

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Estimación de Estado Basado en Medidas PMUs. Caso de estudio: San Andrés Isla

Aide Johana Urrego Silva

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de Eléctrica, Electrónica y Computación
Bogotá, Colombia
2024

Estimación de Estado Basado en Medidas PMUS. Caso de estudio: San Andrés Isla.

Aide Johana Urrego Silva

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

Director:

PhD. Javier Alveiro Rosero García

Codirector:

Ing. Álvaro Alfonso Zambrano Pinto

Línea de Investigación:

Energía y electromagnetismo

Grupo de Investigación:

Electrical Machines & Drives, EM&D

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de ingeniería, Departamento de Eléctrica, Electrónica y Computación

Bogotá, Colombia

2024

Dedicatoria

Agradezco a Dios por sus innumerables bendiciones, por permitirme perseverar en mis estudios y otorgarme la sabiduría necesaria para llevar a cabo esta investigación.

A mi querida madre, le expreso mi profundo agradecimiento por su amor incondicional. Su constante presencia, apoyo inquebrantable y aliento han sido mi luz en todo momento, impulsándome a perseguir incansablemente mis sueños.

A mi padre, le dedico mi más sincero agradecimiento. Su compañía constante, su enseñanza del arte de aprender y analizar, y su amor y educación han sido guías esenciales en mi camino.

A ambos, les debo mi éxito y les agradezco por ser mis pilares inquebrantables. Este logro no habría sido posible sin su amor, orientación y apoyo constante.

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Aide Johana Urrego Silva

Fecha 12/01/2024

Agradecimientos

Agradezco de manera especial al PhD. Javier Alveiro Rosero García por brindarme la valiosa oportunidad de llevar a cabo esta maestría. Su constante guía, paciencia y aportes significativos han sido esenciales para el éxito de este proyecto.

Agradezco sinceramente al Ing. Álvaro Zambrano por su invaluable acompañamiento a lo largo de este proceso.

A mi familia, quienes han sido mi pilar fundamental, les expreso mi más sincero agradecimiento por su constante apoyo y ánimo.

A mis amigos, agradezco de corazón su inquebrantable apoyo, especialmente en los momentos más desafiantes. Sus palabras de aliento y compañía han sido mi refugio, brindándome la fuerza necesaria para seguir adelante.

A todas las personas que, de una forma u otra fueron parte de este proceso ya sea ayudándome a resolver dudas, compartiendo conocimientos o brindándome consuelo en momentos de angustia, estoy profundamente agradecida.

Este logro no hubiera sido posible sin la contribución de cada uno de ustedes. A todos, mi más sincero agradecimiento.

Resumen

Estimación de Estado Basado en Medidas PMUS. Caso de estudio: San Andrés Isla.

Este trabajo de tesis se enfoca en analizar la aplicación de la Estimación de Estado mediante Unidades de Medición Fasorial (PMUs) en el contexto de la operación de redes eléctricas. Se identifican diversas aplicaciones, destacando la comparación entre el uso de PMUs para el operador de red y la modificación de parámetros. Además, se propone e implementa un conjunto de aplicaciones específicas para el monitoreo y operación de la red, abordando la identificación de eventos y fallas.

La evaluación de los parámetros obtenidos a través del monitoreo basado en PMUs se lleva a cabo mediante simulaciones en PowerFactory para identificar eventos, complementadas con programación en Python que utiliza mediciones de tensiones en por unidad (p.u.) y ángulos en radianes. Este análisis se realiza en el sistema eléctrico de San Andrés Isla, utilizando medidas PMU simuladas. El enfoque se dirige directamente al operador de red de San Andrés Isla, garantizando resultados robustos y precisos que permiten un seguimiento detallado de la situación del sistema eléctrico.

Palabras Clave: Unidad de Medición Fasorial (PMU), Estimación de Estado Lineal, Aplicaciones del Sistema de Medición de Área Amplia (WAMS), Monitoreo de Tensión.

Abstract

State Estimation Based on PMU Measurements. Case Study: San Andrés Island.

This thesis focuses on analyzing the application of Phasor Measurement Units (PMUs) in the context of electric power grid operation. Various applications are identified, with emphasis on comparing the use of PMUs for the network operator versus parameter modification. Additionally, a set of specific applications for network monitoring and operation is proposed and implemented, addressing the identification of events and faults.

The evaluation of parameters obtained through PMU-based monitoring is conducted through simulations in PowerFactory to identify events. This is complemented by Python programming using measurements of voltages in per unit (p.u.) and angles in radians. The analysis is carried out in the electrical system of San Andrés Isla, utilizing simulated PMU measurements. The approach is directed towards the network operator of San Andrés Isla, ensuring robust and precise results that enable a detailed monitoring of the electric power system's status.

Keywords: Phasor Measurement Unit (PMU), Linear State Estimation, Wide Area Measurement System (WAMS) Applications, Voltage Monitoring.

Contenido

Agradecimientos.....	VI
Resumen.....	VII
Lista de figuras.....	XI
Lista de tablas.....	XIII
Lista de Símbolos y abreviaturas	XIV
Introducción.....	15
1. Estado del Arte	17
1.1 Contexto Nacional e Internacional.....	21
1.1.1 Colombia.....	21
1.1.2 Estados Unidos	23
1.1.3 Brasil.....	26
1.1.4 Ecuador	27
2. Marco Teórico	29
2.1 Unidades de Medición Fasorial	29
2.2 Estimación de Estado Lineal – Modelo π	37
3. Aplicaciones WAMS.....	40
3.1 Priorización de Aplicaciones	43
3.1.1 Clasificación de Aplicaciones	44
3.1.2 Relación Beneficio – Costo	46
4. Estimación de Estado con PMU.....	51
4.1 Caso de Estudio: Red de San Andrés Isla.....	52
4.1.1 Escenario 1: Cambio Topológico de la Red.....	60
4.1.2 Escenario 2: Cortocircuito Trifásico	65
4.1.3 Escenario 3: Variación de Carga	70
4.1.4 Escenario 4: Conexión y Desconexión de GD a Gran Escala.....	75
5. Aplicación por desarrollar: Monitoreo de Tensión	85
5.1 Estabilidad de Tensión	86
5.1.1 Índice VCPI: Predicción de Colapso de Tensión.....	87
5.1.2 Índice ROCOF: Tasa de Cambio de Frecuencia.....	93
5.1.3 Recomendaciones para el Operador de Red basadas en el Análisis de Índices VCPI y ROCOF.....	98

6. Conclusiones y recomendaciones.....	100
6.1 Conclusiones	100
6.3 Publicaciones.....	102
A. Anexo: Formulación de Matrices	103
B. Anexo: Solución Estimación de Estado Lineal.....	108
Bibliografía.....	109

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Arquitectura de información prototipo WAMS.....	22
Figura 1-2: Localización geográfica de PMUs en Colombia, Proyecto iSAAC [34].....	23
Figura 1-3: Localización de PMUs en Estados Unidos a 2014 [35].....	24
Figura 1-4: Ubicación de PMUs en Brasil a 2016.....	27
Figura 1-5: Diagrama unifilar del SNI con la ubicación física de PMUs a 2013 [40].	27
Figura 2-1: Diagrama de bloques de PMU.	30
Figura 2-2: Alta Observabilidad en Red de Distribución [52].	34
Figura 2-3: Modelo π de una línea de transmisión.....	37
Figura 3-1: Flujo de Desarrollo de la Hoja de Ruta para la Priorización de Aplicaciones WAMS.....	41
Figura 3-2: Diagrama de Valor de las Aplicaciones WAMS.	45
Figura 4-1: Modelo de la red de San Andrés isla en Power Factory.....	53
Figura 4-2: Flujo de Proceso para la Estimación de Estado en la Red de la Isla de San Andrés.	54
Figura 4-3: Resultados sin error: Valor esperado, medido y estimado.	56
Figura 4-4: Resultados con Error: Valor esperado, medido y estimado.....	58
Figura 4-5: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.1.....	59
Figura 4-6: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.01.....	59
Figura 4-7: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.001.	60
Figura 4-8: Representación detallada de la desconexión de la línea 4.....	61
Figura 4-9: Estimación de magnitud de tensión – Cambio Topológico Barra 1.....	62
Figura 4-10: Estimación de magnitud de tensión - Cambio Topológico Barra 2.....	62
Figura 4-11: Estimación de magnitud de tensión - Cambio Topológico Barra 3.....	63
Figura 4-12: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 1.....	64
Figura 4-13: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 2.....	64
Figura 4-14: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 3.....	65
Figura 4-15: Representación Detallada del Cortocircuito Trifásico en la Barra 3.	66
Figura 4-16: Estimación de magnitud de tensión – Cortocircuito Trifásico Barra 1.	66
Figura 4-17: Estimación de magnitud de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 2.	67
Figura 4-18: Estimación de magnitud de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 3.	67
Figura 4-19: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 1.....	68
Figura 4-20: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 2.....	69
Figura 4-21: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 3.....	69
Figura 4-22: Representación Detallada del Circuito con Variación de Carga.....	70

Figura 4-23: Estimación de magnitud de tensión – Variación de Carga Barra 1.	71
Figura 4-24: Estimación de magnitud de tensión - Variación de Carga Barra 2.	72
Figura 4-25: Estimación de magnitud de tensión - Variación de Carga Barra 3.	72
Figura 4-26: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 1.	73
Figura 4-27: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 2.	74
Figura 4-28: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 3.	74
Figura 4-29: Representación Detallada de la Conexión de GD a Gran Escala.	75
Figura 4-30: Representación Detallada de la Desconexión de GD a Gran Escala.	76
Figura 4-31: Estimación de magnitud de tensión – Conexión GD a Gran Escala Barra 1.	77
Figura 4-32: Estimación de magnitud de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 2.	77
Figura 4-33: Estimación de magnitud de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 3.	78
Figura 4-34: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 1. ...	79
Figura 4-35: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 2. ...	79
Figura 4-36: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 3. ...	80
Figura 4-37: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 1.....	81
Figura 4-38: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 2.....	81
Figura 4-39: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 3.....	82
Figura 4-40: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 1.	83
Figura 4-41: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 2.	83
Figura 4-42: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 3.	84
Figura 5-1: VCPI Escenario Cambio Topológico.....	89
Figura 5-2: VCPI Escenario Cortocircuito Trifásico	90
Figura 5-3: VCPI Escenario Variación de Carga	91
Figura 5-4: VCPI Escenario Conexión de GD a Gran Escala.....	92
Figura 5-5: VCPI Escenario Desconexión de GD a Gran Escala	92
Figura 5-6: ROCOF Escenario Cambio Topológico	94
Figura 5-7: ROCOF Escenario Cortocircuito Trifásico.....	95
Figura 5-8: ROCOF Escenario Variación de Carga.....	96
Figura 5-9: ROCOF Escenario Conexión de GD a Gran Escala	96
Figura 5-10: ROCOF Escenario Desconexión de GD a Gran Escala.....	97

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Comparación SCADA vs PMU [52].....	33
Tabla 2-2: Número de tramas mínimas requeridas según la aplicación WAMS. Tomado de [56].....	35
Tabla 3-1: Clasificación de aplicaciones	43
Tabla 3-2: Categorías de beneficios	46
Tabla 3-3. Categorías de Costos	47
Tabla 3-4. Resultado del Análisis de Beneficios	48
Tabla 3-5. Resultado de Análisis de costos.....	49
Tabla 3-6. Resultado de priorización.....	50
Tabla 4-1: Datos Detallados de las Líneas del Sistema de Tres Barras.....	54
Tabla 4-2: Valores obtenidos.....	57
Tabla 5-1: Tabla de Recomendaciones para Escenarios Críticos.....	99

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura	Término
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GD	Generación Distribuida
SE	Estimación de Estado
ROCOF	Tasa de Cambio de Frecuencia
PDC	Concentrador de Datos Fasoriales
PMU	Unidad de Medición Fasorial
p.u.	Por Unidad
μ PMU	Micro Unidad de Medición Fasorial
VCPI	Índice de Predicción de Colapso de Tensión
WAMS	Sistema de Medición de Área Amplia
WASA	Conciencia Situacional de Área Amplia
ZNI	Zonas No Interconectadas

Introducción

En la actualidad, los sistemas de distribución experimentan cambios topológicos significativos al incorporar Recursos Energéticos Distribuidos (DER) a la red eléctrica. La transición de un sistema unidireccional a uno bidireccional incorpora flujos de potencia en ambas direcciones, especialmente con la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), las cuales se caracterizan por su dinamismo e intermitencia.

Ante este escenario desafiante, donde se busca mantener el suministro de energía dentro de límites de calidad, la Unidad de Medición Fasorial (PMU) emerge como una solución clave. Sus características, como baja latencia de comunicación, medición sincronizada, alta precisión y tasa de muestreo, la convierten en una herramienta esencial. La PMU sincroniza datos, incluyendo fasores de corriente y tensión, mediante sistemas globales de posicionamiento como GPS [1] o GLONASS [2].

En el ámbito de la distribución, las PMU son cruciales para el monitoreo en tiempo real de las redes inteligentes y las operaciones de microrredes en condiciones cambiantes de carga y generación. Un aspecto fundamental es la aplicación de la Estimación de Estado (SE), que automatiza esquemas de protección, adaptándolos según el estado de la Generación Distribuida (GD) y detectando incertidumbres para reconfigurar la protección principal y de respaldo [3].

No obstante, la precisión de estas medidas plantea interrogantes debido a errores y ruidos. Aquí, un robusto método de Estimación de Estado con matriz de dispersión se presenta como una solución para mitigar tales interferencias, además de realizar la detección topológica de la red [4], [5].

La ubicación estratégica de las Unidades de Medición de Fasores (PMU), distribuidas en diversos puntos, no solo permite la identificación centralizada de fallas, sino que también respalda tácticas de control para recuperar rápidamente el voltaje y la frecuencia en un entorno aislado. Además, se utilizan para calcular la sensibilidad y la variación de potencia

activa, respaldando decisiones operativas en tiempo real y permitiendo la vigilancia de aspectos críticos en la red.

Por otra parte, un estudio de índices críticos detecta condiciones de inestabilidad de tensión relacionadas con contingencias. Esto se basa en un Esquema de Protección Especial (SPS) respaldado por el monitoreo de área amplia con mediciones de μ PMU. Las acciones aplicadas para mantener los parámetros del sistema dentro de los límites incluyen el deslastre de carga sujeto al índice de riesgo de estabilidad de tensión (VSRI) e iniciar acciones correctivas sujeto al Índice de Estabilidad de Tensión (VSI) [6].

No solo los operadores de centro control utilizan la Estimación de Estado (SE) para monitorear el sistema, sino que los resultados de la SE son utilizados como entrada para otras funciones del Sistema de Administración de Energía (EMS). Además, puede incorporarse ahora al Sistema de Gestión de la Distribución (DMS) para proporcionar esquemas de monitorización, control, gestión energética y protección más adecuados a esta nueva situación [7].

Con PMUs en nodos estratégicos, se detectan fallas de forma centralizada. Posterior a una falla, una estrategia de control secundario predetermina la frecuencia en modo isla para diferenciarla y establecer ajustes óptimos que recuperen rápidamente el voltaje y la frecuencia de la red aislada [8]. Además, las fallas pueden identificarse mediante el cálculo de sensibilidad y diferencia de potencia activa en una zona de protección específica. Esto se logra con un relé independiente a la topología de la red, basado únicamente en las mediciones de voltaje modelado en Digsilent Power Factory, PMUs integrados en el IED/relé, o por separado en la misma barra o nodo [9]. La sincronización de datos por PMUs respalda las decisiones operativas en la sala de control, permitiendo a los operadores monitorear la frecuencia, voltaje, flujos de potencia activa y reactiva, ángulos y detectar oscilaciones en operaciones en tiempo real [10].

Para implementar estas soluciones en la red eléctrica de San Andrés Isla, se requiere llevar a cabo un análisis dinámico exhaustivo que abarque diversos escenarios, sometiendo la red a variaciones. Este enfoque permite explorar nuevos desafíos en la planificación, seguimiento, control, gestión y protección de la red de distribución. Este estudio de investigación profundiza en la aplicabilidad del dispositivo PMU, proponiendo un método de estimación de estado mediante PMUs en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés.

1. Estado del Arte

La unidad de medición fasorial PMU se ha venido desarrollando desde 1980, coincidiendo con la implementación de varios satélites GPS que facilitaron la sincronización de muestreos de medición en tiempo real del sistema de potencia [11]. Y fue hasta 1988, cuando en el Instituto Politécnico y Universidad de Virginia, conocido como Virginia Tech, Estados Unidos, construyen la primer PMU que se conectaba con los sistemas satelitales GPS.

Para el año 1995 la IEEE creó la norma IEEE C37.118, revisada y actualizada en 2011. Desde el 2007 se creó la NASPI (North American Synchrophasor Initiative), organización que actualmente busca monitorear y mejorar la fiabilidad de estos sistemas en Estados Unidos [12]. Y en ese mismo año, en Colombia, se crea el proyecto SIRENA (Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud) tras un colapso del SIN (Sistema Interconectado Nacional) [13], el proyecto busca implementar un sistema interconectado más fiable y seguro y mitigar los eventos que afecten al SIN. Y hasta el año 2009, se crea el proyecto ISAAC (Intelligent Supervision and Advanced Control System) con el objetivo del diseño de la arquitectura y prototipos de sistemas de supervisión y control en tiempo real [14]. En el año 2021 el operador nacional CENACE de Ecuador obtuvo mediante mediciones de PMUs del sistema WAMS (Sistema de Medición de Área Amplia) el desarrollo de un esquema adaptativo de ajuste de parámetros de los estabilizadores del sistema de potencia (PPS), lo cual permite establecer estrategias de control de amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia mejorando la estabilidad del sistema de potencia [15].

Actualmente, la tecnología de medición fasorial sincronizada en las redes de distribución tiene una amplia aplicación en sistemas WAMS. A continuación, se presentan las

aplicaciones potenciales de este dispositivo en el contexto de estimación de estado, control y protección.

Estimación de Estado

Se proponen esquemas de protección basados en estimación de estado en tiempo real a partir de medición ponderada obtenida de PMUs desplegadas en algunos nodos de la red. Los estimadores de estado se utilizan para comparar los valores previos a la falla y detectar eventos. Una red con una sola topología facilita la observabilidad a diferencia de que esta permita distintas configuraciones. Para la resincronización de la red se propone un modelo probabilístico de minimización de pérdidas con restricción de observabilidad, se comprobó que para garantizar la observabilidad se debe instalar mayor cantidad μ PMUs [16]. Además, la estimación de estado para el monitoreo de estabilidad de tensión a través del circuito equivalente de Thévenin calcula la impedancia vista desde los buses de carga, lo cual permite graficar curvas de estabilidad de voltaje y márgenes reales. Esto representa una ventaja al operador de red a fin de adoptar medidas correctivas/preventivas para mitigar la inestabilidad de tensión [17].

De la misma forma, para el monitoreo de armónicos en tensión se localiza mediante: mediciones PMU, medidores inteligentes, análisis de regresión para el cálculo del flujo de potencia, modelos de red neuronal recurrente para la predicción de la demanda y un aprendizaje bayesiano escaso [18]. En la cadena de transmisión de datos para el análisis las mediciones PMU son vulnerables a ciberataques, pero estos dispositivos pueden detectar si existen anomalías en los datos medidos con el método de separación de señales y el Análisis de Componentes Independientes (ICA) que detecta acciones dirigidas contra la información [19].

Operación de la red: Control

Para la operación de la red se presentan estrategias de control de voltaje basadas en mediciones PMU que consiste en igualar las relaciones no lineales entre el cambio de voltaje y la variación de potencia para proceder al ajuste operacional y mejorar la precisión [20].

También, para el control operativo y gestión de la demanda el sistema WAMS se propone una técnica de optimización del consumo eficiente basada en la idea de la teoría del campo medio que consiste en modelar el consumo de toda la comunidad residencial desde la perspectiva de un solo consumidor. Dicha técnica es aplicada en áreas de vecindarios densos, la cual es utilizada por los operadores de red para los pronósticos de la demanda y los consumidores se benefician del consumo optimizado de la energía [21].

Para la resincronización suave se presenta el control de ángulo de fase de la potencia activa que puede garantizar la minimización del error de estado estacionario entre la frecuencia interna y la referencia de frecuencia externa. Sin embargo, la resincronización podría mejorarse aún más considerando las fluctuaciones de frecuencia causa del ajuste del ángulo [22].

Protección y Localización de falla

El sistema de protección presenta desafíos en identificar, localizar y aislar fallas debido a variaciones en los parámetros de una perturbación o evento. Por lo tanto, se plantean métodos para identificar fallas, discriminar casos críticos y evitar que el relé opere en falso.

Se proponen algoritmos para detectar fallas como la Magnitud de Impedancia Integrada (IIM) que consiste en extraer los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva de los PMUs conectados en ambos extremos de la línea. Desde la condición previa a la falla se presentan cambios significativos en la IIM y el tiempo de respuesta del esquema de protección está dentro de 2 ciclos (máximo) [23], [24]. Para Fallas de Alta Impedancia (HIF) el método Red Neuronal Convolutiva (CNN) puede aprovechar las características síncronas transitorias extraídas de la corriente de secuencia cero descompuesta de la transformada de wavelet para distinguir HIF de otras perturbaciones y seleccionar la línea afectada, se ha identificado que el método tiene un 97% de precisión [25].

Para localizar fallas de alta impedancia con la función de extracción y selección de características se utiliza los armónicos de primer orden de los fasores de tensión sincronizados de μ PMU [26]. El Algoritmo de Ubicación de Fallas (FLA) basado en la Revisión de la Estimación de Estado (RDSSE) divide el sistema en zonas y ejecuta todas las posibles ubicaciones de falla. Se obtuvo como resultado que en la red en malla se puede identificar la ubicación exacta de la falla, en cambio, en los casos con topología

radial la precisión se reduce al aumentar la distancia de la ubicación de falla a la subestación o barra equipada con PMU [27]. Considerando la incertidumbre de los parámetros de la red de distribución se propone detectar fallas con el algoritmo de intervalo el cual se compara con el de valor fijo y este obtiene una mayor precisión [28].

Para aislar fallas en una microrred con redes de media y baja tensión, se colocan μ PMUs al inicio y final del alimentador. Estas μ PMUs envían señales tanto al Controlador Central de la Microrred (MGCC) como al algoritmo basado en la teoría de ondas de desplazamiento. A través de la transformada de Clarke, el algoritmo calcula la constante de tiempo de propagación y el índice de coeficiente de falla. Esta información se utiliza para tomar decisiones sobre el disparo y la operación de los Dispositivos de Protección (PDs). Además, el algoritmo realiza la detección de fallas en cables subterráneos [29]. Con un Ordenador de Protección Central (CPC) se detecta si existe presencia de falla, este se encarga de enviar el comando de disparo a los relés digitales de línea con la corriente normalizada más alta [30]. Con datos medidos de PMUs el algoritmo del Esquema de Protección de Integridad del Sistema (SIPS) en India verifica el estado de la red y si detecta alguna perturbación procede a calcular el porcentaje de carga insuficiente de cada línea de transmisión para discriminar entre oscilaciones de potencia y condiciones de falla. Adicionalmente, si se presentan oscilaciones de potencia envía una señal de bloqueo a él relé de distancia, por lo contrario, inicia un comando de disparo a los respectivos relés, no necesita de ningún dato histórico, predicción o metodología de estimación, la medición de PMU evita el engorroso modelado de la red eléctrica y drena los posibles errores [31]. Un Esquema de Integridad Adaptable de Protección (ASIPS) en función de la respuesta en tiempo real activa controles óptimos en línea con el manejo de datos extraídos de PMU, recursos informáticos e información almacenada periódica actualizada. Se demuestra que la variación de la salida de las fuentes de energía renovable puede afectar negativamente el funcionamiento de un SIPS, por lo que, las tecnologías de comunicación de la información bajo un Sistema de Administración de Energía (EMS) proporciona estimaciones de estado actualizadas para todo el sistema cada par de minutos previniendo de manera eficaz la inestabilidad del sistema con menos esfuerzo de control y costos [32].

A partir de la revisión literaria, los métodos estudiados se demuestran que factores como: disposición de la red de distribución radial o malla, características de carga, porcentaje de penetración de GD de fuentes renovables y distribución geográfica son importantes para

garantizar la observabilidad de la red. El conocimiento de estos factores de la red es importante a fin de aplicar un método de estimación de estado al sistema de distribución de la isla de San Andrés.

1.1 Contexto Nacional e Internacional

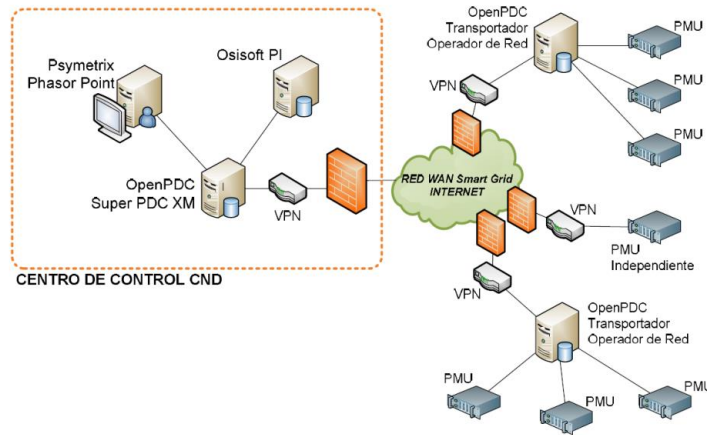
1.1.1 Colombia

El Proyecto SIRENA (Proyecto Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud) de XM se originó en 2007 tras el apagón total que afectó el Sistema Interconectado Nacional Colombiano en abril de ese año y las oscilaciones de muy baja frecuencia (0,06 Hz) en 2008. Su objetivo a largo plazo es implementar un esquema de protección de integridad del sistema de nueva generación. Este esquema busca ejercer control y protección para prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos de gran magnitud, incluyendo la implementación de un sistema WAMS. XM desarrolló su propio equipo PMU, llamado medidor multifuncional XM-2210, que se instaló por primera vez en la subestación Esmeralda y se incorporó al proyecto de oscilaciones mediante el uso del software Phasor Point de Psymetrix [33].

Este proyecto contaba con un prototipo WAMS con aplicación de monitoreo de estabilidad y análisis post-operativo, con la instalación de 12 PMU en subestaciones del STN (Sistema de Transmisión Nacional), la tasa de muestreo era 12 muestras por segundo. La arquitectura propuesta comprende la integración de herramientas OpenPDC, Phasor Point y Osisoft PI.

A continuación, en la Figura 1-1 se presenta la arquitectura de información prototipo WAMS.

Figura 1-1: Arquitectura de información prototipo WAMS.



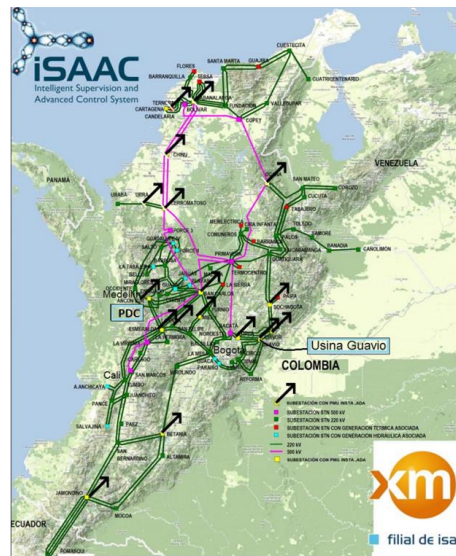
El proyecto SIRENA finalizó en el año 2012, dando origen al proyecto iSAAC que cuenta con 3 desafíos que involucran la construcción de una arquitectura e infraestructura WAMS subyacente, la integración con la funcionalidad de centro de control, con EMS en particular y el desarrollo de métodos y aplicaciones para el análisis de datos, funciones de protección y control para una mejor visualización del estado del sistema de potencia en el centro de control. Se propone la evolución de los sistemas SCADA/EMS con 5 temas [34]:

1. Conocimiento de la Tecnología de Medición Fasorial.
2. Comunicaciones basadas en tecnología IP y nuevo Diseño de Arquitectura de Datos.
3. Funcionalidad Distribuida en Subestaciones.
4. Protecciones colaborativas.
5. Conciencia Situacional Avanzada.

