

Implementation of a Phasor Measurement Unit PMU Model in the Real Time Simulation Software for Electromagnetic Transients HYPERSIM

Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM

D.S. Paguay¹  0009-0006-1269-3571 R.F. Lozada²  0009-0003-6192-6384
W.A. Almeida²  0009-0008-2380-2336 C.X. Lozada²  0000-0002-6036-3124

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: diego.paguay@epn.edu.ec

²Operador Nacional de Electricidad – CENACE, Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Quito, Ecuador

E-mail: rlozada@cenace.gob.ec, aalmeida@cenace.gob.ec, clozada@cenace.gob.ec

Abstract

The purpose of this work is to develop a model for a phasor measurement unit (PMU) in OPAL-RT's real time digital simulation environment of the electromagnetic transient simulation software HYPERSIM. The proposed methodology is based on the IEEE standards C37.118.1-2011 and C37.118.2-2011. For synchrophasor estimation the RMS value calculation over a rolling window and a PLL-based (Phase-Locked Loop) scheme is used, as well as the interfaces for GPS synchronization and C37.118.2 communications that the real time simulator has available. The model was designed considering efficiency in computational resources. Finally, the implemented PMU model is compared to a commercial PMU on a WAMS using a real time simulation environment.

Resumen

El objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo de unidad de medición fasorial (PMU) en el entorno de simulación digital en tiempo real del software de simulación de transitorios electromagnéticos HYPERSIM de OPAL-RT. La metodología propuesta para la modelación está basada en los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1-2011 y C37.118.2-2011 para la estimación de los sincrofases de voltaje y corriente, la frecuencia y el ROCOF. En el modelo implementado la estimación sincrofase se lleva a cabo con el cálculo del valor eficaz (RMS) para una ventana móvil variable, el uso de controles PLL (Phase-Locked Loop), y las interfaces de sincronización GPS y del estándar C37.118.2 del simulador en tiempo real. Se ha considerado que el modelo sea eficiente en cuanto a recursos computacionales. Finalmente, se realiza la comparación de los datos sincrofase del modelo de PMU con los datos de una PMU comercial en un sistema WAMS, en un entorno de simulación en tiempo real.

Index terms— PMU, real-time simulation, synchrophasors, PLL, WAMS.

Palabras clave— PMU, simulación en tiempo real, sincrofases, PLL, WAMS.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 15-01-2026

Forma sugerida de citación: Paguay, D.; Lozada, R.; Almeida, A.; Lozada, C. (2026). "Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 32-43

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.730>

© 2026 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

La evolución de los sistemas eléctricos de potencia ha dado lugar a la integración de sistemas de generación basados en recursos energéticos renovables, la digitalización, y la transición hacia redes inteligentes, lo cual ha creado nuevas oportunidades de investigación, desarrollo e innovación al considerar los nuevos retos introducidos por estas tecnologías. [1]

En la transformación hacia redes inteligentes, la integración de sistemas de monitoreo, control y operación en tiempo real de los sistemas eléctricos facilita su análisis, caracterización y evaluación. Los sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS - Wide Area Monitoring System) han probado ser una valiosa herramienta para el monitoreo y operación de los sistemas eléctricos en el mundo. [2] [3]

En Ecuador, desde el 2010 un sistema de monitoreo de área extendido (WAMS) fue implementado en respuesta a los riesgos y vulnerabilidades que existían en su sistema eléctrico debido a fenómenos dinámicos. Esta implementación comprende la instalación de unidades de medición fasorial (PMU - Phasor Measurement Unit) en puntos estratégicos, y la aplicación de estudios especializados para mejorar la estabilidad del sistema. [4]

Las PMU son equipos que realizan la estimación de los fasores de las magnitudes eléctricas, el cálculo de la frecuencia y la razón de cambio de la frecuencia (ROCOF); y asocian los datos fasoriales estimados a una señal de tiempo de alta precisión, como puede ser una señal GPS. La tasa de datos manejada por una PMU comúnmente es de 60 o 50 datos por segundo, dependiendo de la frecuencia nominal del sistema. [5]

El estándar IEEE C37.118.1-2011 define los conceptos básicos relacionados a los datos sincrofasoriales, junto con los requerimientos mínimos en cuanto a la validación de la estimación fasorial [6], y este tiene una enmienda que revisa los requerimientos de desempeño de una PMU en el estándar IEEE C37.118.1a-2014. [7] El estándar IEEE C37.118.2-2011 define los lineamientos para la transmisión de datos sincrofasoriales a través de una red de comunicaciones. [8]

La información de una PMU resulta versátil para realizar estudios especializados como el modelado y validación de componentes de un sistema eléctrico, o la identificación paramétrica y sintonización de sistemas de control; [4] y para aplicaciones de control y protección como la integración de datos sincrofasoriales en esquemas de protección y la implementación de esquemas de acción remedial. [9] [10]

El software de simulación hace posible realizar estudios especializados de un sistema eléctrico. Para ello se modela el sistema de interés, y se simula su comportamiento dinámico bajo las condiciones operativas o de prueba que se hayan definido para el estudio. [11] La simulación puede ser de tipo EMT

(Electromagnetic Transient), en donde se obtiene las formas de onda de las magnitudes eléctricas, con pasos de tiempo en el orden de microsegundos, o de tipo RMS, en donde los resultados son la representación fasorial de las magnitudes eléctricas, con pasos de tiempo en el orden de milisegundos. [12]

La simulación de sistemas eléctricos se puede realizar con soluciones tradicionales, o fuera de línea, como son los softwares DIgSILENT PowerFactory, EMTP-RV o PSCAD, o con soluciones de simulación digital en tiempo real, como es el caso del software RSCAD de RTDS Technologies, o los softwares RT-LAB y HYPERSIM de OPAL-RT.

En simulación EMT, para contrastar los resultados instantáneos de la simulación con los datos de una PMU, es necesario convertir a su representación fasorial. Esto se logra en el entorno de simulación al modelar el funcionamiento de una PMU. [12]

En [5] y [13] se detalla la fundamentación teórica sobre la estimación fasorial, y en [14] se presenta una revisión de las técnicas utilizadas para la estimación fasorial y modelado de PMUs.

En [12] y [15] se describe metodologías basadas en aplicaciones de la Transformada Discreta de Fourier (DFT) para la modelación de PMUs, junto con el proceso de validación utilizado para determinar el cumplimiento de los lineamientos del estándar C37.118.1. Estos modelos fueron implementados para software de simulación fuera de línea. En [16] se describe un modelo de PMU basado en un control PLL (Phase-Locked Loop) con la finalidad de crear un prototipo de PMU de nivel comercial. Este modelo no está diseñado para ser usado en entornos de simulación de sistemas eléctricos.

En [17] se detalla una metodología para la evaluación del desempeño dinámico de una PMU, con el uso de un conjunto de pruebas para determinar el cumplimiento de los requerimientos propuestos en el estándar C37.118.1.

