con la misma escala de tiempo y frecuencia.

1.3 Fundamentos del sincrofasor.

Partiendo de la definición del fasor, la representación es posible únicamente para señales sinusoidales puras. En la práctica, sabemos que una onda a menudo es corrompida por otras señales con diferentes frecuencias. Por lo tanto, se torna importante obtener una sola componente de frecuencia utilizable de la señal a tratar y representarla mediante un fasor.

Las mediciones Sincrofasoriales o Sincrofasores son fasores en donde cuyo ángulo de fase se lo obtiene en tiempo real y de manera sincronizada, representando a una onda sinusoidal que presenta la frecuencia nominal de un sistema (Power System Relaying Committee, 2011). En la práctica, los equipos encargados de proporcionar estas mediciones son las Unidades de Medición Fasorial o PMU que además en conjunto con otros equipos conforma los Sistemas de Medición de Área Amplia.

Una Unidad de Medición Fasorial (PMU) proporciona los valores de tensión y de corriente en forma de fasores sincronizados con respecto a un reloj de alta precisión en tiempo real. Este reloj se sincroniza a través de la hora universal coordinada (UTC) como es el sistema global de posicionamiento (GPS) que se utiliza globalmente (IEEE Power & Energy Society, 2011).

1.4 Definición de sincrofasor.

La definición del sincrofasor dada por la norma IEEE C37.118 del 2011 define al sincrofasor como un fasor calculado a partir del muestreo de una señal de tiempo estándar como referencia para la medición, de tal modo que los fasores tomados de sitios remotos tengan una relación de fase común definida (Power System Relaying Committee, 2011).

La representación en forma de Sincrofasor de la señal $x(t)$ de la ecuación (1) se presenta en la ecuación (2) como el valor X , en donde, ϕ es el ángulo de fase instantáneo con referencia a una función coseno oscilando a una frecuencia nominal del sistema y que se sincroniza con respecto a UTC (Orallo, Donato, & Carugati, 2018). Bajo esta definición, sabemos que el ángulo ϕ representa el desplazamiento de una función coseno a una frecuencia nominal del sistema sincronizada con UTC. Una señal coseno tiene su máximo en $t=0$, por lo tanto, el ángulo del Sincrofasor es 0 grados cuando ocurre el máximo de $x(t)$ en el pulso dado por el UTC (señal de tiempo de 1PPS), y de -90 grados cuando la señal se ha desplazado hacia el cruce por cero con respecto al tiempo común proporcionado por el UTC. La Figura 2 ilustra la relación entre la fase y la hora proporcionado por el UTC.

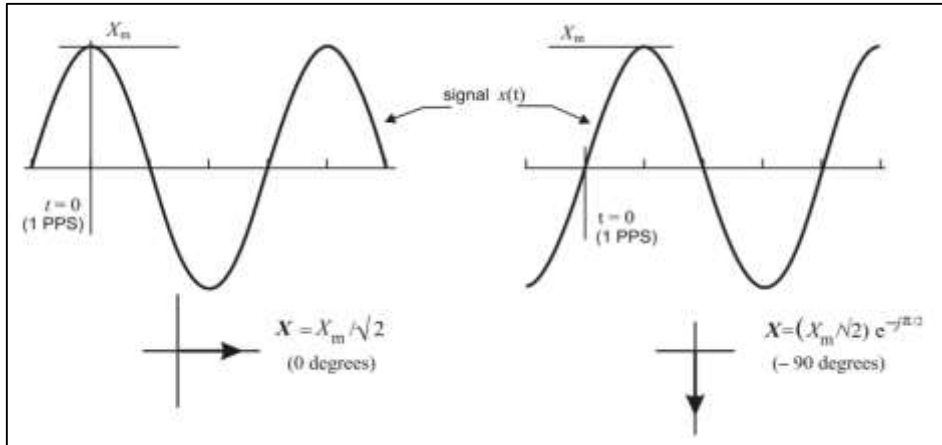


Figura 2. Relación ángulo – hora UTC.
 Fuente: (Power System Relaying Committee, 2011)
 Elaboración: (Power System Relaying Committee, 2011)

La senoide se muestra en la ecuación 3:

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi) = X_m \cdot \cos(2\pi f_0 t + \phi) \quad (3)$$

En donde, f_0 representa la frecuencia nominal del sistema (60 Hz) la cual está representada directamente por el fasor de la ecuación (2).

1.5 Sincronización vía GPS

GPS funciona a través de una red de como mínimo 24 satélites orbitando la superficie terrestre con trayectorias sincronizadas para cubrir todo el planeta. Este sistema proporciona a cualquier usuario terrestre que cuente con un receptor GPS los servicios de: localización mediante coordenadas geográficas, altura a nivel del mar, velocidad, dirección de desplazamiento, la hora UTC (Universal Coordinated Time) y la señal de un pulso por segundo (1PPS) entre otros (Cisneros & Cortés, 2015).

El receptor GPS recibe la señal de uno o más satélites. Recibida una señal de buena calidad de al menos un satélite, el receptor procede a decodificar el UTC transmitiéndolo en sincronía con la señal de un pulso por segundo o 1PPS hacia cada uno de los medidores fasoriales (PMU). Cada uno de los PMU utiliza esta señal para sincronizar sus temporizadores de muestreo, calcula el fasor correspondiente y lo transmite junto con el UTC a un centro de procesamiento encargado de calcular los desfases de cada nodo de medición, tal como se observa en la figura 3.

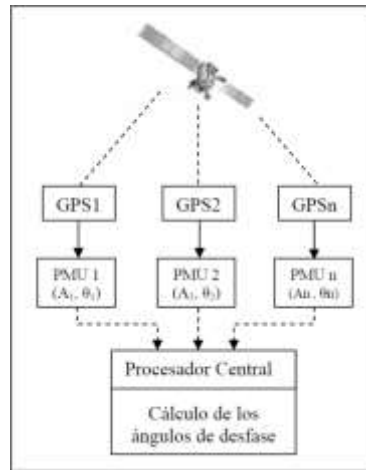


Figura 3. Sistema de medición fasorial.
 Fuente: (Cisneros & Cortés, 2015)
 Elaboración: (Cisneros & Cortés, 2015)

Partiendo del razonamiento anterior, realizar la medición de amplitud entre dos puntos distantes resulta sencilla ya que en este caso los voltajes se miden bajo una misma referencia de voltaje que es tierra o 0 voltios. Por otro lado, para la medición del desfase también se requiere de una referencia común, pero para este caso sería una referencia temporal. En la figura 4 se observa una medición sincronizada del fasor, en donde cada nodo se realiza una medición de amplitudes V y el ángulo de fase ϕ en el mismo instante de tiempo.

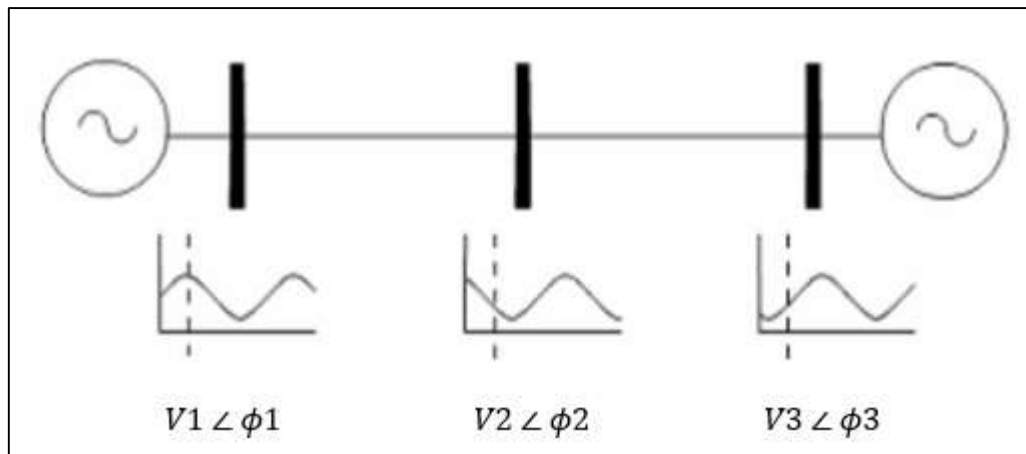


Figura 4. Sincronismo en la medición.
 Fuente: (Cisneros & Cortés, 2015)
 Elaboración: (Cisneros & Cortés, 2015)

Todas las mediciones deberán estar sincronizadas mediante el UTC con una precisión suficiente para cumplir con los requisitos de la norma IEEE Std C37.118.1. Es decir, se debe tomar en cuenta que un error de tiempo de $1\mu\text{s}$ corresponde a un error de fase del Sincrofasor de 0.022 grados para un sistema de 60 Hz. Cabe mencionar que tener un error de fase de

0.57 grados (0.01 rad) causaría un 1% de error TVE correspondiente a un error de tiempo de $\pm 26\mu\text{s}$ para un sistema de 60 Hz. A cada medición realizada la PMU asigna una etiqueta de tiempo que incluya el tiempo en que se realizó la medición y la calidad de la misma (Power System Relaying Committee, 2011).

1.6 Sistema de medición sincrofasorial.

El propósito de un sistema de medición sincrofasorial es realizar mediciones de fasores tanto de tensión y de corriente en base a una referencia de tiempo común. Además, otro objetivo fundamental de un sistema de medición fasorial es tener a disponibilidad las mediciones, para ser visualizadas en tiempo real y conocer las condiciones operativas de un sistema eléctrico de potencia (SEP) desde los centros de control (Mosquera & Rocha, 2016).

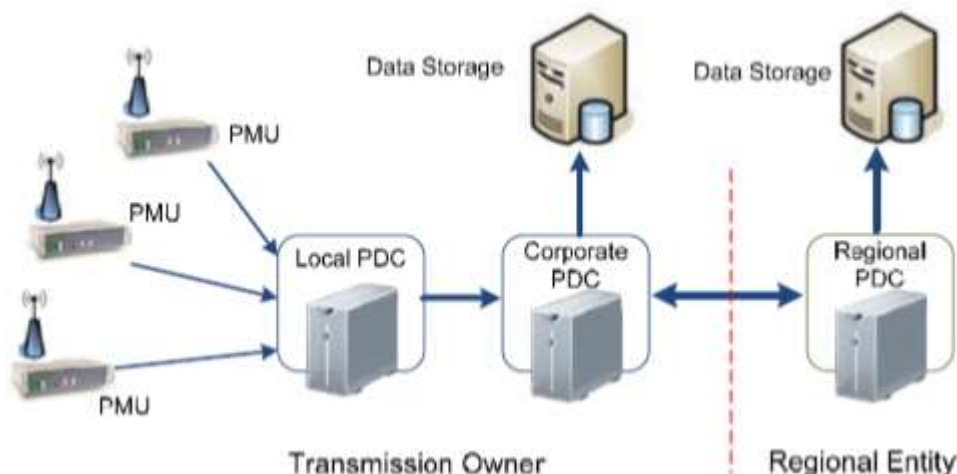


Figura 5. Modelo de sistema de medición sincrofasorial.
Fuente: (Mosquera & Rocha, 2016)
Elaboración: (Mosquera & Rocha, 2016)

1.7 Infraestructura de un sistema de mediciones sincrofasoriales.

Un sistema de medición sincrofasorial está compuesto principalmente por:

1.7.1 Unidad de medición sincrofasorial.

Son dispositivos encargados del cálculo de los fasores de tensión y corriente como de otros parámetros de interés: frecuencia, tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, del inglés Rate of Change of Frequency) y fase angular. Los valores monitoreados o mediciones se marcan temporalmente mediante una referencia de tiempo brindada por el sistema de posicionamiento global GPS, en consecuencia, convirtiéndose en un Sincrofasor. La sincronización mediante

GPS permite que las mediciones tomadas en diferentes puntos de la red se ajusten en el tiempo y se combinen para tener una imagen completa y precisa del estado de un sistema eléctrico. Las PMU tienen la característica de entregar datos a mayor velocidad (10 a 60 veces por segundo) que las tecnologías convencionales de control y adquisición de datos (SCADA, del inglés Supervisory Control and Data Acquisition) que varían de 4 a 6 veces por segundo (Orallo et al., 2018).

1.7.1.1 Arquitectura básica de una PMU.

En la figura 6 se muestra una de las estructuras básicas más comunes de diseño y funcionamiento de una PMU.

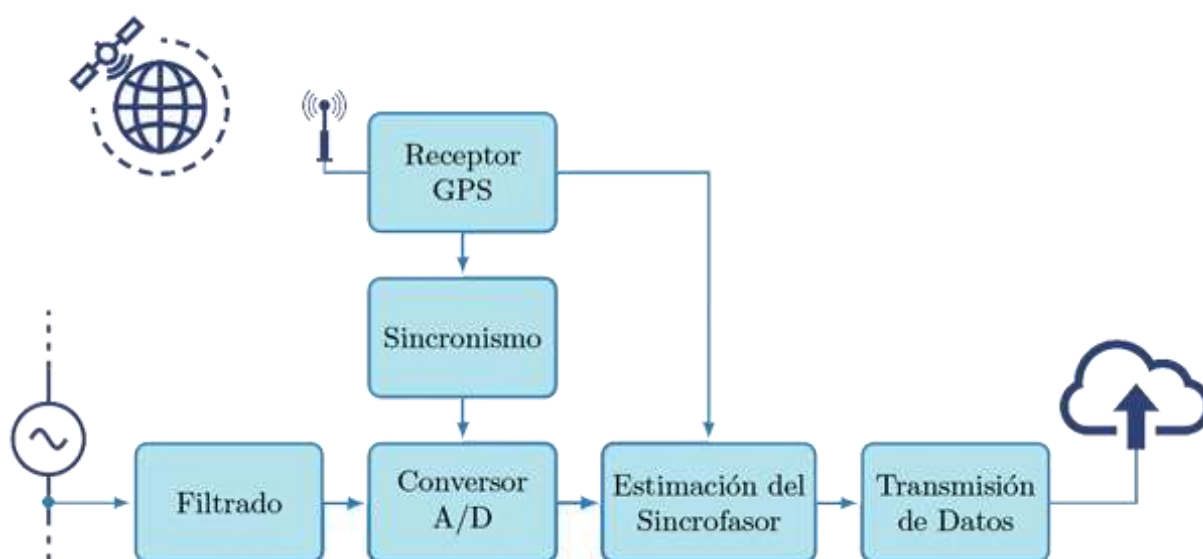


Figura 6. Estructura típica de una PMU
 Fuente: (Borda, 2009)
 Elaboración: (Borda, 2009)

Filtrado.

En esta primera etapa se filtran las señales eléctricas provenientes de la red. El objetivo que desempeña es eliminar señales interferentes y evitar el solapamiento causado por el muestreo del adquirente, fenómeno también conocido como aliasing.

Convertor A/D.

Este bloque está compuesto por un módulo convertor analógico/digital, encargado de convertir las señales analógicas de la red eléctrica en señales digitales.

Receptor GPS.

El sistema GPS transmite una señal de un pulso por segundo (1PPS) sincronizando y dando inicio a cada una de las unidades a realizar la adquisición de datos y procesamiento. El sistema GPS además de proporcionar el pulso de sincronización también añade una etiqueta de tiempo del momento en que se hizo la adquisición del primer dato.

Sincronismo.

Esta etapa se compone de un lazo de enganche de fase (PLL, del inglés Phase Locked Loop). La señal de un pulso por segundo internamente es dividida por el PLL para realizar un muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes.

Estimación del sincrofasor.