Este proyecto, sin embargo, constituye principalmente un programa piloto cuyos resultados de implementación en el Sistema Interconectado Nacional no han sido escalados al nivel regulatorio.

A continuación, en la Figura 1-2 se muestra la ubicación de las PMU en Colombia.

Figura 1-2: Localización geográfica de PMUs en Colombia, Proyecto iSAAC [34].

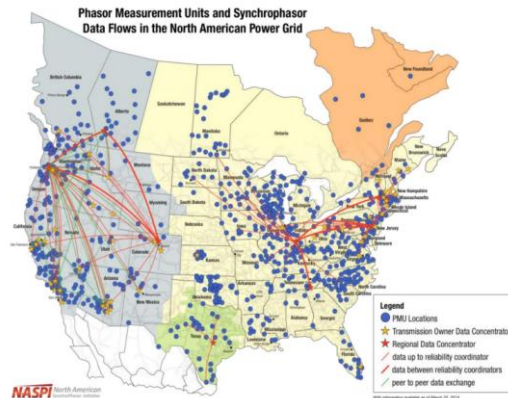


1.1.2 Estados Unidos

El Proyecto American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) destinado para modernizar el sistema eléctrico estadounidense. Para el año 2009 existían 200 PMUS instalados con fines investigativos, mediante el proyecto ARRA fueron financiados alrededor de 1380 PMUS, para el año 2014 había un total de 1700 PMUS instalados en el sistema interconectado del este, del oeste y en Texas, además existían 150 adicionales privados, con 226 PDC instalados en 778 subestaciones monitoreando 11544 señales [35].

A continuación, en la Figura 1-3 se visualiza la localización de PMUS instalados al año 2014.

Figura 1-3: Localización de PMUs en Estados Unidos a 2014 [35].



A continuación, una breve descripción de las aplicaciones desarrolladas por los operadores que hicieron parte del proyecto ARRA [36].

- Duke Energy Carolinas (DUC)

Para el año 2016, se contabilizaban 126 PMUs y 4 PDCs distribuidos en 52 subestaciones. El sistema de monitoreo WAMS tenía como objetivo observar perturbaciones con mayor precisión antes de que impactaran significativamente en el sistema, permitiendo así la toma de decisiones y evitando el efecto cascada. Entre las funciones desarrolladas se incluye la visualización y monitoreo de áreas extensas, así como el monitoreo de ángulos y frecuencias, proporcionando a los operadores un conocimiento detallado de las condiciones de la red, los flujos de potencia y los fenómenos dinámicos.

El sistema de comunicaciones se basa en el protocolo de Internet, y en el año 2011 se realizaron actualizaciones que mejoraron el ancho de banda y la seguridad. Estas mejoras respaldaron la transmisión de sincrofases desde las PMUs hasta los PDC y desde los PDC hasta el centro de control. [37].

- Idaho Power Company (IPC)

Con 24 PMUs y un único PDC instalado. Los PMUs monitorean la red de extra-alta tensión, algunas líneas de alta tensión, interconexiones, mayores centros de carga, locales con generación renovable, y las mayores centrales hidráulicas y térmicas. Los sincrofases se transmiten a través de un circuito dedicado en su red privada de comunicación, utilizando un protocolo de comunicación serial.

Los sincrofasores son enviados a 3 servidores virtuales: un servidor PDC dedicado a gestionar los sincrofasores, un servidor con aplicaciones de estabilidad de tensión y monitoreo de oscilaciones y un servidor que proporciona la visualización WAMS y el análisis de eventos.

- Independent System Operator New England (ISO-NE)

ISO-NE y sus 7 empresas de transmisión han instalado en total 73 PMUs y 9 PDCs cubriendo 46% de su sistema de extra-alta tensión. Circuitos de comunicación de alta velocidad punto a punto son utilizados para enviar los sincrofasores a los PDCs.

Esta tecnología proporciona información para corregir comportamientos indeseados y mejorar sus modelos existentes. También les permitió identificar modos de oscilaciones no detectados tanto por su SCADA como por sus softwares de simulación. Importante mejora en los análisis de eventos. Están utilizando sincrofasores en su estimador de estados. Actualmente, ISO-NE está llevando a cabo una demostración de viabilidad de su estimador de estado 345kV híbrido PMU/SCADA.

- Midwest Energy, INC. (MWE)

MWE reemplazó 8 relés electromecánicos en su subestación Knoll por relés digitales con funcionalidad PMU. Un PDC fue instalado en la subestación para agregar y gestionar los sincrofasores. A partir de esta experiencia, MWE implemento la capacidad PMU en otros 4 relés digitales de otra subestación. El proyecto desarrollo nuevos equipos de comunicación, modernizando todo el cableado de comunicaciones de la subestación Knoll. Su primera aplicación fue el análisis post-evento, mejorar el restablecimiento del sistema y mejorar su visualización de área amplia.

MWE reconoció el valor de la tecnología sincrofasoriales en su sistema y dentro de sus planes a futuro está incorporar sincrofasores en sus procedimientos de restauración y para esto está instalando PMUs en otras localidades dentro de su área de servicio. MWE está considerando mejoras en su estimador de estado usando sincrofasores, también ha ofrecido el intercambio de sus sincrofasores con otros utilitarios y operadores.

- Midcontinent Independent System Operator, INC. (MISO)

MISO hasta marzo de 2016 contaba con 260 PMUs y 40 PDCs y software de aplicaciones avanzadas de transmisión. MISO repotencio su infraestructura existente de comunicación para soportar registros de sincrofasores y transferencia. MISO desarrolló una visualización

en tiempo real mejorada que permite a los operadores tener una visualización geoespacial de su sistema. Sus sincrofasores son correlacionados con el EMS. Poseen aplicaciones de monitoreo de oscilaciones utilizando sincrofasores enviados a razón de 30 fasores/segundo. Permitiéndoles visualizar variaciones de alta velocidad en el módulo de la tensión y en la frecuencia, con lo que pueden distinguir en tiempo real oscilaciones poco amortiguadas y de grandes amplitudes, con ajustes de umbrales predefinidos por el operador. En los planes a futuro esta integrar sincrofasores en su estimador de estado, intercambiar datos en tiempo real con toda la interconexión este.

1.1.3 Brasil

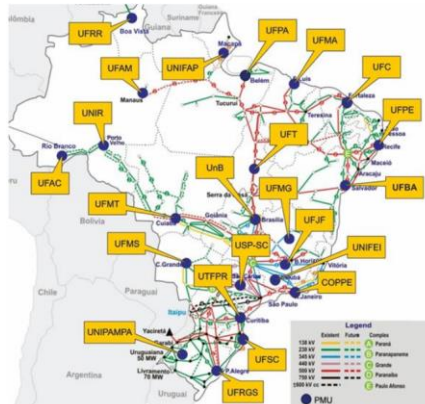
El proyecto MedFasee BT cuenta con el objetivo de integrar medición sincronizada de fasores en la red de baja tensión que abarca todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) brasileño, que cuenta con 23 PMUs, instaladas en universidades federales, 22 monitorean el SIN y 1 de ellas está instalada en un sistema aislado en el estado de Roraima, siendo los datos enviados por la internet.

Las PMUs realizan muestras de la señal a una razón de 256 muestras por ciclo, o 15360Hz (para sistemas con frecuencia nominal de 60Hz), a partir de estas muestras es calculado el fasor según los requisitos de la norma IEEE Std C37.118.1-2011 [38].

Fueron desarrollado aplicativos para el análisis de perturbaciones, identificación de oscilaciones electromecánicas, validación de modelos de simulación, entre otros.

A continuación, en la Figura 1-4 se muestran las PMU instaladas en Brasil.

Figura 1-4: Ubicación de PMUs en Brasil a 2016.

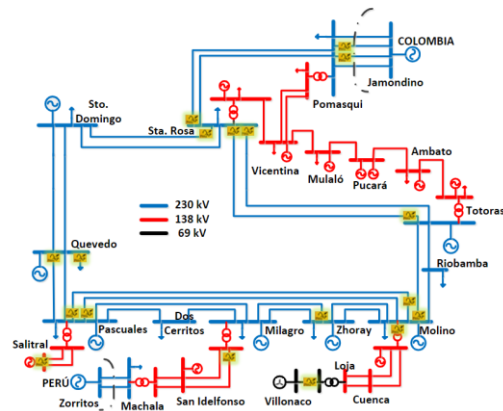


1.1.4 Ecuador

Ecuador cuenta desde el 2010 con un sistema de monitoreo de área amplia WAMS en el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE que emplean el software WAProtector. Esta interfaz realiza monitoreo en tiempo real y permite el acceso a datos históricos para posterior análisis. Las funciones de análisis que realizan en tiempo real son funciones de detección de estabilidad tales como: estabilidad de tensión de líneas de transmisión, oscilaciones de baja frecuencia, diferencia de ángulo de fase, monitoreo térmico, sobre/bajo voltaje, islas y fuentes de oscilación [39].

A continuación, en la Figura 1-5 se muestra el diagrama unifilar de Ecuador y las unidades medición fasorial instaladas a 2013.

Figura 1-5: Diagrama unifilar del SNI con la ubicación física de PMUs a 2013 [40].



Además, el conjunto de islas conocido como el Archipiélago de las Galápagos se encuentra en el océano Pacífico, frente a la costa de Ecuador, en América del Sur. Desde el año 2016, se ha puesto en marcha un proyecto revolucionario en la isla más grande de las Galápagos, Isabela, con la instalación de una planta de energía híbrida diseñada para abastecer a toda la isla.

Este sistema incorpora una avanzada automatización y control basado en un sistema de monitoreo de amplia cobertura que utiliza PMUs, brindando así una ventaja significativa para garantizar su eficiente funcionamiento.

La solución desarrollada para la planta de energía híbrida en la isla Isabela aprovecha una variedad de recursos energéticos para establecer un sistema capaz de satisfacer los requisitos de la demanda energética de la isla. Incluye una planta solar fotovoltaica, varios grupos electrógenos de biocombustible y un sistema de almacenamiento de energía eléctrica, todos gestionados por un sistema de control inteligente híbrido [41]

En síntesis, al examinar el desarrollo y las aplicaciones de la unidad de medición fasorial, junto con su análisis a nivel nacional en Colombia y en diversos contextos internacionales, incluyendo un enfoque específico en entornos insulares, se ha establecido una sólida base para la formulación del proyecto. Este análisis exhaustivo no solo ha permitido identificar tendencias actuales y avances significativos en la materia, sino también en el contexto insular que será abordado en la tesis de investigación, proporcionando así un contexto teórico integral para el desarrollo subsiguiente. Con esta comprensión holística, la investigación está preparada para avanzar hacia el marco teórico, donde se consolidará la comprensión y se posicionarán los análisis en la vanguardia del conocimiento en mediciones fasoriales.

2. Marco Teórico

La estimación de estado mediante sincrofasores implica la obtención en tiempo real de los parámetros del sistema eléctrico, ofreciendo ventajas significativas para el monitoreo y la automatización de esquemas avanzados de protección y control. La incorporación de mediciones de PMU en la estimación de estado lineal potencia el monitoreo de área amplia, agilizando el proceso y fortaleciendo la eficiencia del sistema frente a variaciones y eventos imprevistos. Este enfoque optimizado abarca aspectos cruciales como la estabilidad de frecuencia y ángulo, modos de oscilación de la red, amortiguamiento y la detección de perturbaciones o eventos significativos [42].

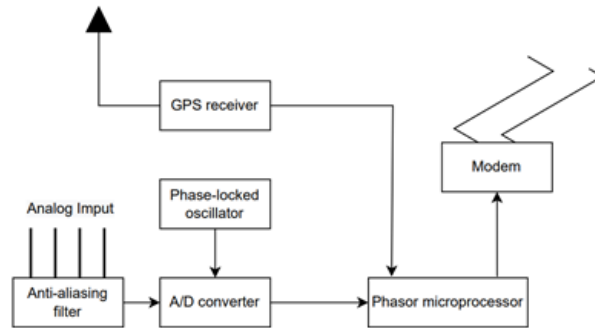
A continuación, se detallan los conceptos básicos y normas esenciales para comprender el desarrollo de esta investigación.

2.1 Unidades de Medición Fasorial

La Unidad de Medición Fasorial (PMU) lleva a cabo mediciones sincronizadas en tiempo real de los fasores de tensión y corriente, ajustándose a la frecuencia nominal de la red eléctrica. Estas mediciones se realizan con una alta exactitud y precisión, aprovechando la marca de tiempo suministrada por el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) en el Tiempo Universal Coordinado (UTC) [43].

A continuación, la Figura 2-1 presenta el diagrama de bloques de la unidad de medición fasorial.

Figura 2-1: Diagrama de bloques de PMU.



Inicialmente, los fasores de tensión y corriente se capturan mediante transformadores de corriente y potencia instalados en el campo, encargados de convertir los datos al rango apropiado ($\pm 10V$ generalmente). El GPS facilita la sincronización de las medidas con una marca de tiempo, y el oscilador de bloqueo de fase corrige cualquier error entre los pulsos por segundo y la frecuencia de reloj.

Los datos medidos atraviesan los siguientes elementos principales de una PMU:

- Filtro Anti-aliasing: Restringe las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo para evitar su digitalización.
- Conversor Analógico/Digital: Transforma las medidas análogas de voltajes y corrientes en valores digitales conforme a las especificaciones del estándar IEEE C37.118.
- Microprocesador: Calcula los valores fasoriales mediante la aplicación de la Transformada Discreta de Fourier (DFT) y/o algoritmos propietarios.

Luego, estas mediciones fasoriales, junto con la marca de tiempo, son transmitidas al Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) a través de una interfaz de comunicación [44].

- Tecnología de comunicación

La tecnología de comunicación se encarga de la transmisión de datos a través de medios cableados o inalámbricos. En el ámbito de la comunicación por cable, se tienen dos alternativas: la transmisión de datos mediante línea eléctrica a alta velocidad (2 a 3 Mbit/s)

y la comunicación por fibra óptica, donde los datos medidos por las PMU se convierten en señal óptica. La comunicación por fibra óptica se emplea comúnmente en distancias largas.

En cuanto a la comunicación inalámbrica, se destacan dos opciones principales: la comunicación ZigBee, basada en el estándar IEEE 802.15.4, y la comunicación de red celular, que incorpora diversas tecnologías como LTE-A, HSPA, UMTS, EDGE y GPRS. La comunicación inalámbrica es la preferida en el contexto de las redes WAMS debido a sus notables ventajas, que incluyen una fácil conectividad en áreas de difícil acceso y una infraestructura de bajo costo [45].

- Estándares de comunicación de sincrofasor

El IEEE ha desarrollado un estándar para la transferencia de datos de sincrofasores con el objetivo de unificar la comunicación entre estos, independientemente del fabricante. El estándar original, denominado IEEE 1344-1995, fue posteriormente sustituido por el IEEE C37.118-2005, y posteriormente actualizado a IEEE C37.118-201 [46].

La norma IEEE C37.118-2011 fue dividida en dos estándares:

IEEE C37.118.1-2011, esta versión fue mejorada en 2014 por la IEEE C37.118.1a-2014 y en el año 2018 fue reemplazada por la IEEE/IEC 60255.118.1-2018. Esta última versión, "Define un fasor sincronizado (sincrofasor), la frecuencia y la tasa de cambio de las mediciones de frecuencia. Describe los requisitos de etiqueta de tiempo y sincronización para la medición de estas tres cantidades. Especifica métodos para evaluar estas mediciones y requisitos para el cumplimiento de la norma en condiciones tanto estáticas como dinámicas. Define una Unidad de Medición Fasorial (PMU), que puede ser una unidad física independiente o una unidad funcional dentro de otra unidad física" [47].

IEEE C37.118.2-2011, "este estándar especifica mensajes que se pueden usar con cualquier protocolo de comunicación adecuado para la comunicación en tiempo real entre Unidades de Medición de Fasores (PMU), Concentradores de Datos de Fasores (PDC) y otras aplicaciones. Define tipos de mensajes, contenidos y uso. Se especifican los tipos y formatos de datos" [48].

- Ventajas de implementar PMUs en el sistema eléctrico [49]:

Las ventajas fundamentales de la implementación de PMUs en sistemas eléctricos se extienden desde la capacidad de realizar estimaciones en tiempo real hasta el despliegue de estrategias avanzadas de control. Estas soluciones innovadoras no solo potencian la eficiencia operativa, sino que también fortalecen la seguridad en el entorno eléctrico.

A continuación, se detallan algunas de estas ventajas clave de implementar PMUs en sistemas eléctricos:

- Estimar el estado en tiempo real permite observar los fenómenos dinámicos implicados por la GD y permite tomar acciones de control y protección.
- Brindar un servicio dentro de los estándares de calidad a los usuarios finales.
- Analizar la vulnerabilidad del sistema ante cualquier contingencia.
- Analizar los eventos posteriores a la perturbación gracias a los datos con marca de tiempo sincronizados por GPS.
- Implementación avanzada con algoritmo de protección para mejorar la respuesta ante eventos.
- Control avanzado mediante retroalimentación remota, mejora el rendimiento del controlador.

Actualmente, los centros de control en subestaciones eléctricas utilizan el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA). Diseñado originalmente para obtener mediciones de estado semi-estático [50], se lleva a cabo una comparación del rendimiento entre SCADA y PMU, destacando las características clave obtenidas y presentadas en la Tabla 2-1.

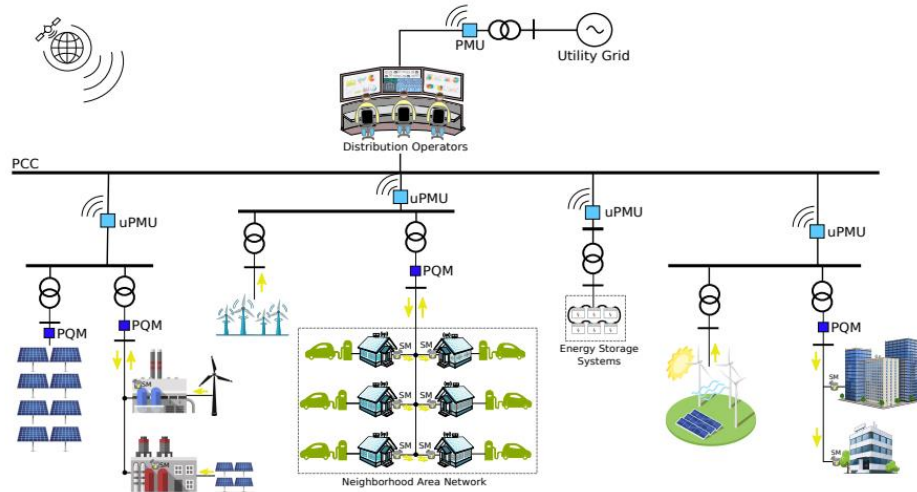
Tabla 2-1: Comparación SCADA vs PMU [52].

SCADA	PMU
Observa mediciones en estado estacionario	Captura mediciones dinámicas o transitorias
Monitorea mediciones analógicas	Monitorea mediciones digitales
Entrega información de la magnitud del fasor	Mide la magnitud junto con el ángulo de fase
No tiene incorporado la sincronización de tiempo	Sincroniza perfectamente en el tiempo utilizando el Sistema de Posicionamiento Global (GPS)
Entrega el monitoreo de área local	Entrega el monitoreo de área amplia
Baja frecuencia de muestreo 2-4 muestras por segundo	Alta tasa de muestreo 30-120 muestras por segundo

- Observabilidad

La observabilidad del sistema eléctrico desempeña un papel fundamental en la estimación de estado, lo cual incide directamente en la toma de decisiones en control y protección. La pérdida o ausencia de observabilidad puede deberse a la ubicación de las PMUs o a eventos como cambios en la topología de la red o errores en el sistema de comunicación. En tales situaciones, se recurre a métodos que incorporan otras mediciones del sistema [51]. La Figura 2-2 ilustra una red de distribución con una alta observabilidad, lograda gracias a la ubicación óptima de las PMUs.

Figura 2-2: Alta Observabilidad en Red de Distribución [52].



- Redes WAMS

El WAMS, conocido como Sistema de Monitoreo de Área Ampla, emplea tecnologías para recopilar datos en el sistema eléctrico de potencia. Esta solución integra estratégicamente Unidades de Medición de Fasores (PMU), algoritmos avanzados para el procesamiento de señales digitales y una infraestructura diseñada para proporcionar información dinámica del sistema [53].

Dentro de la estructura de la red WAMS, se identifican varios componentes dispuestos en diferentes niveles jerárquicos. Se incluyen Transformadores de Potencial (TP) y Transformadores de Corriente (TC), PMUs, Centro de Datos de Fasores (PDC), almacenamiento de datos históricos y herramientas analíticas [54].

La integración de varias PMUs permite hablar del concepto WAMPAC que consiste en el monitoreo, control y protección de área amplia que comprende los siguientes sistemas: [55]

- Sistema de Monitoreo de Área Ampla (WAM).
- Sistema de Protección Área Ampla (WAP).
- Sistema de Operación y Control de Área Ampla (WAC).

Dependiendo de la aplicación WAMS a desarrollar se determina el número de tramas que se requiere, para la interfaz y sus respectivos algoritmos de procesamiento. En la Tabla 2-2 se presenta la tasa mínima de tramas por aplicación. [56]

Tabla 2-2: Número de tramas mínimas requeridas según la aplicación WAMS. Tomado de [56]

Aplicación WAMS	Número de Tramas por Segundo
Monitoreo en Tiempo Real	1-30
Estimador de Estado	1-20
Monitoreo de Estabilidad	20-60
Validación de Modelos	1-20
Aplicaciones de Control	20-60
Aplicaciones de Protección	20-60
Detección y Localización de Fallas	20-30

Las aplicaciones se pueden dividir en dos grupos, aplicaciones en tiempo real y fuera de línea.

- Aplicaciones en tiempo real

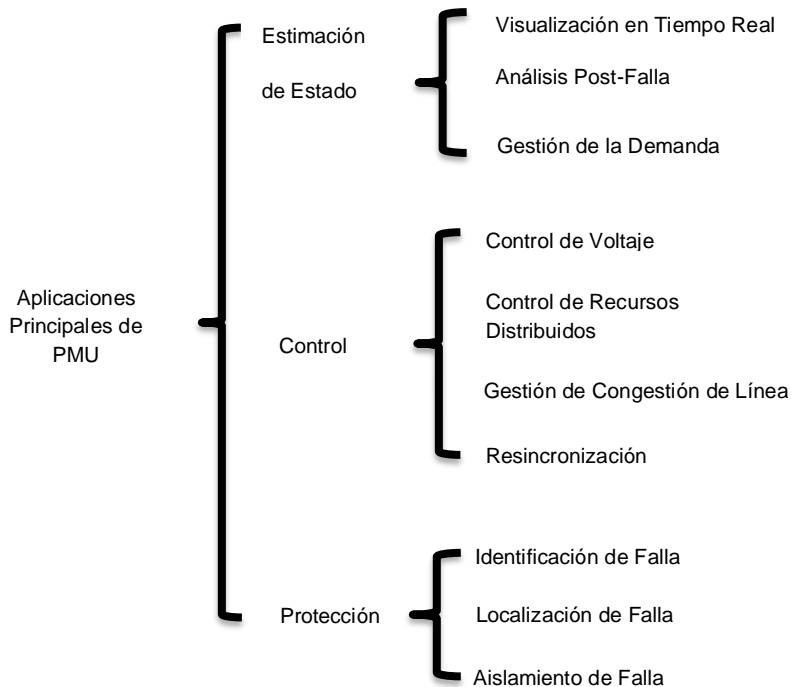
Las aplicaciones en tiempo real permiten la detección de cambios repentinos en la red, monitorea la tasa de cambio en varias mediciones generando alertas de visualización y alarmas e informa a los operadores de posibles perturbaciones en la red [57]. Al proporcionar al operador información valiosa, este puede evaluar los márgenes y tomar decisiones tales como: reprogramación de la generación, compensación reactiva, bloqueo de los cambiadores de toma, deslastre de carga [58]. Además, visualizar el sistema de energía de área amplia en tiempo real facilita el seguimiento a fuentes de generación dinámica, lo que permite analizar cambios inadvertidos tales como el aumento de estas y poder evitar pérdida de estabilidad del sistema [59].

- Aplicaciones fuera de línea

Las aplicaciones fuera de línea posibilitan el análisis de datos de sincrofasores archivados e informes de eventos de relés para poder determinar las posibles causas y características de estos. Además, gracias a su alta tasa de muestreo se puede realizar una caracterización de la carga de manera detallada para detectar los factores representativos del consumo de energía eléctrica de los usuarios conectados a la red.

Las aplicaciones WAMS tienen subdivisiones donde se generan casos de uso con temas más detallados, ya sea estimación de estado, control o protección. Entre las principales aplicaciones se encuentran las mencionadas en el Esquema 2-1.

Esquema 2-1: Aplicaciones Principales de PMU [60].

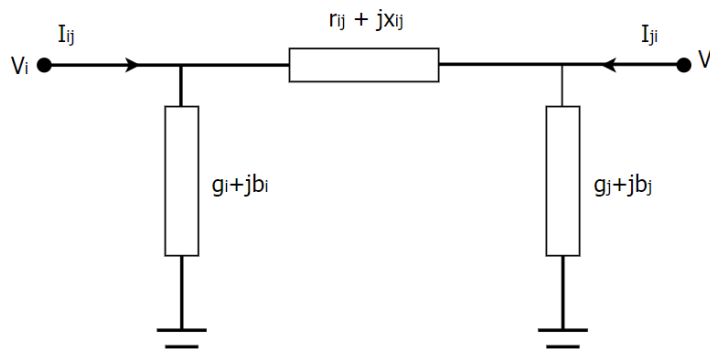


Después de profundizar en las definiciones y ventajas de PMU y WAMS, la discusión se dirige ahora hacia la Estimación de Estado lineal, con el objetivo de especificar las ecuaciones que la componen.

2.2 Estimación de Estado Lineal – Modelo π

La estimación de estado lineal se caracteriza por ser un proceso no iterativo, de bajo costo computacional y operaciones directas. Su principal diferencia con respecto a los métodos no lineales radica en los tipos de mediciones que utiliza. Específicamente, adoptamos el modelo π , que asume la presencia de una PMU en cada extremo de la línea de transmisión. Estas PMUs proporcionan mediciones de fasores de voltaje en los nodos y fasores de corriente que salen de los nodos, como se muestra en la Figura 2-3 [61].

Figura 2-3: Modelo π de una línea de transmisión.



Al utilizar medidas fasoriales sincronizadas se obtiene la parte real e imaginarias de la tensión y la corriente, proporcionando a la ecuación de estado su propiedad lineal. En base a la ecuación (2.1), donde V_i representa al voltaje del nodo i y V_j denota al voltaje del nodo j del sistema, ver ecuación (2.1).

$$[x] = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Considerando un conjunto de medidas libre de errores que consiste en la concatenación vertical de los fasores de voltaje en cada extremo de la línea de transmisión y la corriente que fluye desde cada extremo de dicha línea, se expresa de la siguiente manera:

$$[z] = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ I_{ij} \\ I_{ji} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

El estado del sistema puede vincularse de manera idéntica con las mediciones de voltaje en este vector complejo. No obstante, establecer la relación lineal entre el estado del

sistema y los flujos de la línea requiere un esfuerzo específico. En primer lugar, es necesario definir diversas cantidades. Las magnitudes por considerar incluyen la admitancia en serie y la susceptancia en derivación de la línea de transmisión, que se expresan de la siguiente manera:

$$y_{ij} = (r_{ij} + jx_{ij})^{-1} \quad (2.3)$$

$$y_{i0} = g_i + jb_i \quad (2.4)$$

$$y_{j0} = g_j + jb_j \quad (2.5)$$

Usando las leyes de Kirchoff, la relación entre el estado del sistema y las corrientes de línea en una línea de transmisión simple se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_{ij} \\ I_{ji} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{ij} + y_{i0} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + y_{j0} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

La ecuación de estado completa se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ I_{ij} \\ I_{ji} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ y_{ij} + y_{i0} & -y_{ij} \\ y_{ij} & y_{ij} + y_{j0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

En el Anexo A, se presenta el desglose de un conjunto de matrices que, al combinarse, formarán la matriz que vincula las medidas de la red de la Isla de San Andrés con el estado del sistema.