Modelos de PMU implementados en un entorno de simulación en tiempo real se presentan en [18] y [19]. Estos modelos implementan algoritmos eficientes computacionalmente para la estimación fasorial, y el despliegue de comunicaciones a través del estándar IEEE C37.118.2 para el intercambio de datos sincrofasoriales con PDCs, diseñados para el software RT-LAB.

El software de simulación EMT en tiempo real de OPAL-RT, HYPERSIM, está integrado a los estándares IEEE C37.118.1-2011 y IEEE C37.118.2-2011 para envío y recepción de datos sincrofasoriales [20], mas no dispone de una herramienta o bloque específico para la estimación fasorial en su librería nativa.

De esta forma, es posible desarrollar un modelo en el entorno de HYPERSIM con los elementos disponibles en su librería nativa, considerando eficiencia computacional, que permita realizar la estimación fasorial de los valores instantáneos de las magnitudes

eléctricas en base a los lineamientos del estándar IEEE para sincrofasores, hacer uso de la sincronización por GPS del simulador en tiempo real, y usar la implementación del estándar IEEE C37.118.2 en este entorno para el envío de datos sincrofasoriales a un PDC, y su monitoreo en tiempo real en WAMS. Adicionalmente, se realiza una comparativa bajo condiciones dinámicas con un IED comercial configurado como PMU.

En este artículo se plantea el diseño e implementación de un modelo de PMU, de clase P del estándar IEEE C37.118.1, en el software HYPERSIM para simulación digital en tiempo real. En la segunda sección se revisa la teoría asociada a la estimación fasorial, los sincrofasores, y las unidades de medición fasorial. La tercera sección comprende la metodología utilizada para la construcción del modelo de PMU en HYPERSIM. En la cuarta sección se analizan los resultados del modelo de PMU obtenidos de la simulación digital en tiempo real, los índices de desempeño del modelo, y la comparativa con una PMU comercial para distintos eventos.

2. ESTIMACIÓN FASORIAL

En esta sección se revisa el fundamento teórico asociado a los conceptos y definiciones necesarias para aplicar los lineamientos del estándar IEEE C37.118.1 en cuanto a los requerimientos de la estimación fasorial, y de los datos entregados por una PMU.

2.1 Definición de Fasor

Los sistemas de potencia están basados en corriente alterna (AC) en una configuración trifásica, de esta manera las magnitudes eléctricas correspondientes a voltajes y corrientes pueden ser representadas como formas de onda sinusoidales, en función del tiempo caracterizadas por una amplitud, velocidad angular y ángulo de desfase, como se muestra en (1). [21]

$$x(t) = X * \cos(\omega t + \delta) \quad (1)$$

A partir de (1) es posible utilizar la identidad de Euler (2) para expresar una forma de onda sinusoidal como un fasor, la cual se presenta en (3). [22]

$$e^{j\phi} = \cos(\phi) + j \sin(\phi) \quad (2)$$

$$x(t) = \text{Re}[X * e^{j(\omega t + \delta)}]$$

$$x(t) = \text{Re}[(X e^{j\delta}) e^{j\omega t}] \quad (3)$$

Si se considera la frecuencia como constante, y, por lo tanto, la velocidad angular constante, se puede despreciar el término $e^{j\omega t}$. De la misma forma, se puede considerar el fasor solamente en función del valor eficaz o valor RMS de la onda sinusoidal. En (4) se presenta la representación fasorial de la sinusoidal en su forma exponencial, polar y rectangular. [22]

$$\begin{aligned} X_{RMS} e^{j\delta} &= X_{RMS} \angle \delta \\ &= X_{RMS} (\cos(\delta) + j \sin(\delta)) \end{aligned} \quad (4)$$

Esta definición de fasor es la que se utiliza en el estándar IEEE C37.118.1 [6], y en este se aclara que, para poder realizar comparaciones, todos los fasores deben estar referidos a la misma velocidad angular.

En la Fig. 1 se presenta una comparación gráfica entre la forma de onda instantánea de una sinusoidal (1), y la representación fasorial de la misma (4).

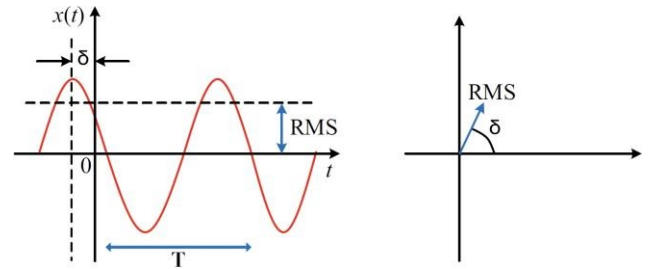


Figura 1: Onda Sinusoidal y su Representación Fasorial. [9]

El valor eficaz de una onda sinusoidal pura se puede obtener al dividir la amplitud de la sinusoidal para $\sqrt{2}$. Sin embargo, las formas de onda asociadas a voltajes y corrientes de un sistema eléctrico no son puramente sinusoidales, es decir, presentan alguna distorsión. De modo que se pueda obtener el valor eficaz de una onda sinusoidal distorsionada se puede utilizar la definición de valor eficaz, que se presenta en (5). [13]

$$X_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int x(t)^2 dt} \quad (5)$$

Cabe destacar, que para el cálculo del valor RMS de una señal periódica cualquiera, se debe integrar sobre cada periodo o ciclo de la señal de forma individual. [13] De esta forma, cada ciclo de una señal periódica tendrá asociado un valor RMS.

2.2 Definición de Sincrofasor

Un sincrofasor es una representación de una forma de onda instantánea similar a un fasor, como en (1), con la consideración de que el ángulo de desfase δ está referenciado a una onda sinusoidal a frecuencia fundamental cuyo parámetro de tiempo este sincronizado con el tiempo UTC (Coordinated Universal Time). Este valor de tiempo debe provenir de una fuente de sincronismo de alta precisión, de modo que se asegure una precisión en tiempo de 1 microsegundo. [6]

El ángulo de desfase total corresponde al desplazamiento en tiempo entre la onda sinusoidal de referencia, y la forma de onda instantánea. [14] A partir de (1) se puede establecer el valor de la amplitud en

función del tiempo y el valor de la velocidad angular en términos de una frecuencia en función del tiempo, como se muestra en (6).

$$x(t) = X(t) * \cos(2\pi * f(t) * t + \delta) \quad (6)$$

Si se considera la frecuencia nominal del sistema como f_0 , entonces se puede definir el término $g(t) = f(t) - f_0$, el cual representa la variación de frecuencia en el tiempo. De (6) el término $f(t) * t$ puede ser reemplazado por la integral de la frecuencia en el tiempo. [6] En (7) se presenta la aplicación de estas consideraciones.

$$x(t) = X(t) * \cos(2\pi \int f(t) dt + \delta) \quad (7)$$

$$x(t) = X(t) * \cos\left(2\pi f_0 t + \left(2\pi \int g(t) dt + \delta\right)\right)$$