Posterior al proceso de conversión análogo-digital, este bloque es encargado de calcular los Sincrofasores a partir de las muestras digitales y la referencia temporal del GPS. Generalmente este proceso es realizado por un microprocesador mediante el algoritmo de la transformada discreta de Fourier (DFT, del inglés Discrete Fourier Transform).

Transmisión de datos.

Este bloque tiene la función de mantener comunicación entre la PMU y otros elementos de la red eléctrica que requieran la información fasorial. La comunicación se puede realizar por diversos medios tales como: internet cableado, fibra óptica, líneas de transmisión, líneas telefónicas o tecnología inalámbrica, teniendo en cuenta las diferencias en cuanto a retrasos, capacidades de transmisión y costos.

1.7.2 Concentrador de datos fasoriales

Un concentrador de datos fasoriales es un elemento que se ubica dentro del área de control y tiene la función de receptar, almacenar y procesar la información de los fasores provenientes de los PMU y ponerlos a disposición para el uso en las distintas aplicaciones. Los datos recibidos pueden ser visualizados en pantallas o almacenados para un análisis posterior. Otra de las funcionalidades que ofrece es compartir la información con otros PDC's ubicados en distintas áreas de control, con el fin de asistir en la gestión de sistemas eléctricos interconectados (Orallo et al., 2018). La figura 7 ilustra un gráfico de las funcionalidades principales de un concentrador de datos.

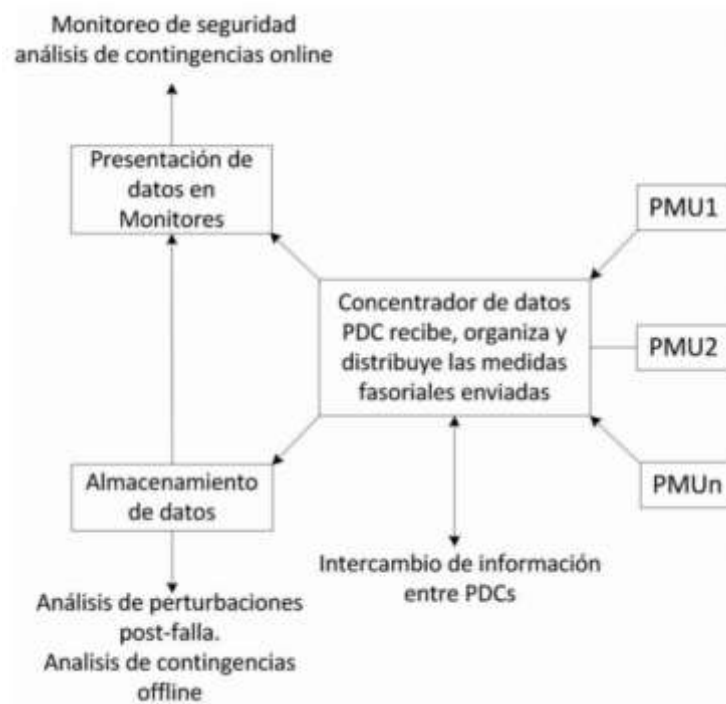


Figura 7. Funcionalidad de un concentrador de datos.
Fuente: (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012)
Elaboración: (Lozano et al., 2012)

Los PDC reciben la información de los PMU de manera asíncrona a una velocidad de 12 a 30 fasores por segundo, y los organiza haciendo uso de las etiquetas de tiempo de los fasores de tal modo que correspondan a un mismo instante de tiempo dentro. El proceso es continuo lo que significa que el flujo de datos representa al sistema en tiempo real (Lozano et al., 2012). La figura 8 muestra un ejemplo de conexión típico entre un conjunto de PMU, un PDC y un centro de control de un sistema dado.

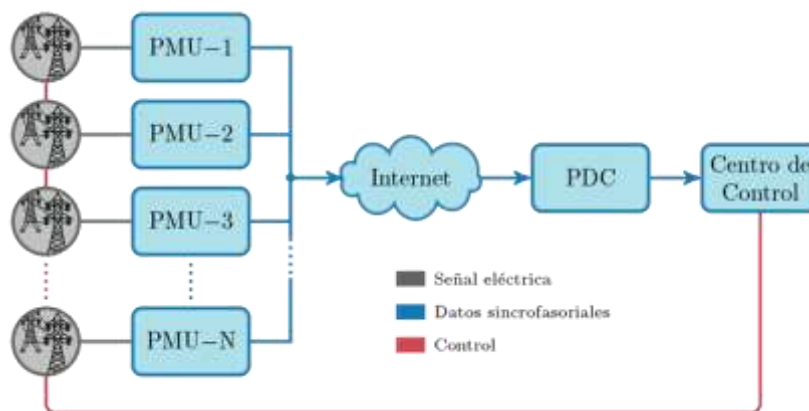


Figura 8. Esquema de un sistema de medición fasorial sincronizado.
Fuente: (Orallo et al., 2018)
Elaboración: (Orallo et al., 2018)

1.7.3 Almacenamiento de datos.

Encargado de almacenar la información, con el propósito de reconstrucción de históricos y su análisis posterior.

1.7.4 Comunicaciones

Los canales de comunicación tienen la función de permitir el flujo de información entre las PMU y los PDC, también entre PDC's, de manera rápida y eficaz. Dicha comunicación es realizada mediante medios físicos como: fibra óptica, líneas de transmisión, líneas telefónicas o tecnología inalámbrica. Los distintos canales de comunicación se diferencian en cuanto a retrasos, capacidad de transmisión y costos (Salehi, Mazloomzahed, & Mohammed, 2015).

En la figura 9 se muestra una unidad de medición fasorial PMU modelo 933A de la compañía Arbiter System, el cual se usa para mejorar calidad de energía, control y supervisión del sistema y permite la sincronización vía GPS.



Figura 9. Unidad de medición sincrofasorial PMU modelo 933A.
Fuente: (Arbiter Systems, s. f.)
Elaboración: (Arbiter Systems, s. f.)

1.8 Tasas de informe

Las PMU deben emitir un informe de datos mediante submúltiplos de la frecuencia nominal del sistema. Las tasas que se requieren para sistemas de 50 y 60Hz se enumeran en la tabla 1.

Tabla 1. Tasas de informe requeridas por la PMU.

Frecuencia del sistema	50Hz			60 Hz					
	10	25	50	10	12	15	20	30	60
Tasa de informe (fps – Fasores/seg.)									

Fuente y elaboración: (IEEE Power & Energy Society, 2011)

1.9 Tiempos de presentación de informes.

Para la transmisión de N fasores por segundo (fps), los tiempos de informe se distribuirán uniformemente en el lapso de un segundo empezando desde el fasor 0 hasta N-1, coincidiendo con el segundo provisto del GPS. Estos tiempos de informe determinan los valores instantáneos del sincrofasor. En donde los tiempos de informe son 0, T₀, 2T₀, 3T₀, etc, es decir múltiplos del periodo nominal de la señal.

En la tabla 2, muestra un ejemplo para una tasa de informe de 10 fps con una frecuencia de 60 Hz y luego con una desviación de frecuencia de 61 Hz, para ángulos de fase de 0 y -90 grados.

Tabla 2. Tabla de fasores estimados a una tasa de informe de 10 fps.

Time	Fractional time		Synchrophasor—60 Hz		Synchrophasor—61 Hz	
	Frame number	Fractional second	Synchrophasor (0°)	Synchrophasor (-90°)	Synchrophasor (0°)	Synchrophasor (-90°)
k-1	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$
k	1	0.100000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -54^\circ$
k	2	0.200000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -18^\circ$
k	3	0.300000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 18^\circ$
k	4	0.400000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 54^\circ$
k	5	0.500000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 180^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 90^\circ$
k	6	0.600000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -144^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 126^\circ$
k	7	0.700000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -108^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 162^\circ$
k	8	0.800000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -72^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -162^\circ$
k	9	0.900000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -36^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -126^\circ$
k+1	0	0.000000	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle 0^\circ$	$X_m/\sqrt{2}, \angle -90^\circ$

Fuente y elaboración: (IEEE Power & Energy Society, 2011)

1.10 Estándares de los sincrofasores.

En 1893, el alemán Charles Steinmetz, introdujo formalmente el término fasor para representar un problema complejo de corriente alterna como un problema simple de álgebra. El concepto de sincrofasor se introduce en el año de 1980 y se estandariza por primera vez en el año 1995 como IEEE 1344-1995. Posteriormente este concepto se desarrolla más a profundidad dando paso a la norma IEEE C37.118, en el año 2005. Este documento se actualizó en el 2011 con el nombre de IEEE C37.118.1-2011. Los procesos de estandarización

han ayudado a los fabricantes en el desarrollo de PMU estandarizadas cuyos datos son usados de manera segura y fácil con datos de cualquier otro dispositivo compatible (Retty, 2015).

A continuación, se describe los aportes y las características principales de cada una de las publicaciones.

IEEE 1344-1995 (Martin, 1994). Este fue el primer estándar que se publicó en 1995. El cual proponía métodos para el manejo de los datos y establecía conceptos básicos para las mediciones. Además, realiza un estudio de las medidas sincronizadas mediante fuentes precisas de tiempo, en donde formaliza el uso de IRIG-B para el sector industrial.

IEEE C37.118-2005 (Committee, Power System Relaying, 2005). Este estándar incluyó requerimientos tanto para las medidas y la transferencia de datos en tiempo real, facilitando que la tecnología sincrofasorial sea adoptada y el uso de protocolos de comunicación para la transferencia de datos. El estándar se divide en dos secciones: el primero en el que consta los requerimientos para las mediciones y el otro con los requerimientos para la transferencia de datos.

IEEE C.37.118.1-2011 (Power System Relaying Committee, 2011). Esta norma es la actualización de la norma del 2005, donde se define el concepto de sincrofasor, frecuencia y tasa de variación de la frecuencia y se introduce el concepto *Total Vector Error* (TVE). La norma especifica los métodos de evaluación y los requerimientos necesarios para el cumplimiento de la misma.

IEEE C.37.118.2-2011 (Committee, Power System Relaying, 2011). En esta norma se define el método para el intercambio de datos de las mediciones fasoriales sincronizadas en tiempo real, entre los equipos del sistema. Este estándar los diferentes protocolos de comunicación adecuados para la comunicación en tiempo real entre unidades de medición fasorial (PMU), concentradores de datos fasoriales (PDC) y otras aplicaciones. Se describe un sistema de medición típico, tipos de mensajes, contenidos y uso.

Cabe recalcar que existen otros estándares declarados por la Comisión Internacional de Electrotecnia como el IEC 61850, IEC 1588, entre otros. Sin embargo, el presente trabajo hace énfasis al estándar C37.118 porque es el utilizado para la estimación de las mediciones sincrofasoriales y el envío de tramas entre los distintos equipos que conforman el sistema de medición sincrofasorial.

CAPÍTULO II
DESARROLLO Y SIMULACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA MEDICIONES
SINCROFASORIALES

2.1 Introducción.

El presente capítulo se simula una unidad de medición sincrofasorial (PMU) para la operación en un sistema eléctrico. Para ello es necesario desarrollar una metodología basada en un modelo matemático que sea capaz de obtener las mediciones fasoriales de una forma de onda establecida. Mediante la simulación se han obtenido los fasores estimados de una señal que es afectada por perturbaciones y desviaciones de frecuencia. Además, se analiza paso a paso los procedimientos realizados para llegar al resultado final de la simulación de la PMU.

2.2 Técnicas de medición de fasores.

La generación de mediciones consiste en obtener el fasor representativo de la onda a partir de las muestras proporcionadas por un sistema de medida digital. Para realizar las mediciones el método más empleado se basa en el muestreo a una frecuencia constante y múltiplo de la frecuencia nominal. Posteriormente se aplica la Transformada Discreta de Fourier sobre las muestras tomadas para obtener el fasor con una única frecuencia, paso fundamental debido a que la señal medida se compone de la suma de ondas sinusoidales a frecuencias diferentes. Consecutivamente, se aplican algunas operaciones sobre el resultado para obtener la amplitud y la fase del fasor que representa la onda muestreada.

En el caso particular en donde la señal se encuentra muestreada, esto se convierte en la Transformada de Fourier discreta (DFT). Estas transformaciones se analizan de mejor manera en las siguientes secciones. Cabe mencionar que según la definición de fasor implica que la señal no cambia para siempre. Sin embargo, en la práctica sabemos que una señal puede ser afectada por diversas interferencias. Por lo tanto, solo es posible determinar un intervalo de tiempo para la representación del fasor. Este intervalo de tiempo también conocido como ventana de datos.

2.3 Modelo matemático.

2.3.1 Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial.

Una onda cualquiera $x(t)$ y a cualquier frecuencia kf_0 , puede representarse mediante las series de Fourier tal como se muestra en la ecuación (4).

$$x(t) = a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \text{sen}(2\pi k f_0 t) \quad (4)$$

En donde,

$$= \{\sqrt{a_k^2 + b_k^2}\} \cos(2\pi k f_0 t + \varnothing), \quad \text{en donde } \varnothing = \arctan\left(\frac{-b_k}{a_k}\right) \quad (5)$$

Puede representarse en forma fasorial tal como se muestra en la ecuación (6).

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} e^{j\phi} \quad (6)$$

En donde la raíz cuadrada de 2 es para obtener el valor rms de la señal. El fasor en forma compleja se convierte:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_k - jb_k) \quad (7)$$

Entonces, usando la relación de los coeficientes de la serie de Fourier con la DFT, la representación fasorial del k-ésimo armónico estaría dada por:

$$X_k = \frac{2}{\sqrt{2} N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) e^{-\frac{j2\pi kn}{N}}$$

$$X_k = \frac{2}{\sqrt{2} N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) \left\{ \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right\} \quad (8)$$

En donde ΔT corresponde los intervalos uniformes de la señal muestreada y N es el número de muestras tomadas en un tiempo definido. Reemplazando $x(n\Delta T)$ por x_n y $2\pi/N$ por θ , donde θ es el ángulo muestreado en términos del periodo de la componente a frecuencia fundamental se obtiene la ecuación, el esquema de muestreo de la señal es presentado en la figura 10.