El estado del sistema puede obtenerse mediante una iteración para cada conjunto nuevo de medidas, a diferencia de las técnicas tradicionales no lineales que requieren un número desconocido de iteraciones para cada nuevo estado. Así, la solución se expresa mediante la ecuación correspondiente a un conjunto de medidas sin errores. En caso de que las medidas contengan errores, la solución incluirá la matriz de covarianza y la ecuación se expresará de la siguiente manera:

$$[x] = [(B^T W^{-1} B)^{-1} B^T W^{-1}] [z] = [H] [z] \quad (2.8)$$

En resumen, el desarrollo matemático detallado de la ecuación (2.8) se encuentra disponible en el Anexo B.

La combinación de la unidad de medición fasorial con un algoritmo para la estimación de estado lineal no solo es esencial para fundamentar teóricamente el presente trabajo de tesis, sino que también proporciona ventajas significativas para alcanzar los resultados deseados en términos de estimación de estado precisa y rápida. Ahora, partiendo de esta base teórica, se procederá a explorar en profundidad el despliegue de las aplicaciones WAMS. Este análisis detallado permitirá identificar y considerar cuáles son las aplicaciones primordiales al iniciar la transición hacia la implementación de la infraestructura de monitoreo y control en el sistema eléctrico. Este enfoque estratégico y secuencial asegurará una integración efectiva de las herramientas teóricas en un contexto operativo práctico.

3. Aplicaciones WAMS

La evolución de los sistemas eléctricos ha dado lugar a la adopción y desarrollo de aplicaciones basadas en Sistemas de Medición de Área Amplia (Wide-Area Measurement Systems, WAMS), que desempeñan un papel crucial en la mejora sustancial de la confiabilidad y estabilidad operativa. Estas aplicaciones se han diseñado con el propósito de maximizar la eficiencia operativa y las decisiones en los centros de control, mediante un riguroso monitoreo de áreas extensas y la capacidad de operación en tiempo real. Además, los sistemas WAMS facilitan la planificación estratégica del sistema de energía y permiten un análisis profundo de las perturbaciones presentes en la red eléctrica. Esta tecnología se ha mostrado esencial para la integración efectiva de fuentes de energía renovable y fluctuante, así como para la automatización de los mecanismos de control y la respuesta a la demanda energética.

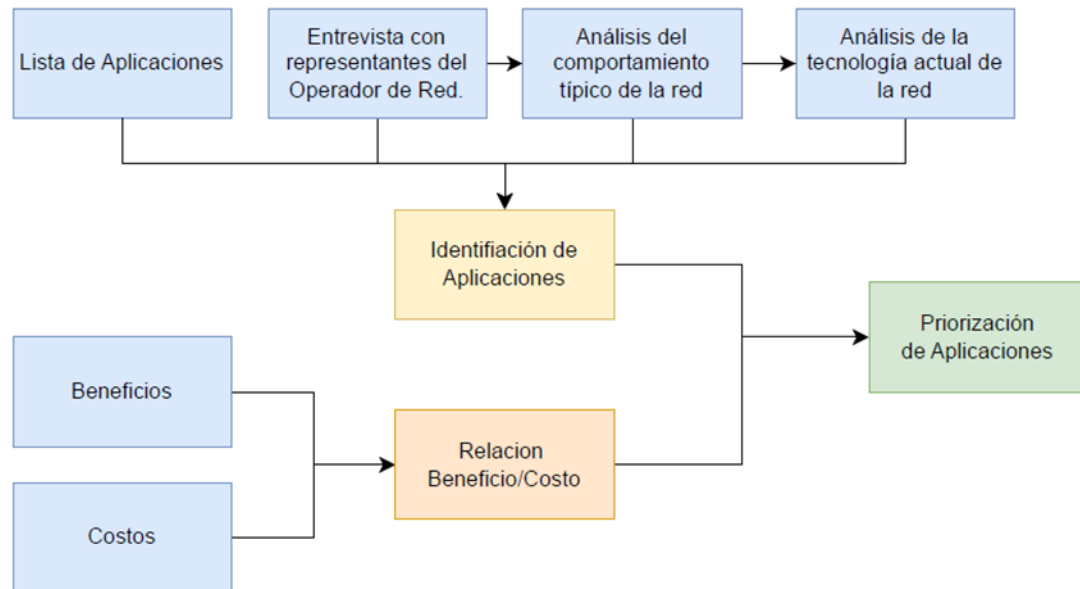
La adopción y la implementación efectiva de estas aplicaciones trascienden el ámbito meramente tecnológico, esto requiere un plan, una estructura organizada y herramientas para ejecutar, mantener y mejorar los sistemas. Este proceso implica la evaluación de los dispositivos empleados en la actualidad y los requerimientos futuros, especialmente enfocados en la sustitución de sensores, dispositivos de medición y controles obsoletos. La priorización de las aplicaciones WAMS demanda un análisis detallado que considere tanto el nivel de necesidad específico como el equilibrio entre los beneficios que aportan y los costos asociados a su implementación.

Conforme a esto, el presente capítulo se basa en la presentación de un enfoque estratégico delineado en el informe de Quanta Technology, Oak Ridge National Laboratory y San

Diego Gas & Electric. Este informe proporciona una hoja de ruta integral para la priorización de aplicaciones, adaptada a las particularidades de cada entidad.

A continuación, se presenta el flujo de desarrollo de la hoja de ruta para la priorización de aplicaciones WAMS en la Figura 3-1.

Figura 3-1: Flujo de Desarrollo de la Hoja de Ruta para la Priorización de Aplicaciones WAMS.



Siguiendo las directrices de dicho informe, el enfoque se estructura en 19 categorías distintas que guían la modernización eficiente de la red eléctrica de distribución [62]. Este enfoque se aplica específicamente para la isla de San Andrés, ajustándose a sus necesidades y características particulares. A continuación, se detallan cada una de estas 19 categorías:

1. Control Volt-Var Avanzado (AVVC)
2. Monitorización avanzada de la red de distribución
3. Gestión de activos de infraestructura critica
4. Visualización de área amplia
5. Integración DER
6. Operación del sistema de distribución en tiempo real

7. Análisis mejorado de confiabilidad y resiliencia
8. Planificación avanzada del sistema de distribución
9. Pronóstico de carga de distribución DER y EV
10. Gestión mejorada de la estabilidad
11. Detección y localización de fallas de alta precisión
12. Protección y control de distribución avanzada
13. Aplicaciones y operación de microrredes avanzadas
14. Esquemas mejorados de deslastre de carga
15. Automatización de distribución avanzada
16. Reducción de pérdidas técnicas y comerciales
17. Monitoreo y control de infraestructura de transporte eléctrico
18. Planificación y análisis de sistemas integrados de recursos, transmisión y distribución
19. Evaluación y análisis de la calidad de la energía

Después de realizar una entrevista integral con los responsables de la operación de la red en la Isla de San Andrés, que incluyen al operador de red y expertos especializados en esta situación, se inicia un análisis detallado. Este análisis se centra en evaluar la infraestructura tecnológica actual y el comportamiento habitual de la red. A partir de los resultados de esta evaluación, se procede a la clasificación de aplicaciones, asignándoles valores específicos de categoría y costos en etapas subsiguientes del proceso.

A continuación, en la

Tabla 3-1 se presenta la clasificación de aplicaciones derivada de la entrevista, destacando aquellas consideradas como ideales para implementar en la Isla de San Andrés. De las 19 aplicaciones inicialmente evaluadas, se seleccionaron cuidadosamente 6 que mejor se adecuan a las necesidades y características específicas de la isla. Estas aplicaciones se identifican como las más pertinentes y eficaces según el análisis realizado durante el proceso.

Tabla 3-1: Clasificación de aplicaciones

Ítem	Aplicación	Caso de Uso
1	Sistema avanzado de monitoreo	Monitoreo de frecuencia
		Monitoreo de perfil de voltaje
2	Visualización de área amplia	Tablero de estado del sistema
3	Análisis mejorado de confiabilidad y resiliencia	Análisis de confiabilidad mejorada
		Análisis post-falla
4	Alta precisión para detección y localización de fallas	Alta precisión para localización de falla
5	Sistema avanzado de protección y control	Protección adaptativa
6	Esquema de deslastre de carga mejorado	Esquema de deslastre de carga - Frecuencia

Cada categoría de aplicación detallada en la

Tabla 3-1 se desglosa en subcategorías de casos de uso, describiendo así sus funciones específicas conforme a las necesidades particulares. Tras la selección de las aplicaciones, el siguiente paso consiste en determinar el orden de implementación mediante un análisis que priorice aquellas que ofrecen beneficios significativos con costos de implementación más bajos.

3.1 Priorización de Aplicaciones

La priorización de aplicaciones es esencial para alcanzar los objetivos propuestos en el menor tiempo posible. Sirve como una guía que organiza estas aplicaciones según su nivel de importancia en comparación con otros aspectos, tales como la necesidad de implementación, el costo de infraestructura y la dificultad de implementación. Este enfoque

considera el panorama específico de la isla, teniendo en cuenta sus necesidades, la infraestructura existente o planificada, y las experiencias previas.

Al utilizar la hoja de ruta detallada en [62] como referencia para priorizar las aplicaciones mencionadas en la

Tabla 3-1 el objetivo es mejorar la operación del sistema de distribución local en San Andrés Isla. Este proceso consta de dos pasos: en el primero, se clasifican las aplicaciones según su importancia general, mientras que el segundo implica realizar un análisis beneficio/costo para la priorización final.

3.1.1 Clasificación de Aplicaciones

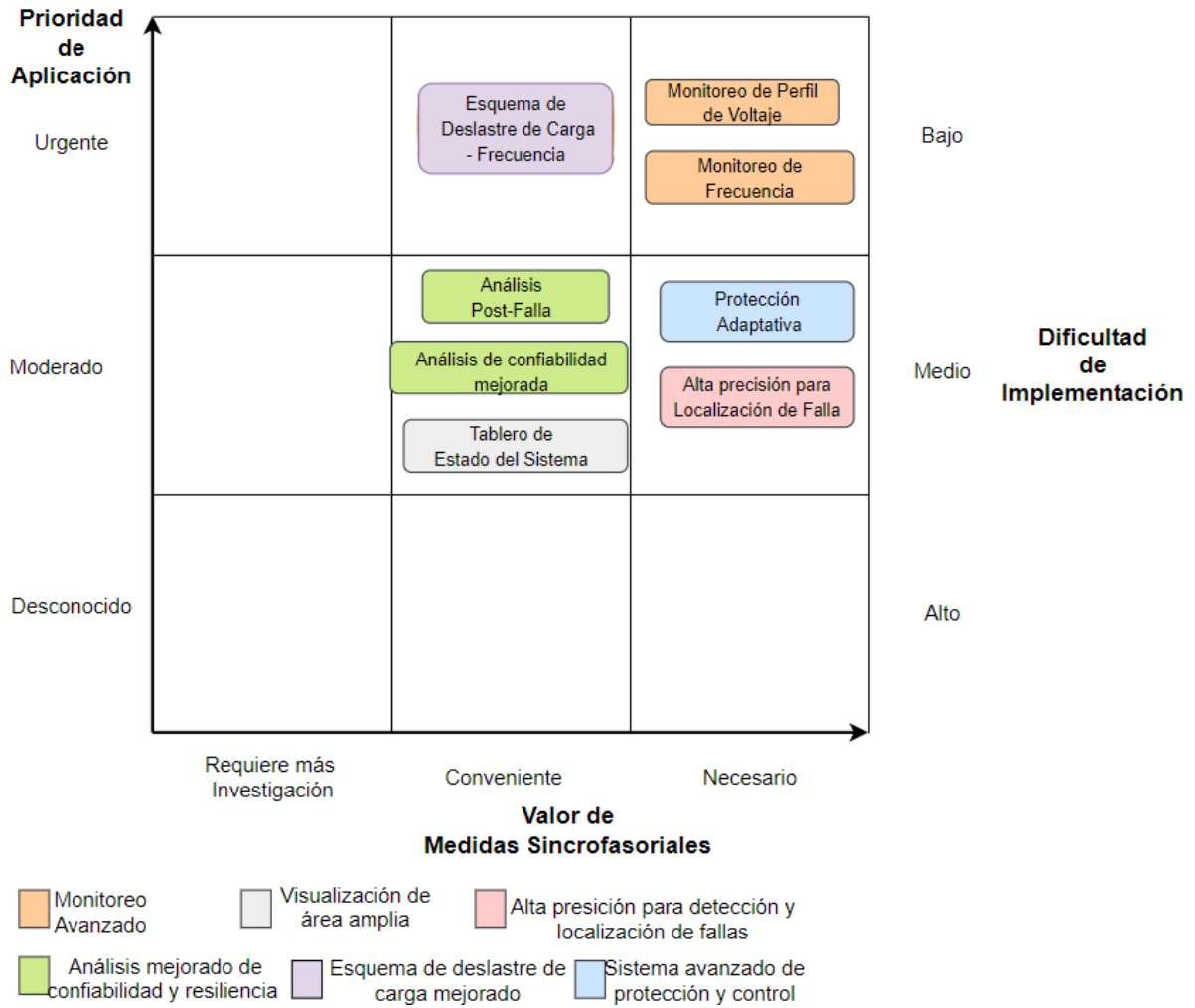
La clasificación de aplicaciones desempeña un papel crucial al evaluar la necesidad de incorporar mediciones fasoriales para mejorar la operación del sistema eléctrico. Al analizar las ventajas e inconvenientes de cada aplicación, se logra establecer una prioridad según su nivel de criticidad en la organización destinataria. Esta priorización permite a la organización identificar rápidamente qué aplicación abordar en primer lugar.

En el proceso de clasificación de aplicaciones, se consideran tres aspectos fundamentales: la prioridad de aplicación, el valor de las medidas sincrofasoriales y la dificultad de implementación. La prioridad de aplicación es esencial para determinar el nivel de criticidad de la aplicación en función de sus características y las ventajas que podría aportar al implementarla. Esta prioridad se establece en orden descendente: urgente, moderado y desconocido.

El valor de las medidas sincrofasoriales se centra en la contribución que las mediciones ofrecen a cada aplicación y en qué medida son necesarias para su desarrollo. Se clasifican como: requiere más investigación, conveniente y necesario. Por último, la dificultad de implementación determina el estado actual de la infraestructura eléctrica y la inversión requerida para modernizar la red, clasificándose como: bajo, medio y alto.

A continuación, en la Figura 3-2 se presenta el diagrama del valor de las aplicaciones.

Figura 3-2: Diagrama de Valor de las Aplicaciones WAMS.



Los resultados revelan que aquellas aplicaciones centradas en el monitoreo demandan un costo inferior en comparación con las aplicaciones de protección. Dentro del conjunto de aplicaciones fuera de línea, como el análisis post-falla y el análisis de confiabilidad mejorada, no se requieren mediciones sincronizadas; sin embargo, contribuyen significativamente a mejorar su rendimiento.

Para dar continuidad al proceso de priorización de aplicaciones, es imperativo considerar la relación beneficio/costo. Este análisis permitirá determinar la viabilidad de las aplicaciones, evaluando si los beneficios obtenidos superan los costos asociados.

3.1.2 Relación Beneficio – Costo

La relación beneficio/costo refleja el nivel de desarrollo alcanzado en relación con un valor dado. Se asigna un peso a cada categoría según las expectativas de beneficio que se espera obtener para la organización mediante la implementación de mediciones favorables. Esta calificación se expresa en una escala del 0 al 10, donde 0 representa el menor valor y 10 indica el nivel máximo requerido por la organización.

A continuación, se presentan dos tablas con el detalle de lo que se quiere lograr, la Tabla 3-2 precisa los beneficios de implementar cada aplicación y los resultados positivos obtenidos y la Tabla 3-3 especifica los gastos operativos y de capital y demás aspectos tenidos en cuenta a la hora de llevar a cabo cualquier aplicación.

Los valores asignados a cada categoría son en base a la necesidad de la organización, con el fin de establecer una valoración diferencial de los factores a evaluar y llegar a un resultado final para priorizar las aplicaciones.

Tabla 3-2: Categorías de beneficios

Categoría de beneficios	Peso
Resiliencia y confiabilidad	9
Sostenibilidad y descarbonización	7
Operación en tiempo real	8
Planificación avanzada	6
Seguridad Pública	10
Mejora de la eficiencia	5
Potencial de innovación	2
Compromiso del cliente/Potencial comercial	3

En la Tabla 3-2, se asignan los valores de los beneficios de acuerdo con los requisitos establecidos por la organización. Se otorga un peso más significativo a la categoría de seguridad pública, ya que salvaguardar la integridad física y mantener el orden público constituyen responsabilidades primarias. Por otro lado, la categoría de potencial de innovación recibe un peso menor en comparación con las demás, ya que no se considera la principal prioridad para la organización.

Tabla 3-3. Categorías de Costos

Categoría de costos	Peso
Complejidad	3
Inversión	10
Madurez	2
Riesgo	4
Preparación	1

En la Tabla 3-3, se asignan los valores correspondientes a la categoría de costos, considerando el contexto en el que se desarrolla cada aplicación.

De acuerdo con los valores asignados en las Tabla 3-2 y Tabla 3-3, se lleva a cabo la ponderación, y el resultado se presenta en las Tabla 3-4 y Tabla 3-5, las cuales reflejan el análisis de beneficios y costos respectivamente. Estos resultados representan un promedio ponderado de los valores asignados a cada categoría.

Tabla 3-4. Resultado del Análisis de Beneficios

Ítem	Aplicación	Resiliencia y confiabilidad	Sostenibilidad y descarbonización	Operación en tiempo real	Planificación avanzada	Seguridad Pública	Mejora de la eficiencia	Potencial de innovación	Compromiso del cliente/Potencial comercial	Beneficio Valor Numérico
1	Sistema avanzado de monitoreo	8	6	8	6	6	8	6	5	6.82
2	Visualización de área amplia	8	6	9	6	7	5	6	7	7
3	Análisis mejorado de confiabilidad y resiliencia	6	4	3	6	4	4	6	5	4.58
4	Alta precisión para detección y localización de fallas	8	6	8	6	9	8	7	7	7.58
5	Sistema avanzado de protección y control	8	7	8	2	9	4	7	7	6.84
6	Esquema de deslastre de carga mejorado	7	6	6	4	5	6	5	6	5.7

Los resultados del análisis de beneficios, expuestos en la Tabla 3-4, revelan que la aplicación de alta precisión para la detección y localización de fallas posee el valor numérico más alto en la priorización, seguida de cerca por la aplicación de visualización de área amplia. Este descubrimiento señala de manera clara la necesidad de priorizar la modernización de la infraestructura de protecciones en el ámbito eléctrico, con el fin de mejorar tanto la eficiencia como la confiabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 3-5. Resultado de Análisis de costos

Ítem	Aplicación	Complejidad	Inversión	Madurez	Riesgo	Preparación	Costo Valor Numérico
1	Sistema avanzado de monitoreo	4	7	5	3	4	5.4
2	Visualización de área amplia	6	7	4	3	5	5.65
3	Análisis mejorado de confiabilidad y resiliencia	5	5	4	5	5	4.9
4	Alta precisión para detección y localización de fallas	8	7	3	5	4	6.2
5	Sistema avanzado de protección y control	8	7	3	6	4	6.4
6	Esquema de deslastre de carga mejorado	5	5	5	3	4	4.55

Después de examinar los datos de costos detallados en la Tabla 3-5 para la priorización de aplicaciones, se hace evidente que el Sistema Avanzado de Protección y Control ostenta el costo de desarrollo más elevado, seguido de cerca por la Aplicación de Alta Precisión para Detección y Localización de Fallas. En consecuencia, la implementación de

una aplicación de protección basada en medidas fasoriales en la isla requiere una inversión significativa debido a la limitada madurez de la infraestructura existente.

En concordancia con los resultados mencionados, el último paso en la priorización de aplicaciones implica dividir el promedio ponderado de los beneficios entre el promedio ponderado de los costos, como se detalla en la Tabla 3-6, que proporciona el resultado final de la priorización.

Tabla 3-6. Resultado de priorización

Ítem	Aplicación	Beneficio-Costo	Beneficio-Costo Valor Numérico	Prioridad
1	Sistema avanzado de monitoreo	Alto	1.26	1
3	Esquema de deslastre de carga mejorado	Alto	1.25	2
2	Visualización de área amplia	Alto	1.24	3
4	Alta precisión para detección y localización de fallas	Alto	1.22	4
5	Sistema avanzado de protección y control	Medio	1.07	5
6	Análisis mejorado de confiabilidad y resiliencia	Medio	0.93	6

En la fase de la priorización, se establece una jerarquía de aplicaciones, destacando la importancia de que los beneficios superen los costos al considerar el desarrollo de una aplicación dentro de la organización. La aplicación de monitoreo exhibe el valor numérico más alto en la relación beneficio-costo, lo que sugiere que iniciar el proceso de modernización de la red de distribución con esta aplicación en particular es recomendable.

Este proceso de priorización de aplicaciones ofrece a la organización ventajas para trazar su propia hoja de ruta en la modernización de la red y evitar costos iniciales elevados. Constituye un marco esencial para decisiones informadas y asignación eficiente de recursos, alineando objetivos con inversiones óptimas para mejorar la eficiencia y confiabilidad de la red. En el próximo capítulo, se enfocará específicamente en la estimación de estado, explorando su importancia, aplicaciones y el enfoque estratégico para verificar su robustez y precisión.

4. Estimación de Estado con PMU

La estimación de estado es un indicador crítico que evalúa la condición operativa en tiempo real del sistema de distribución en función de las mediciones y datos disponibles. Al estimar el estado utilizando datos de Unidades de Medición Fasorial (PMUs) y modelos matemáticos, se pueden determinar diversos parámetros, como magnitudes y ángulos de tensión, inyecciones de potencia de diferentes componentes y la topología actual de la red eléctrica. Esta información permite el control y la operación en tiempo real, lo que resulta una herramienta vital para los operadores en los centros de control, quienes toman decisiones informadas para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema.

Además, la estimación de estado con PMUs desempeña un papel fundamental en la modernización de las redes eléctricas convencionales, facilitando la integración de nuevos actores, como fuentes de energía renovable, sistemas de almacenamiento de energía, cargas controlables y transacciones energéticas. Los resultados de la estimación de estado constituyen la base para otras funciones dentro del Sistema de Gestión de Energía (EMS), lo que destaca la importancia de la precisión de los datos en este proceso.

Las PMUs ofrecen una alta precisión y confiabilidad en comparación con los métodos tradicionales, dependiendo de factores como la cantidad de PMUs instaladas, la calidad de los datos de PMUs y el algoritmo seleccionado para la estimación del estado.

Este capítulo tiene como objetivo desarrollar un estimador de estado lineal mediante el uso de medidas de PMUs. Este enfoque asume que las relaciones entre las medidas y las variables de estado son lineales, simplificando así el proceso de estimación. La linealidad del modelo posibilita la aplicación de métodos matriciales lineales para obtener soluciones más eficientes. El caso de estudio se centra en la red de distribución de la Isla de San

Andrés. Durante la evaluación de diversos escenarios, se destacó la importancia de la información fasorial sincronizada para que los operadores de la red puedan garantizar la calidad de la energía suministrada y ofrecer servicios eléctricos continuos y eficientes, lo que contribuye a asegurar los límites seguros de operación.

A continuación, se iniciará el análisis del caso de estudio: Red de San Andrés donde se describirá la configuración de la red y se aplicarán las ecuaciones previamente mencionadas para comprender su comportamiento.

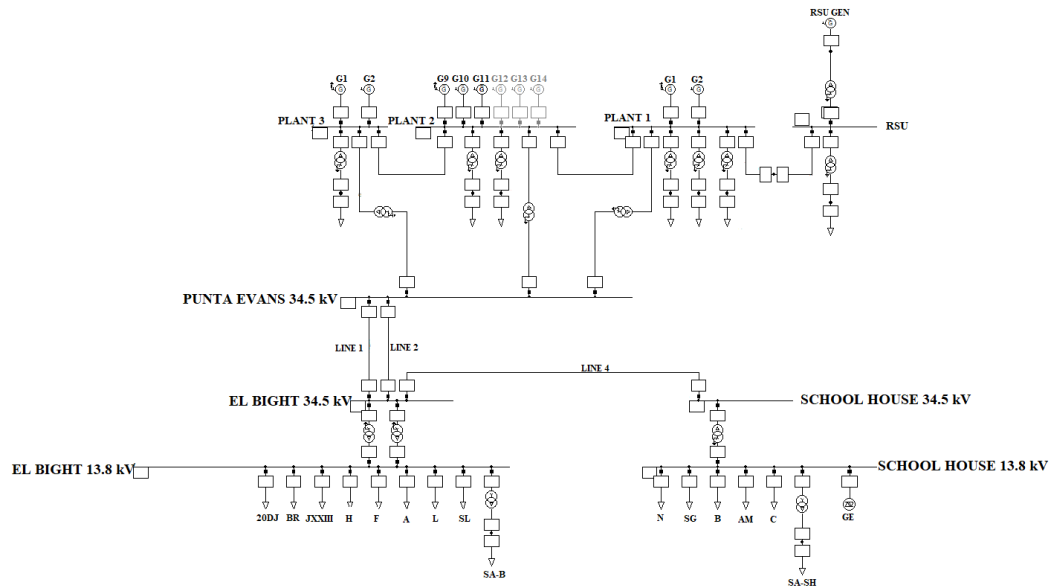
4.1 Caso de Estudio: Red de San Andrés Isla

En el contexto de la presente investigación, resulta esencial evaluar el rendimiento del estimador de estado mediante la utilización de PMUs. Esta evaluación se desarrolla en cuatro escenarios fundamentales que abordan situaciones críticas en la operación de sistemas eléctricos: cambio topológico de la red, cortocircuito trifásico, variación de carga, y conexión/desconexión de generación distribuida a gran escala.

El objetivo primordial es desarrollar y probar un estimador de estado robusto y preciso que pueda operar eficazmente incluso en condiciones adversas. Inicialmente, el estimador de estado se somete a la ejecución del flujo de carga en un escenario de referencia, seguido de la presentación de los resultados.

Para llevar a cabo estas pruebas, se utiliza un modelo de la red eléctrica de la Isla de San Andrés, basado en datos obtenidos del software Power Factory, como se muestra en la Figura 4-1 Este modelo será empleado para evaluar la efectividad y precisión del estimador de estado en situaciones realistas de operación del sistema eléctrico.