Al aplicar la identidad de Euler a (7), se obtiene la representación fasorial de un sincrofasor, como se muestra en (8).

$$x(t) = \text{Re}[X(t)e^{j[2\pi f_0 t + (2\pi \int g(t) dt + \delta)]}]$$

$$x(t) = \text{Re}[X(t)e^{j\omega_0 t}(e^{j2\pi \int g(t) dt} e^{j\delta})] \quad (8)$$

De forma similar a un fasor, para la representación fasorial de la forma de onda sinusoidal se utiliza su valor eficaz y se considera el valor de $e^{j\omega_0 t}$ como constante. [6] El sincrofasor asociado a la forma de onda original se muestra en (9).

$$X_{RMS} e^{j\delta} e^{j2\pi \int g(t) dt} =$$

$$X_{RMS} \angle \left(\delta + 2\pi \int g(t) dt \right) \quad (9)$$

Al comparar la ecuación de un fasor (4) con la ecuación de un sincrofasor (9), se observa que el resultado de referenciar la forma de onda $x(t)$ a una onda sinusoidal pura a la frecuencia nominal f_0 , resulta en la introducción de una componente de desfase angular adicional al desfase angular original δ , la cual es resultado directo de la variación de la frecuencia de la forma de onda $x(t)$ en el tiempo.

En la Fig. 2 se muestra el efecto sobre el ángulo del sincrofasor resultado de la referenciación de la forma de onda a una sinusoidal pura a frecuencia fundamental. En este caso se ha considerado que la forma de onda tenga un desfase angular δ igual a cero.

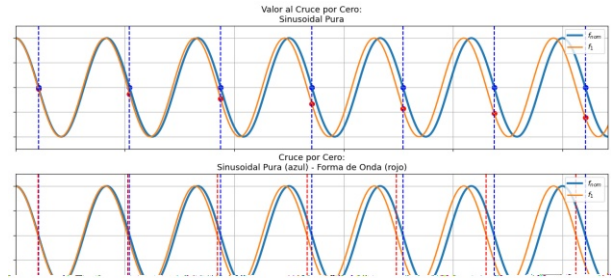


Figura 2: Desfase en Tiempo entre una Forma de Onda a f_1 con $\delta=0$ y la Onda Sinusoidal Pura a f_{nom} de Referencia

El ángulo debido a la diferencia de frecuencia crece con el tiempo, y considerando la naturaleza periódica de ambas formas de onda, esto conlleva a que el ángulo se incremente hasta un valor máximo de 180° , y seguido a ello empiece a crecer desde un ángulo de -180° .

De la Fig.2 se puede verificar que, en una forma de onda a frecuencia distinta a la fundamental, no existe coincidencia entre el cruce por cero de la referencia y el cruce por cero de la forma de onda.

En la Fig.3 se muestra el efecto sobre el ángulo del sincrofasor resultado de la referenciación de la forma de onda a una sinusoidal pura a frecuencia fundamental, considerando un ángulo de desfase δ en la forma de onda.

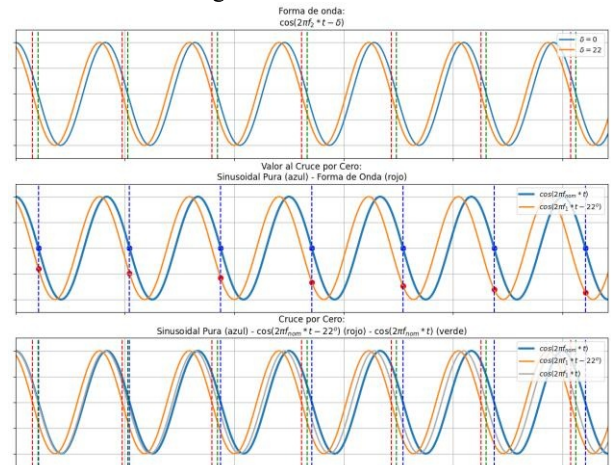


Figura 3: Desfase en Tiempo entre una Forma de Onda a f_1 con $\delta>0$ y la Onda Sinusoidal Pura a f_{nom} de Referencia

Al no considerar un desfase δ , ver Fig. 2, se puede observar que el desfase en tiempo respecto a la señal de referencia va incrementando con el tiempo. Cuando el desfase δ se considera, ver Fig. 3, se observa las dos componentes del ángulo de un sincrofasor, el ángulo de desfase δ es el comprendido entre las líneas cortadas roja y verde, y el ángulo resultante de la diferencia de frecuencias es el comprendido entre las líneas cortadas verde y azul. De este modo, el ángulo del sincrofasor está comprendido entre las líneas cortadas roja y azul.

2.3 Unidad de Medición Fasorial - PMU

Originalmente, una PMU era un equipo específico capaz de realizar la estimación de los sincrofasores, haciendo uso de una fuente de sincronismo en tiempo de alta precisión, a partir de señales correspondientes a las mediciones de magnitudes eléctricas. Luego asocia dicha información a una estampa de tiempo, y es capaz de transmitir los datos sincrofasoriales a un PDC, basándose en los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1 y IEEE C37.118.2. [5] [9] Actualmente, los IEDs comerciales de diversas marcas han sido integrados con ambos estándares, de modo que adicional a las funciones de control y protección que estos dispongan, también pueden operar como PMUs. [10]

Una PMU realiza el proceso de estimación fasorial con el cual obtiene los datos sincrofasoriales de voltajes y corrientes. Adicionalmente, la PMU realiza el cálculo de la frecuencia de la señal de voltaje y de la razón del cambio de dicha frecuencia (ROCOF). El ROCOF corresponde a la derivada en el tiempo de la frecuencia de la forma de onda, como se muestra en (10). [6] En la Fig. 4 se presenta un diagrama de bloques en donde se muestra un modelo simplificado de una PMU.

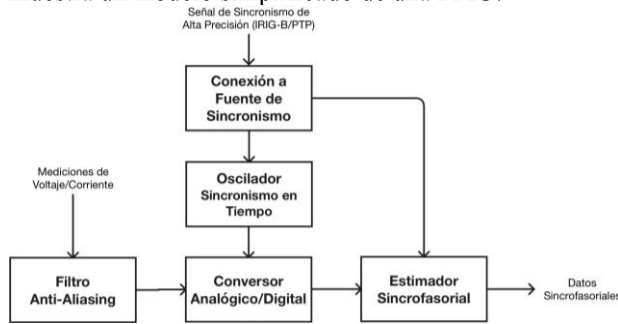


Figura 4: Diagrama de Bloques de una PMU [23]

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad (10)$$

El estándar C37.118.2 establece que el paquete de datos generado por una PMU puede incluir señales analógicas y digitales, las cuales serán complementarias a los datos sincrofasoriales. [7]

Cada paquete de datos de generado es asociado a una estampa de tiempo de alta precisión, la cual se obtiene de la misma fuente de sincronismo que es utilizada para el cálculo de los sincrofasores. [6] La ventaja de tener cada paquete de datos referenciado en tiempo es que hace posible alinear los datos provenientes de PMUs instaladas en diferentes estaciones de medición. [5]