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \left\{ \cos(kn\theta) - j \operatorname{sen}(kn\theta) \right\} \quad (9)$$

Si definimos la suma de los senos y cosenos como:

$$X_{kc} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(kn\theta) \quad (10)$$

$$X_{ks} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n j \operatorname{sen}(kn\theta) \quad (11)$$

Por lo tanto, el fasor estaría dado por:

$$X_k = X_{kc} - jX_{ks} \quad (12)$$

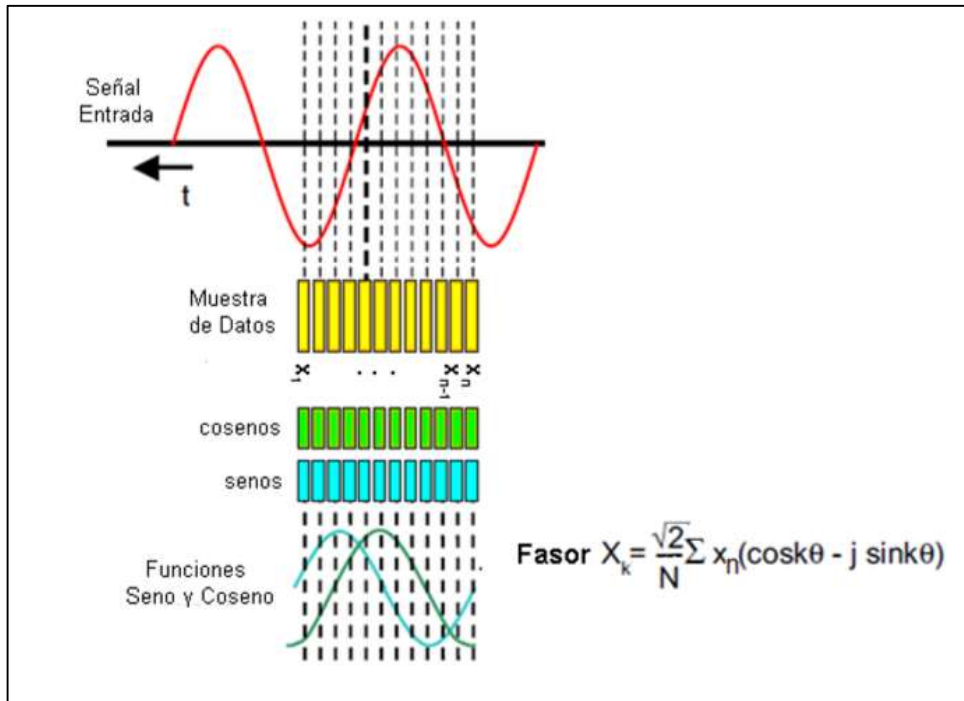


Figura 10. Estimación de fasores desde una ventana de muestras usando DTF.
Fuente: (Pérez A., 2018)
Elaboración: (Pérez A., 2018)

2.3.2 Fenómeno de fuga

La función del proceso de muestreo y ventaneo de los datos es recrear una función periódica que replique las muestras de la señal original en ventanas de datos repetidas a lo largo del tiempo. Por lo general, las ventanas creadas tienen discontinuidades en sus límites, lo que conduce a una señal continua no esencial en el dominio de la frecuencia. Es decir, la función de ventana presenta lóbulos laterales en su espectro, provocando que en cada ventana se superpongan los lóbulos afectando al espectro de la señal original. Todo esto conduce a errores en la transformada de Fourier conociéndose a este fenómeno como “efecto de fuga” (Phadkhe & Thorp, 2010).

En la figura 11(a) se observa una onda cuadrada típica de los procesos de ventaneo. La transformada de Fourier de esta función ventana se muestra en la figura 11(b) en donde se puede observar la aparición de lóbulos laterales. Estos lóbulos son los responsables del efecto de fuga. Otro tipo de función ventana que produce lóbulos laterales más pequeños es la denominada función Hanning ilustrada en la figura 11 (c) y está dada por:

$$h(t) = 0.5 \left(1 + \cos \frac{2\pi t}{T_0} \right) \quad \text{para } -\frac{T_0}{2} < t < \frac{T_0}{2} \quad (13)$$

La transformada de Fourier de la función Hanning se observa en la figura 12 (d) y está dada por:

$$H(f) = \frac{T_0/2}{(1-T_0^2-f^2)} \frac{\sin(\pi f T_0)}{\pi f T_0} \quad (14)$$

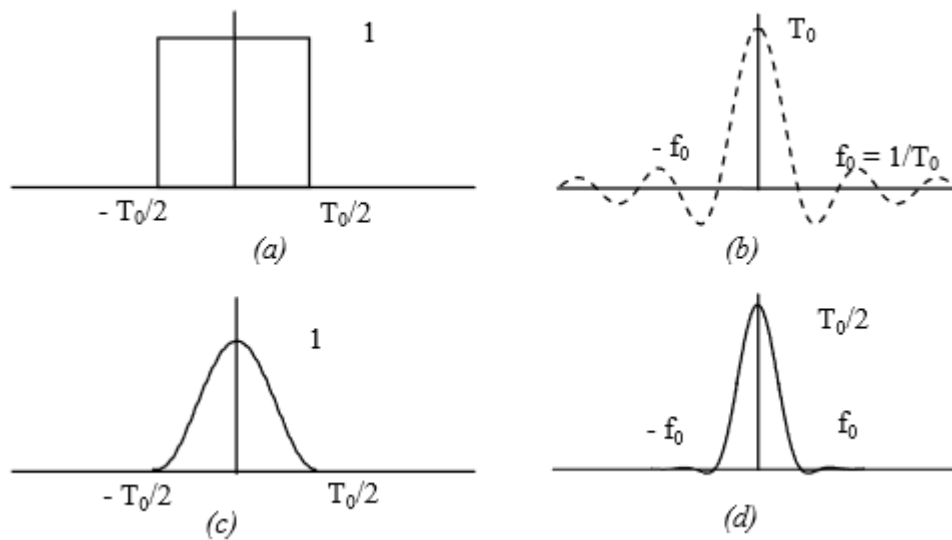


Figura 11.a) Función ventana rectangular y b) su T. Fourier, c) Función Hanning y c) su T. Fourier.
 Fuente: (Pérez A., 2018)
 Elaboración: (Pérez A., 2018)

Cabe argumentar que en un sistema eléctrico el principal causante de este efecto son las señales de entrada con frecuencia no nominal. Esto es debido a que la frecuencia de muestreo se basa en la frecuencia nominal del sistema de energía. Por ejemplo, una frecuencia de muestreo de 720 Hz corresponde a 12 muestras por periodo de la frecuencia nominal del sistema de 60Hz. Sin embargo, la frecuencia real de un sistema eléctrico puede variar y ser diferente de 60Hz. Pero, la frecuencia de un sistema real nunca se desvía del valor nominal a más de unos pocos miliHertz. Por lo tanto, la discontinuidad en los límites de las ventanas es muy pequeña y el efecto fuga incluso con la función ventana es muy pequeño. Por lo cual, en la práctica es muy común utilizar la función ventana en sistemas eléctricos debido a su simplicidad (Phadkhe & Thorp, 2010).

2.3.3 Fasores de señales de frecuencia nominal.

Suponiendo que tenemos una señal de entrada constante $x(t)$ a una frecuencia nominal del sistema de potencia f_0 , la cual es muestreada a una frecuencia Nf_0 . Considerando que el ángulo de muestreo es θ y es igual a $\frac{2\pi}{N}$, entonces:

$$x(t) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \phi) \quad (15)$$

Las N muestras de la señal $x(t)$: $\{n=0, 1, 2, \dots, N-1\}$ son

$$X_n = X_m \cos(n\theta + \phi) \quad (16)$$

El principal interés de las mediciones Sincrofasoriales es calcular el componente de frecuencia fundamental, es decir, cuando $k=1$ de la ecuación (9). Esto provoca que el fasor represente a la señal con la frecuencia fundamental del sistema obtenido del conjunto de muestras X_n correspondiente a su ventana de datos. El superíndice $(N-1)$ corresponde al fasor obtenido a partir de la $(N-1)$ st muestra usada para la estimación del fasor.

$$X_c^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos(n\theta) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \cos(n\theta + \phi) \cos(n\theta) \quad (17)$$

$$= \frac{\sqrt{2}}{N} X_m \sum_{n=0}^{N-1} [\cos(\phi) \cos^2(n\theta) - \frac{1}{2} \sin(\phi) \sin(2n\theta)] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cos(\phi) \quad (18)$$

Nótese que la suma del término $\sin(2n\theta)$ en un periodo es igual a 0, y el promedio de $\cos^2(n\theta)$ en un periodo es igual a 1/2.

Para el sumatorio del seno es de la misma manera:

$$X_s^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin(n\theta) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_m \cos(n\theta + \phi) \sin(n\theta) \quad (19)$$

$$= \frac{\sqrt{2}}{N} X_m \sum_{n=0}^{N-1} [\frac{1}{2} \cos(\phi) \sin(2n\theta) - \sin(\phi) \sin^2(n\theta)] = -\frac{X_m}{\sqrt{2}} \sin(\phi) \quad (20)$$

Por lo tanto, el fasor estimado de la señal es:

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos(\phi) + j\sin(\phi)] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} \quad (21)$$

Por lo tanto, la ecuación anterior proporciona la estimación del fasor a la frecuencia fundamental ajustándose a la definición del fasor que se estudió en el capítulo 1. El ángulo de fase ϕ es el ángulo tomado desde el momento en que se toma la primera muestra ($n=0$) y el valor pico de la señal de entrada.

2.3.4 Fasores de señales de frecuencia no nominal.

Para el caso en que la señal monitoreada se encuentra a una frecuencia no nominal se realiza la estimación de los fasores para cada ventana de datos a la frecuencia nominal del sistema de 60 Hz. Posteriormente se realiza la detección de la desviación de frecuencia del sistema. El modelo matemático para realizar la detección de las desviaciones de frecuencia es explicado a continuación:

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi) = X_m \cdot \cos(2\pi f_0 t + \phi) \quad (22)$$

A partir de una señal que se encuentra en el dominio del tiempo podemos decir que la amplitud y la frecuencia de la sinusoidal están en función del tiempo. Entonces podemos definir una función g que también se encuentra en el dominio del tiempo y es definida como $g = f - f_0$; en donde f_0 es la frecuencia nominal y g es la diferencia entre las frecuencia reales y nominales. Por lo tanto, la sinusoide puede representarse como la ecuación (23).

$$x(t) = X_m(t) \cdot \cos(2\pi \int f dt + \phi) \quad (23)$$

$$x(t) = X_m(t) \cdot \cos(2\pi \int (f_0 + g) dt + \phi) \quad (24)$$

$$x(t) = X_m(t) \cdot \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g dt + \phi)) \quad (25)$$

La representación sincrofasorial de la forma de onda de la ecuación (25) se indica en la ecuación (26).

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \phi)} \quad (26)$$

Ahora, para el caso especial en que $X_m(t) = X_m$ es constante, y $g = \Delta f$ es un desplazamiento constante de la frecuencia nominal, entonces: $\int g dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$, por lo tanto el Sincrofasor se reduce a la ecuación (6):

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \Delta f t + \phi)} \quad (27)$$

Este concepto está ilustrado en la figura 12. Considerando que el sistema de frecuencia anómala es observado en intervalos de $\{0, T_0, 2T_0, 3T_0, nT_0\}$, en donde $T_0 = 1/f_0$ (Periodo del sistema nominal) cuyas representaciones fasoriales correspondientes son $\{X_0, X_1, X_2, X_3, X_n\}$. Si la frecuencia $f \neq f_0$ y $f < 2f_0$, podemos observar que el fasor tendrá magnitud constante, pero los ángulos de fase de los fasores $\{X_0, X_1, X_2, X_3, X_n\}$ cambiarán a una velocidad uniforme de $2\pi (f - f_0) T_0$, tal como se ilustra. A lo largo del tiempo estos valores aumentarán continuamente hasta alcanzar los 180 grados y posteriormente se ajustará a -180 grados y continuará incrementando tal como se muestra en la figura. (Los Sincrofasores comúnmente se informan en ángulos de -180 a +180 grados en lugar de 0 a 360 grados) [3].

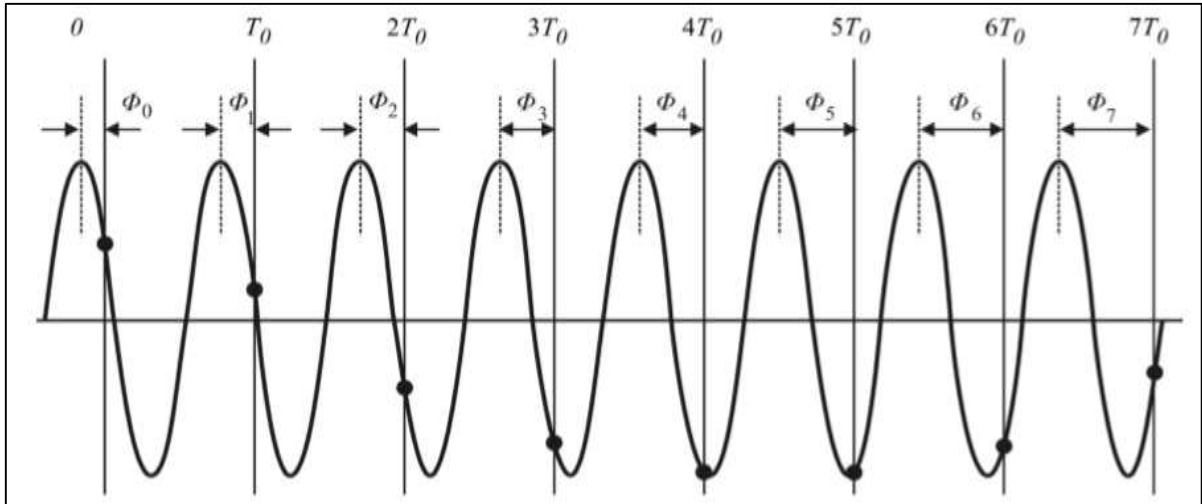


Figura 12. Sinusoidal con $f > f_0$, observada en T_0 seg, aumento del ángulo de fase en relación a f_0
Fuente: (Pérez A., 2018)
Elaboración: (Pérez A., 2018)

Cabe mencionar que para la operación de un sistema eléctrico en condiciones normales la frecuencia de referencia coincidirá con la nominal (60.00 Hz) salvo en circunstancias especiales en el que el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) ordene un valor diferente. Los límites de operación en los cuales la frecuencia debe mantenerse serán de ± 0.15 Hz alrededor de la frecuencia nominal (CENACE, 2019).

2.4 Diseño de la PMU experimental.

2.4.1 Software empleado.

Labview (National Instruments, 2019) es un lenguaje de programación de interfaz gráfica de National Instruments que básicamente se basa en el flujo de datos estructurado. Labview emplea programas en forma de íconos para la creación de una amplia variedad de aplicaciones. Dichos programas en labview también se denominan instrumentos virtuales (VI).

La interfaz de labview cuenta con dos ventanas principales. En el panel frontal se puede controlar y visualizar las entradas y salidas del sistema. El panel de bloques se utiliza para la conexión de VI's y realizar operaciones lógicas que contemple el programa a desarrollar. Labview en conjunto con NI ELVIS proporcionan una plataforma para el diseño, simulación e implementación de algoritmos en tiempo real. Además, ofrece opciones de E/S, manipulación de señales, análisis de sistemas, aritmética, control de ejecución y operación de comparación. Todos los VI's utilizados para el presente proyecto están predefinidos de la biblioteca estándar del paquete de Labview.

2.4.2 Modelamiento en Labview de la PMU.

La señal de entrada se genera a través de la librería Simulate Signal VI que se muestra en la figura 13. Esta señal también puede ser adquirida en tiempo real a través de un sistema de adquisición de datos tal como NI ELVIS que es compatible con Labview.

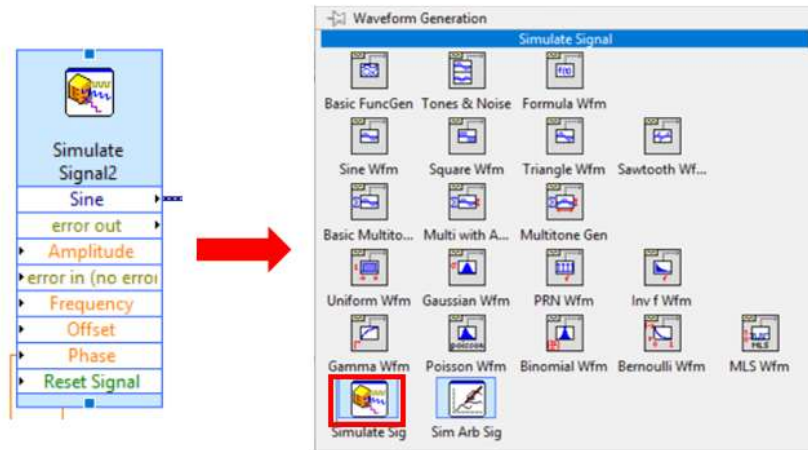


Figura 13. Librería Simulate Signal para la generación de formas de onda.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Posteriormente la señal analógica de entrada es convertida a señal digital con un conversor de datos dinámicos VI y almacenados en una matriz (array) tal como se muestra en la figura 14. La ventana está considerada para datos de 12 muestras. Es decir, la frecuencia de muestreo utilizada es de 720 Hz lo que equivale a 12 muestras por ciclo de una señal de entrada a frecuencia nominal de 60 Hz.