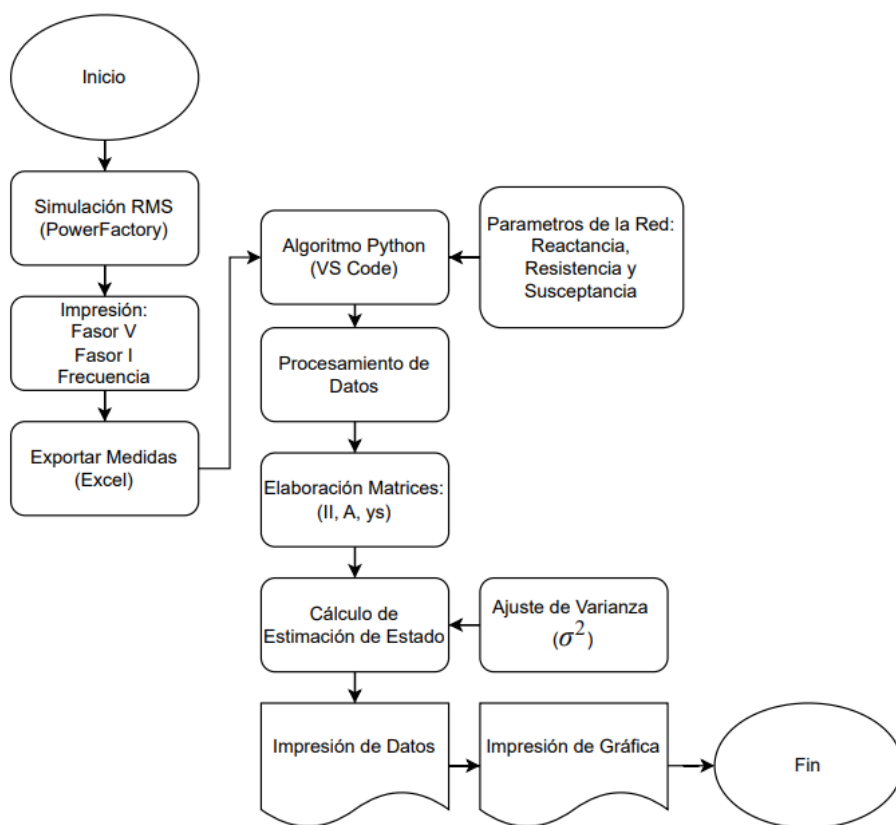
Figura 4-1: Modelo de la red de San Andrés isla en Power Factory.



La Isla de San Andrés opera un sistema de distribución eléctrica en configuración radial compuesto por tres nodos principales: la Planta de Generación Punta Evans (Barra 1), la Subestación Bight (Barra 2) y la Subestación School House (Barra 3). La Planta Punta Evans, que utiliza un sistema de generación basado en combustión Diesel, tiene una capacidad nominal de 51,2 megavatios (MW). La tensión de generación es de 13,8 kilovoltios (kV) y se transmite a través de líneas de doble circuito de 34,5 kV a la Subestación Bight, desde donde se redistribuye en una configuración de circuito sencillo hacia la Subestación School House. En total, se dispone de 14 circuitos de distribución que operan a una tensión nominal de 13,2 kV. De estos, 7 circuitos se alimentan desde la Subestación Bight, mientras que los restantes 5 se alimentan desde la Subestación School House [63].

En función de las ecuaciones extraídas de [64], se ha elaborado un código para la estimación de estado de la red en la Isla de San Andrés. Estas ecuaciones han sido adaptadas y ajustadas para adecuarse a las características específicas de la isla. A continuación, en la Figura 4-2 se presenta el flujo de proceso desarrollado con el objetivo de llevar a cabo la estimación de estado mencionada.

Figura 4-2: Flujo de Proceso para la Estimación de Estado en la Red de la Isla de San Andrés.



Utilizando el flujo de proceso delineado y teniendo en cuenta el sistema de tres barras, tal como se ilustra en la Figura 4-1, y tomando en cuenta los datos detallados en la Tabla 4-1, es posible llevar a cabo la estimación de los fasores de voltaje de las tres barras principales en la Isla de San Andrés, específicamente identificadas como Punta Evans, El Bight y School House.

Tabla 4-1: Datos Detallados de las Líneas del Sistema de Tres Barras

Línea	Resistencia [p.u]	Reactancia [p.u]	Susceptancia [p.u]
1	0.213	0.509j	3.680e-05j
2	0.213	0.509j	3.680e-05j
4	0.077	0.180j	1.336e-05j

En resumen, el sistema cuenta con:

- Tres nodos
- Variables de estado $x = [V_1, V_2, V_3, \theta_{v1}, \theta_{v2}, \theta_{v3}]$
- 6 mediciones dadas por $z = [V_1, V_2, V_3, \theta_{v1}, \theta_{v2}, \theta_{v3}, I_1, I_2, I_3, \theta_{I1}, \theta_{I2}, \theta_{I3}]$

Adicionalmente, se especifica la configuración de las líneas:

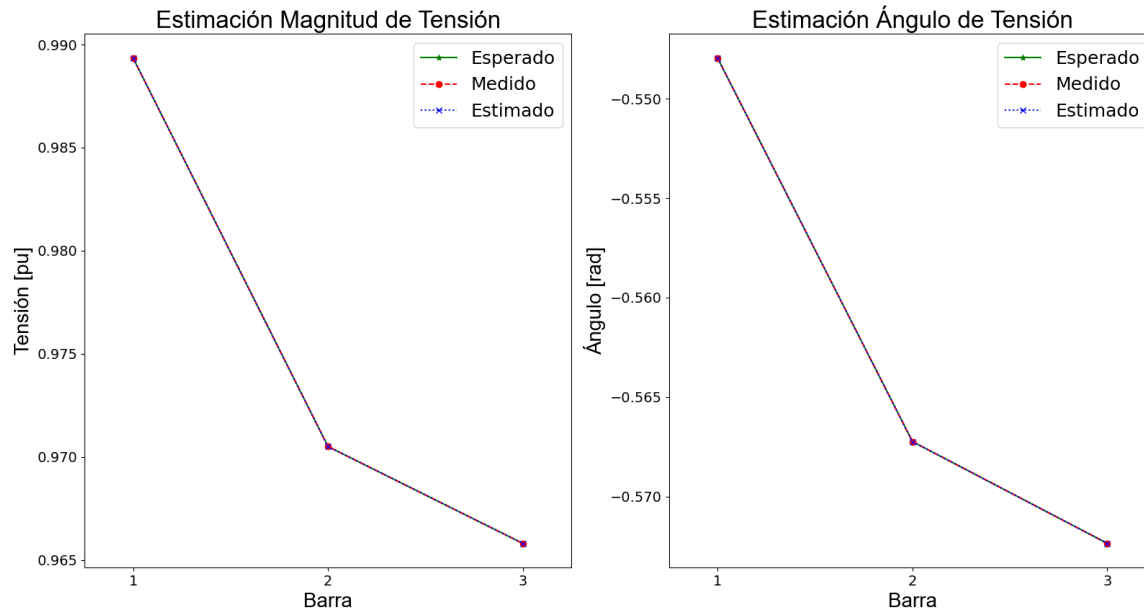
- Línea 1: Desde la subestación Punta Evans a la subestación Bight.
- Línea 2: Paralela a la Línea 1, desde la subestación Punta Evans a la subestación Bight.
- Línea 4: Desde la subestación Bight a la subestación School House.

Estos datos ofrecen una visión general de la composición del sistema eléctrico y sirven como base para la estimación de estado. Al precisar la condición de operación y establecer la modelización matemática, se procede al cálculo de todas las magnitudes de tensiones y ángulos en el sistema. Existe una relación matemática intrínseca que vincula las medidas recopiladas con las variables de estado del sistema. Sin embargo, las mediciones están sujetas a un error aleatorio, modelado como una variable independiente con una distribución gaussiana y media nula. La desviación estándar de este error de medición es un indicador de la precisión de las mediciones. Valores elevados de desviación estándar sugieren mediciones menos precisas, mientras que desviaciones estándar pequeñas indican mediciones altamente precisas.

Para validar la eficacia del estimador de estado desarrollado, se procedió a la implementación del algoritmo lineal utilizando el lenguaje de programación Python. Este enfoque proporciona una herramienta poderosa para determinar si los resultados obtenidos son coherentes con los estados posibles del sistema. El primer paso consiste en llevar a cabo una evaluación sin la presencia del error aleatorio para validar el rendimiento del estimador. En ausencia de dicho error, se espera que las líneas en el gráfico se superpongan, indicando que los valores esperados, medidos y estimados son idénticos. Esta comparación adicional refuerza la evidencia sobre la robustez y precisión del estimador de estado.

A continuación, se presenta la Figura 4-3 excluyendo el error aleatorio, lo que facilita la evaluación del estimador en condiciones ideales.

Figura 4-3: Resultados sin error: Valor esperado, medido y estimado.



Como se puede observar en la Figura 4-3, la superposición de las líneas correspondientes a los valores esperados, medidos y estimados indica una marcada concordancia entre ellos. Este fenómeno respalda de manera sólida la afirmación sobre la robustez y precisión del estimador de estado, incluso bajo condiciones ideales.

Seguido a esto, se realiza una prueba en un único instante de tiempo para validar la dispersión de los resultados. En la Tabla 4-2 se presentan detalladamente los resultados obtenidos para cada uno de los nodos del sistema en dicho instante, con una desviación estándar de 0.001, lo que permite una evaluación exhaustiva de su desempeño y precisión en esa condición particular.

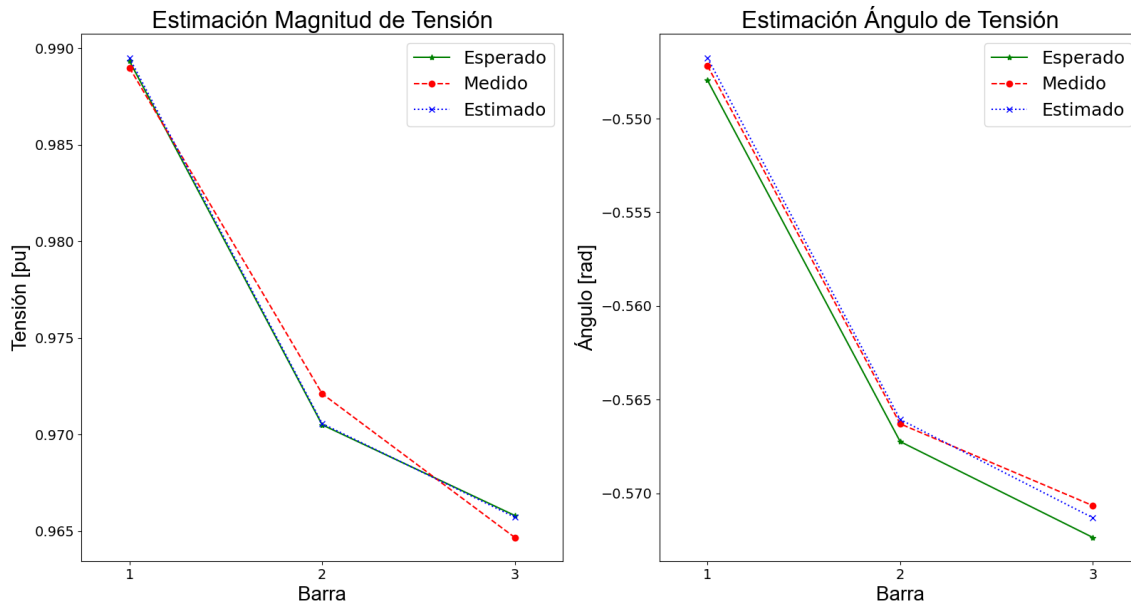
Tabla 4-2: Valores obtenidos.

Variable de Estado	Valor Esperado	Valor Medido por PMU	Valor Estimado	Error [%]
$V_1 [p.u]$	0.9893	0.9892	0.9892	0.0077
$V_2 [p.u]$	0.9705	0.9692	0.9701	0.0404
$V_3 [p.u]$	0.9658	0.9664	0.9655	0.0310
$\theta_{v1} [p.u]$	-0.5479	-0.5472	-0.5484	0.0831
$\theta_{v2} [p.u]$	-0.5672	-0.5680	-0.5680	0.1413
$\theta_{v3} [p.u]$	-0.5723	-0.5741	-0.5730	0.1265

Los valores presentados en la Tabla 4-2 ofrecen una visión detallada de la calidad del estimador de estado. En términos generales, las estimaciones se acercan significativamente a los valores esperados, con errores porcentuales en su mayoría bajos, indicando la eficacia del estimador de estado en su tarea. Sin embargo, se observan mayores errores porcentuales en las estimaciones de los ángulos (θ_{v1} , θ_{v2} , θ_{v3}), fluctuando entre el 0.398% y el 0.592%. Esto sugiere que la estimación de los ángulos puede presentar mayores desafíos o que las mediciones de ángulos podrían tener una menor precisión en comparación con las magnitudes de voltaje.

Con el fin de proporcionar una representación visual más clara de la precisión de las estimaciones en relación con las medidas esperadas, se realizó una comparación gráfica. Los valores de las estimaciones fueron contrastados con las medidas esperadas, como se muestra en la Figura 4-4.

Figura 4-4: Resultados con Error: Valor esperado, medido y estimado.



Después de mostrar la Figura 4-4, se aprecia que el estimador en un único instante de tiempo exhibe un buen comportamiento, lo que facilita la continuidad con otros análisis.

En el desarrollo posterior del análisis, se ha evaluado el desempeño del estimador considerando cuatro escenarios distintos. Cada uno de estos escenarios representa un conjunto único de condiciones operativas que desafían al estimador a proporcionar estimaciones confiables y precisas en situaciones cambiantes. El primer escenario implica un cambio en la topología de la red eléctrica, el segundo aborda la presencia de un cortocircuito trifásico en una de las barras, el tercero incorpora variaciones en la carga, y el cuarto involucra la conexión/desconexión de generación distribuida a gran escala. Estos escenarios, específicamente diseñados para poner a prueba la robustez y adaptabilidad del estimador, permiten una evaluación exhaustiva de su rendimiento ante condiciones dinámicas.

En este análisis, se ha llevado a cabo un estudio para seleccionar el valor óptimo de desviación estándar. Se han evaluado tres valores específicos de desviación estándar: 0.1, 0.01 y 0.001, como se presenta desde la Figura 4-5 hasta la Figura 4-7. Este enfoque tiene como objetivo representar claramente la dispersión de los errores de medición asociados al evento bajo estudio.

Figura 4-5: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.1.

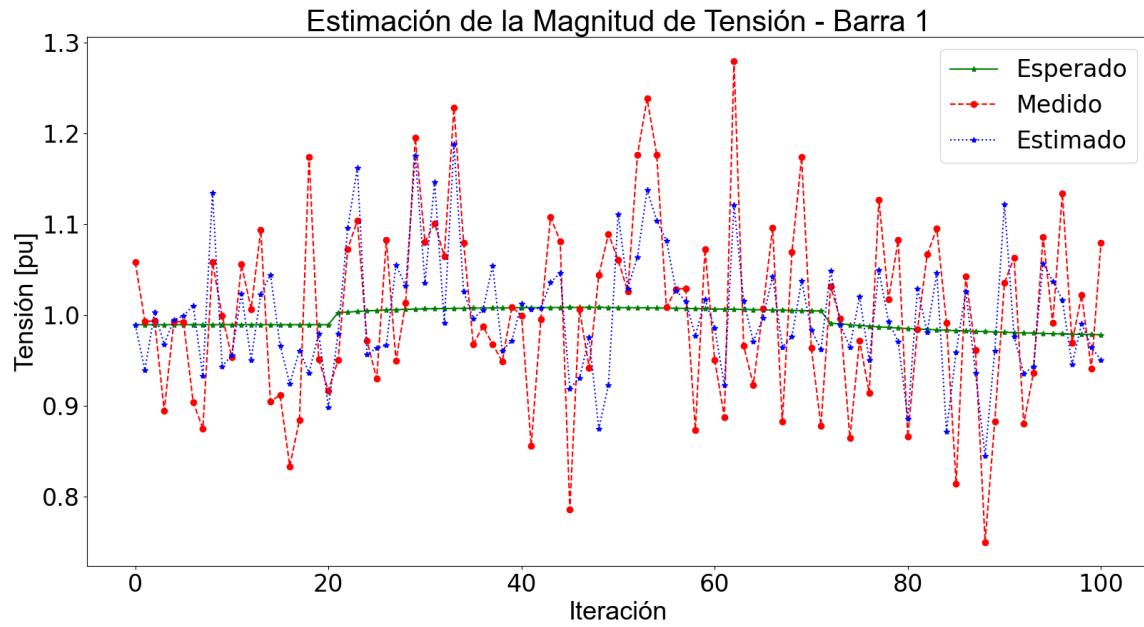


Figura 4-6: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.01.

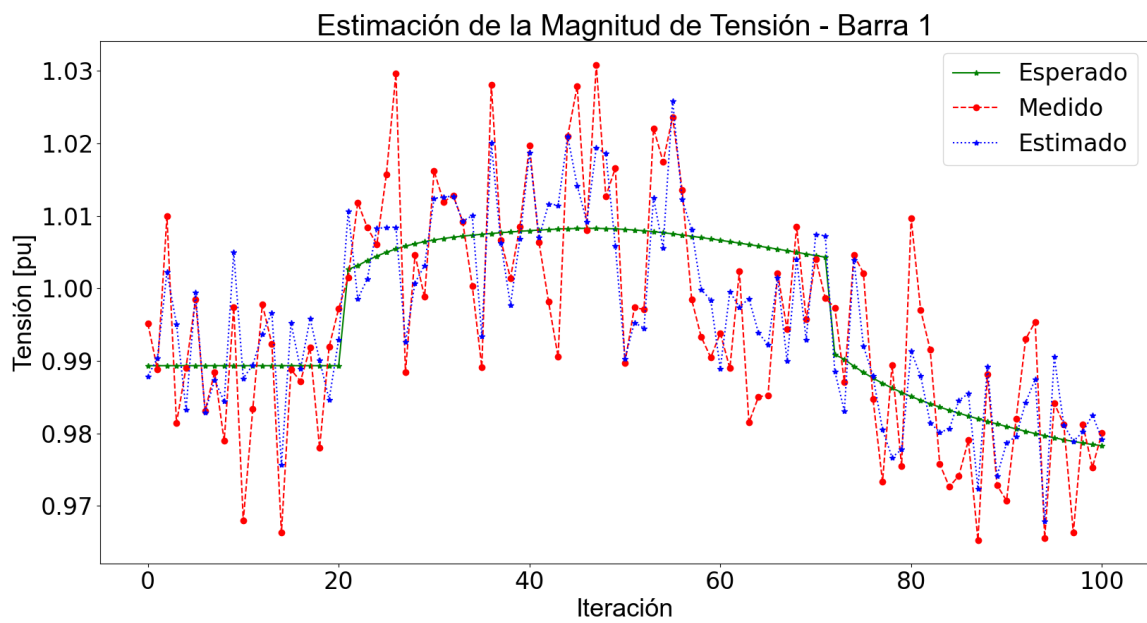
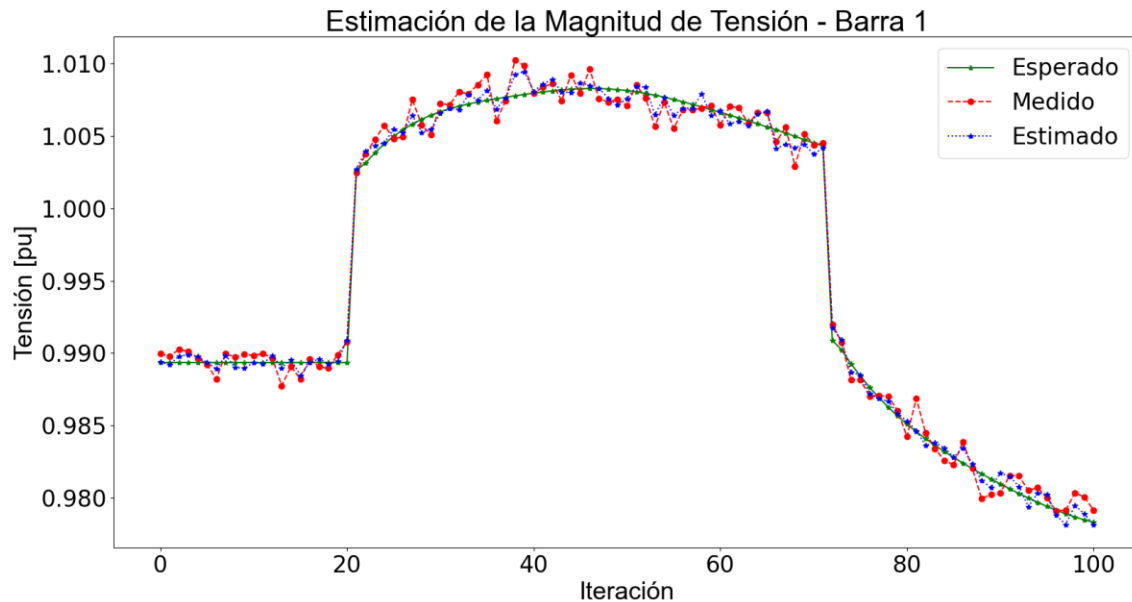


Figura 4-7: Estimación de voltaje con desviación estándar de 0.001.



Los resultados, analizados durante el cambio topológico en un lapso de 1 segundo (equivalente a 100 iteraciones), indican que a medida que la desviación estándar aumenta, también lo hace la dispersión, dificultando la observación clara del comportamiento del evento. Se ha seleccionado un valor de desviación estándar de 0.001 para el análisis de este estudio, considerando que la simulación abarca 10 segundos y que, con una desviación estándar mayor, la interpretación del comportamiento del evento sería menos nítida. Esta decisión subraya la importancia de mediciones precisas en la interpretación de los resultados.

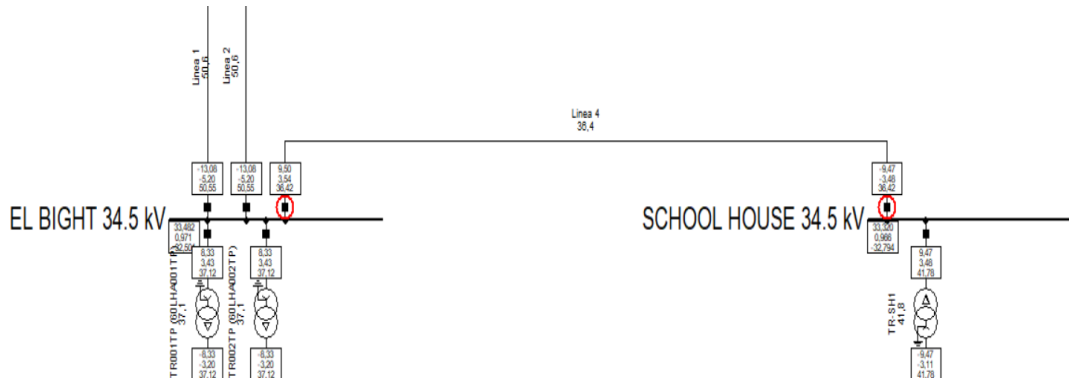
Para llevar a cabo la evaluación de estos escenarios, se emplearán simulaciones en PowerFactory mediante un enfoque de simulación RMS, con cada escenario simulado durante 10 segundos. Este proceso incluirá la generación y análisis individual de cada escenario considerado, permitiendo así una evaluación detallada del desempeño del estimador de estado en condiciones dinámicas y cambiantes.

4.1.1 Escenario 1: Cambio Topológico de la Red

En este primer escenario, se exploran eventos relacionados con la apertura y cierre de interruptores en la línea 4. El objetivo de este escenario es evaluar la capacidad del estimador de estado lineal con PMUs para adaptarse a una nueva configuración de la red.

A continuación, en la Figura 4-8 se observa una representación visual detallada de este escenario.

Figura 4-8: Representación detallada de la desconexión de la línea 4.



Durante la simulación, se ejecutó un escenario en el cual se desconectó la línea 4 de interconexión a los 200 ms y se restableció a los 700 ms. Es relevante destacar que esta línea conecta la subestación Bight (barra 2) con la subestación School House (barra 3). La simulación se realizó a lo largo de 10 segundos, durante los cuales se llevaron a cabo un total de 969 iteraciones.

A continuación, se presentan gráficamente desde la Figura 4-9 hasta la Figura 4-11 la estimación de las tensiones en las tres barras de la red eléctrica durante el escenario de cambio topológico.

Figura 4-9: Estimación de magnitud de tensión – Cambio Topológico Barra 1.

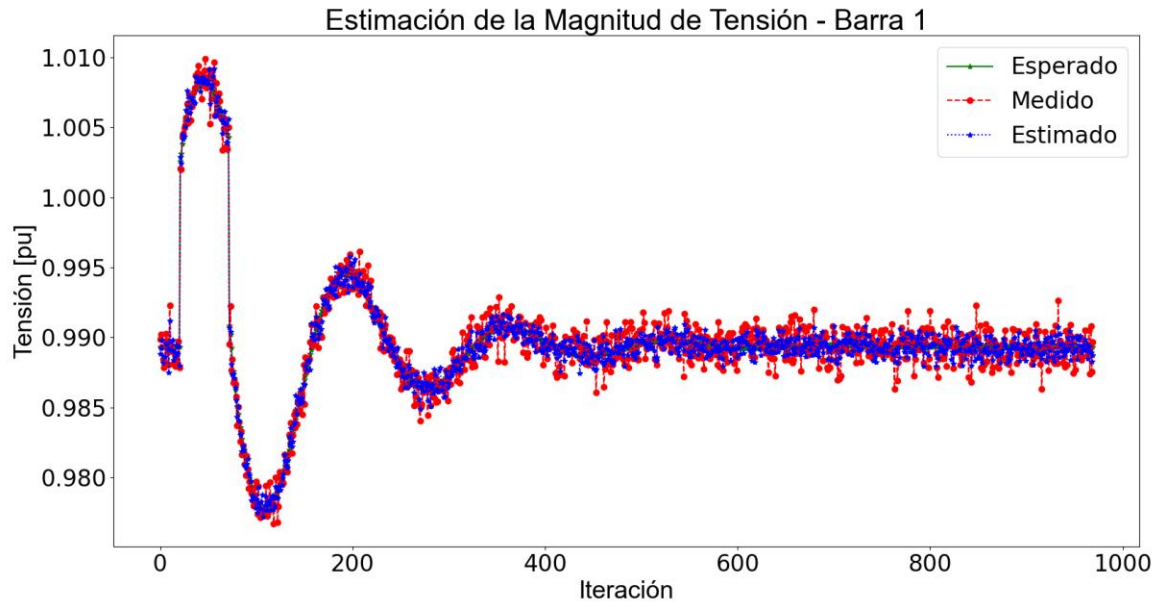


Figura 4-10: Estimación de magnitud de tensión - Cambio Topológico Barra 2.