La fuente de sincronismo en tiempo de alta precisión utilizada en una PMU puede provenir de un reloj GPS, el cual obtiene la señal de sincronismo en tiempo de los satélites que componen el sistema de posicionamiento global (GPS), o pueden integrar el estándar PTP (Precision Time Protocol), el cual maneja sincronismo en tiempo en una infraestructura de red, considerando

mantener la precisión del tiempo en todos sus puntos. [9]

El estándar C37.118.1 define los índices TVE (Total Vector Error), FE (Frequency measurement error), y RFE (ROCOF measurement error) para evaluar la estimación fasorial de una PMU. [6] Estos índices se calculan con las ecuaciones (11), (12) y (13), respectivamente.

$$TVE = \sqrt{\frac{(\widehat{X}_r - X_r)^2 + (\widehat{X}_i - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (11)$$

El índice TVE se calcula a partir de la parte real e imaginaria del fasor estimado, \widehat{X}_r y \widehat{X}_i , y de la parte real e imaginaria del fasor real de referencia, X_r y X_i .

$$FE = |f_{real} - f_{estimada}| \quad (12)$$

$$RFE = |ROCOF_{real} - ROCOF_{estimado}| \quad (13)$$

Los índices de FE y RFE se calculan con los valores real y estimado de la frecuencia y el ROCOF.

3. MODELO DE PMU IMPLEMENTADO EN HYPERSIM

HYPERSIM es un software de simulación especializado en sistemas de potencia, específico para simulación de transitorios electromagnéticos (EMT), implementado en un entorno de simulación en tiempo real y distribuido por OPAL-RT. [20]

Este software tiene disponible en su librería nativa un conjunto de modelos de elementos de sistemas de potencia, elementos de control y protección de sistemas de potencia, y elementos para modelado de sistemas de control, en donde se incluyen funciones de transferencia continuas y discretas. Sin embargo, no existe un elemento que tenga funciones de PMU, o en su defecto que pueda realizar estimación fasorial.

El entorno de simulación en tiempo real de OPAL-RT tiene integrado el estándar C37.118.2, para intercambio de datos con PDCs y PMUs, e integra sincronización en tiempo de alta precisión por GPS.

A continuación, se describe las etapas que se han implementado en HYPERSIM con elementos de su librería nativa para obtener el paquete de datos resultante de una PMU, considerando la estimación fasorial, el cálculo de la frecuencia y ROCOF, el proceso de sincronización en tiempo, y la construcción del paquete de datos conforme al estándar C37.118.2.

3.1 Magnitud del Fasor

El cálculo de la magnitud de los fasores ha considerado la ecuación (5), en su representación discreta, como se muestra en (14). En HYPERSIM se tiene disponible el bloque de valor medio de frecuencia variable, este dispone de dos entradas: la señal de entrada, y la señal de frecuencia; y tiene como salida la señal del valor medio para una ventana móvil en función de la frecuencia.

$$X_{RMS}[n] = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t-T}^t x[n]^2} \quad (14)$$

La señal de entrada se obtiene elevando al cuadrado las mediciones de cada fase. La obtención de la señal de frecuencia se explica en la siguiente sección. De la salida del bloque de valor medio de frecuencia variable se calcula la raíz cuadrada. En la Fig. 5 se muestra la implementación en HYPERSIM, se debe considerar que este modelo realiza el cálculo de la magnitud de una fase.

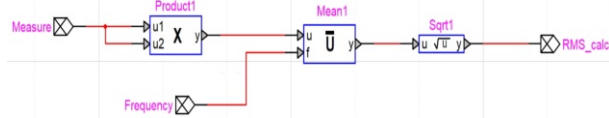


Figura 5: Modelo para Cálculo de Magnitud de un Fasor.

3.2 Frecuencia y ROCOF

Para el cálculo de la frecuencia se ha considerado el uso del bloque PLL (Phase-Locked Loop) disponible en HYPERSIM. En [13] y [18] se describe a detalle la estructura interna del esquema de control PLL utilizado para la estimación de la frecuencia de una señal sinusoidal. En la Fig. 6 se muestra la estructura interna del PLL disponible en HYPERSIM.

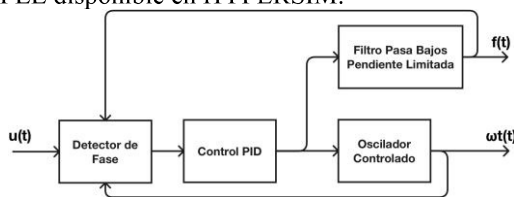


Figura 6: Modelo HYPERSIM de un Control PLL.

El control PLL toma como entrada una señal sinusoidal, y tiene como salidas la frecuencia de la señal de entrada, y la velocidad angular en fase a la señal de entrada. De forma similar a la media, el bloque PLL calcula sus salidas en una ventana móvil. El bloque PLL de HYPERSIM requiere que la señal de entrada tenga un valor pico menor a 1, por lo cual, se ha incluido una etapa de normalización aplicada a las señales de medición.

La normalización se logra con el uso de Comparadores y Selectores de HYPERSIM. En un selector de dos entradas se conecta la primera entrada a la señal original, y la segunda aplica una ganancia de 0.5 a la señal original; la señal de control del selector viene de un comparador, que detecta si el valor instantáneo de la señal original supera el límite de 1, y entonces cambia la señal del selector a la señal escalada. Este proceso iterativo se aplica en 10 pasos, y este continuamente escala la señal de entrada.

El PLL se utiliza exclusivamente para el cálculo de frecuencia y ángulo de desfase del sincrofasor, por lo cual

la normalización se aplica directamente a la entrada del PLL, y es independiente de la estimación de magnitud.

La señal de la frecuencia se obtiene del uso de un bloque PLL trifásico de HYPERSIM, el cual toma como entrada las señales normalizadas de voltaje o corriente de cada fase. Esta señal de frecuencia es la que se utiliza para la entrada de frecuencia del bloque de valor medio de frecuencia variable, Fig. 5, de la sección anterior.

A partir de la salida de frecuencia del PLL trifásico, se calcula el ROCOF haciendo uso de la derivada en tiempo discreto (15), la cual se ha implementado con el bloque de función de transferencia en tiempo discreto de HYPERSIM, en donde se considera la constante T_s correspondiente al paso de integración de la simulación.

$$ROCOF = \frac{Z-1}{Z * T_s} * f[n] \quad (15)$$

3.3 Ángulo de Desfase

Para el cálculo del ángulo de desfase se utiliza el bloque PLL monofásico de HYPERSIM, el cual toma una señal normalizada para calcular la velocidad angular de cada fase de forma independiente. La salida de velocidad angular del PLL monofásico es una señal diente de sierra, la cual tiene un rango de 0 a 2π , y esta sincronizada a los cruces por cero crecientes de la componente fundamental de la señal de entrada.