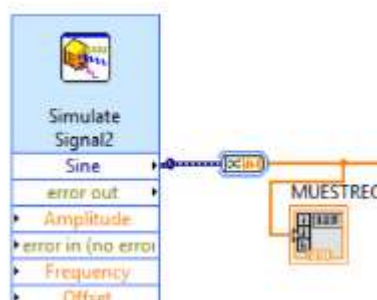


Figura 14. Proceso de muestreo a 720 Hz.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Posteriormente ingresa la primera ventana de muestras para el cálculo de sus coeficientes de Fourier. El cálculo de los coeficientes de Fourier de las muestras de datos se descompone en

dos bloques, parte real y parte imaginaria tal como se muestra en la figura 15. El término real e imaginario se obtienen a partir de las ecuaciones 10 y 11 respectivamente.

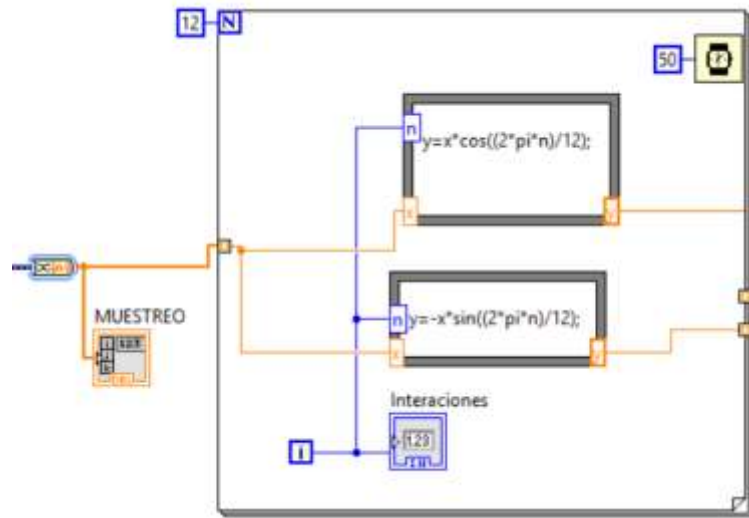


Figura 15. Cálculo de coeficientes de Fourier de la ventana de muestras.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

Luego del cálculo de los coeficientes de cada muestra de la ventana correspondiente de datos, se realiza un sumatorio de los coeficientes obtenidos. Este resultado a la vez se divide para el total de muestras de la ventana en cuestión y se multiplica por 2, dando como resultado el fasor estimado de la señal. Este proceso se ilustra en la figura 16.

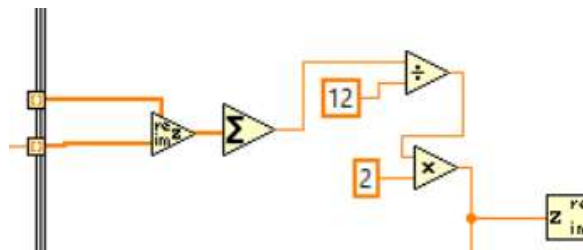


Figura 16. Salida del fasor estimado de la ventana de muestras.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

El término complejo obtenido después del cálculo en la estimación del fasor se convierte en forma polar y se almacena en un array para posteriormente mostrarse como salida del sistema. Esto está ilustrado en la figura 17.

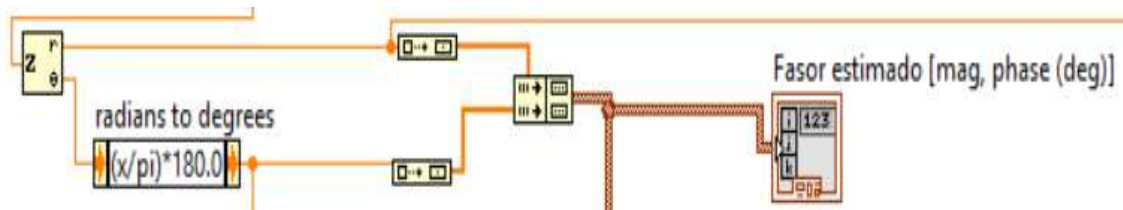


Figura 17. Fasor obtenido en forma polar.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

En la salida se muestra tanto la señal de entrada como la gráfica del fasor obtenido. Este algoritmo se repite para la siguiente ventana de datos permitiendo actualizar el fasor y llevar un monitoreo continuo de la señal de entrada. La figura 18 muestra el proceso de actualización y representación gráfica del fasor.

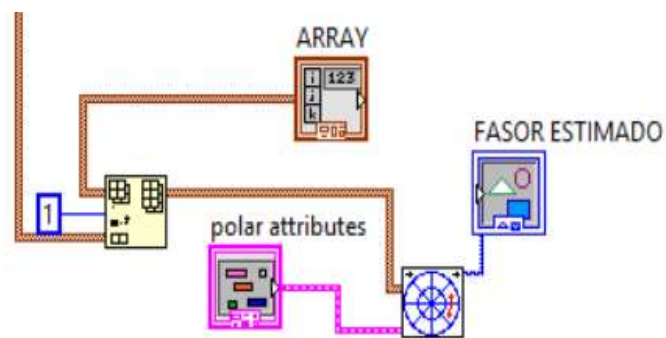


Figura 18. Representación gráfica del fasor.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

De esta manera se estiman los fasores a la frecuencia fundamental del sistema. Para la detección de los armónicos presentes en la red se realiza el mismo proceso, pero a frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental. Es decir, $2f_0$, $3f_0$, $4f_0$, k-enésimo la frecuencia fundamental. Estas frecuencias que se agregan al sistema se conocen como armónicos de 2do, 3er, 4to, 5to, etc, orden. La figura 19 representa el sistema de detección de armónicos simulada en Labview.

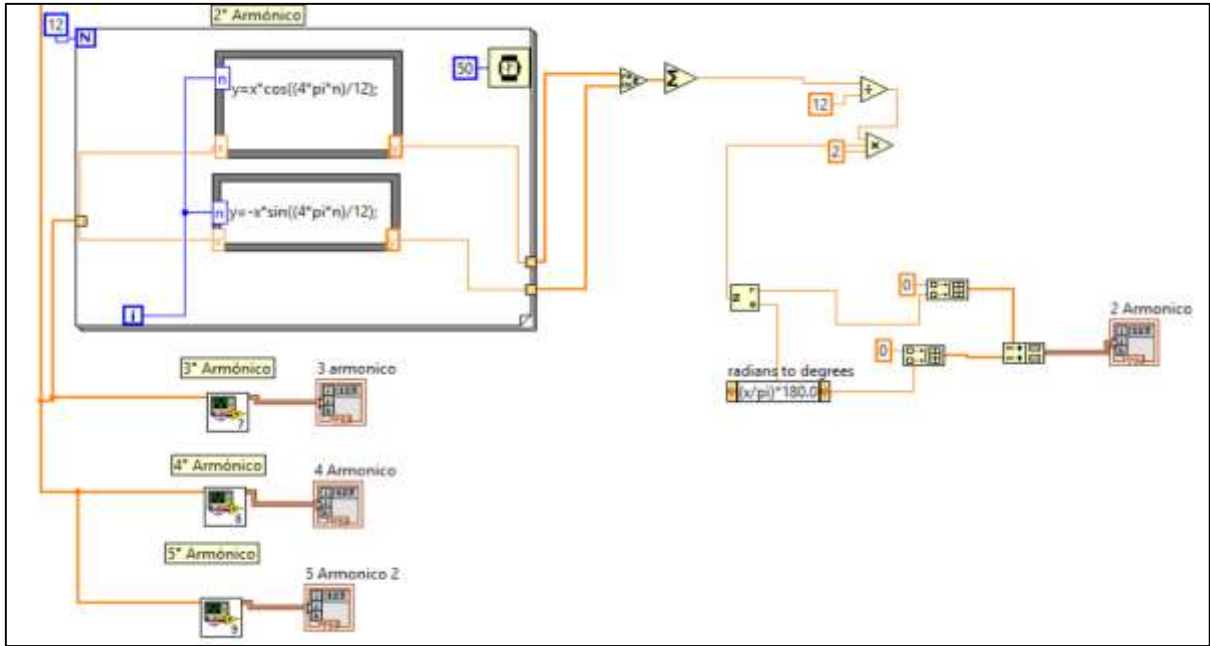


Figura 19. Detector de armónicos.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

La estimación de la desviación de frecuencia se realiza a partir del modelo matemático de fasores para frecuencias no nominal visto con anterioridad. En donde a partir de la ecuación (27) deducimos que al conocer el valor con el que la fase aumenta constantemente con cada medición es posible encontrar su equivalente de desviación de frecuencia. Este proceso es ilustrado en la figura 20. El ángulo de aumento de fase se lo encuentra a partir de la resta existente entre las fases de cada medición del periodo de la señal.

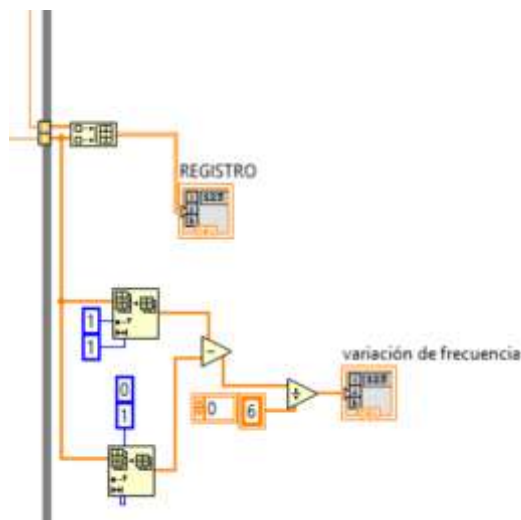


Figura 20. Cálculo de la desviación de frecuencia.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

En la figura 21 se muestra el panel frontal de Labview donde se visualiza entradas y salidas del sistema. La salida se presenta en forma polar por cada actualización del fasor. Y en la figura 22 se muestra el panel de bloques de la PMU simulada.

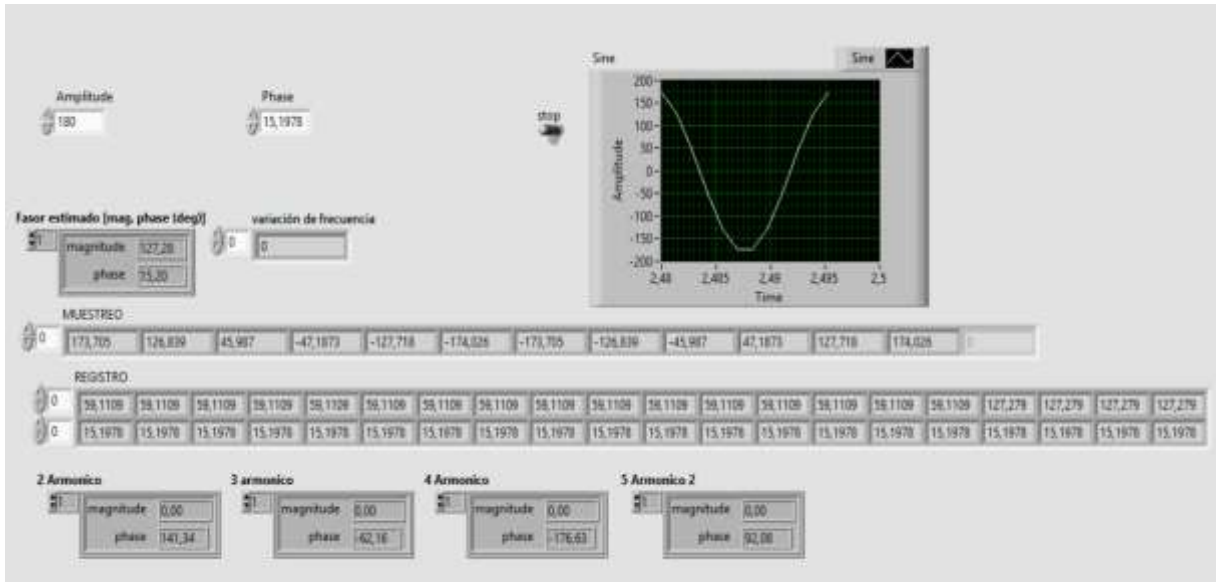


Figura 21. Panel frontal de la PMU.

Fuente: (Autor)

Elaboración: (Autor)

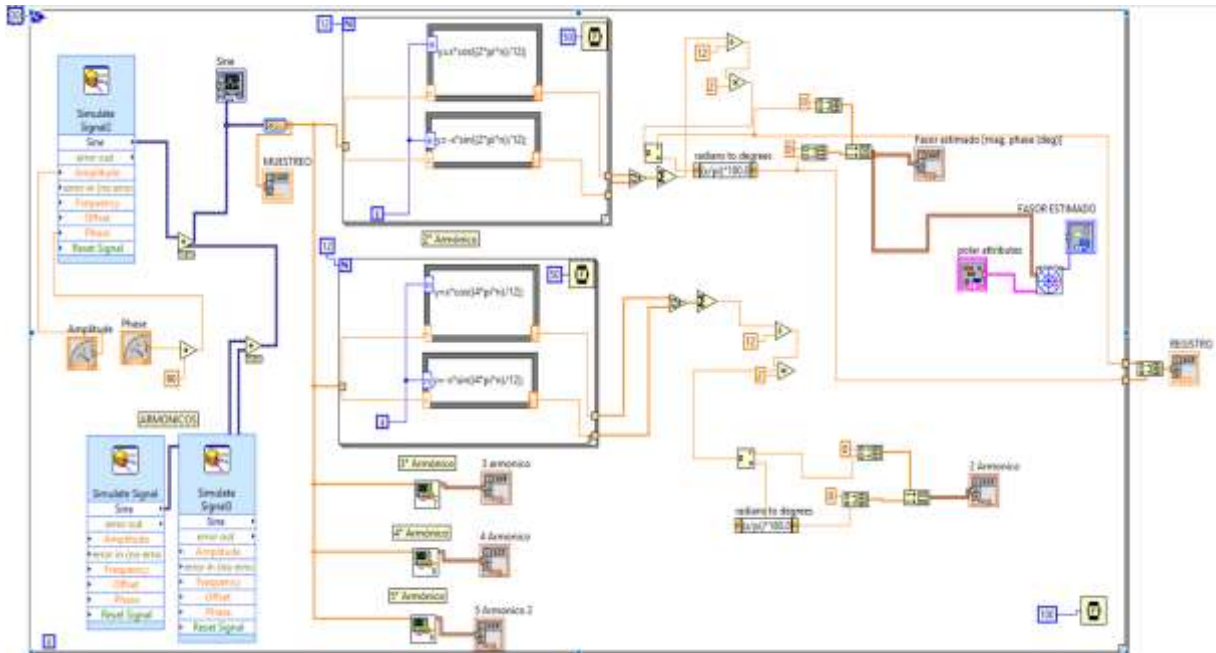


Figura 22. Panel de bloques de la PMU.