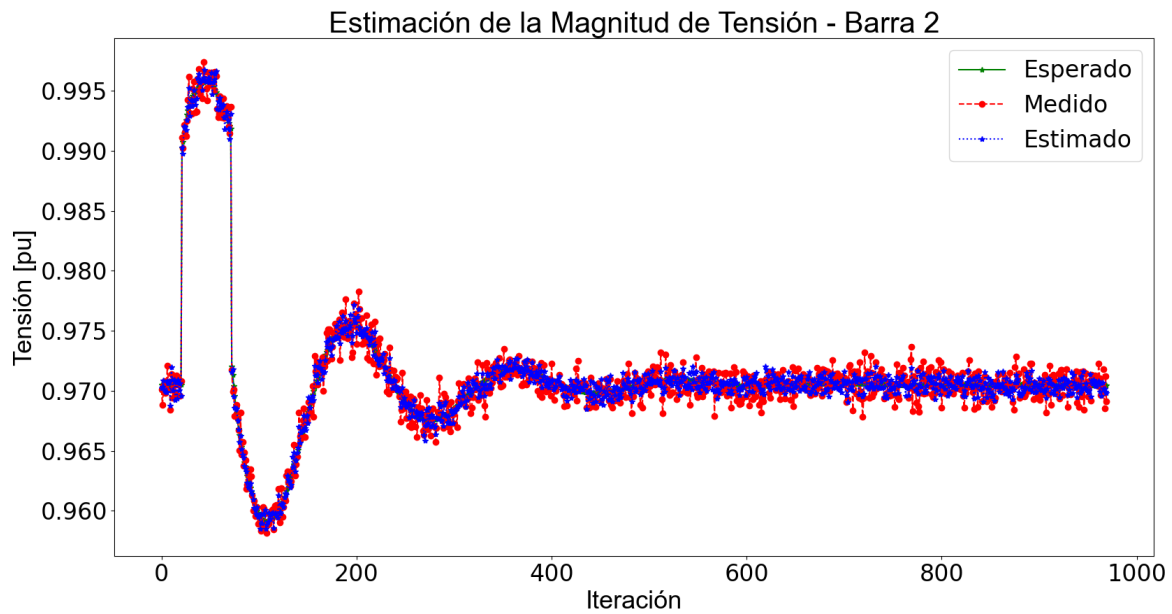
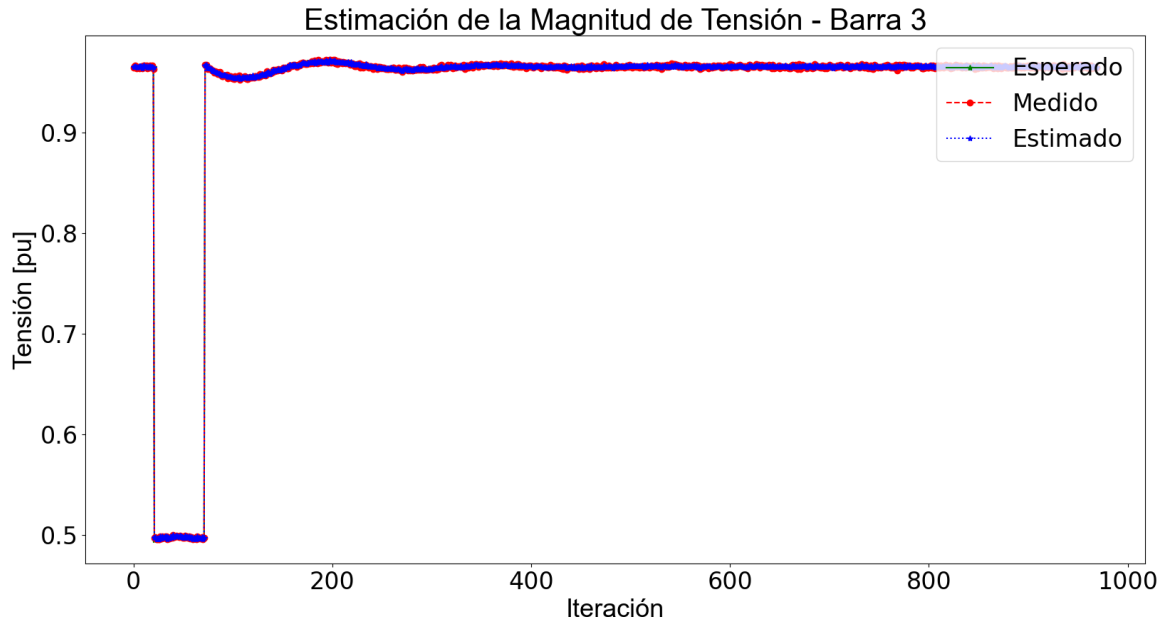


Figura 4-11: Estimación de magnitud de tensión - Cambio Topológico Barra 3.



Para el primer escenario, se puede analizar la variación de las gráficas de la tensión. Al momento de desconectar la línea 4 a los 200 ms, la barra 1 encargada de la generación, inicialmente tenía un valor cercano a 0.990. Cuando la línea sale de servicio, alcanza un valor de 1.010 p.u. En cuanto a la barra 2, con un valor inicial de 0.970 p.u. experimenta un pico de 0.995 p.u. antes de estabilizarse. Este aumento podría estar relacionado con la generación que supera la demanda, ya que al desconectar la línea 4, la barra 3, con 5 circuitos de distribución asociados, queda fuera de servicio.

Tanto la barra 1 como la barra 2 tienden a estabilizarse con un comportamiento amortiguado hasta regresar a su valor nominal. Por otro lado, la barra 3, que queda sin energía después de esta desconexión, muestra cómo su valor desciende a cero. En el momento en que se restablece la conexión de la línea, vuelve a su valor nominal.

Después de examinar los patrones en las tensiones de las barras, es igualmente esencial considerar cómo varían los ángulos de los fasores de tensión. A continuación, se presentan los ángulos de fase en las tres subestaciones desde la Figura 4-12 hasta la Figura 4-14. Estas gráficas proporcionan una visión detallada del comportamiento del sistema en este escenario específico.

Figura 4-12: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 1.

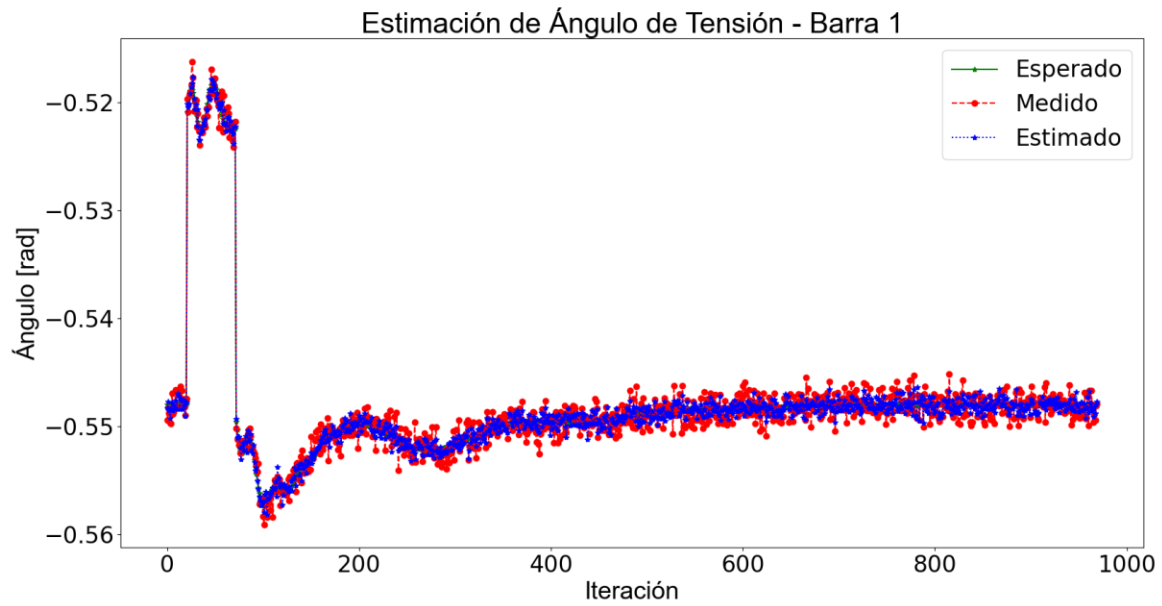


Figura 4-13: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 2.

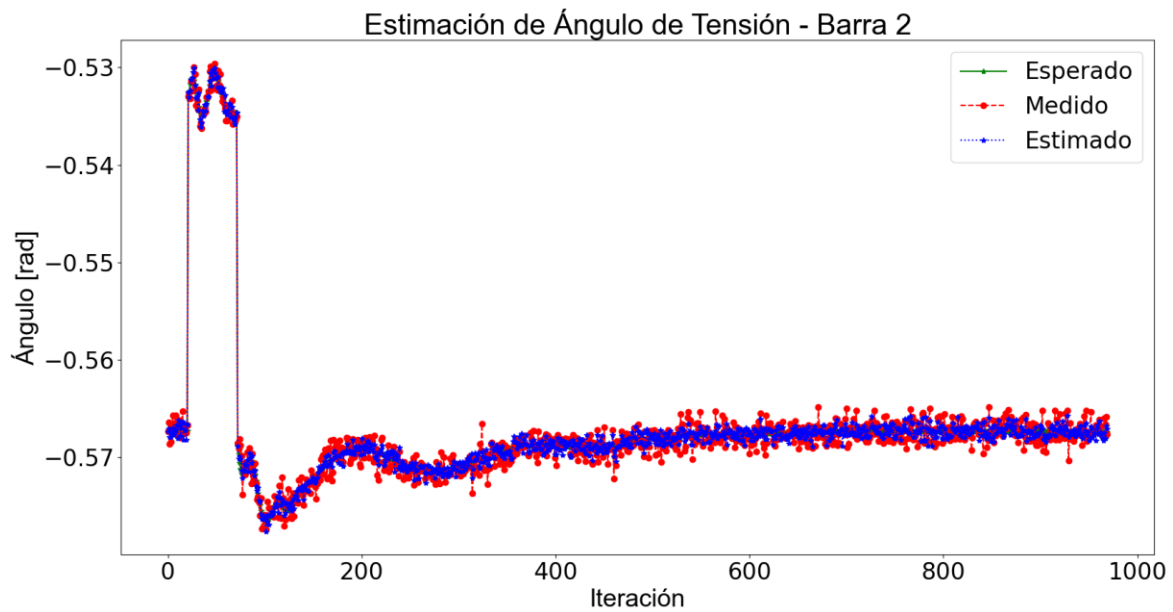
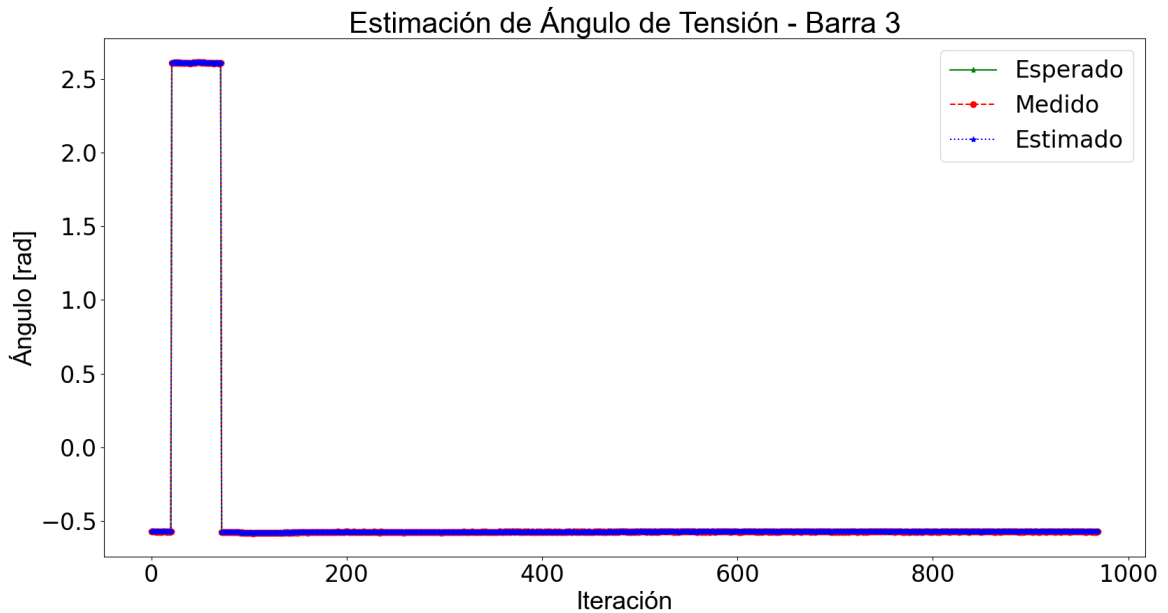


Figura 4-14: Estimación de ángulo de tensión - Cambio Topológico Barra 3.



En el análisis de los ángulos, se observa un comportamiento similar en las barras 1 y 2 con un pico alrededor de -0.57 p.u. a -0.52 p.u., seguido de una tendencia a estabilizarse con un pico más bajo alrededor de -0.58 p.u. que se repite antes de alcanzar la estabilidad. Por otro lado, en la barra 3, donde el valor inicial es de -0.49 p.u. se registra un pico a 2.5 p.u., retornando a -0.49 p.u. en cuestión de milisegundos durante la desconexión de la línea 4.

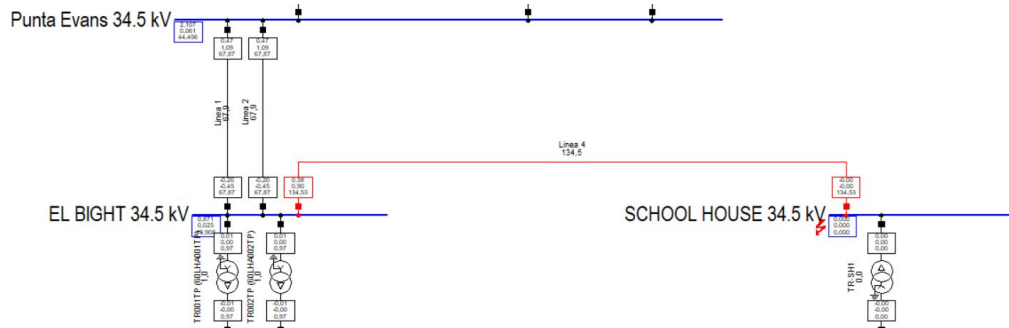
Este análisis destaca la capacidad del estimador para adaptarse eficientemente a condiciones cambiantes, gestionando con éxito un cambio abrupto de la topología de la red.

4.1.2 Escenario 2: Cortocircuito Trifásico

En el segundo escenario de análisis, se simuló un cortocircuito trifásico en la subestación School House (barra 3). Esta elección se basa en la necesidad de evaluar la capacidad del estimador de estado para responder de manera precisa y eficiente a perturbaciones que afecten las tres fases de la red eléctrica en dicha subestación. Aunque hay otras subestaciones disponibles, se optó por realizar este escenario en la barra 3 debido a su relevancia técnica y operativa, siendo la subestación más alejada de la planta de generación.

A continuación, en la Figura 4-15 se observa una representación visual detallada de este escenario.

Figura 4-15: Representación Detallada del Cortocircuito Trifásico en la Barra 3.



En la simulación, se generó un cortocircuito trifásico a los 100 ms, seguido de la apertura de la línea 4 y la corrección de la falla a los 200 ms. La operación normal se restableció a los 700 ms, abarcando un periodo de 10 segundos en total.

A continuación, se presenta gráficamente desde la Figura 4-16 hasta la Figura 4-18 la estimación de las tensiones en las tres barras del sistema eléctrico durante las primeras 500 iteraciones, que corresponden al período crítico en el que ocurrió el evento de cortocircuito trifásico en la subestación.

Figura 4-16: Estimación de magnitud de tensión – Cortocircuito Trifásico Barra 1.

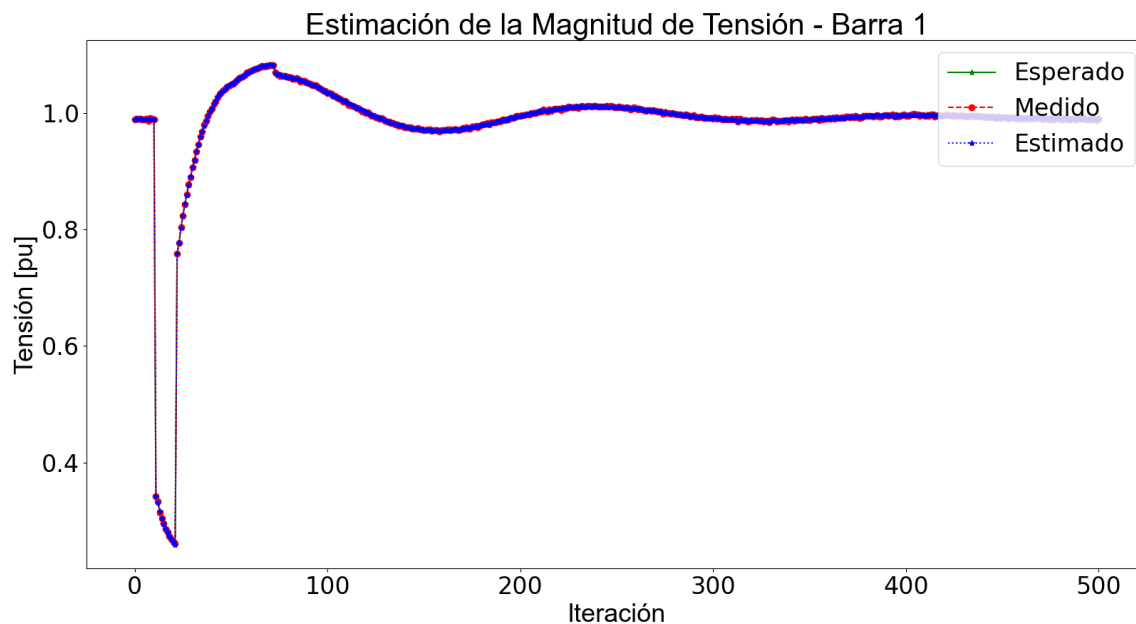


Figura 4-17: Estimación de magnitud de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 2.

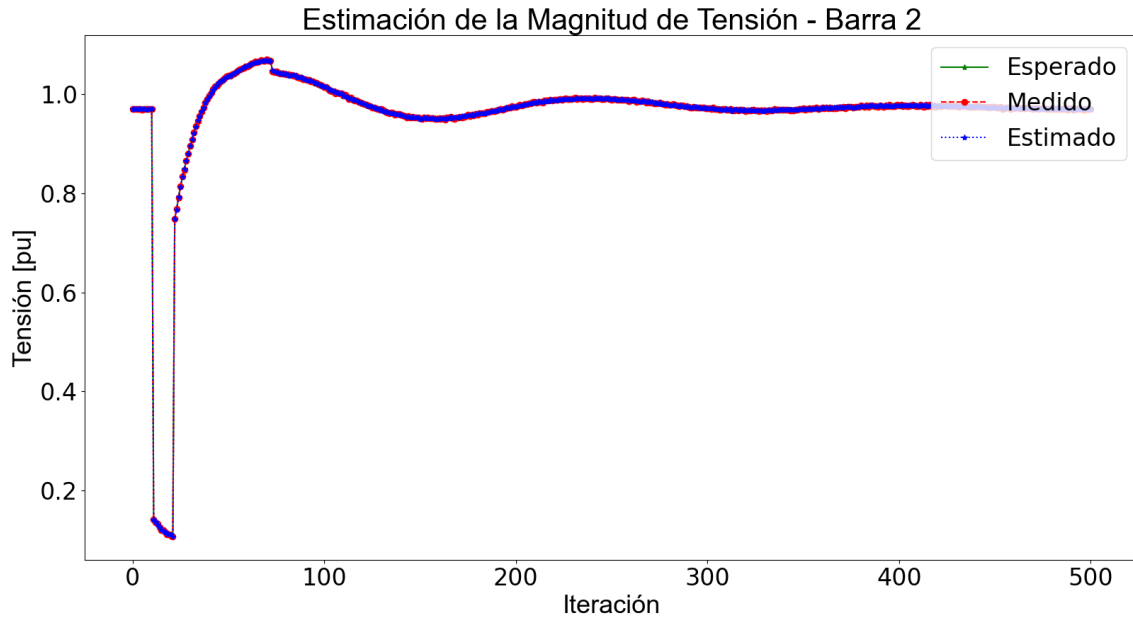
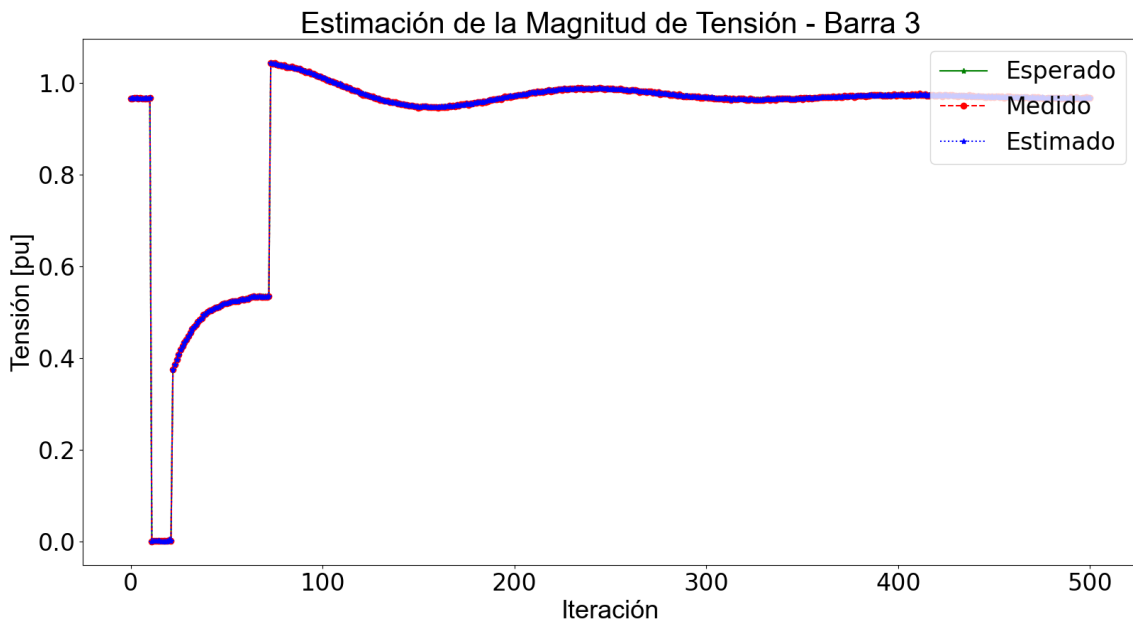


Figura 4-18: Estimación de magnitud de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 3.



Estos resultados ilustran la respuesta transitoria del sistema ante un cortocircuito, iniciado a los 100 ms. Durante este evento, todas las barras del sistema experimentan una disminución de tensión a cero. Las barras 1 y 2 muestran una recuperación gradual a los 200 ms, coincidiendo con el despeje de la falla mediante la apertura de la línea 4, la cual suministra energía a la barra 3.

En el caso de la barra 3, se observa un aumento de la tensión más progresivo, alcanzando aproximadamente 0.4 p.u. al abrirse la línea 4. Esta característica se atribuye a la formación de un circuito abierto debido a la apertura de la línea, generando una retención mínima de tensión residual, aunque sin conducción de corriente. A pesar de ello, la barra 3 no logra recuperar completamente su tensión nominal hasta que se resuelve la falla y se restaura la conexión de la línea 4, acontecidas a los 700 ms.

Ahora, se procede a analizar los resultados de los ángulos de tensión en las tres barras del sistema. La presentación gráfica de la estimación de los ángulos de fase en cada una de las barras se presenta desde la Figura 4-19 hasta la Figura 4-21.

Figura 4-19: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 1.

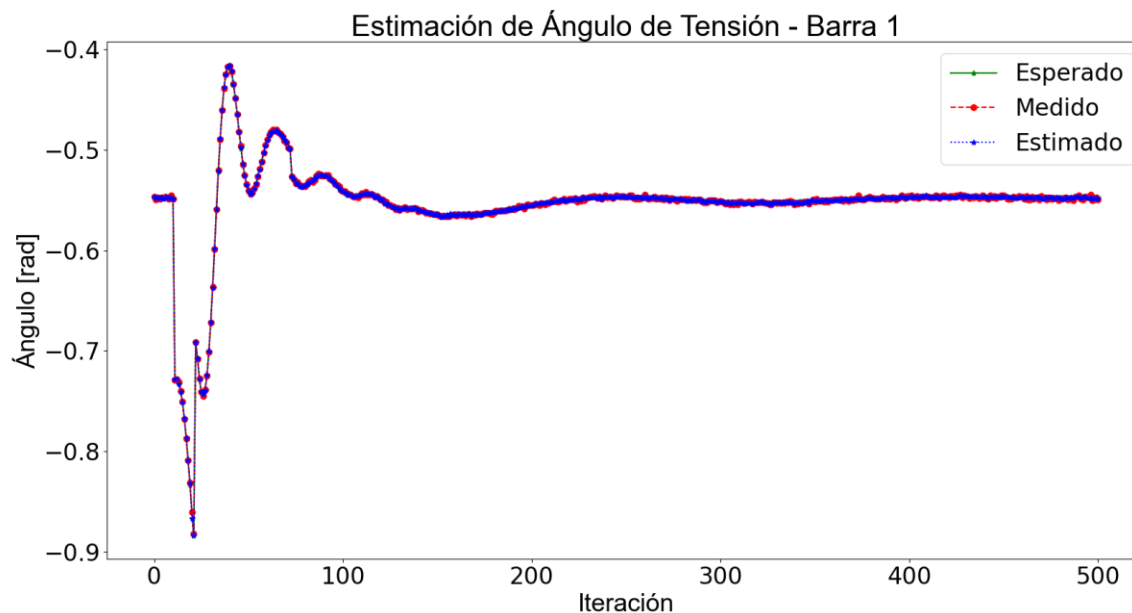


Figura 4-20: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 2.

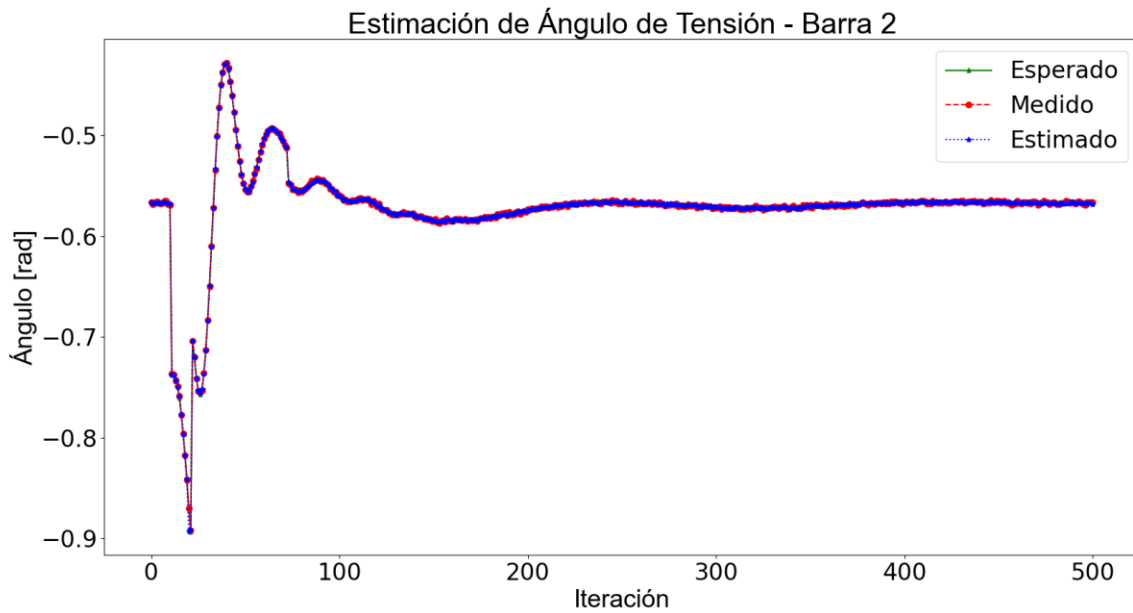
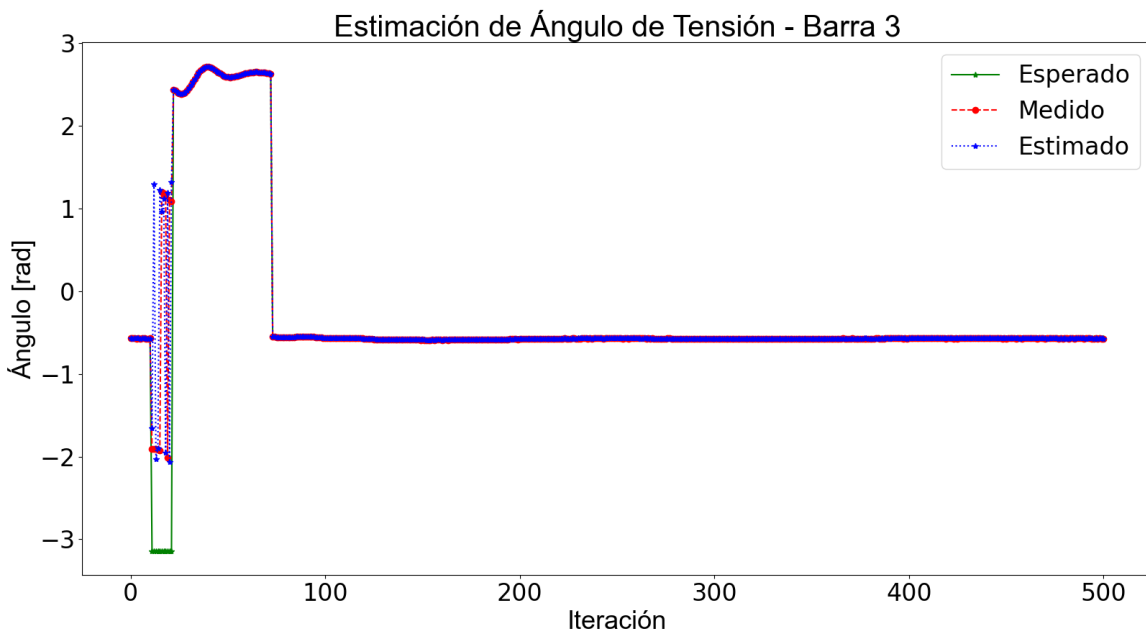


Figura 4-21: Estimación de ángulo de tensión - Cortocircuito Trifásico Barra 3.