En la Fig. 7 se muestra la salida de velocidad angular de un PLL para una entrada de 3 señales sinusoidales.

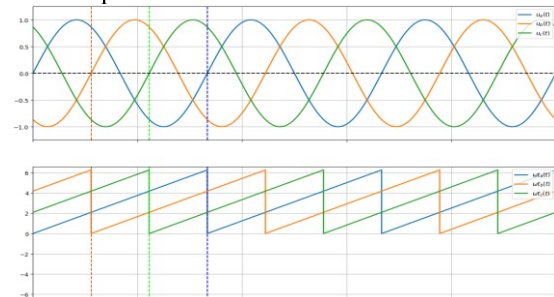


Figura 7: Señal de Salida de Velocidad Angular de un PLL.

La señal de velocidad angular de los PLL de cada fase no es el ángulo de desfase del sincrofasor, ya que solo considera el desfase propio de cada sinusoidal.

Para obtener el ángulo de desfase de los sincrofasores, se parte de una señal de tiempo UTC, obtenida de la interfaz de sincronización de alta precisión, y se le aplica la función Modulo de HYPERSIM, limitando el rango del tiempo de 0 a 60 segundos, esta se multiplica por un valor de $2\pi * f_{nom} * 180/\pi$, se ingresa el resultado a la función Coseno de HYPERSIM, y finalmente se obtiene la velocidad angular de esta sinusoidal con un PLL monofásico. Esta velocidad angular está en fase a la sinusoidal de referencia a frecuencia fundamental sincronizada en tiempo. En la Fig. 8 se presenta el diagrama del modelo implementado en HYPERSIM.

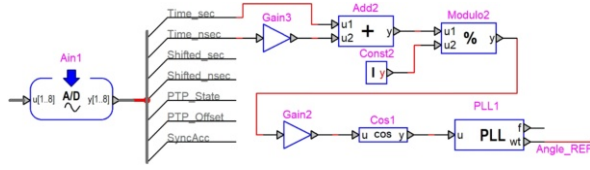


Figura 8: Modelo para Obtención de Referencia Angular UTC.

La señal de velocidad angular de referencia debe ser restada de las señales de velocidad angular de cada fase del voltaje y corriente. A esta señal resultante se le aplican las ecuaciones (16), (17), (18) y (19) de modo que su valor esté entre $-\pi$ y π .

$$\alpha_1(t) = \omega t_{a,b,c}(t) - \text{Angle_REF} \quad (16)$$

$$\alpha_2(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \alpha_1(t) < \pi \\ 2\pi & \text{si } \alpha_1(t) \geq \pi \end{cases} \quad (17)$$

$$\alpha_3(t) = \begin{cases} 2\pi & \text{si } \alpha_1(t) < -\pi \\ 0 & \text{si } \alpha_1(t) \geq -\pi \end{cases} \quad (18)$$

$$\delta_{a,b,c}(t) = \alpha_1(t) - \alpha_2(t) + \alpha_3(t) \quad (19)$$

La señal de velocidad angular de referenciada al tiempo UTC, solamente se puede obtener al momento de simular el sistema en tiempo real, debido a que la sincronización en tiempo por GPS solo se activa en este tipo de simulación.

En caso de que se desee usar el modelo de PMU en simulación fuera de línea, la señal Angle_REF puede ser obtenida de la velocidad angular de la fase A del voltaje de la barra de referencia (Barra del Generador SLACK), y en base a esta señal se calculan los ángulos del resto de PMUs presentes en el modelo de simulación. En este caso se obtienen son los fasores del sistema simulado.

3.4 Modelo de PMU

En la Fig. 9 se muestra el modelo de PMU implementado en HYPERSIM, con todas las consideraciones revisadas en secciones anteriores.

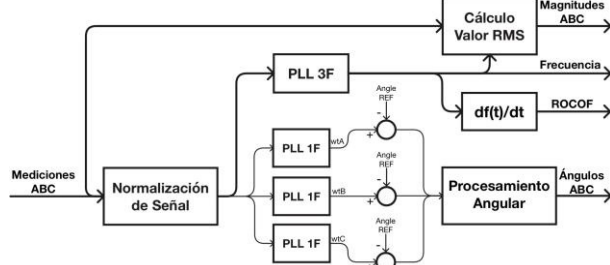


Figura 9: Modelo de PMU Implementado en HYPERSIM.

El modelo presentado puede tener como entrada la medición trifásica de voltaje o de corriente, y calculará el paquete de datos sincrofasoriales completo (magnitudes, ángulos, frecuencia y ROCOF) para la magnitud que tenga como entrada.

De modo que se mejore la eficiencia computacional del modelo de PMU, considerando que en un entorno de simulación en tiempo real los recursos computacionales son clave para asegurar el correcto desempeño de la simulación, el modelo de la Fig. 8 es independiente al modelo de la Fig. 9. Con esto se consigue que la señal de referencia angular se calcule una sola vez, y dicha señal sea utilizada por todas las PMUs que se instalen en un mismo sistema a simular.

Asimismo, otra optimización tiene lugar al considerar que para obtener los sincrofasores de voltaje y corriente, se necesitan 2 subsistemas de la Fig. 10, uno para cada magnitud, respectivamente. Sin embargo, el estándar C37.118.1 define que el valor de la frecuencia y el ROCOF se obtienen de las mediciones de voltaje, por lo cual, en el subsistema que calcule los sincrofasores de corriente se podría eliminar el PLL trifásico y el derivador, ya que dichas señales no serían utilizadas.

Cada paquete de datos es calculado para todos los pasos de integración que se lleven a cabo, y el modelo de PMU funciona bajo una ventana móvil que avanza T_s en cada paso de integración.

3.5 Interfaz de Entradas y Salidas

La plataforma de simulación digital en tiempo de OPAL-RT real integrada en el software HYPERSIM hace posible integrar tanto la sincronización con una fuente de tiempo de alta precisión, así como poder realizar el intercambio de datos sincrofasoriales a través del estándar IEEE C37.118.2.

3.5.1 Sincronización GPS

En cuanto a sincronización con una fuente de tiempo de alta precisión, el simulador OP5033XG está equipado con una tarjeta Oregano syn1588, la cual permite la sincronización en tiempo a través de una señal IRIG-B obtenida de un reloj GPS, o a través de PTP. [20] En este caso la sincronización se realiza con el uso de una señal IRIG-B obtenida de un reloj GPS SEL-2488.

HYPERSIM gestiona el proceso de sincronización, y entrega al entorno de simulación 7 señales de la fuente de sincronismo de alta precisión, ver Tabla 1.