Fuente: (Autor)

Elaboración: (Autor)

2.5 Caso de estudio.

Considerando un sistema de prueba a 60 Hz tiene un voltaje de 208 V (línea-línea). El voltaje de fase sería 120 V, el sistema monofásico a 120 V se muestra debido a que un sistema trifásico no es más que réplicas del sistema monofásico, pero con cada fase desplazada cada 120° . Por lo tanto, una señal a 60 Hz, $x(t) = 120\cos(120\pi t + \pi/4)$, es muestreada a una frecuencia de 720 Hz, es decir, se toman 12 muestras por ciclo de la señal. Las ventanas de datos serán de 12 muestras.

Debido a que la estimación del fasor se obtiene a partir de un ciclo de la señal, el primer fasor se obtiene después de obtener las 12 primeras muestras. Es decir, del primer ciclo de la señal se estima un primer fasor, con la segunda ventana de datos del segundo ciclo de la señal se estimaría el segundo fasor y así consecutivamente permitiendo actualizar los fasores en tiempo real.

Es por tal razón que las primeras 11 filas del cuadro de la tabla 3 de la actualización de fasores están vacías. El motivo es que después de adquirir las primeras 12 muestras, estas se computan mediante el algoritmo y se presentan a partir de la doceava muestra procesada. La figura 23 muestra los fasores resultantes en la simulación.

Tabla 3. Fasores Estimados.

N° de muestra	Muestra Xn	Fasor estimado
0	84.852	-
1	31.058	-
2	-31.058	-
3	-84.852	-
4	-115.911	-
5	-115.911	-
6	-84.852	-
7	-31.058	-
8	31.058	-
9	84.852	-
10	115.911	-
11	115.911	$120.00 \pm 45^\circ$
12	84.852	$120.00 \pm 45^\circ$
13	31.058	$120.00 \pm 45^\circ$
14	-31.058	$120.00 \pm 45^\circ$
15	-84.852	$120.00 \pm 45^\circ$
16	-115.911	$120.00 \pm 45^\circ$
17	-115.911	$120.00 \pm 45^\circ$
18	-84.852	$120.00 \pm 45^\circ$
19	-31.058	$120.00 \pm 45^\circ$

Fuente y elaboración: (Autor)

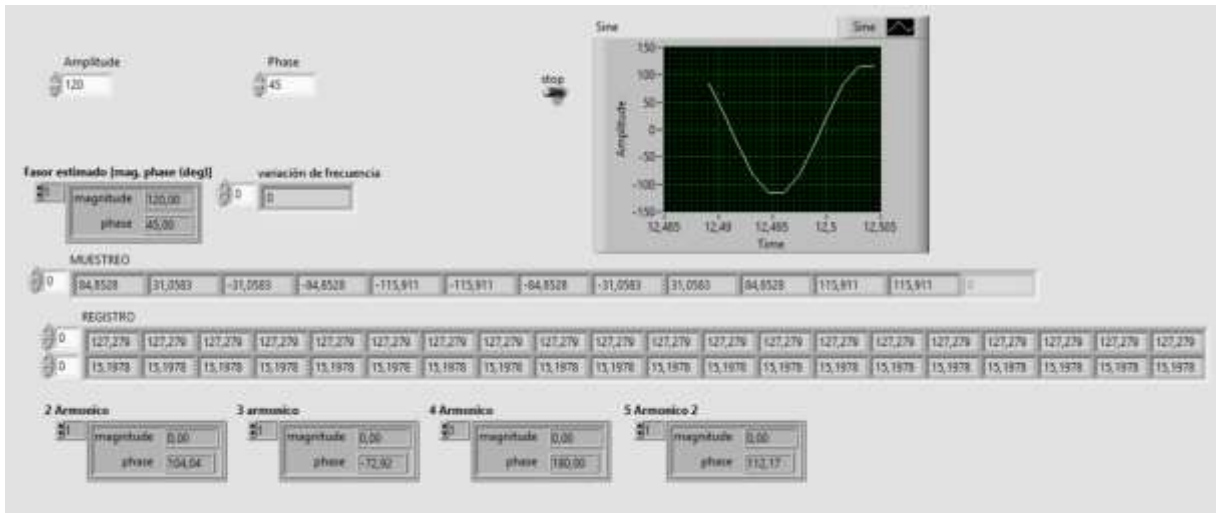


Figura 23. Estimación de los fasores de la señal propuesta en la simulación.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

**CAPÍTULO III
SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN**

3.1 Introducción

En el presente capítulo se realizará la simulación y evaluación del método propuesto del sistema de monitoreo eléctrico mediante el software Matlab/SIMULINK en una red monofásica conectada a una carga RL y una red trifásica conectada dos cargas balanceadas o equilibradas. Además, se comprobará que los valores obtenidos sean correctos mediante la realización de cálculos.

3.2 Simulación de la PMU en MATLAB/SIMULINK.

El modelo simulado de la PMU se muestra en la figura 24. También cada uno de los bloques de la simulación del modelo de la PMU MATLAB/SIMULINK son explicados a continuación.

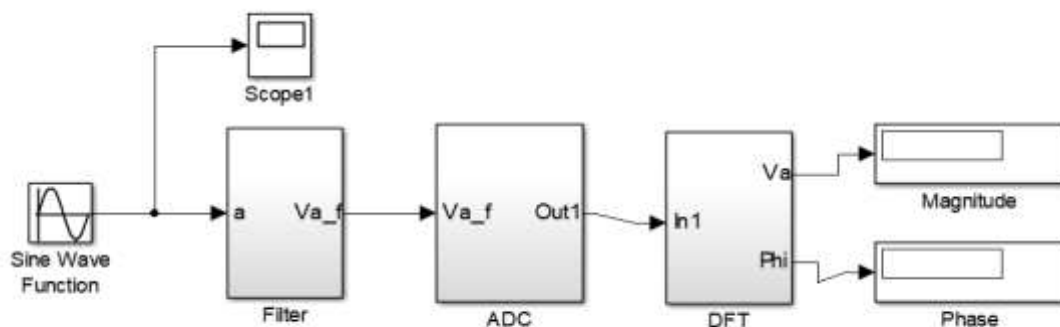


Figura 24. Modelamiento de una PMU en MATLAB/SIMULINK.

Fuente: (Naylamp, 2016).

Elaboración: (Autor).

3.2.1 Señal de entrada (Sine Wave).

La señal analógica proporcionada en la entrada de la PMU en forma de onda sinusoidal puede ser tanto una entrada de voltaje como de corriente.

3.2.2 Filtro

Para satisfacer el teorema de Nyquist es necesario usar un filtro anti-aliasing antes del muestreo de la señal. El filtro aplicado en este caso es el filtro pasa banda de Butterworth teniendo como frecuencia central $f_0 = 60 \text{ Hz}$ y un ancho de banda de $\Delta f = 10 \text{ Hz}$. Este filtro tiene la ventaja de tener una respuesta plana en la banda de paso en comparación con otros filtros. El filtro de Butterworth de orden 2 tiene una mejor precisión de respuesta comparados con filtros de tercer o quinto orden, por lo que nos permitirá obtener mejores resultados. La figura 25 muestra el componente del filtro proporcionado por SIMULINK.

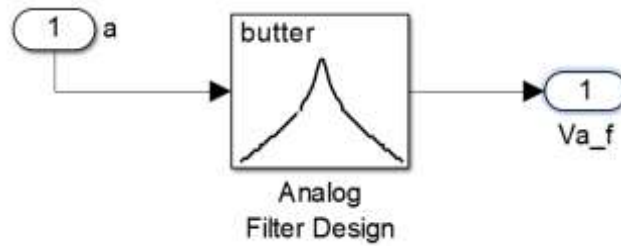


Figura 25. Filtro de Butterworth de orden 2.
 Fuente: (Alok, 2016)
 Elaboración: (Alok, 2016)

3.2.3 Conversor análogo-digital (ADC).

Un conversor análogo-digital es un componente utilizado para convertir una señal continua a una señal discreta cuantificable, ejemplo una señal de voltaje en forma discreta. El ADC que se muestra en la figura 26 se compone de un generador de impulsos, un circuito de muestreo y retención y un cuantificador. El circuito de muestreo y retención realiza el trabajo de un ADC, es decir, convierte la señal de entrada en una señal digital. El generador de pulsos genera 720 muestras para un rango de 12 muestras por ciclo de la señal de 60 Hz, por lo tanto, la señal de entrada se muestrea de acuerdo con la salida del generador de pulsos.

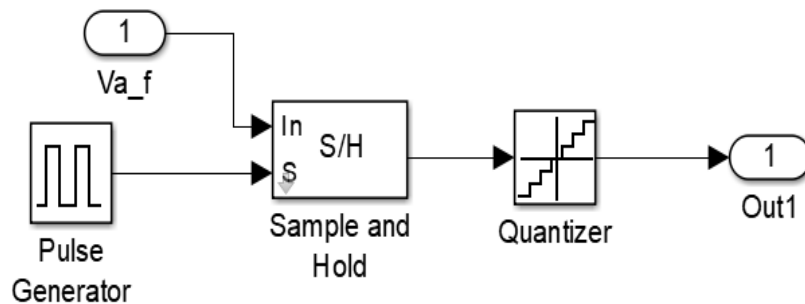


Figura 26. ADC utilizando un circuito de muestreo y retención.
 Fuente: (Alok, 2016)
 Elaboración: (Alok, 2016)

3.2.4 Transformada Discreta de Fourier (DFT).

En este bloque se realiza las estimaciones del fasor mediante el uso del modelo matemático de la transformada discreta de Fourier. Posteriormente al muestreo, los datos ingresan al DFT para obtener amplitud y fase de la señal de entrada. El modelo matemático empleado se aprecia de mejor manera en el capítulo 2. En la figura 27 se muestra la estructura interna del bloque encargado de realizar esta función.

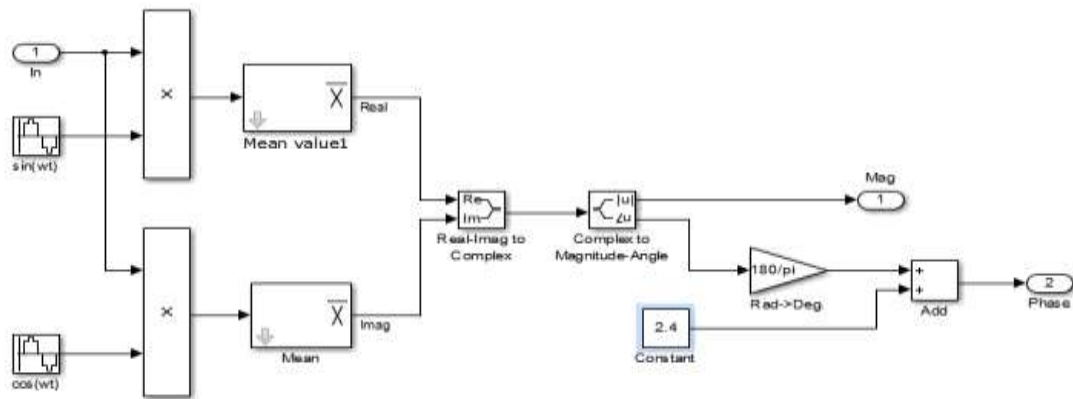


Figura 27. Estimación de fasores mediante DFT.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

3.3 Casos de estudio.

Posteriormente al modelamiento de la PMU en SIMULINK se han propuestos dos esquemas de red eléctrica básicas para la verificación de la metodología propuesta. En el primer escenario se plantea una red monofásica conectada a una carga RL, es decir, de características resistiva e inductiva. En el segundo escenario se presenta una red trifásica balanceada conectada a 2 cargas balanceadas tipo estrella y delta respectivamente.

3.3.1 Red monofásica.

Para la verificación de la PMU simulada anteriormente se propone un sistema eléctrico monofásico básico. En donde únicamente se conecta una carga RL cuyo valor de resistencia equivale a 7.66Ω , y la inductancia de la bobina equivalente a 17.05 mH . En la figura 28 se muestra el circuito en cuestión junto a la unidad de medición sincrofasorial (PMU) para el sensado de voltaje y corriente a través de la carga.

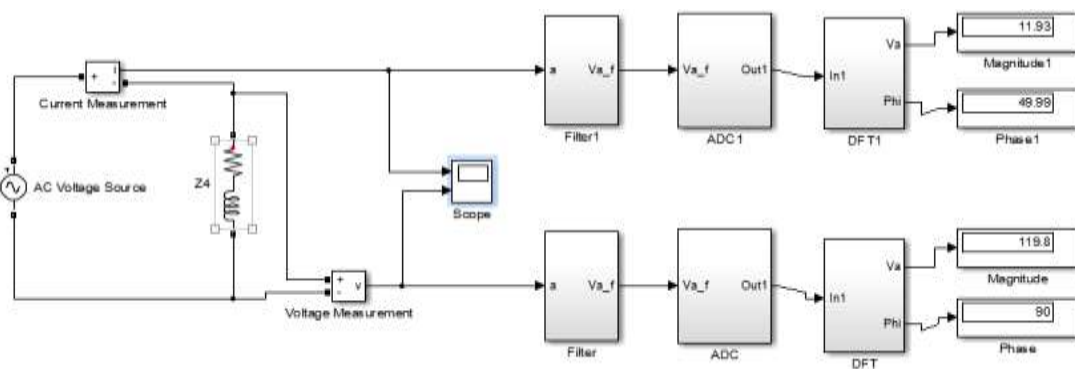


Figura 28. Estimación de fasores de I y V en un circuito monofásico de prueba.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

A través de la carga fluye una corriente proporcionada por una fuente de alimentación de corriente alterna de 120 Vrms. La PMU estima los valores de los fasores de corriente y voltaje que atraviesa la carga correspondiente. Como se observa en la figura 27 se logra monitorear dichas variables con sus valores eficaces y fases correspondientes. Los fasores que se obtienen para la corriente y el voltaje son de $V = 119.8 V_{rms} \angle 90^\circ$, $I = 11.93 A \angle 49.99^\circ$ respectivamente. Debido al comportamiento inductivo de la carga se observa que las señales de voltaje y corriente están desfasadas entre si tal como se muestra en la figura 29. El desfase entre las señales I y V es aproximadamente de 40° .