Estas gráficas presentan los resultados de la estimación de los ángulos de fase, evidenciando una breve disminución en la precisión del estimador en la barra 3 durante la aplicación del cortocircuito. No obstante, resulta intrigante observar que esta disminución en la precisión se recupera casi de inmediato.

Durante un cortocircuito, es común que se generen perturbaciones significativas en las tensiones y corrientes de la red eléctrica, incluyendo caídas abruptas en las tensiones y aumentos en las corrientes debido a la falta de impedancia en el circuito afectado. En ese momento, las medidas de fasores de tensión y corriente pueden no estar disponibles o ser menos precisas debido a la perturbación. No obstante, es esencial señalar que el estimador está diseñado para ser robusto y capaz de lidiar con perturbaciones en las medidas. Por lo tanto, estos hallazgos sugieren que el estimador podría presentar una menor robustez en escenarios de cortocircuito en comparación con condiciones operativas más estables. Sin embargo, es esencial considerar que estos eventos son desafiantes para cualquier sistema de estimación debido a la naturaleza extrema de las perturbaciones.

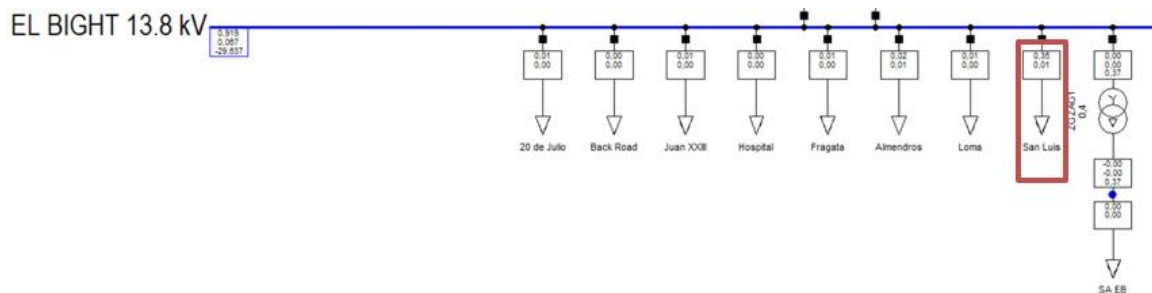
En conjunto, estos resultados ofrecen una comprensión detallada de la dinámica transitoria del sistema durante eventos de cortocircuito, aspecto fundamental para la planificación y operación eficiente de la red eléctrica. Además, resaltan la importancia de evaluar la eficiencia del estimador en condiciones desafiantes, proporcionando valiosa información para su mejora continua y aplicación en entornos dinámicos.

4.1.3 Escenario 3: Variación de Carga

En el tercer escenario, se realizó una variación de carga en el circuito San Luis, partiendo desde la subestación Bight (barra 2). Este circuito, que maneja una carga superior a 3.9 MW, experimentó incrementos drásticos, equivalentes a aumentos del 300% en cada paso.

A continuación, en la Figura 4-22, se muestra una representación visual detallada del circuito al que se le aplica la variación de carga en este escenario.

Figura 4-22: Representación Detallada del Circuito con Variación de Carga.



Estos incrementos se aplicaron de manera repetida cada 100 ms durante un periodo de 600 ms. Este enfoque permitió una evaluación detallada de cómo el estimador de estado respondió a cambios bruscos y significativos en las condiciones de carga.

Los resultados de la estimación de estado de la magnitud de tensión de las barras para este escenario se presentan desde la Figura 4-23 hasta la Figura 4-25.

Figura 4-23: Estimación de magnitud de tensión – Variación de Carga Barra 1.

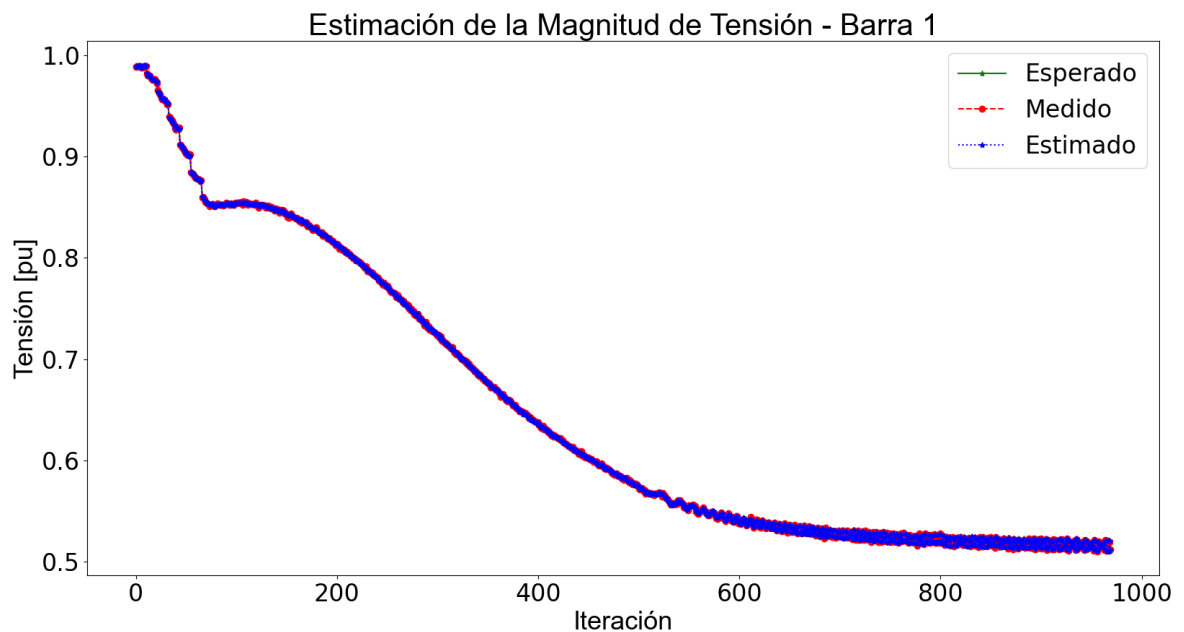


Figura 4-24: Estimación de magnitud de tensión - Variación de Carga Barra 2.

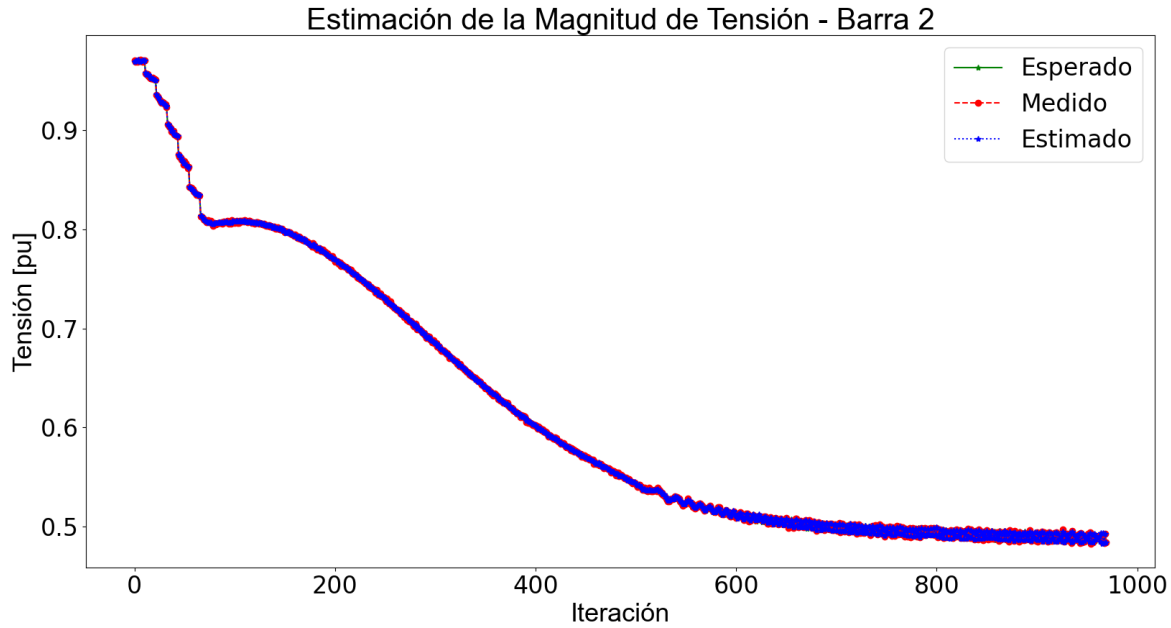
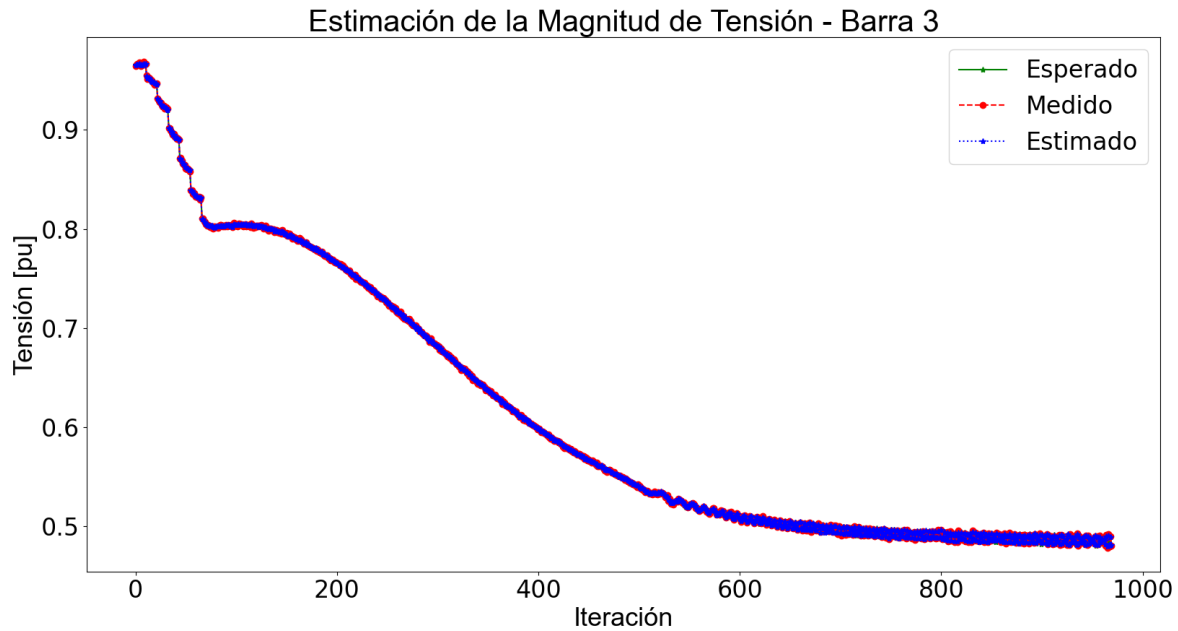


Figura 4-25: Estimación de magnitud de tensión - Variación de Carga Barra 3.



Al analizar los resultados de la variación de carga en el circuito San Luis, se identifican dos comportamientos fundamentales en la respuesta del sistema eléctrico. En la fase inicial, se observa un comportamiento escalonado decreciente en las tensiones durante las primeras 65 iteraciones del evento de variación de carga. Este fenómeno se atribuye a la introducción secuencial del incremento de carga cada 100 ms. Sin embargo, posterior a

este período, se evidencia un cambio en la dinámica del sistema, que adopta una tendencia linealmente decreciente, señalando la pérdida de estabilidad de tensión. La tensión experimenta una disminución hasta alcanzar un valor de 0.5 p.u. instante en el cual las protecciones del sistema habrán actuado, activando las medidas por bajo voltaje.

Estas estimaciones proveen al centro de control herramientas para la toma de decisiones en el incremento de la generación, facilitando el equilibrio oportuno con la demanda, especialmente en escenarios de aumentos abruptos de la misma.

En cuanto a los ángulos de tensión de cada barra, los resultados se analizarán desde la Figura 4-26 hasta la Figura 4-28.

Figura 4-26: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 1.

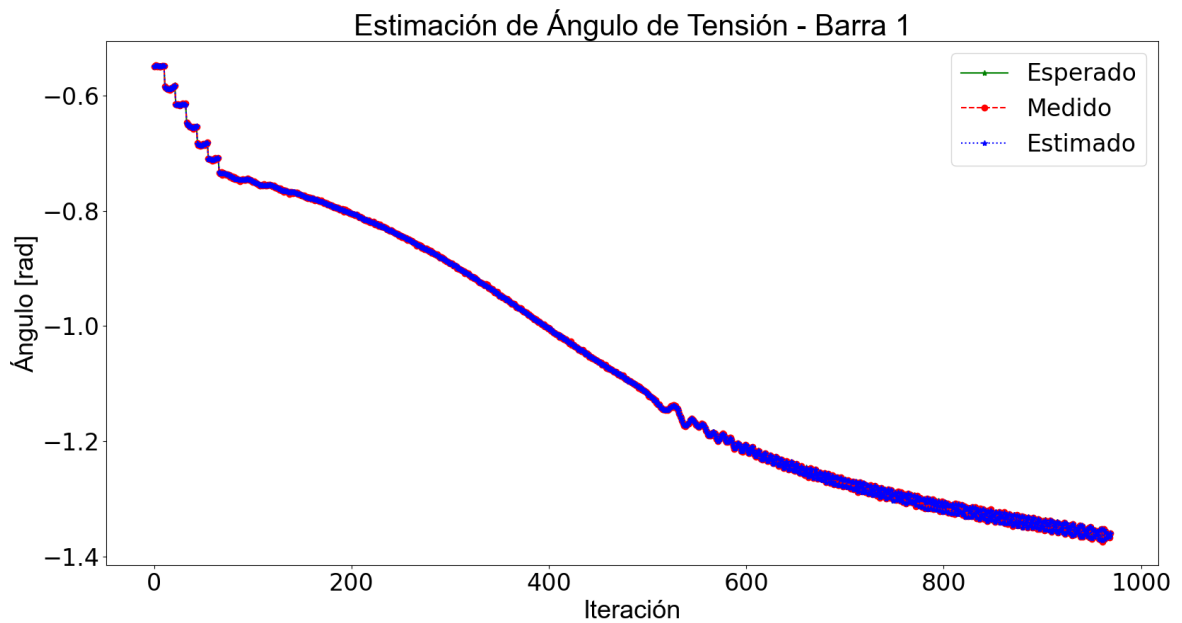


Figura 4-27: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 2.

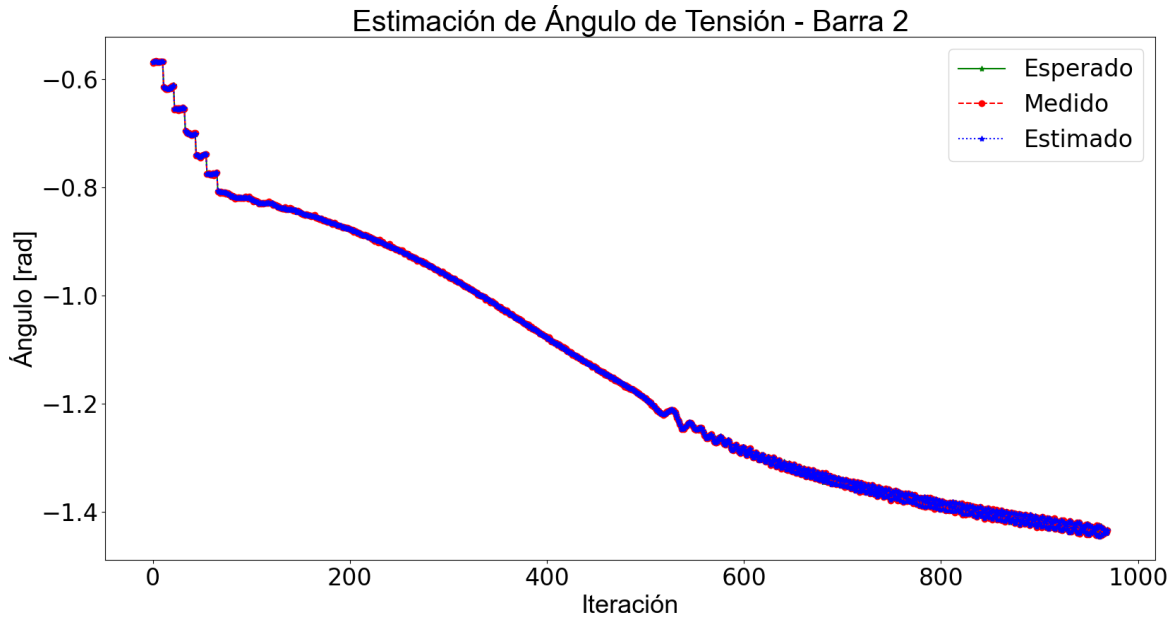
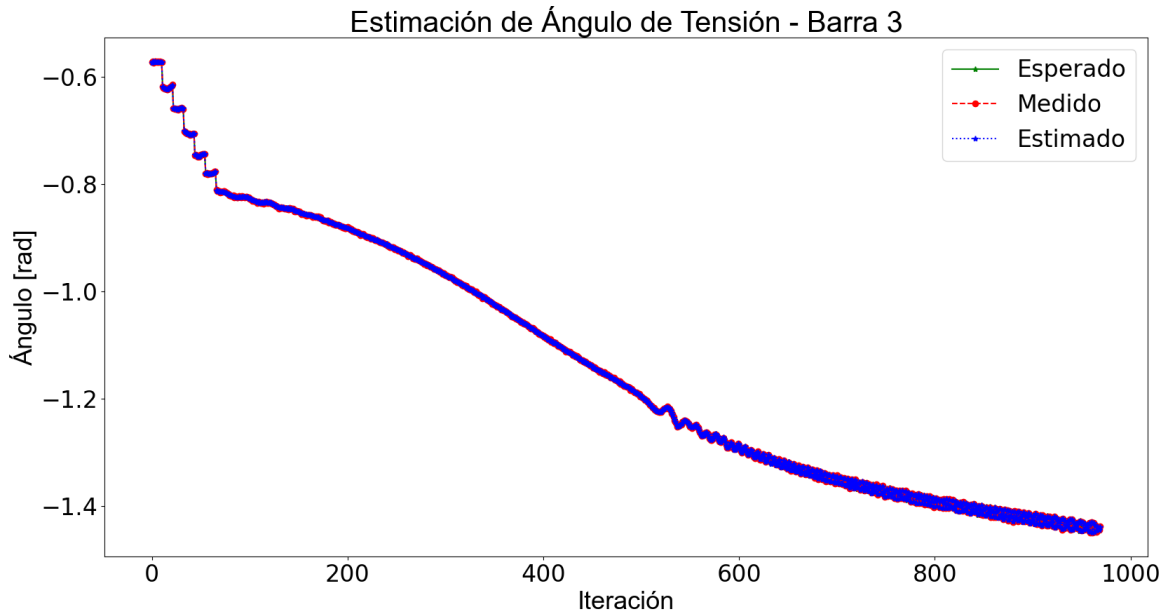


Figura 4-28: Estimación de ángulo de tensión - Variación de Carga Barra 3.



Los resultados de los ángulos de fase exhiben un comportamiento similar al de las tensiones, subrayando la importancia de considerar tanto la respuesta transitoria inicial como los eventos subsiguientes que indican la pérdida de niveles de tensión, con la consecuente falta de soporte de tensión. Esta información se vuelve invaluable para la operación y diseño de la red eléctrica, al tiempo que resalta la eficacia del estimador de

estado para ajustarse de manera efectiva a los cambios dinámicos en las condiciones de carga. Esta capacidad resulta esencial para asegurar un funcionamiento estable en situaciones de variabilidad de carga, las cuales son frecuentes en la operación diaria del sistema eléctrico.

El estimador, en este caso demostró eficacia al realizar estimaciones precisas, destacando su habilidad para captar y anticipar dinámicas críticas del sistema eléctrico en condiciones de variabilidad de carga.

4.1.4 Escenario 4: Conexión y Desconexión de GD a Gran Escala

En el cuarto escenario de análisis, se abordó la operación de conexión y desconexión de generación distribuida a gran escala, con énfasis particular en una generación considerable con un valor nominal de 14.9 MW, ubicada en la subestación School House (barra 3). El objetivo principal de este escenario fue evaluar la precisión y robustez del estimador de estado en respuesta a cambios significativos en la configuración de la red eléctrica. Es crucial mencionar que las operaciones de conexión y desconexión se ejecutaron a los 1 s de iniciada la simulación de 10 s.

A continuación, en las Figura 4-29 y Figura 4-30 se observa una representación visual detallada de este escenario.

Figura 4-29: Representación Detallada de la Conexión de GD a Gran Escala.

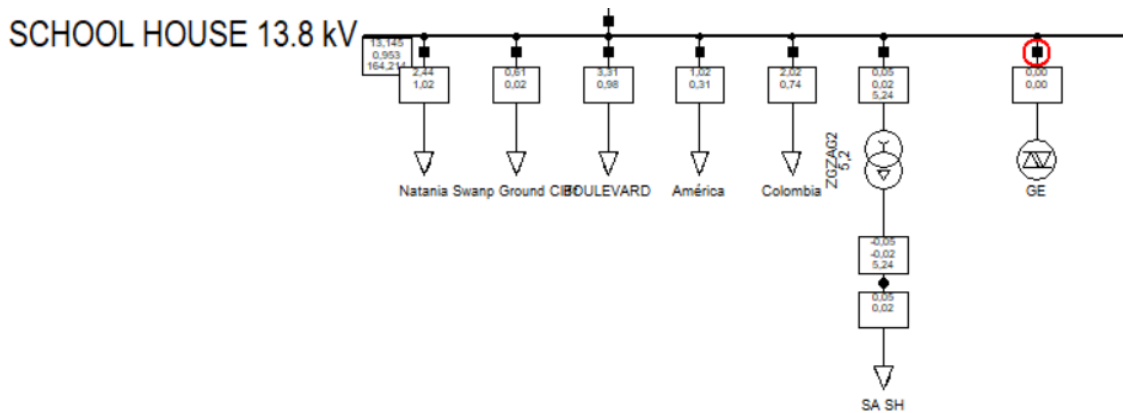
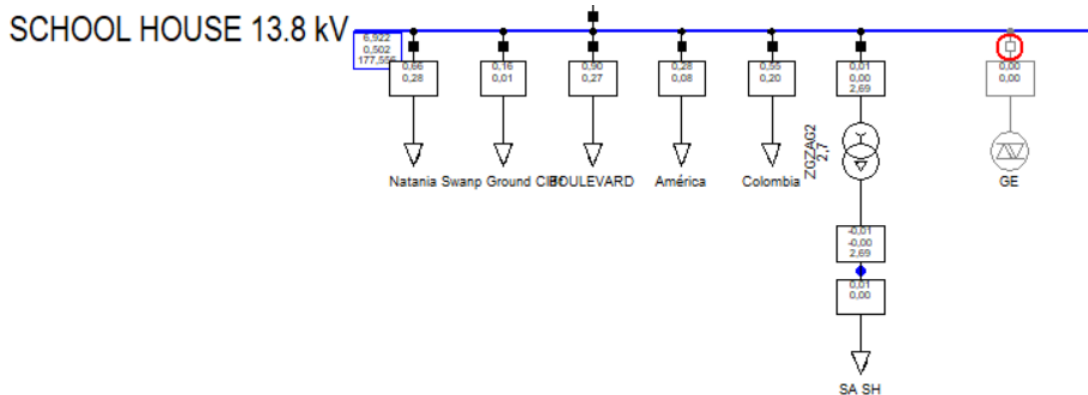


Figura 4-30: Representación Detallada de la Desconexión de GD a Gran Escala.



Durante la incorporación y retirada de esta generación, se detectó un cambio notable en el flujo de potencia. Inicialmente, la energía fluía desde la subestación Bight (barra 2) hacia la barra 3 no obstante, con la conexión de la generación distribuida, este flujo se invirtió, redirigiendo aproximadamente 5 MW hacia las cargas de la barra 2, ya que la demanda total de esta subestación es de 9.469 MW.

Es relevante destacar que, dado que la generación conectada satisface completamente las necesidades de la barra 3, este cambio en el flujo implica una inyección de potencia en sentido contrario, contribuyendo significativamente a la demanda de energía de las cargas de la barra 2.

A continuación, las variaciones de la tensión en las barras durante la conexión de esta generación a gran escala se presentan desde la Figura 4-31 hasta la Figura 4-33.

Figura 4-31: Estimación de magnitud de tensión – Conexión GD a Gran Escala Barra 1.

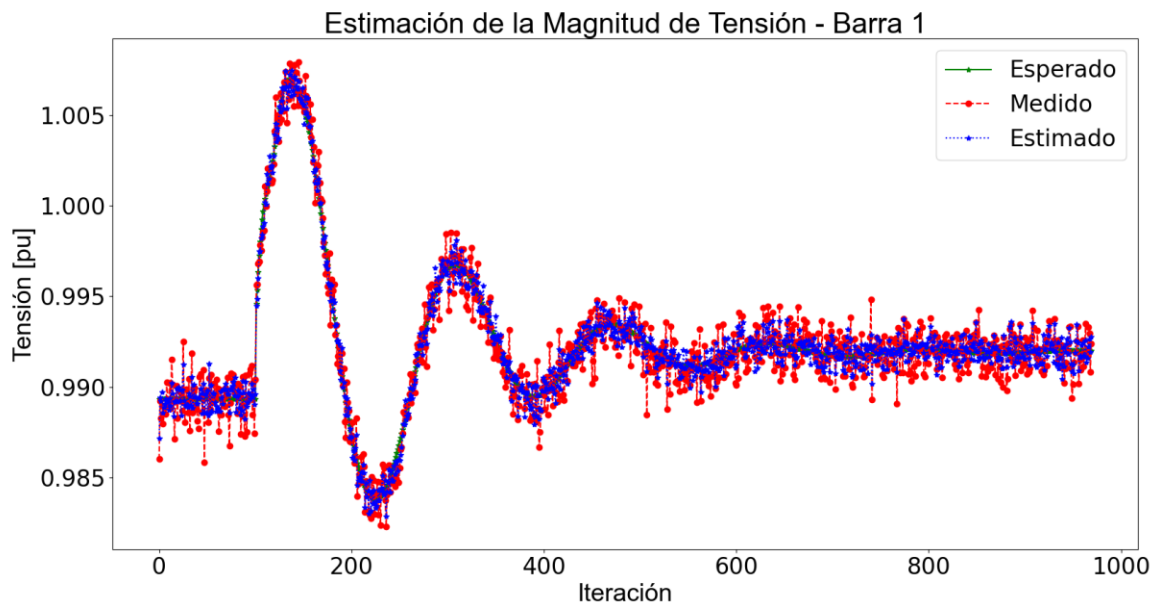


Figura 4-32: Estimación de magnitud de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 2.