Tabla 1: Señales Sincronización en Tiempo [20]

ID	Señal	Descripción
1	Time/ Seconds	EPOCH, tiempo total en segundos desde el 1 de enero de 1970.
2	Time/ Nanoseconds	Total de nanosegundos, en [ns], del segundo actual.
3	Shifted Time/ Seconds	Similar a 1, considerando el desfase en segundos, si se ha definido alguno.
4	Shifted Time/ Nanoseconds	Similar a 2, considerando el desfase en segundos, si se ha definido alguno.
5	Info/ PTP Synch State	Estado de la sincronización. Sincronización exitosa si valor igual a 6.
6	Info/ PTP Slave Offset	Solo se usado si la fuente de sincronismo es PTP.
7	Info/ Sync Accuracy	Precisión de la configuración actual si la sincronización ha sido exitosa.

Las señales utilizadas para generar la señal de tiempo de la sinusoidal de referencia son el tiempo en segundos y nanosegundos. El tiempo en nanosegundos debe ser escalado correctamente, considerando que es entregado a la simulación en un rango de 0 a 10^9 .

3.5.2 Estándar IEEE C37.118.2

La implementación del estándar IEEE C37.118.2 en la plataforma de OPAL-RT integrada en el software HYPERSIM permite el intercambio de datos entre PMUs y PDCs, ya que dispone de interfaces de maestro o servidor, y de esclavo o cliente. [20]

De modo que el modelo de PMU envíe los datos estimados a un PDC, se requiere utilizar la interfaz de esclavo o cliente. Las configuraciones de red necesarias para esta interfaz son la ID de la PMU, el puerto TCP, y la dirección IP. El paquete de datos de la interfaz de cliente IEEE C37.118.2 está compuesto por las señales mostradas en la Tabla 2.

Las señales de la estampa de tiempo y la calidad de tiempo son gestionadas por HYPERSIM al momento de incluir las señales de sincronización en la simulación.

Tabla 2: Paquete de Datos Interfaz Esclavo IEEE C37.118.2 [20]

Datos	Sincrofasores de Voltaje	Sincrofasores de Corriente	Señales Analógicas
Estampa de Tiempo	Magnitud Fase A	Magnitud Fase A	*Opcional
Calidad de Tiempo	Ángulo Fase A	Ángulo Fase A	Señales Digitales
Desviación de frecuencia	Magnitud Fase B	Magnitud Fase B	*Opcional
ROCOF	Ángulo Fase B	Ángulo Fase B	
	Magnitud Fase C	Magnitud Fase C	
	Ángulo Fase C	Ángulo Fase C	

Las señales de desviación de frecuencia, ROCOF, y sincrofasores de voltaje y corriente se obtienen del modelo de PMU. Estas señales deben considerar:

- La señal de desviación de frecuencia debe estar en miliHertz [mHz] y se obtiene de la diferencia entre la frecuencia calculada por el modelo de PMU y la frecuencia nominal del sistema.
- La señal de ROCOF debe estar en Hertz por segundo [Hz/s].
- Las señales de los ángulos de los sincrofasores de voltaje y corriente deben estar en radianes.

Adicionalmente se pueden incluir señales analógicas y digitales al paquete de datos, las cuales estarán asociadas a la estampa de tiempo del paquete de datos.

En la interfaz de cliente C37.118.2 en HYPERSIM se puede ajustar la tasa de datos a enviar al PDC, normalmente este valor se configura a 60 muestras por segundo en un sistema de 60 Hz. Considerando el paso de integración T_s , se determina que no todos los paquetes de datos generados por el modelo se enviarán a un PDC.

4. RESULTADOS DEL MODELO DE PMU

4.1 Rendimiento Computacional del Modelo

El rendimiento computacional del modelo de pruebas se ha obtenido con la utilización del sistema de 9 Barras de los ejemplos de HYPERSIM. En este sistema se ha colocado una PMU en cada unidad de generación, en cada carga, y en un extremo de cada línea de transmisión. En total se ha implementado 12 PMUs en el sistema, de las cuales, las 3 de las unidades de generación reportan a un sistema WAMS de pruebas en tiempo real.

Tabla 3: Resultados Rendimiento Computacional HYPERSIM

Núcleo	Promedio Ejecución [us]	Promedio Uso [%]	Tiempo Ejecución Max [us]	Uso Max [%]	Over runs
1	0.99	1.98	1.75	3.5	0
2	1.05	2.1	1.71	3.42	0
3	25.42	50.84	27.54	55.08	0
4	0.55	1.1	1.17	2.34	0
5	1.15	2.3	1.91	3.82	0
6	0.96	1.92	1.74	3.48	0

Se ha configurado el sistema para 6 núcleos del simulador, en el núcleo 3 se ha asignado el sistema de 9 barras y las 12 PMUs, los núcleos restantes manejan otros elementos del modelo, y las comunicaciones. Se ha registrado los datos en el monitor de actividad de HYPERSIM, y se han aplicado eventos a la simulación. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

Se puede observar que mientras el núcleo 3 usa un máximo de 55.08% de su capacidad los demás núcleos tienen un uso inferior al 5%. De acuerdo con la documentación de HYPERSIM [20], se recomienda que cada núcleo no supere el 50% de su capacidad para evitar overruns. De acuerdo con estos resultados, es posible configurar el sistema a simular para que nuevas PMUs se asignen a otros núcleos, de modo que se consiga aumentar el total de PMUs y la complejidad del sistema de potencia que se desee simular.

4.2 Índices de Desempeño del Modelo

Se utiliza el sistema IEEE de 9 barras en ePhasorsim y se aprovecha la integración de dicho paquete con HYPERSIM para calcular los valores de TVE de voltaje y corriente, FE y RFE en estado estacionario y frente a un paso de carga. De ePhasorsim se obtienen los fasores y frecuencia reales, y el ROCOF real se obtiene derivando la frecuencia real, y se comparan contra las estimaciones del modelo de PMU implementado. Los resultados se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4: Resultados Indicadores Desempeño Estándar C37.118.1

	Valores Máximos	
	Estacionario	Evento Paso
TVE_V [%]	0.0234	0.2025
TVE_I [%]	0.0234	1.0102
FE [Hz]	0.0006	0.004
RFE [Hz/s]	0.0193	0.1109

En la Fig. 10 se muestra evolución en el de los valores de TVE de voltaje y corriente, FE y RFE, para la ventana de tiempo de aplicación del evento paso.

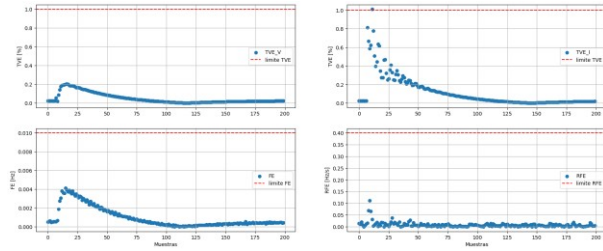


Figura 10: Evolución en el Tiempo de TVE, FE y RFE.

Al considerar los límites de TVE, FE y RFE de [6] y [7], se observa que, al comparar la estimación de la PMU frente a los fasores reales, se cumple en estado estacionario los 4 indicadores. En estado dinámico se puede observar que el TVE del fasor de corriente supera ligeramente el límite de 1% en una sola muestra, la cual luego del evento se recupera a valores aceptables.