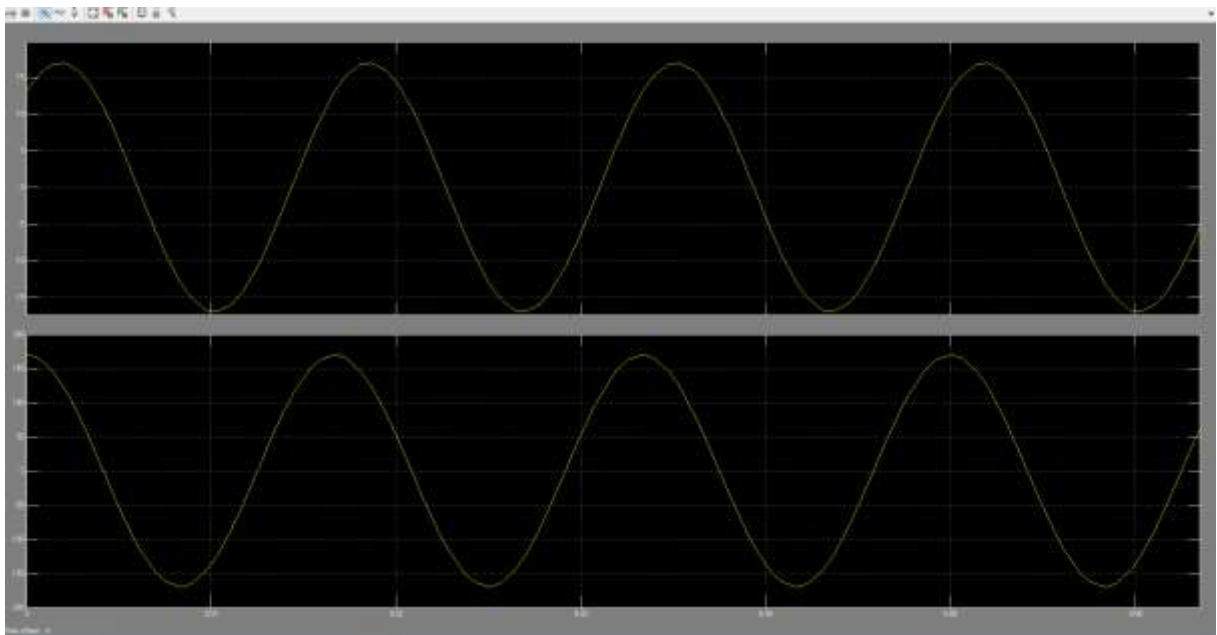


Figura 29. Señal de I y V respectivamente.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Debido al efecto inductivo que posee la carga la señal de corriente se encuentra retrasada con respecto a la señal de voltaje. Como se revisará más adelante en el circuito trifásico este desfase entre señales de voltaje y corriente se analizará mediante el cálculo de las potencias activa, reactiva y aparente del sistema, así como también el factor de potencia.

Cálculos realizados.

Para la comprobación de los resultados obtenidos de la simulación se realiza el cálculo analítico de los fasores de voltaje y corriente.

Datos:

$$V = 120 V_{rms} \angle 90^\circ$$

$$f_o = 60 \text{ Hz.}$$

$$R = 7.66 \Omega$$

$$L = 17.05 \text{ mH}$$

- Cálculo de la impedancia total del circuito.

$$X_L = j * \omega * L ; \quad \omega = 2\pi f$$

$$X_L = j * 2\pi * f * L = 2\pi * 60\text{Hz} * 17.05 * 10^{-3}\text{mH}$$

$$X_L = 6.4277 j \Omega$$

$$X = X_L - X_C = 6.4277 j - 0j \Omega = 6.4277 j \Omega$$

$$Z_T = R + X$$

$$Z_T = 7.66 + 6.4277j \Omega ; \text{ transformando a forma polar}$$

$$Z = \sqrt{7.66^2 + 6.4277^2} \qquad \text{Tan}(\phi) = \frac{6.4277}{7.66}$$

$$Z = 9.9995 \Omega \qquad \phi = 40.0009^\circ$$

- Cálculo de la corriente

$$I = \frac{V}{Z} = \frac{120 \text{ Vrms} \angle 90^\circ}{9.9995 \Omega \angle 40.0009^\circ}$$

$$I = 12 \text{ A} \angle 50^\circ$$

Los datos simulados y calculados son aproximadamente iguales verificando el correcto funcionamiento del código del modelo matemático que rige a una unidad de medición sincrofasorial (PMU).

3.3.2 Red trifásica.

Para el desarrollo de la metodología planteada en el capítulo 2 se ha propuesto un escenario de un sistema eléctrico trifásico equilibrado conectado a dos cargas tipo estrella y delta de tipo RL y RC respectivamente. La simulación se ha desarrollado en el software de MATLAB/SIMULINK.

Esta sección tiene como objetivo monitorear las variables de voltaje y corriente del sistema en cuestión mediante las mediciones Sincrofasoriales que se han venido estudiando a lo largo del proyecto. A partir de las variables de V y I sensadas también se obtienen los parámetros

de potencia del sistema. Las potencias activas, reactiva, aparente y factor de potencia son las variables obtenidas a partir de la simulación del monitoreo del sistema eléctrico mediante las mediciones Sincrofatorias.

3.3.2.1 Medición de voltajes y corrientes de línea.

El circuito trifásico propuesto se muestra en la figura 31 y 32, en donde se observa el sistema como tal y el nodo en donde se realiza el monitoreo mediante la PMU simulada en MATLAB/SIMULINK respectivamente. La fuente consiste en un generador trifásico conectado en estrella o Y tal como se muestra en la figura 30. En la tabla 4 se muestra las especificaciones del generador y de las cargas conectadas a este.

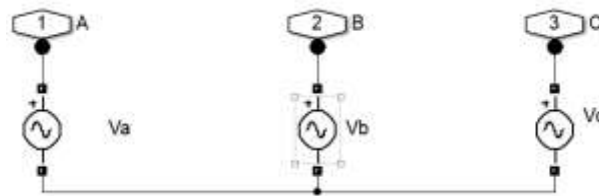


Figura 30. Generador trifásico en estrella
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

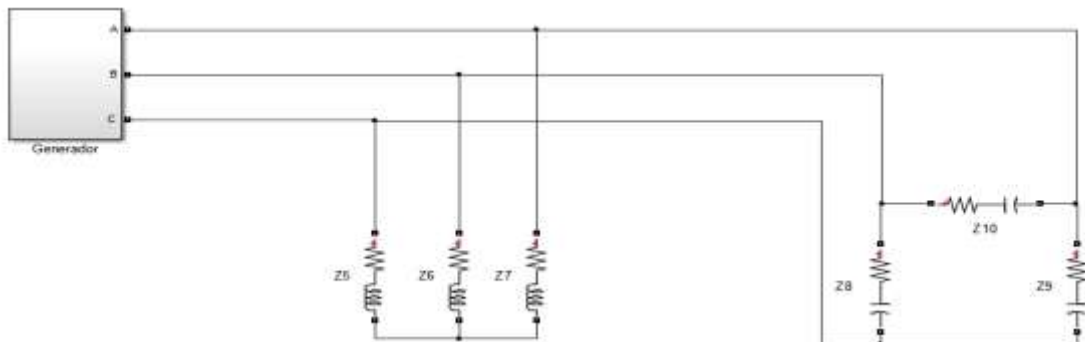


Figura 31. Circuito trifásico balanceado conectado a cargas tipo estrella y delta.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Tabla 4. Especificaciones del generador y de las cargas.

Fase	Generador (Vrms)	Carga tipo estrella		Carga tipo delta	
		R [Ω]	L [mH]	R [Ω]	C [μF]
A	$124 \angle 90^\circ$	7.66	17.05	10	100
B	$124 \angle -30^\circ$	7.66	17.05	10	100
C	$124 \angle -150^\circ$	7.66	17.05	10	100

Fuente y elaboración: (Autor)

Posteriormente procedemos a sensar el sistema colocando las unidades de medición fasorial (PMU) en la salida del generador. De esta manera se hace posible monitorear las variables de voltaje y corriente. Y a partir de estas poder encontrar el factor de potencia, la potencia activa, reactiva y aparente total del sistema con el fin de demostrar el funcionamiento del mismo.

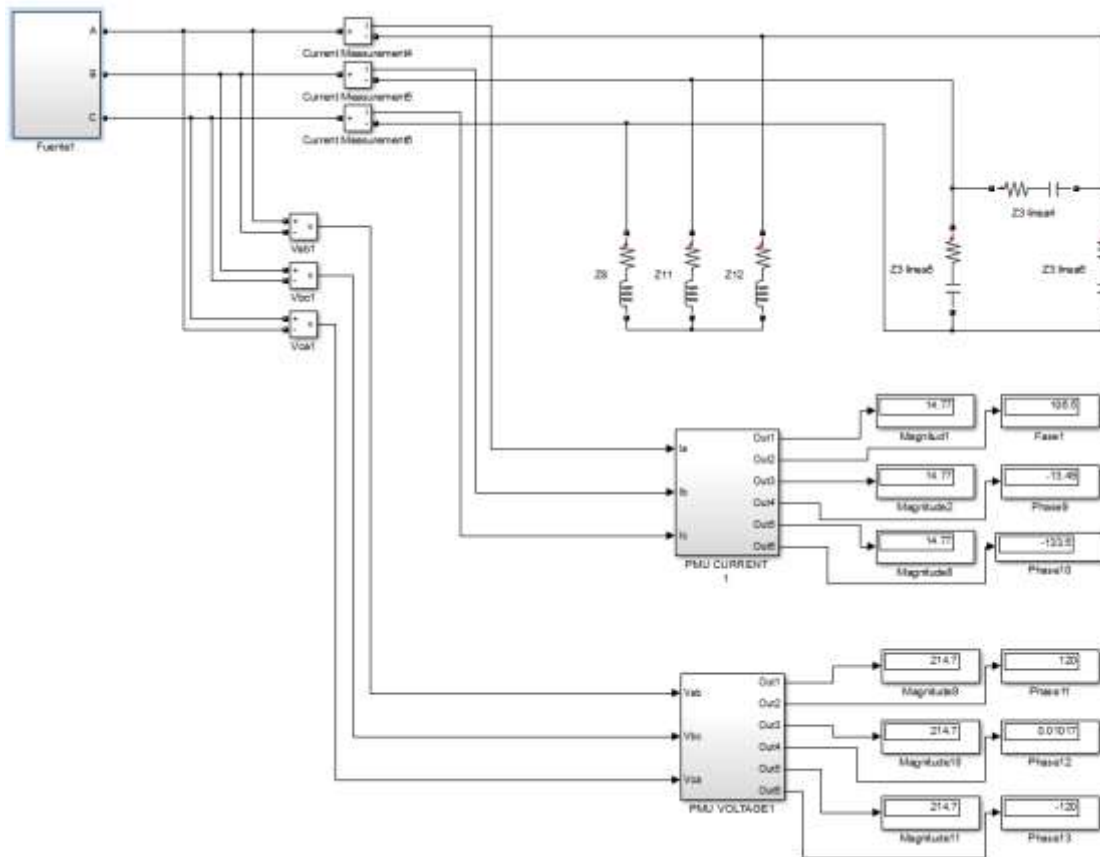


Figura 32. PMU de corriente y voltaje conectadas al sistema trifásico.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Las variables estimadas por la PMU corresponden a los 3 voltajes de línea y las 3 corrientes de fase del sistema trifásico. Estos resultados se pueden ver contrastados en la tabla 5. Una observación que salta a la vista es que los 3 voltajes de línea son iguales en magnitud y desfasados entre si 120 grados. De la misma manera las corrientes de línea tienen la misma magnitud y un desfase entre ellas de 120 grados. En conclusión, debido al balanceamiento de las cargas las corrientes de línea forman un sistema balanceado o equilibrado de corriente. De igual manera las cargas balanceadas forman un sistema balanceado o equilibrado de voltajes.

Tabla 5. Fasores estimados de los voltajes y corrientes de línea del sistema.

Voltajes de línea	[Vrms]	Corrientes de línea	[A]
V_{ab}	$214.7 \angle 120^\circ$	I_a	$14.77 \angle 106.5^\circ$
V_{bc}	$214.7 \angle 0.01^\circ$	I_b	$14.77 \angle -13.5^\circ$
V_{ca}	$214.7 \angle -120^\circ$	I_c	$14.77 \angle 133.5^\circ$

Fuente y elaboración.(Autor)

3.3.2.2 Potencia del sistema trifásico equilibrado.

Con los datos de voltajes y corrientes obtenidos de la PMU es posible conocer la potencia del sistema eléctrico. En un sistema trifásico balanceado o equilibrado para calcular la potencia en cada fase se aplica las mismas expresiones de un sistema monofásico.

Potencia activa (P).

La potencia activa es la energía de potencia útil que se aprovecha en un circuito eléctrico. Para el cálculo de la potencia activa en un circuito trifásico equilibrado es necesario realizar el cálculo de potencia por fase de la carga. La potencia por fase de la carga está dada como el producto entre el voltaje de fase, la corriente de fase y el coseno del ángulo de fase de la carga, sin importar la topología en la que se encuentre conectada la carga ya sea en estrella o en delta. Su unidad son los Watts [W].

$$P = U_{fase} * I_{fase} * \cos \varphi$$

Para encontrar la potencia en una carga tipo estrella debemos tomar en cuenta que la corriente de fase y la corriente de línea son iguales, véase en la figura 33. Mientras que los voltajes están en relación a $U_L = \sqrt{3} * U_F$, es decir:

$$P = U_{fase} * I_{fase} * \cos \varphi$$

$$P = \frac{U_{Línea}}{\sqrt{3}} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

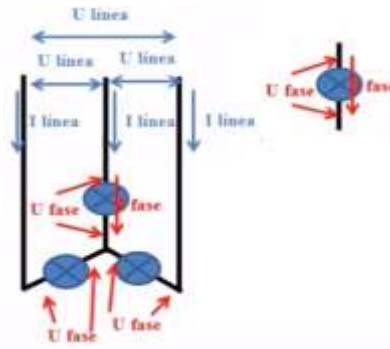


Figura 33. Carga balanceada en estrella o Y.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)(Ruelas R., s. f.)

Ahora si queremos encontrar la potencia activa total de la carga trifásica en estrella tenemos que multiplicar por 3 la potencia por fase de la carga. Entonces tenemos:

$$P_T = 3 * \frac{U_{Línea}}{\sqrt{3}} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

$$P_T = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

De la misma manera para encontrar la potencia en una carga equilibrada conectada en delta o triángulo debemos tomar en cuenta que el voltaje de fase y de línea son los mismos, véase en la figura 34. Mientras que las corrientes de fase y de línea están en relación a $I_L = \sqrt{3} * I_F$. Es decir:

$$P = U_{fase} * I_{fase} * \cos \varphi$$

$$P = U_{Línea} * \frac{I_{Línea}}{\sqrt{3}} * \cos \varphi$$

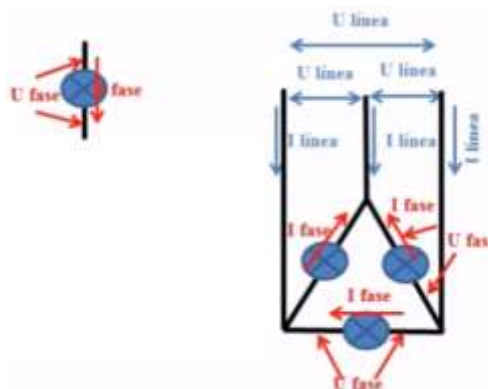


Figura 34. Carga balanceada en delta o triángulo.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

De la misma forma si queremos encontrar la potencia activa total de la carga trifásica en delta tenemos que multiplicar por 3 la potencia por fase de la carga. Entonces tenemos:

$$P = 3 * U_{Línea} * \frac{I_{Línea}}{\sqrt{3}} * \cos \varphi$$

$$P = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

Tanto para el cálculo de la potencia en la carga en estrella y la carga en delta se llega a la misma expresión. Por lo tanto, para hallar la potencia de una carga trifásica equilibrada da igual como estén conectadas las cargas internamente, basta con conocer los voltajes y corrientes de línea y el desfase de la carga. Cabe mencionar que el ángulo de desfase φ de la carga es el que ocasiona que las señales de voltaje y corriente de fase se desfasen entre ellas φ grados. Es decir, φ es el desfase que va existir entre la señal de voltaje y corriente. De ahí viene la teoría de que si una carga es puramente resistiva (es decir, no contiene componentes reactivos como bobinas o condensadores) la impedancia total de la carga carecería de la parte reactiva por lo tanto sería una impedancia real sin la componente imaginaria lo que conlleva a que el desfase de la carga φ sea de 0 grados. En ese caso al no haber desfase de voltaje y corriente se dice que las señales están en fase y se aprovecha el máximo de potencia activa en el sistema.