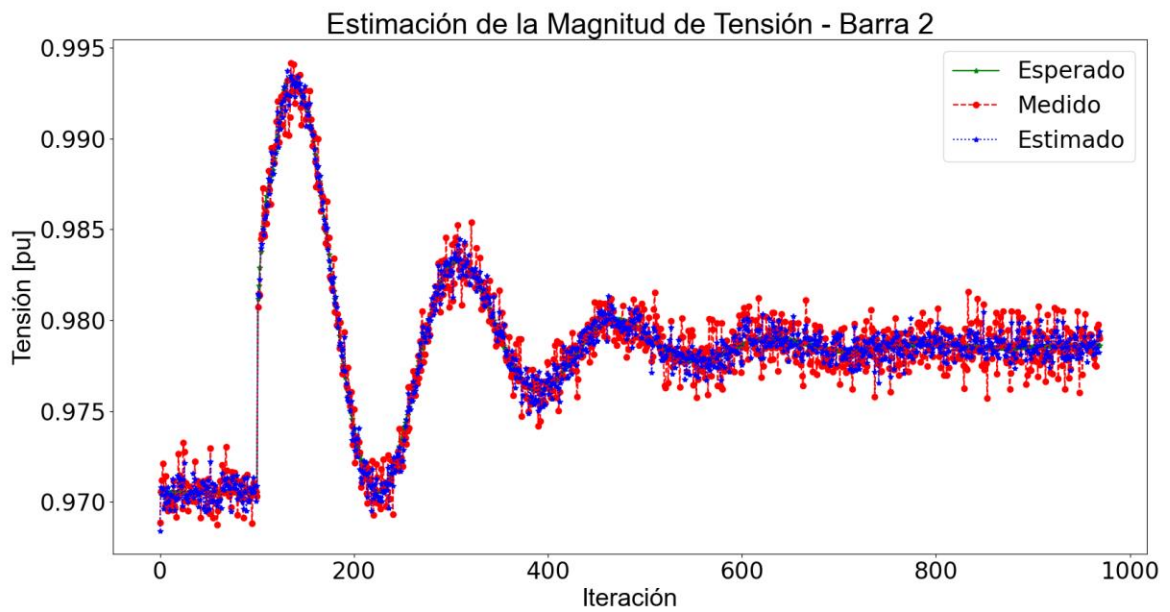
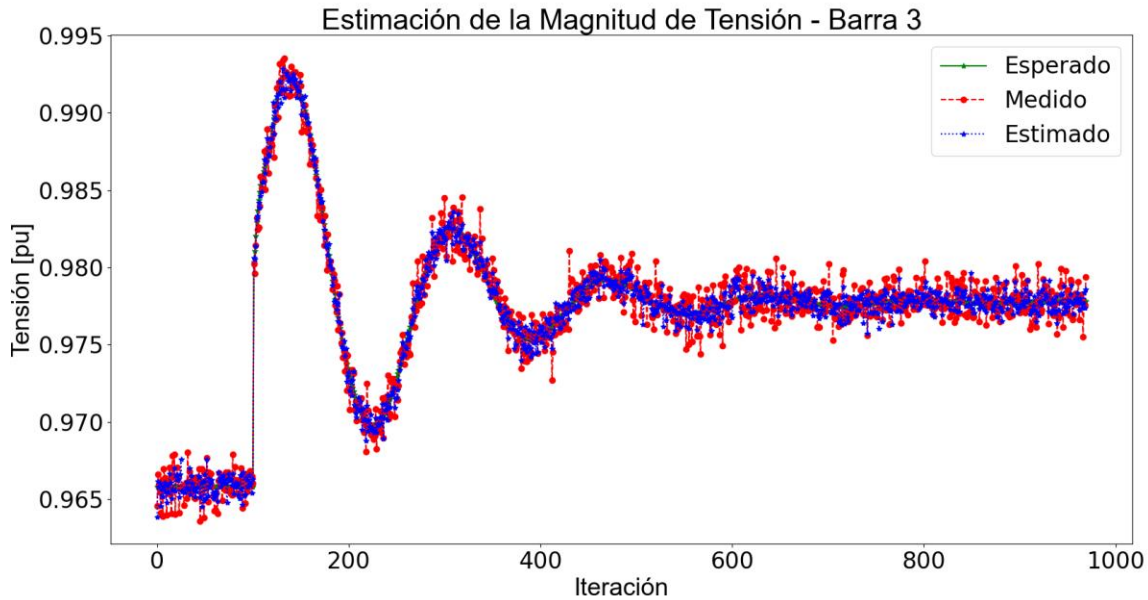


Figura 4-33: Estimación de magnitud de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 3.



En estos resultados, se observa un aumento en la tensión inicial de todas las barras al conectar la generación distribuida, manifestándose como un pico que posteriormente se estabiliza, adoptando una forma de onda senoidal, aunque con un valor final superior a la inicial.

Para la barra 1, que tenía inicialmente alrededor de 0.990 p.u. experimenta un pico de 1.005 p.u., seguido de una estabilización en un valor de 0.992 p.u. En cuanto a la barra 2, con un valor inicial de aproximadamente 0.972 p.u. alcanza un pico cercano a 0.995 p.u. y luego se estabiliza en 0.980 p.u. La barra 3, inicialmente alrededor de 0.965 p.u. presenta un pico de 0.994 p.u. y se estabiliza en 0.978 p.u.

Es notable que la barra 1, siendo la barra de generación, obtiene un valor de tensión más elevado, seguida por la barra 2, y finalmente la barra 3, que es la más alejada del sistema pero donde se conecta la generación distribuida.

Además, se destaca la tendencia del sistema a estabilizar sus niveles de tensión tras la conexión de la generación a gran escala. Este fenómeno sugiere la capacidad del sistema para adaptarse eficientemente a cambios significativos, manteniendo una operación equilibrada en términos de voltajes.

A continuación, los ángulos de la tensión en las tres barras se presentan desde la Figura 4-34 hasta la Figura 4-36.

Figura 4-34: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 1.

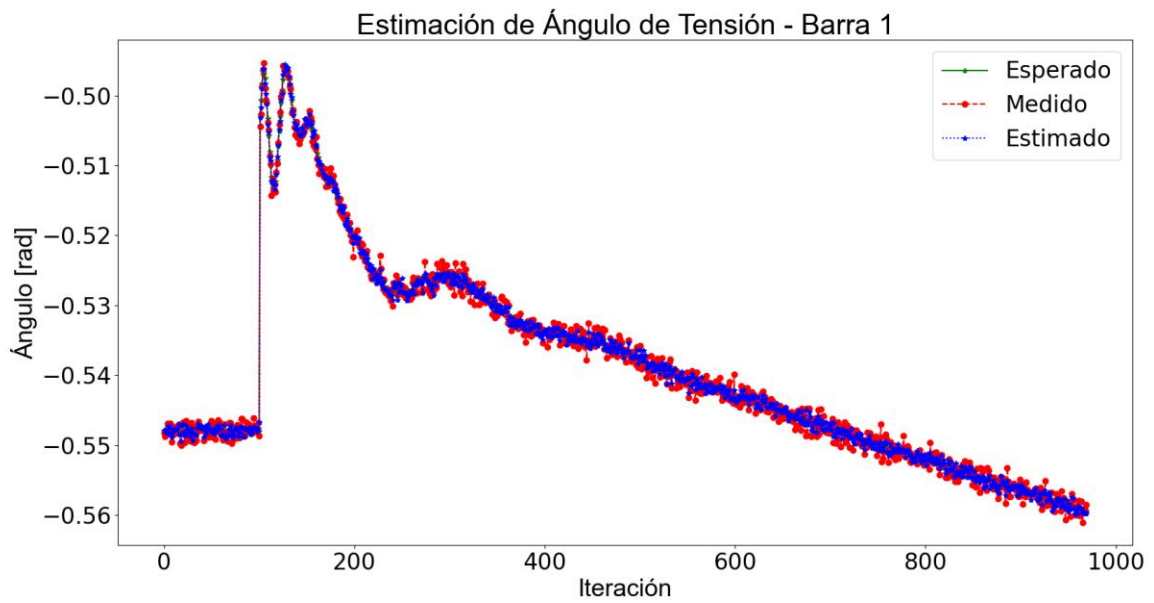


Figura 4-35: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 2.

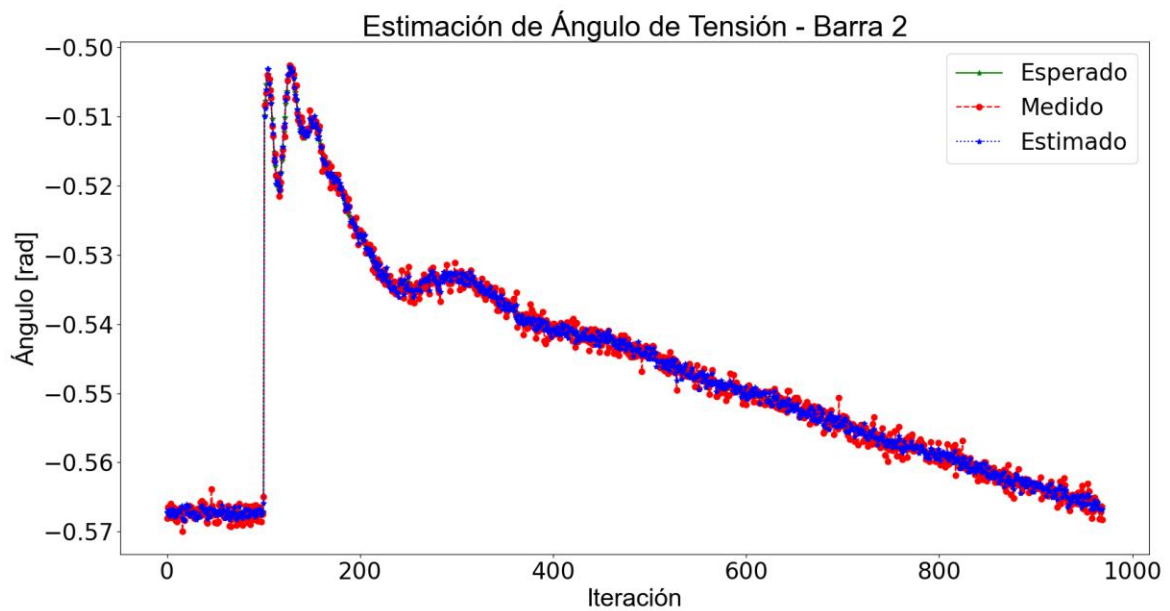
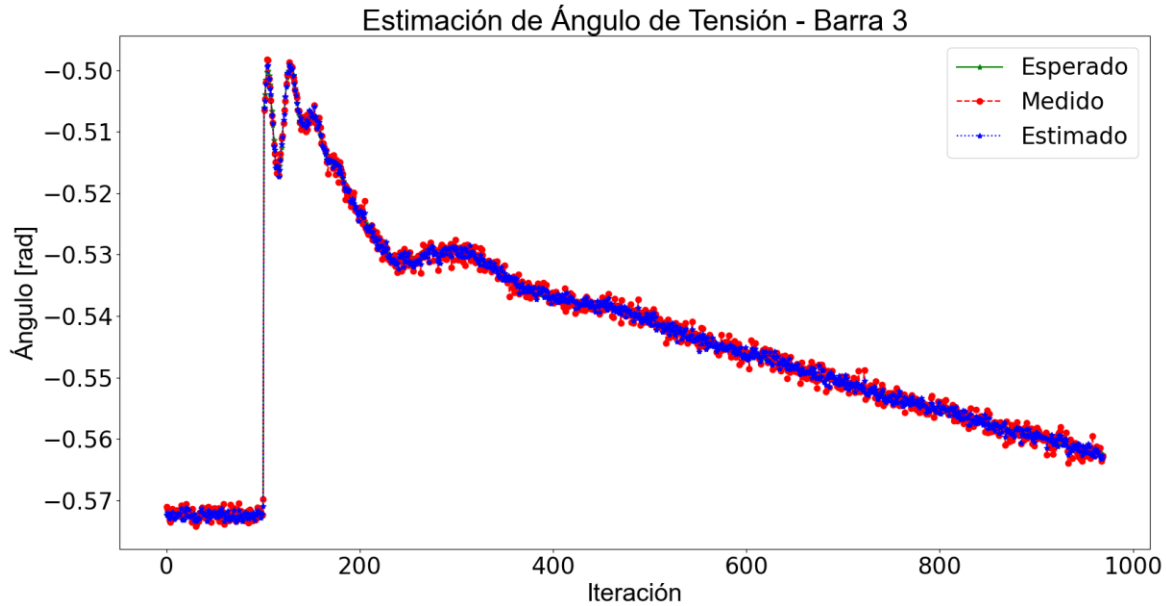


Figura 4-36: Estimación de ángulo de tensión - Conexión GD a Gran Escala Barra 3.



Los resultados muestran un pico en las tensiones de las tres barras al conectar la generación distribuida, seguido de una disminución con una tendencia lineal decreciente. Esta dinámica confirma la capacidad del sistema para recuperarse y ajustarse frente a perturbaciones, demostrando resiliencia ante cambios significativos en la configuración de la red.

La generación conectada satisfaciendo las demandas de la barra 3 explica la alteración en el flujo de potencia, destacando la capacidad del estimador de estado para ajustarse y mantener precisión en entornos dinámicos y desafiantes. Estos hallazgos respaldan la robustez del estimador en situaciones con cambios significativos en el flujo de potencia, destacando su utilidad en entornos operativos complejos, como la conexión de generación a gran escala.

En este contexto, se realiza la prueba inversa en el mismo escenario, donde se desconecta la generación distribuida a gran escala de la barra 3. Inicialmente, se examinan los resultados de las tensiones en las barras, como se presentan a continuación desde la Figura 4-37 hasta la Figura 4-39.

Figura 4-37: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 1.

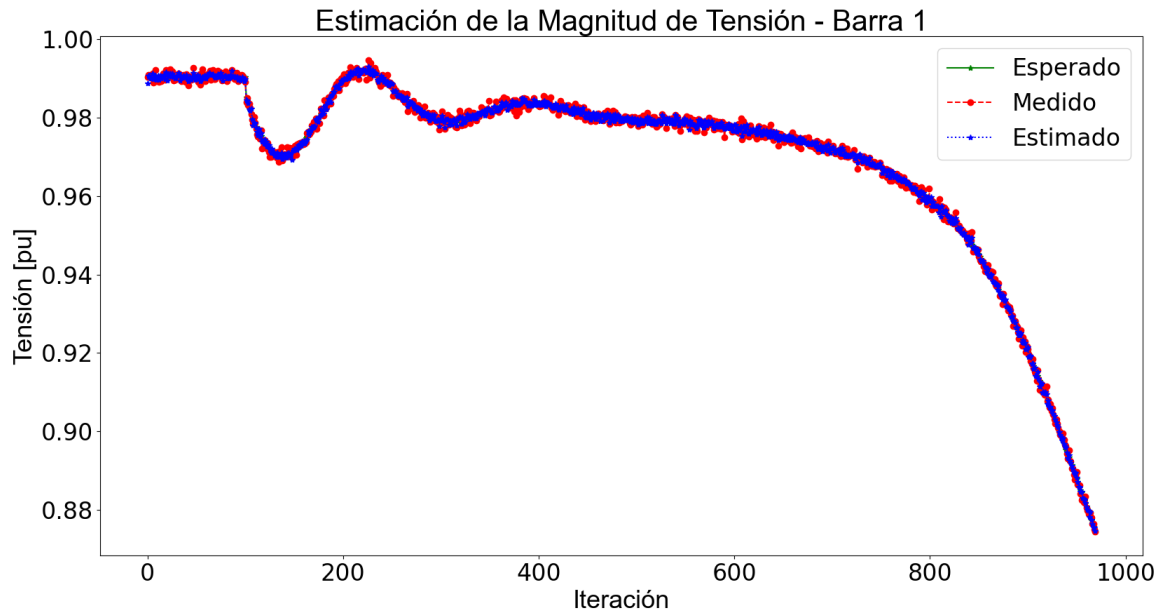


Figura 4-38: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 2.

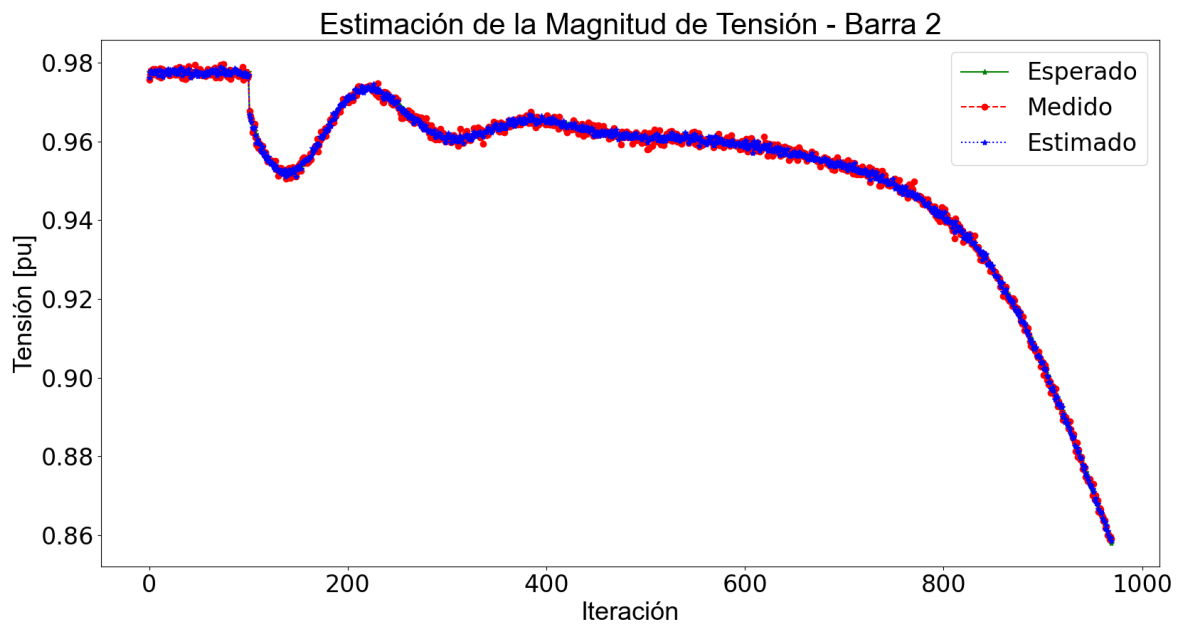
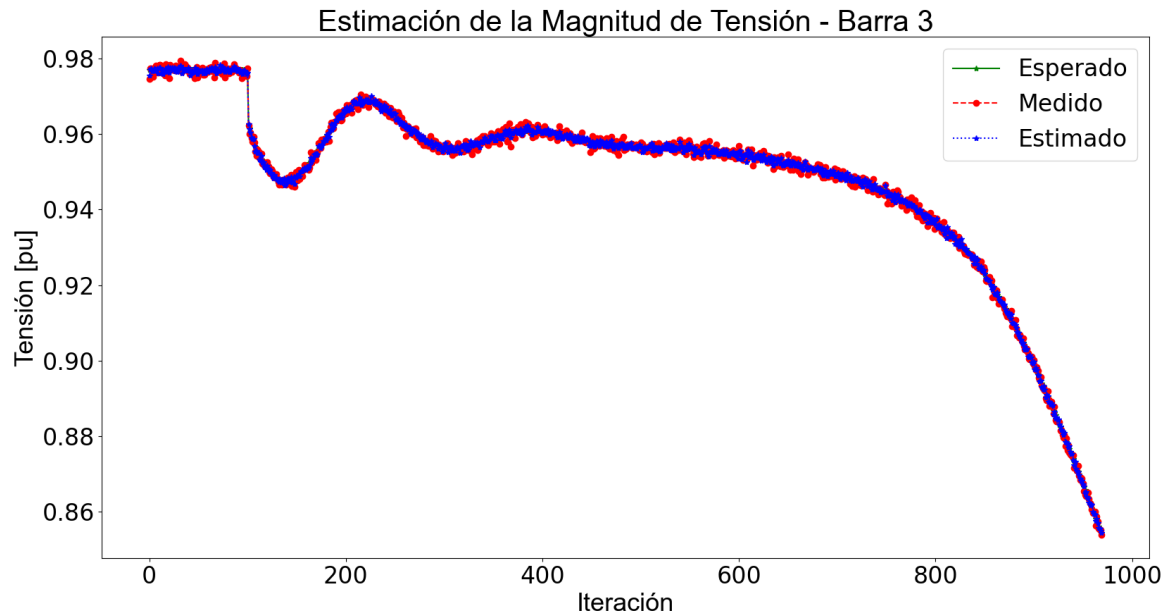


Figura 4-39: Estimación de magnitud de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 3.



En estos resultados, se observa claramente en las tres barras el instante en el que se desconecta la generación distribuida a gran escala. Este evento provoca una caída de tensión con una respuesta inicial amortiguada suave que tiende a estabilizarse en aproximadamente 0.950 p.u. Sin embargo, esta estabilización es momentánea ya que a partir de los 8 segundos de simulación aproximadamente, la respuesta exhibe un comportamiento linealmente decreciente. Este fenómeno evidencia la pérdida de soporte de tensión por parte de los generadores al retirar abruptamente 14.9 MW de generación, que previamente alimentaba todos los circuitos de la barra 3 y adicionalmente, invertía el flujo para abastecer circuitos de la barra 2.

A continuación, se presentan las estimaciones del ángulo de las tensiones correspondientes a este escenario de desconexión de generación distribuida a gran escala desde la Figura 4-40 hasta la Figura 4-42.

Figura 4-40: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 1.

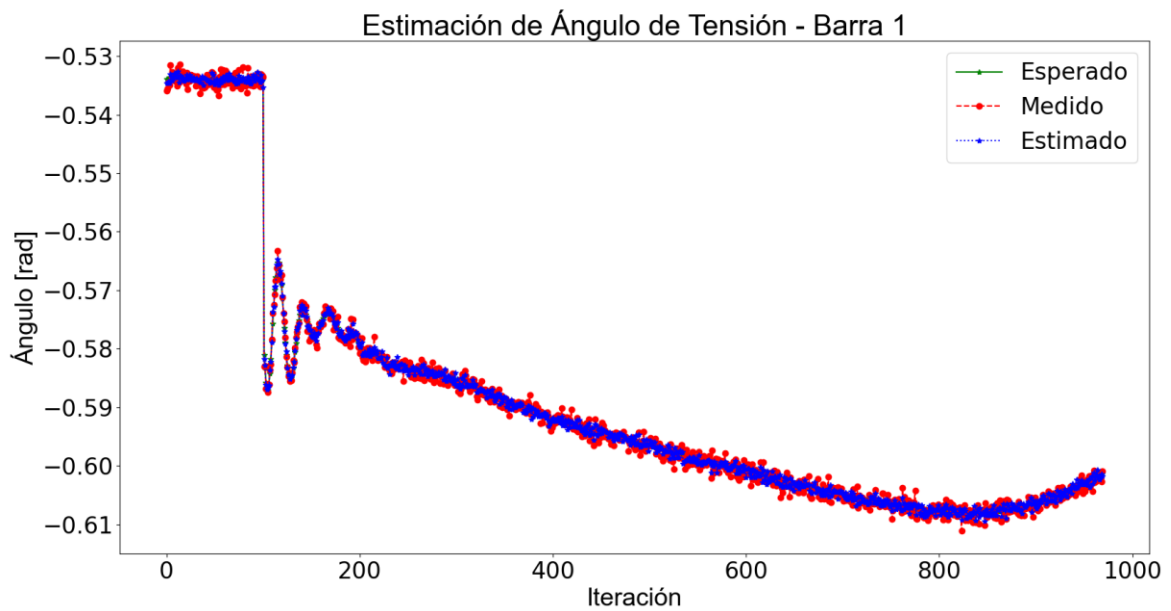


Figura 4-41: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 2.

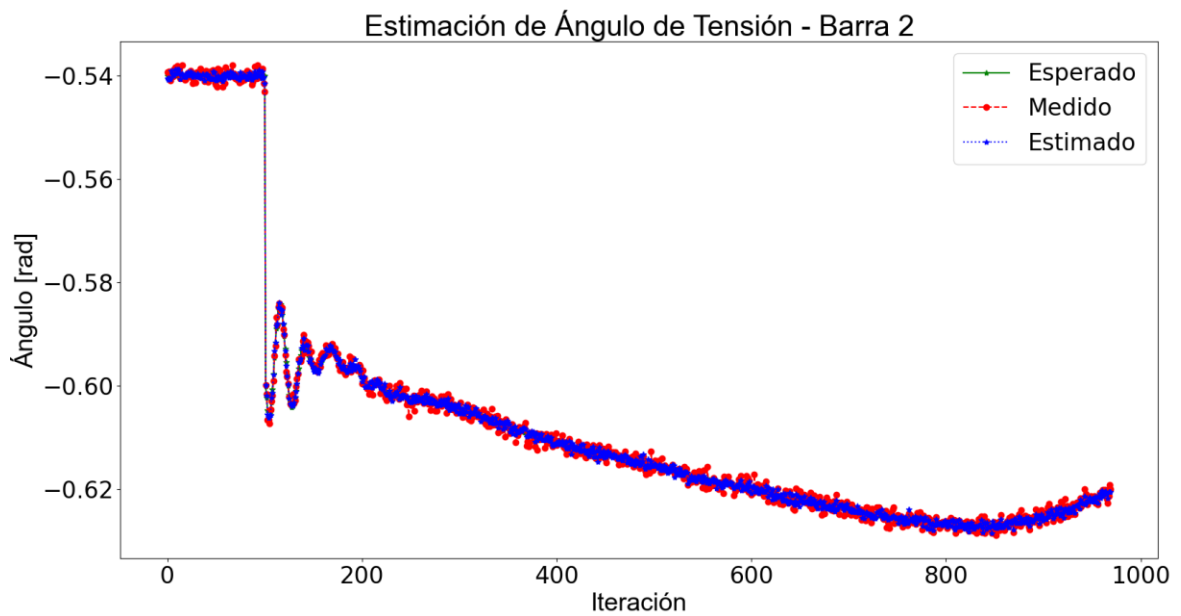
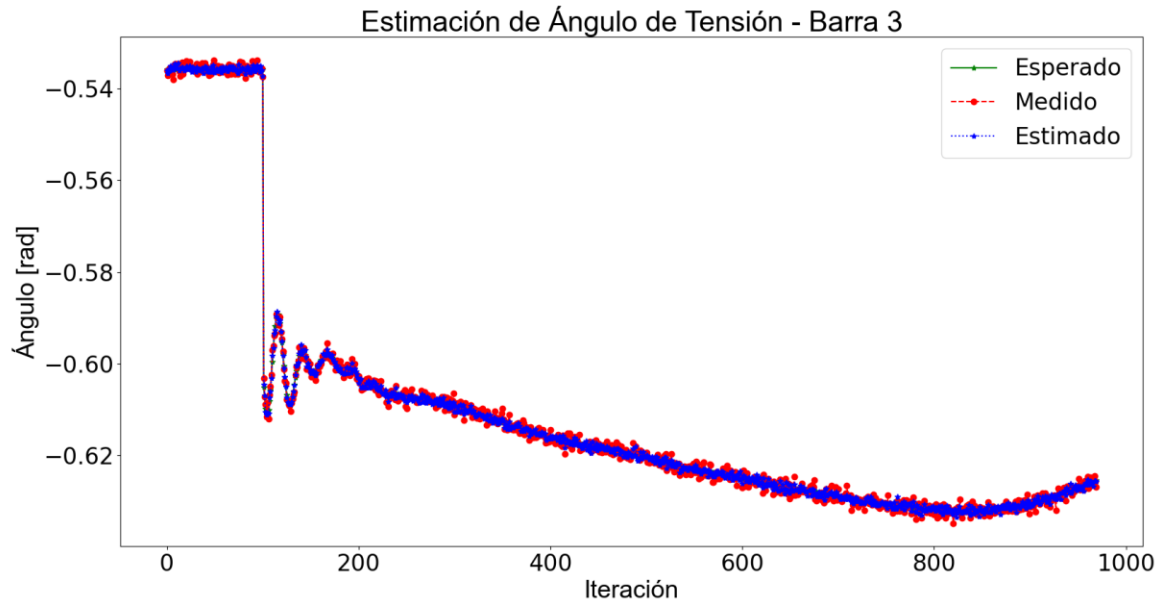


Figura 4-42: Estimación de ángulo de tensión - Desconexión GD a Gran Escala Barra 3.



En la observación de los resultados de los ángulos de tensión en las barras, se evidencia una transición abrupta de -0.54 a -0.61, seguida de una tendencia decreciente constante sin recuperación posterior. Es imperativo resaltar que, al retirar la generación de forma abrupta, el sistema no logra restaurar completamente su estabilidad, dada su topología radial y su limitada robustez. No obstante, el estimador sigue de manera detallada toda la secuencia de este comportamiento, validando su precisión y robustez en la evaluación de eventos críticos en la red eléctrica.