4.3 Comparación con PMU Comercial

Se utiliza el mismo sistema de potencia de la sección 4.1, y se instala una PMU para monitoreo del generador 1. Para comparar los resultados del modelo de PMU se ha configurado un entorno de simulación en tiempo real en el que los resultados del modelo de PMU se envían a un WAMS de prueba, y con Sampled Values del estándar 61850 se envía datos a un IED SEL 421 configurado como PMU, el cual se monitorea en el mismo WAMS.

Se ha realizado la validación del modelo de PMU considerando su desempeño dinámico frente a eventos de un sistema de potencia simulado en tiempo real, y contrastando los resultados de la estimación fasorial contra los datos de una PMU comercial.

4.4 Evento 1: Desconexión y Conexión de Carga

El primer evento que se ha aplicado en el sistema simulado consiste en la desconexión y posterior conexión de una carga adicional en la barra 8 del sistema IEEE de 9 barras. Los resultados de la simulación en tiempo real del modelo de PMU, y de los datos sincrofásiales del IED SEL 421, se presentan en la Fig. 11.

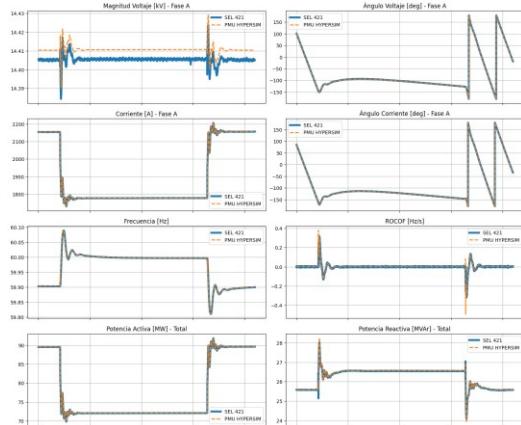


Figura 11: Resultados Modelo de PMU y SEL 421 – Evento de Conexión y Desconexión de Carga.

De los resultados obtenidos para este tipo de evento se puede observar que en la magnitud de voltaje existe una diferencia de aproximadamente 5 [V] entre los resultados del modelo de PMU y del IED SEL 421, variación mínima considerando que el nivel de voltaje del elemento monitoreado es de 13.8 [kV]. La mayor diferencia se presenta en el ROCOF y la potencia reactiva, principalmente durante los periodos tras la aplicación del evento.

4.5 Evento 2: Cortocircuito Trifásico

El segundo evento considerado es un cortocircuito aplicado en la barra 8 del sistema IEEE de 9 barras. Se ha considerado un cortocircuito trifásico con una duración de 20 [ms], periodo tras el cual se despeja la falla. Este evento se ha elegido considerando la naturaleza y de mayor afectación sobre las variables eléctricas del sistema, con el fin de determinar el desempeño del modelo de PMU frente a la estimación sincrofásorial de un equipo de protección como es el IED SEL 421. Los resultados de este evento se presentan en la Fig. 12.

Se observa que la magnitud de corriente, la frecuencia, las potencias activa y reactiva, y principalmente el ROCOF, presentan variaciones entre el modelo de PMU y el IED SEL 421 en el periodo de tiempo que el cortocircuito está presente. Una vez este se despeja, los resultados del modelo de PMU vuelven a estar cercanos a los valores del IED SEL 421.

En la Tabla 5 se presenta el error calculado entre las magnitudes y ángulos de voltajes y corrientes, y la frecuencia del modelo de PMU contra el IED comercial para los eventos de paso de carga y cortocircuito, y para estado estacionario. Como referencia se toma los valores del IED SEL 421.

Tabla 5: Resultados Rendimiento Computacional HYPERSIM

	Error Max [%]		
	Estacionario	Paso	Cortocircuito
Vmag	0.0418	0.0997	0.6239
Vang	1.8044	2.3912	4.3211
Imag	0.0493	0.7917	2.1323
Iang	1.8645	2.7704	4.8674
Freq	0.0014	0.0730	0.272

Se debe considerar que la señal de la frecuencia es relativamente similar entre el modelo de PMU y el IED, pero el ROCOF presenta una variación notable. En este caso es importante tener en cuenta que, como se explica en [10], los IED de protección suelen tener funciones específicas enfocadas a los esquemas de control y protección de este tipo de equipos.

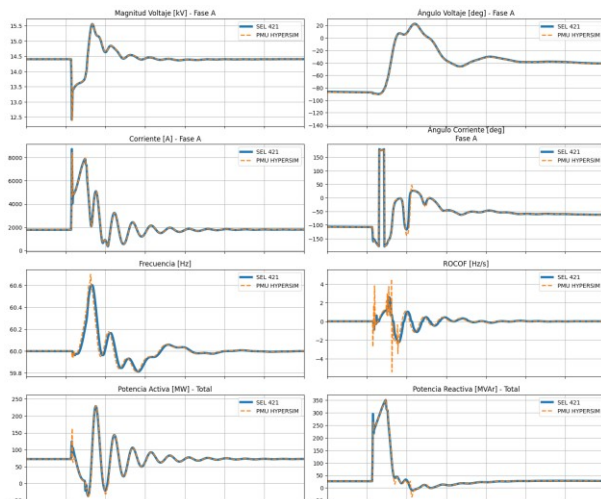


Figura 12: Resultados Modelo de PMU y SEL 421 – Evento de Cortocircuito Trifásico.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha implementado un modelo de unidad de medición fasorial (PMU) con los elementos de la librería nativa de HYPERSIM. La estimación de los sincrofasores de voltaje y corriente se ha conseguido con el cálculo del valor eficaz (RMS) en una ventana de tiempo móvil para la obtención de las magnitudes, y con el uso de controles PLL (Phase-Locked Loop) para la obtención de la frecuencia, ROCOF, y desfase angular de los sincrofasores, considerando los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1 y C37.118.2.

Se verifica que el modelo de PMU cumple con los requisitos de los estándares IEEE C37.118.1 y IEEE C37.118.1a, en estado estacionario. Para eventos de paso de carga el TVE de voltaje, FE y RFE cumplen con los límites de los estándares, y el TVE de corriente puede presentar incumplimientos por pocas muestras luego de la aplicación de este tipo de evento.

Se ha considerado que el modelo de PMU implementado pueda ser optimizado en cuanto a recursos computacionales, de modo que este pueda ser utilizado en aplicaciones de simulación digital en tiempo real de sistemas de potencia en donde se requiera un número elevado de PMUs para el monitoreo de elementos de un sistema simulado.

El modelo de PMU descrito puede ser utilizado para el monitoreo de los sincrofasores de un sistema simulado en tiempo real, así como para el monitoreo de los fasores de un sistema simulado fuera de línea.