Potencia reactiva (Q)

La potencia reactiva representa una potencia que fluctúa en el tiempo, es decir, es la energía que absorben los receptores (bobinas, condensadores) momentáneamente durante una parte del ciclo y la devuelven a la red a lo largo del ciclo. Por lo tanto, esto implica que esta potencia no supone un consumo neto o consumo útil, sino más bien representa un consumo extra de corriente. Esto ocasiona que la corriente total sea mayor que la utilizada para obtener trabajo útil, lo que produce pérdidas innecesarias en la instalación y sobredimensionamiento de las líneas de transporte y generadores. Es por tal razón que legalmente las compañías eléctricas se ven obligadas a emitir sanciones a las industrias que operan con un alto porcentaje de energía reactiva, esto se lo realiza en función al factor de potencia que se analizará más adelante.

Para el cálculo de la potencia reactiva por fase de la carga está dada por el producto entre el voltaje de fase, la corriente de fase y el seno del ángulo de fase de la carga, sin importar la topología en la que se encuentre conectada la carga ya sea en estrella o en delta. Es decir, tanto para el cálculo de la potencia en la carga en estrella y la carga en delta se llega a la misma expresión. Por lo tanto, para hallar la potencia de una carga trifásica equilibrada da

igual como estén conectadas las cargas internamente, basta con conocer los voltajes y corrientes de línea y el desfase de la carga. Cabe recalcar que el ángulo de desfase φ es el ángulo de la impedancia de la carga y también es el desfase entre las señales de voltaje y corriente de fase. La unidad que representa este tipo de potencia son los voltios amperios reactivos [VAr].

$$Q = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * Sen \varphi$$

Potencia aparente (S)

La potencia aparente es la potencia total consumida por la carga y es calculada mediante el producto del voltaje y la corriente por fase de la carga. También es obtenida mediante la suma vectorial de las potencias activa y reactiva. Al ser una suma vectorial P y Q conforman los catetos del denominado triángulo de potencias, en donde, para encontrar la hipotenusa (potencia aparente) simplemente basta con aplicar el teorema de Pitágoras, véase la figura 35. De esta manera encontramos la potencia total que ha consumido la carga en un sistema trifásico balanceado o equilibrado. La unidad que representa a esta potencia son los voltio-amperios [VA].

$$S = P + jQ$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea}$$

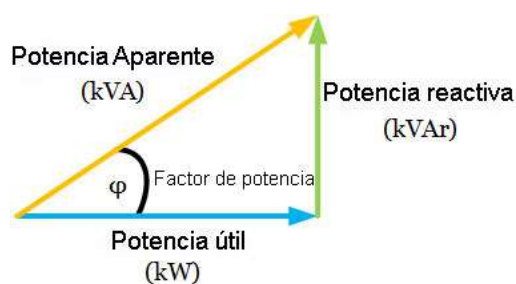


Figura 35. Triángulo de potencias.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

Factor de potencia

El factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de energía eléctrica en un sistema eléctrico. Es decir, es un valor que nos indica la cantidad de energía eléctrica que se

ha convertido en trabajo útil. El factor de potencia es una relación entre la potencia de trabajo real y la potencia total consumida, y expresa el desfaseamiento o no de la corriente con respecto al voltaje. Los valores de factor de potencia varían de acuerdo a las cargas en un sistema eléctrico tomando valores entre 0 y 1, siendo la unidad el valor máximo que indica el mejor aprovechamiento de la energía.

$$FP = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$$

$$FP = \frac{\sqrt{3} * U_{\text{Línea}} * I_{\text{Línea}} * \text{Cos } \varphi}{\sqrt{3} * U_{\text{Línea}} * I_{\text{Línea}}}$$

$$FP = \text{Cos } \varphi$$

3.3.2.3 Potencias del circuito simulado.

El circuito diseñado para el cálculo de las potencias tiene como entradas los fasores de V y I obtenidos por las PMU y como salidas las potencias activa, reactiva y aparente total del circuito eléctrico y el factor de potencia total tal como se aprecia en la figura 36.

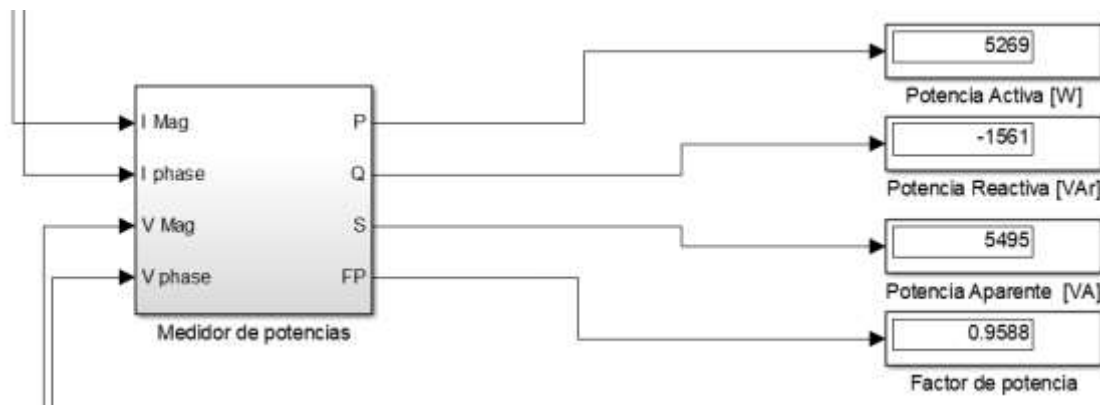


Figura 36. Medidor de potencias.
Fuente: (Autor)
Elaboración: (Autor)

El cálculo de las potencias y el factor de potencia se han realizado en base a las expresiones matemáticas vistas en los ítems anteriores. La figura 37 muestra el proceso seguido para el cálculo de las potencias activa, reactiva, aparente y factor de potencia del sistema. El circuito básicamente toma los fasores de los PMU multiplicando las magnitudes de los voltajes y corriente de línea. Posteriormente toma el ángulo de desfase de V y I para calcular el factor de potencia y las potencias activa y reactiva.

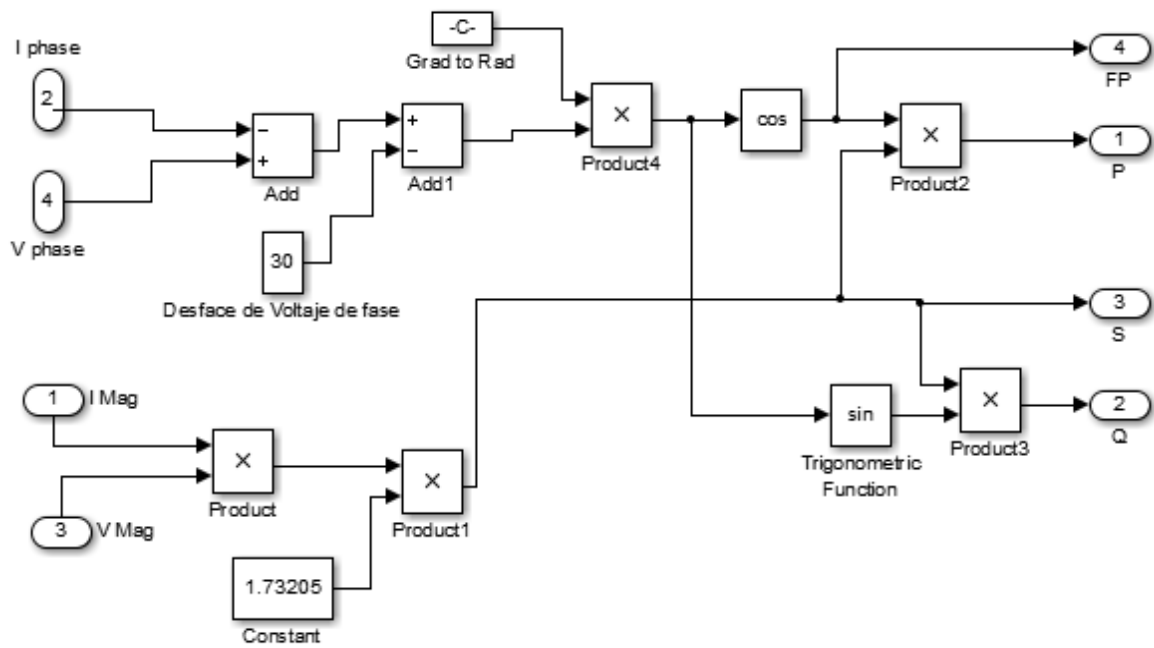


Figura 37. Vista interna del medidor de potencias.
 Fuente: (Autor)
 Elaboración: (Autor)

El sistema final simulado en MATLAB/SIMULINK se muestra en la figura 38. La Tabla 6 muestra un cuadro general todas las variables monitoreadas por la PMU del circuito trifásico propuesto en este capítulo. Posteriormente se realizan los respectivos cálculos para demostrar que los datos estimados por la PMU son los correctos.

Tabla 6. Voltajes, corrientes y potencias estimadas del sistema

Voltajes de línea	[Vrms]	Corrientes de línea	[A]	Potencias	
V_{ab}	$214.7 \angle 120^\circ$	I_a	$14.77 \angle 106.5^\circ$	Activa [W]	5269
V_{bc}	$214.7 \angle 0.01^\circ$	I_b	$14.77 \angle -13.5^\circ$	Reactiva [VAr]	-1561
V_{ca}	$214.7 \angle -120^\circ$	I_c	$14.77 \angle 133.5^\circ$	Aparente [VA]	5495
				Factor de potencia (FP)	0.9588

Fuente y elaboración.(Autor).

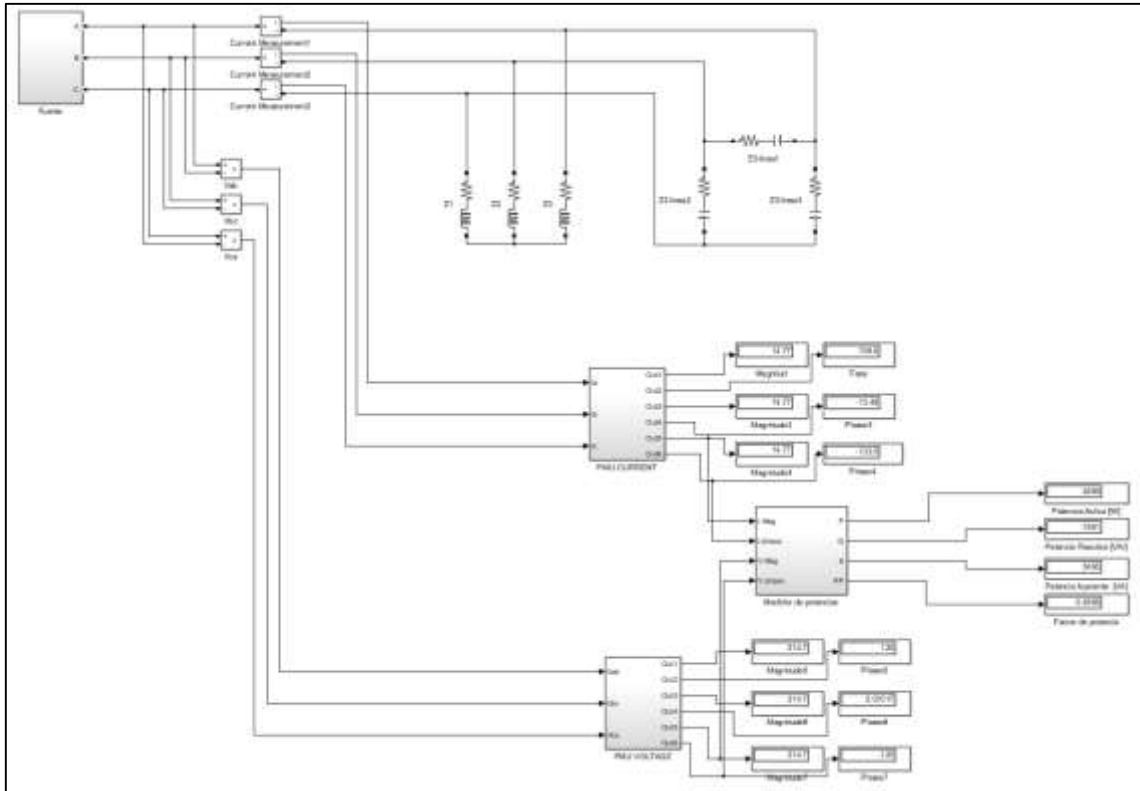


Figura 38. Simulación final del monitoreo mediante PMU en MATLAB/SIMULINK.

Fuente: (Autor)

Elaboración: (Autor)

3.3.2.4 Cálculos realizados.

- Cálculo de la carga en estrella o Y.

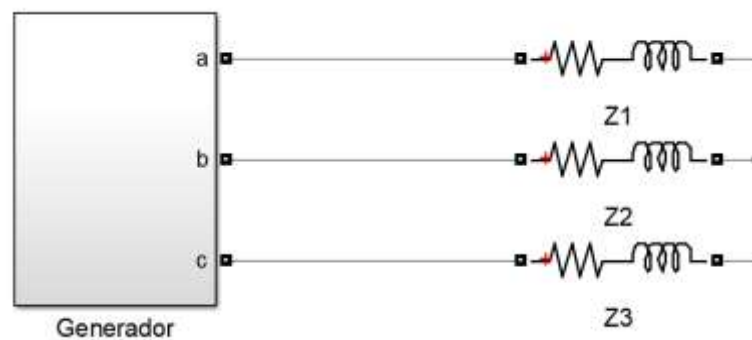


Figura 39. Generador conectada a carga tipo estrella.

Fuente: (Autor)

Elaboración: (Autor)

Datos:

Circuito trifásico equilibrado, secuencia positiva.

$$V_{fase} = 124V \begin{cases} V_{an} = 124\angle 90^\circ V \\ V_{an} = 124\angle -30^\circ V \\ V_{an} = 124\angle -150^\circ V \end{cases}$$

$$R = 7.66\Omega$$

$$L = 17.05 \text{ mH}$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z$$

Cálculo de la impedancia total del circuito (Z).

$$X_L = j * \omega * L ; \quad \omega = 2\pi f$$

$$X_L = j * 2\pi * f * L = 2\pi * 60\text{Hz} * 17.05 * 10^{-3}\text{mH}$$

$$X_L = 6.4277 j \Omega$$

$$X = X_L - X_C = 6.4277 j - 0j \Omega = 6.4277 j \Omega$$

$$Z_T = R + X$$

$$Z_T = 7.66 + 6.4277j \Omega ; \text{ transformando a forma polar}$$

$$Z = \sqrt{7.66^2 + 6.4277^2} \quad \text{Tan}(\phi) = \frac{6.4277}{7.66}$$

$$Z = 10 \Omega \quad \phi = 40^\circ$$

Cálculo de las corrientes de línea.

$$I_a = \frac{V_{an}}{Z} = \frac{124\angle 90^\circ V}{10\angle 40^\circ \Omega} = 12.4\angle 50^\circ A$$

$$I_b = \frac{V_{bn}}{Z} = \frac{124\angle -30^\circ V}{10\angle 40^\circ \Omega} = 12.4\angle -70^\circ A$$

$$I_c = \frac{V_{cn}}{Z} = \frac{124\angle -150^\circ V}{10\angle 40^\circ \Omega} = 12.4\angle -190^\circ A$$

Cálculo de los voltajes de línea.

$$V_L = \sqrt{3} * V_F$$

$$V_L = \sqrt{3} * 124 V$$

$$V_L = 214.77 V$$

Como el generador está en secuencia positiva los voltajes de línea adelantan 30° a los voltajes de fase, por lo tanto:

$$V_{ab} = 214.77 \angle 120^\circ V$$

$$V_{bc} = 214.77 \angle 0^\circ V$$

$$V_{ca} = 214.77 \angle -120^\circ V$$

Cálculo de la potencia activa

$$P = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

$$P = \sqrt{3} * 214.77V * 12.4A * \cos(40^\circ)$$

$$P = 3534 W$$

Cálculo de la potencia reactiva

$$Q = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \text{Sen } \varphi$$

$$Q = \sqrt{3} * 214.77V * 12.4A * \text{Sen}(40^\circ)$$

$$Q = 2965 \text{ VAr}$$

Cálculo de la potencia aparente

$$S = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea}$$

$$S = \sqrt{3} * 214.77V * 12.4A$$

$$S = 4611.2 \text{ VA}$$

- Cálculo de la carga en delta o triángulo.