Finalmente, Se recomienda mejorar el algoritmo correspondiente al cálculo del ROCOF, en casos donde se requiera este valor para la implementación de esquemas de control y protección, principalmente considerando la ventana de tiempo sobre la que esta señal se calcula. Alternativas para mejorar el cálculo del ROCOF y que este se asemeje a la estimación de un IED

de protección y control, pueden considerar la utilización de otros métodos matemáticos, como DFT ampliada o Taylor-Fourir, o calcular el ROCOF para una ventana de tiempo mayor a la ventana de 16.666 [ms] utilizada.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. Yu, M. S. Rahman, G. Zhang, S. T. Meraj and H. Trinh, "Comprehensive review of PMU applications in smart grid: Enhancing grid reliability and efficiency," *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 2025, doi: 10.23919/CJEE.2025.000129.
- [2] C. E. Ogbogu, J. Thronburg and S. O. Okozi, "Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review," *Energies*, vol. 18 (4), no. 994, 2025, doi: 10.3390/en18040994.
- [3] H. H. Alhelou, A. Y. Abdelaziz and P. Siano, *Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security*, Cham: Springer, 2021.
- [4] J. C. Cepeda, D. E. Echeverría, M. S. Chamba, I. Kamwa and J. L. Rueda-Torres, "Wide-Area Monitoring Protection and Control Supported Operation and Planning in the Ecuadorian Power System," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 23, no. 1, pp. 59-68, 2025, doi: 10.1109/MPE.2024.3435811.
- [5] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, New York: Springer, 2008.
- [6] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Standard C37.118.1-2011.
- [7] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements, IEEE Standard C37.118.1a-2014.
- [8] IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems, IEEE Standard C37.118.2-2011.
- [9] A. G. Phadke and T. Bi, "Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 619-629, 2018, doi: 10.1007/s40565-018-0423-3.
- [10] E. Schweitzer and D. E. Whitehead, "Real-Time Power System Control Using Synchrophasors," in *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Texas, 2008, doi: 10.1109/CPRE.2008.4515048.
- [11] D. Paguay and F. Pérez, "Modelación, simulación y prueba del aislador ANSI DS-15 en el software EMTP-RV," in *XXXI Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, Quito, 2023.
- [12] D. R. Gurusinghe, A. D. Rajapakse and D. Muthumuni, "Modeling of a Synchrophasor

Measurement Unit in an Electromagnetic Transient Simulation Program," in The International Conference on Power Systems Transients, Vancouver, 2013.

- [13] P. F. Ribeiro, C. A. Duque, P. M. Da Silveira and A. S. Cerqueira, *Power Systems Processing for Smart Grids*, Chichester: John Wiley and Sons Ltd, 2014.
- [14] P. Nanda, C. K. Panigrahi and A. Dasgupta, "Phasor Estimation and Modelling Techniques of PMU - A Review," in International Conference on Recent Advancement in Air Conditioning and Refrigeration, Bhubaneswar, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.052.
- [15] N. Trivedi, "Modelling & Steady State Compliance Testing of an Improved Time Synchronized Phasor Measurement Unit Based on IEEE Standard C37.118.1," in 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics, Jaipur, 2018, doi: 10.1109/IICPE.2018.8709617.
- [16] J. A. Z. Mellino, F. Messina, P. Marchi and C. Galarza, "PLL based implementation of a PMU," in 2017 XVII Workshop on Information Processing and Control (RPIC), Mar del Plata, 2017, doi: 10.23919/RPIC.2017.8214326.
- [17] K. Narendra, D. R. Gurusinghe y A. D. Rajapakse, "Dynamic Performance Evaluation and Testing of Phasor Measurement Unit (PMU) as per IEEE C37.118.1 Standard," in Double Client Committee Meetings & International Protection Testing Users Group, Chicago, 2012,
- [18] O. Muhayimana, P. Toman, A. Aljazeera, J. C. Uwamahoro, A. Lahmer, M. Laamim and A. Rochd, "Modeling and Testing of a Phasor Measurement Unit Under Normal and Abnormal Conditions Using Real-Time Simulator", *Energies*, vol. 18 (14), no. 3624, 2025, doi: 10.3390/en18143624.
- [19] P. Romano, M. Pignati y M. Paolone, "Integration of an IEEE Std. C37.118 Compliant PMU into a Real-Time Simulator" de 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232794.
- [20] OPAL-RT, "Software Platforms - HYPERSIM," [Online]. Available: <https://www.opal-rt.com/software-platforms/hypersim/>. [Accessed 24 10 2025].
- [21] J. J. Grainger y W. D. J. Stevenson, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [22] J. D. Glover, T. J. Overbye, M. S. Sarma y A. B. Birchfield, *Power System Analysis & Design*, Boston: Cengage, 2022.
- [23] I. Ali, A. Aftab and S. M. S. Hussain, "Performance comparison of IEC 61850-90-5 and IEEE C37.118.2 based wide area PMU communication networks," *Journal of Modern Power Systems and Clean*

Energy, vol. 4, no. 3, pp. 487-495, 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0210-y.



Diego Paguay Garcés. - Nació en Riobamba el 10 de agosto de 1997. Graduado en Ingeniería Eléctrica en 2023 de la Escuela Politécnica Nacional, actualmente cursa la Maestría en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes en la Escuela Politécnica Nacional. De 2021 a 2024 desempeñó el cargo de Analista de Estudios Técnicos del Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. Actualmente se encuentra en el cargo de Analista de Investigación y Desarrollo de la Gerencia de Desarrollo Técnico del Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Sus áreas de interés son: modelación de sistemas dinámicos, simulación digital en tiempo real, estabilidad de sistemas de potencia, y calidad de energía.



Ricardo Lozada Orquera. - Nació en Quito, Ecuador, el 5 de septiembre de 1998. Es ingeniero eléctrico, graduado de la Escuela Politécnica Nacional, y actualmente cursa un MBA en EIDHI International University. En la actualidad se desempeña como Analista Nacional de Investigación y Desarrollo en el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), donde participa en proyectos de investigación aplicada e innovación tecnológica orientados a mejorar la seguridad, la calidad y la eficiencia del sistema de potencia ecuatoriano. Sus áreas de interés incluyen las energías renovables no convencionales, los mercados energéticos y la simulación en tiempo real.



Ariel Almeida Carrera. - Nació en Quito, Ecuador el 2 de septiembre de 1992. Es Ingeniero Eléctrico graduado de la Escuela Politécnica Nacional (EPN). En la actualidad, se desempeña como Analista Nacional de Investigación y Desarrollo en el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, donde lidera y participa en proyectos de investigación aplicada e innovación tecnológica orientados a la mejora de la seguridad, calidad y eficiencia del sistema de potencia ecuatoriano. Sus áreas de expertise incluyen el análisis de flujos de potencia y la integración de energías renovables no convencionales.



Carlos Lozada Caguano. - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; graduado de la Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes en la Escuela Politécnica Nacional en el año

2024, se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en Electricidad mención – Sistemas de Potencia en la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Actualmente se desempeña como Especialista Nacional de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Optimización Aplicada y Aplicaciones de Machine Learning en Sistemas de Potencia.