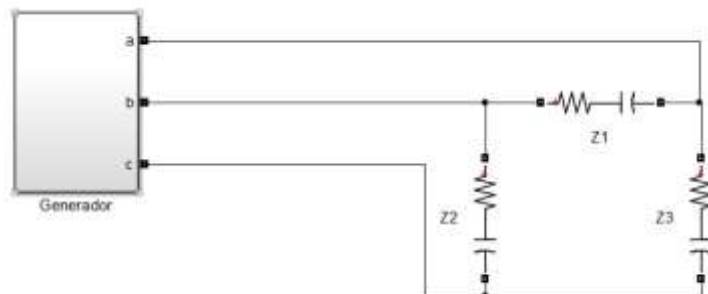


Figura 40. Generador conectado a carga tipo delta.

Fuente: (Autor)

Elaboración: (Autor)

Datos:

Sistema trifásico equilibrado.

Secuencia positiva

$$V_{\text{linea}} = 214.77V \quad \left\{ \begin{array}{l} V_{ab} = 214.77 \angle 120^\circ V \\ V_{bc} = 214.77 \angle 0^\circ V \\ V_{ca} = 214.77 \angle -120^\circ V \end{array} \right.$$

$$R = 10\Omega$$

$$C = 100\mu F$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z$$

Cálculo de la impedancia total del circuito (Z).

$$X_C = \frac{1}{j * \omega * C} \quad ; \quad \omega = 2\pi f$$

$$X_C = \frac{1}{j * 2\pi * f * C} = \frac{1}{j * 2\pi * 60\text{Hz} * 100 * 10^{-6}\mu F}$$

$$X_C = -26.52 j\Omega$$

$$X = X_L - X_C = 0 j - 26.52 j \Omega = -26.52 j \Omega$$

$$Z_T = R + X$$

$$Z_T = 10 - 26.52 j \Omega \quad ; \quad \text{transformando a forma polar}$$

$$Z = \sqrt{10^2 + 26.52^2} \quad \quad \quad \text{Tan}(\phi) = \frac{26.52}{10}$$

$$Z = 28.34 \Omega \quad \quad \quad \phi = -69.34^\circ$$

Cálculo de las corrientes de fase

$$I_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z} = \frac{214.77 \angle 120^\circ V}{28.34 \angle -69.34^\circ \Omega} = 7.58 \angle 189.34^\circ A$$

$$I_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z} = \frac{214.77 \angle 0^\circ V}{28.34 \angle -69.34^\circ \Omega} = 7.58 \angle 69.34^\circ A$$

$$I_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z} = \frac{214.77 \angle -120^\circ V}{28.34 \angle -69.34^\circ \Omega} = 7.58 \angle -50.66^\circ A$$

Calculo de las corrientes de línea

$$I_L = \sqrt{3} * I_F$$

$$I_L = \sqrt{3} * 7.58 A$$

$$I_L = 13.13 A$$

Como el generador está en secuencia positiva las corrientes de línea atrasan 30° a las respectivas corrientes de fase.

$$I_a = 13.13 \angle 159.34^\circ A$$

$$I_b = 13.13 \angle 39.34^\circ A$$

$$I_c = 13.13 \angle -80.66^\circ A$$

Cálculo de la potencia activa

$$P = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

$$P = \sqrt{3} * 214.77V * 13.13A * \cos(-69.34^\circ)$$

$$P = 1724 W$$

Cálculo de la potencia reactiva

$$Q = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \sin \varphi$$

$$Q = \sqrt{3} * 214.77V * 13.13 A * \sin(-69.34^\circ)$$

$$Q = -4570 VAr$$

Cálculo de la potencia aparente

$$S = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea}$$

$$S = \sqrt{3} * 214.77V * 13.13A$$

$$S = 4882.67 VA$$

- **Cálculo de los voltajes, corrientes y potencias totales del circuito.**

Al estar conectadas las cargas en paralelo los voltajes de línea es el mismo para las dos cargas, por lo tanto:

$$V_{ab} = 214.77 \angle 120^\circ V$$

$$V_{bc} = 214.77 \angle 0^\circ V$$

$$V_{ca} = 214.77 \angle -120^\circ V$$

Para el cálculo de la corriente total es necesario realizar la suma de las corrientes de líneas de la carga en estrella más las corrientes de línea de la carga en delta teniendo como resultado:

$$I_a = 12.4 \angle 50^\circ A + 13.13 \angle 159.34^\circ = \mathbf{14.76 \angle 106.5^\circ A}$$

$$I_b = 12.4 \angle -70^\circ A + 13.13 \angle 39.34^\circ A = \mathbf{14.76 \angle -13.5^\circ A}$$

$$I_c = 12.4 \angle -190^\circ A + 13.13 \angle -80.66^\circ A = \mathbf{14.76 \angle -133.5^\circ A}$$

Para el cálculo de las potencias totales sumamos las potencias aparentes de cada carga de la siguiente manera:

$$S_T = S_1 + S_2$$

$$S = P + jQ$$

$$S_T = (3534 + 2965j) + (1724 - 4570j)$$

$$S_T = 5258 - 1605j$$

$$\tan \varphi = -\frac{1605}{5258}$$

$$\varphi = -16.6^\circ$$

Cálculo de la potencia activa total

$$P = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \cos \varphi$$

$$P = \sqrt{3} * 214.77V * 14.76A * \cos(-16.6^\circ)$$

$$P = \mathbf{5263W}$$

Cálculo de la potencia reactiva total

$$Q = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea} * \sin \varphi$$

$$Q = \sqrt{3} * 214.77V * 14.76 A * \sin(-16.6^\circ)$$

$$Q = \mathbf{-1563 Var}$$

Cálculo de la potencia aparente total

$$S = \sqrt{3} * U_{Línea} * I_{Línea}$$

$$S = \sqrt{3} * 214.77V * 13.13A$$

$$S = 5493 VA$$

Cálculo del factor de potencia total

$$FP = \text{Cos } \varphi$$

$$FP = \text{Cos } (-16.6^\circ)$$

$$FP = 0.9583$$

La tabla 7 muestra los datos obtenidos mediante la simulación con las PMU y los datos obtenidos mediante los cálculos. Debido a las aproximaciones de los cálculos y al margen de error de estimación de los fasores por parte de la PMU se concluye que los datos calculados y simulados se asemejan llegando a verificar que la simulación del monitoreo de la red trifásica mediante la PMU es correcta.

Tabla 7. Comparación de los resultados simulados y calculados.

Voltajes de línea	Simulación	Cálculos
V_{ab}	214.7 \angle 120°	214.7 \angle 120°
V_{bc}	214.7 \angle 0.01°	214.7 \angle 0°
V_{ca}	214.7 \angle -120°	214.7 \angle -120°
Corrientes de línea		
I_a	14.77 \angle 106.5°	14.76 \angle 106.5°
I_b	14.77 \angle -13.5°	14.76 \angle -13.5°
I_c	14.77 \angle 133.5°	14.76 \angle 133.5°
Potencias		
Activa	5269	5263
Reactiva	-1561	-1563
Aparente	5495	5493
Factor de potencia	0.9588	0.9583

Fuente y elaboración.(Autor).

3.4 Análisis comparativo frente a los sistemas de medición tradicional.

El monitoreo mediante las PMU busca soluciones innovadoras a los problemas que actualmente enfrentan los sistemas tradicionales de las compañías eléctricas. Es decir, el crecimiento de la demanda energética y el crecimiento de los sistemas eléctricos conlleva que cada vez los equipos operen al máximo de su capacidad lo que trae consigo problemas de inestabilidad y operatividad. La ventaja de los Sincrofasores es que debido al despliegue del sistema global de posicionamiento (GPS) ofrece una forma más efectiva para sincronizar las mediciones de un sistema eléctrico de potencia en diferentes puntos de la red y a grandes distancias.

Antes de comprender como los Sincrofasores pueden mejorar la operación y planificación de una red eléctrica es necesario saber que un sincrofasor prácticamente es el cálculo de los fasores de la red con respecto a una referencia absoluta de tiempo. El sincrofasor adquiere las magnitudes instantáneas de corriente y voltaje y a partir de las mismas hace el cálculo de los fasores de tensión y corriente, así como también de otros parámetros de interés. Los fasores estimados son marcados por una etiqueta temporal relacionada al sistema de posicionamiento global. Esto hace que las mediciones realizadas en diferentes puntos de la red se ajusten en el tiempo para posteriormente combinarse y proporcionar una imagen precisa y completa del estado de un sistema eléctrico o de una interconexión de este.

Al comparar los Sincrofasores con los métodos tradicionales de medición debemos conocer que una PMU entrega los datos en intervalos de tiempo relativamente cortos de entre 10 y 60 veces por segundo para un sistema de 60Hz según lo especificado en la norma IEEE C.37.118.2-2011. La alta velocidad de la tasa de informe de fasores es significativamente más rápida que la tecnología convencional de los sistemas de control y adquisición de datos (SCADA) los cuales tiene una tasa de datos de 4 a 6 segundos. En conclusión, la alta tasa de datos de una PMU permite poner evidencia la dinámica del sistema la misma que no sería aparente con un sistema SCADA.

Las perspectivas que pretenden cumplir las PMU es hacer estimaciones precisas en intervalos de tiempo frecuentes sobre el estado del sistema para permitir controlar los fenómenos dinámicos que intervienen en una red y desde un centro de control tomar las medidas de control y precaución adecuadas. Otra perspectiva es el mejoramiento de los análisis posteriores a la aparición de perturbaciones, debido a que la sincronización vía GPS permite obtener estados instantáneos precisos de la red completa. También ofrece la posibilidad de implementar un sistema avanzado de protección a partir de las mediciones Sincrofasoriales con el fin de mejorar la respuesta global del sistema frente a eventos catastróficos.

CONCLUSIONES

- Un sistema de monitoreo basado en sincrofasores en comparación a los sistemas de medición tradicionales en cuanto a la obtención de datos de la red los sincrofasores entregan datos en intervalos más cortos de tiempo (de 10 a 60 fps) y en tiempo real, a diferencia de los sistemas tradicionales que son capaces solamente de entregar datos a una tasa relativamente baja de 4 a 6 segundos. En conclusión, la tecnología sincrofasorial permite monitorear la red eléctrica poniendo en evidencia su estado dinámico y permitiendo llevar un control más optimizado con el fin de detectar problemas de operatividad e inestabilidad dentro de la red.
- La metodología analizada en el presente trabajo nos demuestra que las mediciones sincrofasoriales hacen posible la supervisión de una red brindando un sin número de beneficios de entre los cuales vale mencionar tener una amplia simplificación matemática y reducir la necesidad de implementar sistemas electrónicos muy complejos y por ende capacidades de procesamiento elevadas.
- El método estudiado en el presente trabajo en respuesta a las perturbaciones medidas con los sincrofasores resulta ser hábil y beneficioso según lo corroboran los estudios desarrollados en este trabajo de titulación.
- El análisis comparativo y los resultados obtenidos muestran un buen desempeño del modelo matemático empleado para los distintos casos de estudio planteados. De igual manera a partir de los fasores obtenidos de los circuitos eléctricos planteados se ha hecho posible determinar cada una de las variables presentes en los sistemas eléctricos tales como voltajes, corrientes, potencias, variaciones de frecuencia, armónicos y gestión de calidad de energía - factor de potencia.

RECOMENDACIONES

Implementar el trabajo realizado con las ecuaciones del modelo matemático propuesto, con el fin de construir una protección sistémica más completa, que permita actuar ante situaciones dinámica de pequeño, mediano y gran impacto.

BIBLIOGRAFÍA

- Alok, J. (2016). Development of DFT Based MATLAB and LABVIEW Models for Phasor Measurements. *International Journal of Information and Electronics Engineering*, 6.
- Arbiter Systems. (s. f.). Modelo 933A Portable Power Sentinel™ Serie de Medición de Energía Sincronizada. Recuperado 1 de agosto de 2019, de <https://www.arbiter.com/catalog/product/model-933a-portable-power-sentinel.php>
- Borda, E. (2009). *Desarrollo de un algoritmo de identificación de parámetros de líneas de transmisión y de la posición del cambiador de tomas (TAPS), usando técnicas de estimación de estado y mediciones fasoriales sincronizadas*. Universidad Nacional de Colombia, Colombia D.C.
- Boris A. (2018). Electric Power Network State Tracking From Multirate Measurements. *IEEE*, 12.
- Castello, P., Ferrero, R., Pegoraro, P., & Toscani, S. (2018). Effect of Unbalance on Positive-Sequence Synchrophasor, Frequency, and ROCOF Estimations. *IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT*, 67, 11.
- CENACE. *Procedimientos de despacho y operación*. , Pub. L. No. 2 (2019).
- Cisneros, S. V., & Cortés, M. (2015). *Construcción de un sincrofasor de bajo costo basado en un DSP-Controlador*. 008, 10. Colombia.
- Committee, Power System Relaying. (2005). *IEEE Std C37.118™*.
- Committee, Power System Relaying. (2011). IEEE Std. C37.118.2™ IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. *IEEE*.
- IEEE Power & Energy Society. (2011). *IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems*.
- Lozano, C., Castro, F., & Ramirez, S. (2012). Unidades de medición fasorial (PMU). Recuperado 1 de agosto de 2019, de El hombre y la máquina website: <http://www.redalyc.org/pdf/478/47823946008.pdf>

- Martin, K. (1994, Noviembre). *IEEE 1344-1995* "Estándar IEEE para Sincrofasores para Sistemas de Potencia.
- Mosquera, A., & Rocha, J. (2016). *Instalación de un sistema de monitoreo sincrofasorial en una red de pruebas de laboratorio del instituto de ingeniería UNAM*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá DC., Colombia.
- National Instruments. (2019). ni.com: «Labview». Recuperado 1 de agosto de 2019, de <https://search.ni.com/nisearch/app/main/p/bot/no/ap/global/lang/es/pg/1/q/Labview/>
- Orallo, C., Donato, P., & Carugati, I. (2018, marzo). Unidades de Medición Fasorial. *Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE)*, 5.
- Pérez, A. (2012). *SINCROFASORES Y SU APLICACIÓN EN CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN SISTEMAS DE POTENCIA*. Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali.
- Phadkhe, A. G., & Thorp, J. (2010). *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. USA: Urbana, IL.
- Power System Relaying Committee, P. S. R. *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. , (2011).
- Retty, H. (2015). *Evaluation and Standardizing of Phasor Data Concentrators*. Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia.
- Salehi, V., Mazloomzahed, A., & Mohammed, O. (2015). Development and Implementation of a Phasor Measurement Unit for Real-Time Monitoring, Control and Protection of Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT*.