Tanto para el voltaje como para los ángulos, se evaluó la precisión y robustez del estimador, evidenciando respuestas consistentes y estables ante diversos escenarios o condiciones. Este rendimiento constante subraya la calidad del estimador, independientemente de las variaciones en el sistema o los eventos específicos.

Estos hallazgos en la precisión y robustez del estimador de estado sientan las bases para la siguiente fase de este estudio: la aplicación propuesta de monitoreo de tensiones. Con la confianza en la capacidad del estimador para proporcionar estimaciones fiables, el próximo capítulo se centrará en la implementación práctica de un sistema de monitoreo de tensiones en tiempo real. Esta aplicación no solo aprovechará la robustez del estimador, sino que también explorará cómo las mediciones continuas pueden mejorar significativamente la operación y la seguridad del sistema eléctrico.

5. Aplicación por desarrollar: Monitoreo de Tensión

El monitoreo de tensión mide y supervisa los niveles de tensión en diferentes puntos de la red para garantizar la estabilidad del sistema, cumplir con los estándares de calidad, detectar problemas en la red y optimizar la red eléctrica. Las PMUs gracias a su tecnología avanzada proporcionan información sincronizada y precisa sobre la tensión y la frecuencia del sistema, lo que ofrece varias ventajas en comparación con los métodos de monitoreo tradicional.

El operador de red debe garantizar que el nivel de tensión en las barras de las subestaciones no supere los límites, los cuales están entre el 90% y 110% de la tensión nominal en periodos superiores a un minuto. En caso de incumplimientos, este parámetro debe ser reportado como la desviación estacionaria de tensión R.M.S. Además, el límite máximo de Distorsión Total de Voltaje (THDV) debe ser inferior al 5%, para niveles de tensión 1 y 2 en concordancia con el estándar IEEE 519 [63]. Lo que significa que es una exigencia operativa que los operadores cumplan con los criterios de calidad y confiabilidad y la estabilidad de tensión [65].

En este contexto, el Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) tiene incorporado PMUs y con su alta tasa de muestreo puede garantizar la estabilidad de tensión por medio de seguimientos a los índices de tensión en línea, permitiendo rastrear la dinámica del sistema en tiempo real a fin de identificar flujos de potencia, diferencias en ángulos y transientes que usualmente no son detectados en los sistemas SCADA [66].

Este capítulo se sumerge en un análisis detallado de la estabilidad de tensión, destacando la contribución clave del sistema WAMS. Se explorará cómo este enfoque avanzado no solo cumple con los estrictos criterios de calidad y confiabilidad establecidos por el IEEE 519, sino que también mejora la operación general del sistema eléctrico, proporcionando

una plataforma sólida para el monitoreo efectivo de la tensión en condiciones operativas complejas y cambiantes.

5.1 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad del sistema eléctrico de mantener los niveles de tensión dentro de los límites establecidos ante condiciones normales de operación y después de estar sujeto a perturbaciones. La red eléctrica se puede ver sometida a variaciones de carga o generación y perturbaciones externas. El operador de red en Zonas No Interconectadas (ZNI) tiene la responsabilidad de garantizar la estabilidad en tensión [67]. El incremento sustancial de la demanda provoca bajos niveles de tensión en las barras; al presentarse tensiones por fuera de los límites permitidos por regulación, se puede generar una inestabilidad de tensión, ocasionando un apagón total o desconexión de una parte del sistema eléctrico.

Los niveles de tensión son considerados buenos indicadores de estabilidad, ya que también indican el límite de energía que se puede entregar, antes de llegar al máximo de cargabilidad, donde el sistema puede colapsar. Una forma adecuada de monitorear y evitar el colapso del sistema es a partir del cálculo de índices de estabilidad de tensión. En este contexto, no solo nos enfocaremos en el Índice de Predicción de Colapso de Tensión (VCPI), que analiza la estabilidad en condiciones diversas, sino que también exploraremos el Índice de Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF), el cual aborda la dinámica del sistema y su respuesta a eventos no planificados.

Con los márgenes de seguridad de tensión y cargabilidad de los elementos en la red, se pueden tomar acciones preventivas ante este tipo de situaciones [68]. La PMU desempeña un papel crucial al mejorar la medición y control de los índices de estabilidad de tensión. Estos dispositivos se comunican entre sí, permitiendo tener una visión global en tiempo real del comportamiento del sistema para tomar acciones de control y protección a fin de garantizar la estabilidad en tensión. A continuación, se llevará a cabo un análisis en el estado del sistema, abordando tanto el índice VCPI como el ROCOF para obtener una comprensión integral de la estabilidad eléctrica.

5.1.1 Índice VCPI: Predicción de Colapso de Tensión

Este método opera eficientemente en el amplio espectro de condiciones del sistema eléctrico. A través del uso de PMUs, recopila los fasores de tensión y puede ser utilizado por el operador de red para detectar colapsos de voltaje en línea.

El índice VCPI, también conocido como Índice de Predicción de Colapso de Tensión, se calcula en cada bus a partir de la ecuación básica de flujo de potencia, este es aplicable para cualquier número de buses en un sistema. Necesita la información fasorial de tensión de las barras participantes en el sistema y la matriz de admitancias de la red. Usando los fasores de voltaje medidos y la matriz de admitancia de red del sistema. A continuación, se muestran los pasos pertinentes de la derivación [69].

Para un sistema de N-bus, la potencia compleja en el bus k viene dada por:

$$S_k^* = |V_k|^2 - (|V_k| \cos \delta_k - j |V_k| \sin \delta_k) \quad (5.1)$$

$$\left[\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N (|V'_m| \cos \delta'_m + j |V'_m| \sin \delta'_m) \right] Y_{kk} \quad (5.2)$$

V'_m en (5.2) es dado por

$$V'_m = \frac{Y_{km}}{\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N Y_{kj}} V_m \quad (5.3)$$

Donde:

S_k es la potencia en la barra k

V_k es el fasor de tensión en la barra k

V_m es el fasor de tensión en la barra m

δ_k es el ángulo de tensión en la barra k

Y_{km} es la admitancia entre la barra k y m

La ecuación (4.2) es una cantidad compleja. Las siguientes dos ecuaciones con dos incógnitas ($|V_k|, \delta$) se pueden escribir:

$$f_1(|V_k|, \delta) = |V_k|^2 - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N |V'_m| |V_k| \cos \delta \quad (5.4)$$

$$f_2(|V_k|, \delta) = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N |V'_m| |V_k| \sin \delta \quad (5.5)$$

Resolviendo las dos ecuaciones para la determinación de las incógnitas mediante la técnica de Newton-Raphson [70], se obtiene una matriz de derivadas parciales. El determinante de la matriz es igual a cero en el colapso de tensión resultando en la siguiente ecuación:

$$\frac{|V_k \cos \delta|}{\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N |V'_m|} = \frac{1}{2} \quad (5.6)$$

Manipulando (5.6), el índice de predicción de colapso de voltaje (VCPI) se obtiene en la barra k, que viene dada por:

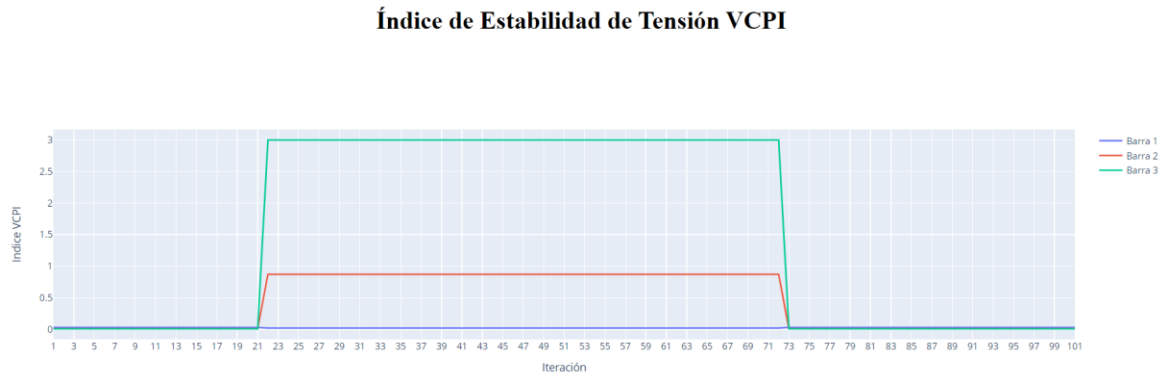
$$VCPI_{kth \ bus} = \left| 1 - \frac{\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V'_m}{V_k} \right| \quad (5.7)$$

La ecuación (5.7) establece la condición que determina el potencial de colapso de tensión en la barra k-ésima. Este potencial se cuantifica mediante el Índice de Vulnerabilidad de la Continuidad del Suministro (VCPI), cuyo valor varía en el rango de 0 a 1. Un VCPI igual a 0 indica que el bus mantiene un voltaje estable, mientras que un VCPI igual a 1 denota que el voltaje en el bus ha colapsado por completo.

Continuando con el análisis del índice VCPI, es esencial comprender cómo se aplica a escenarios específicos para evaluar su confiabilidad y utilidad en el monitoreo de la estabilidad de tensión. En este contexto, se extenderá la aplicación del VCPI a cuatro situaciones representativas, las cuales han sido abordadas de manera continua a lo largo de esta tesis: cambio topológico, variación de carga, cortocircuito trifásico y conexión y desconexión de GD a gran escala.

La representación gráfica de cada escenario y cómo se relacionan con el índice VCPI se presenta desde la Figura 5-1 hasta la Figura 5-6.

Figura 5-1: VCPI Escenario Cambio Topológico

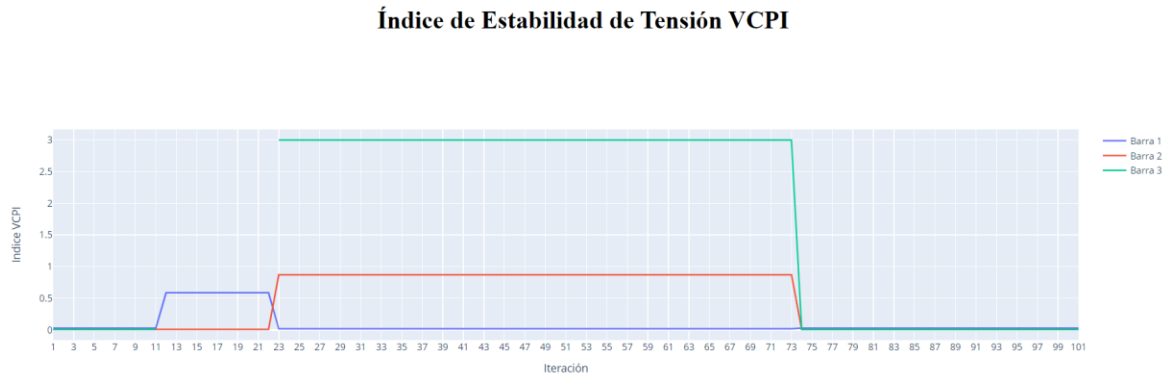


En la Figura 5-1, se presenta el análisis del índice VCPI en respuesta al escenario inicial de cambio topológico de la red. La Barra 1, situada en la zona de generación, exhibe una notable estabilidad, manteniendo un VCPI constante en cero. Esto indica un impacto limitado en el rendimiento de voltaje debido a la desconexión temporal de la línea, sugiriendo que la generación en esta barra permanece estable, posiblemente debido a su proximidad a la fuente de generación.

En contraste, la Barra 2, ubicada cerca de la generación, experimenta un aumento moderado en el VCPI durante el intervalo de apertura de la línea. Esto refleja una respuesta más sensible a los cambios en la configuración de la red y posibles variaciones en la estabilidad de la tensión. El VCPI se acerca al valor crítico de 1, indicando inestabilidad.

Por otro lado, la Barra 3, que queda sin alimentación directa tras la apertura de la línea, muestra un VCPI cercano a 3 en el mismo intervalo. Esto evidencia un impacto significativo en el rendimiento de voltaje, señalando una inestabilidad o variación más pronunciada en la tensión. Estos hallazgos resaltan la coherencia del índice VCPI y su funcionamiento lógico, destacando la importancia crítica de considerar la ubicación de las barras y la conectividad en la red eléctrica al evaluar dicho índice.

Figura 5-2: VCPI Escenario Cortocircuito Trifásico

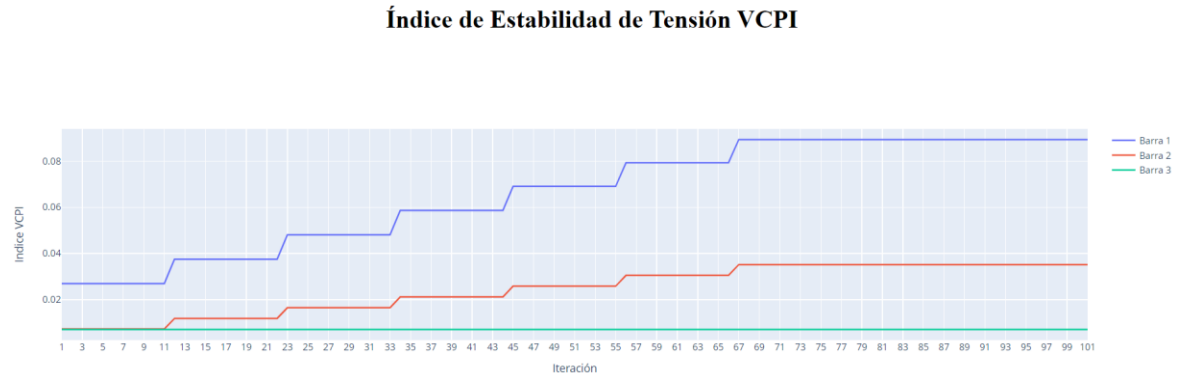


En la Figura 5-2, se presenta un análisis detallado del índice VCPI en el segundo escenario de cortocircuito trifásico en la Barra 3. Durante el cortocircuito, la Barra 1, asociada a la generación, experimenta un aumento temporal en el VCPI, aproximándose a 0.5, indicando una perturbación en su voltaje. En contraste, la Barra 2, más cercana a la generación, muestra un valor de cero en el VCPI. Cuando se realiza la apertura de la línea 4, el valor en esa barra llega casi a 1, mostrando que se acerca al punto de inestabilidad. Posteriormente, al despejar la falla y restaurar la línea 4, el valor vuelve a cero.

Es relevante señalar que la Barra 3, alimentada por la Barra 2, presenta una indeterminación en el VCPI durante el cortocircuito debido a una indeterminación matemática según la ecuación (5.7) reflejando la tensión cero en ese instante. Después de despejar la falla, coincidiendo con la apertura de la línea 4, el VCPI en la Barra 3 alcanza cerca de 3, indicando una inestabilidad significativa de la tensión, ya que el cortocircuito afecta directamente a esta barra. En el momento en que se despeja y se restaura la línea 4, el valor vuelve a cero.

Este resultado destaca la capacidad del VCPI para anticipar la inestabilidad del sistema, validando su eficacia en la predicción de situaciones críticas. Este análisis refuerza la confianza en el desempeño del VCPI como herramienta predictiva en escenarios de cortocircuitos trifásicos, contribuyendo así al avance del conocimiento en el campo de la estabilidad de la tensión eléctrica.

Figura 5-3: VCPI Escenario Variación de Carga



En la Figura 5-3 se presenta el escenario de variación de carga, destinado a analizar el índice VCPI. La Barra 1, asociada a la generación, experimenta un crecimiento escalonado en el VCPI, variando entre 0.03 y 0.09, evidenciando una sensibilidad marcada a las variaciones de carga. La Barra 2, más cercana a la generación y de distribución, exhibe un crecimiento menor, oscilando entre 0.01 y 0.04. A su vez, la Barra 3 mantiene un VCPI constante en 0, sugiriendo una estabilidad aparentemente inalterada ante variaciones de carga.

Un aspecto notable en este caso es que el índice VCPI no se acerca a 1, indicando una pérdida de estabilidad por tensión en el sistema. Sin embargo, para este escenario en particular, la adición de estas cargas tiende a desestabilizar el sistema con la caída de tensión. Esto lleva a la conclusión de que, para cambios no abruptos, como la imposición de condiciones en las que alguna variable se establece en 0, el índice muestra cambios en la gráfica, pero no valores que indiquen la pérdida de estabilidad.

Figura 5-4: VCPI Escenario Conexión de GD a Gran Escala

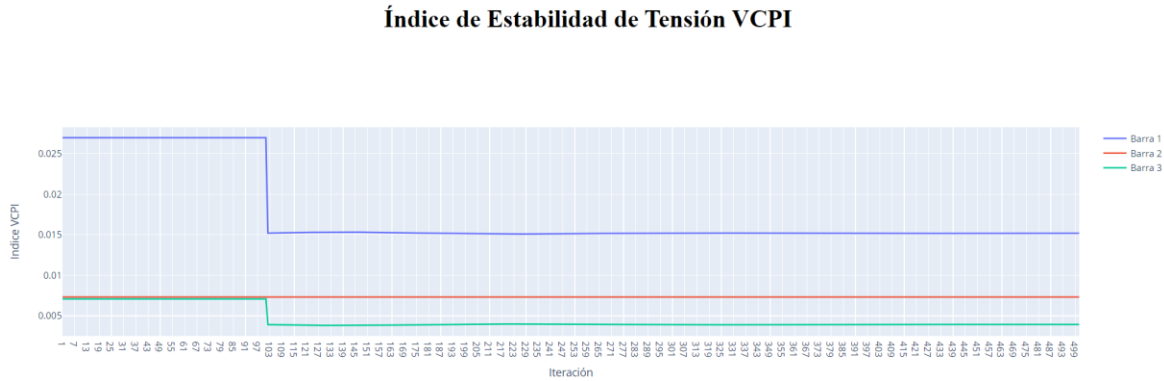
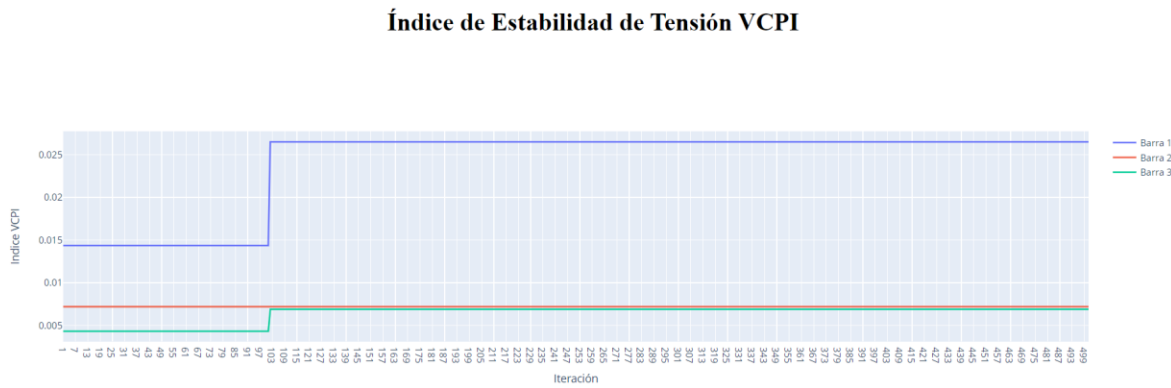


Figura 5-5: VCPI Escenario Desconexión de GD a Gran Escala



En las Figura 5-5 y Figura 5-6 que corresponden a la conexión y desconexión de generación distribuida a gran escala, presentan una evaluación del índice VCPI. La observación de valores notablemente bajos en el VCPI durante estos eventos suscita cuestionamientos sobre la sensibilidad del índice ante modificaciones en la red eléctrica. En contraste con situaciones de pérdida de estabilidad, donde el VCPI tiende a converger hacia 1, reflejando cambios abruptos en las tensiones, se evidencia que el escenario de conexión y desconexión genera respuestas más atenuadas en el índice.

Es plausible inferir que los cambios asociados con la generación distribuida pueden no ser lo suficientemente drásticos como para provocar una convergencia hacia 1 pero, aun así, impactan el VCPI de manera perceptible. Específicamente, la transición entre la presencia y ausencia de generación distribuida puede no manifestarse con la misma intensidad que

eventos de pérdida de estabilidad, lo cual podría explicar la persistencia de valores bajos en el VCPI.

Este fenómeno sugiere que el VCPI, aunque valioso como indicador de estabilidad, podría requerir un análisis más detallado y adaptaciones para interpretar eventos específicos como la conexión y desconexión de generación distribuida. La magnitud y la duración de los cambios en las tensiones, así como la resolución temporal de la simulación, emergen como factores críticos que deben evaluarse en futuras investigaciones.

Este análisis no solo destaca el comportamiento distintivo del VCPI en contextos particulares, sino también señala la necesidad de considerar cuidadosamente la interpretación del índice en el marco de eventos específicos de la red eléctrica. Tras el análisis de este índice, se procederá a explorar la estabilidad a través del índice ROCOF en la siguiente sección.

5.1.2 Índice ROCOF: Tasa de Cambio de Frecuencia

El Índice ROCOF, también conocido como Tasa de Cambio de Frecuencia es esencial en sistemas eléctricos de potencia, midiendo la rapidez con la que cambia la frecuencia de la corriente alterna en un tiempo dado. La ROCOF se calcula como la derivada temporal de la frecuencia y se expresa en Hertz por segundo (Hz/s). Esta métrica es clave para evaluar la estabilidad y guiar decisiones en dispositivos de protección.

La función ROCOF actúa como salvaguarda al detectar eventos como desconexiones repentinas o pérdidas de generación, desencadenando respuestas de protección. Su medida en Hz/s indica la gravedad de perturbaciones. Eventos de alto ROCOF pueden impactar negativamente sistemas eléctricos, incluso apagar completamente el Sistema Eléctrico de Potencia (EPS). Por tanto, el diseño de sistemas debe reducir o evitar la gravedad de eventos de alto ROCOF [71].

La ecuación (5.8) determina el ROCOF tras una perturbación en sistemas eléctricos.

$$ROCOF(t_i) = \frac{df}{dt} = \frac{f(t_{i+1}) - f(t_i)}{t_{i+1} - t_i} \quad (5.8)$$

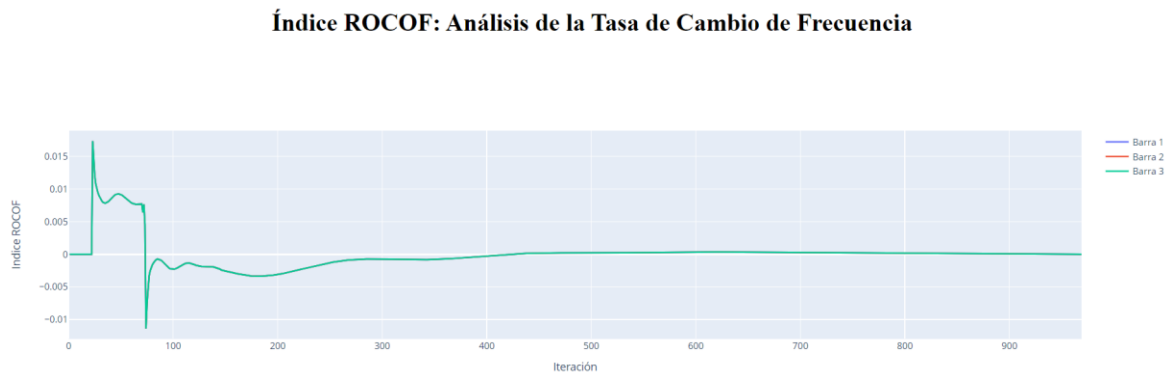
Esta fórmula refleja la medida de la tasa de cambio de frecuencia y es fundamental para comprender y gestionar la estabilidad del sistema eléctrico.

Dentro de los métodos numéricos utilizados para calcular derivadas, destaca el método de la derivada de diferencia hacia adelante. Este método, un cálculo aproximado simple, se implementa evaluando la ecuación (5.8) para un intervalo pequeño pero finito.

A continuación, se realizará un análisis del Índice ROCOF en los escenarios previamente estudiados, que incluyen cambios topológicos, variaciones de carga, cortocircuitos trifásicos, y conexiones y desconexiones de generación distribuida a gran escala, abarcando desde la Figura 5-6 hasta la Figura 5-10.

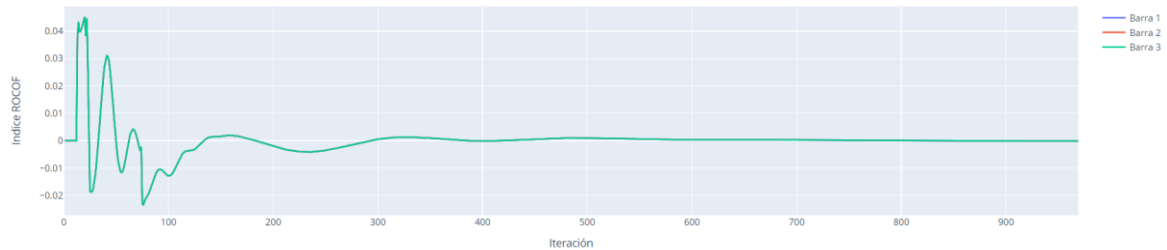
Este enfoque integral nos permitirá comparar y contrastar las respuestas de los índices ROCOF y VCPI, proporcionando una visión más completa de la dinámica del sistema en distintas condiciones operativas.

Figura 5-6: ROCOF Escenario Cambio Topológico



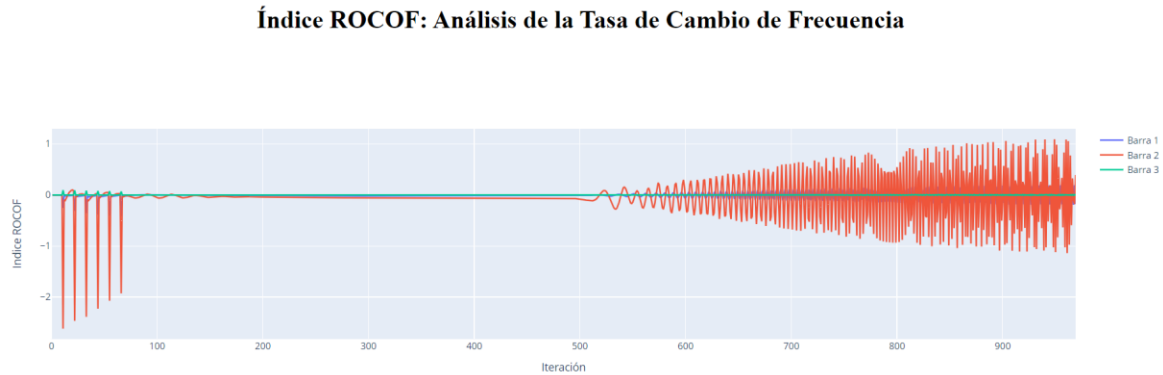
En la Figura 5-6, que aborda el cambio topológico, se observan fluctuaciones significativas en la frecuencia del sistema eléctrico según lo reflejado por el Índice ROCOF. Durante la desconexión de la línea 4, se observa un pico positivo en el ROCOF indicando un breve período en el cual la generación de la Barra 1 supera la demanda de los circuitos alimentados a través de las Barras 2 y 3. Este desequilibrio conduce a un rápido aumento en la frecuencia. Posteriormente, durante la conexión de la línea 4, se registra un pico negativo en el ROCOF posiblemente asociado con la reintegración repentina de la carga en la Barra 3. Aunque la Barra 3 carece de generación local, la reintegración de carga puede superar momentáneamente la capacidad de generación de la Barra 1 provocando una disminución temporal en la frecuencia. A medida que el sistema se adapta, el ROCOF se estabiliza en cero, reflejando el restablecimiento del equilibrio entre la generación y la demanda.

Figura 5-7: ROCOF Escenario Cortocircuito Trifásico

Índice ROCOF: Análisis de la Tasa de Cambio de Frecuencia

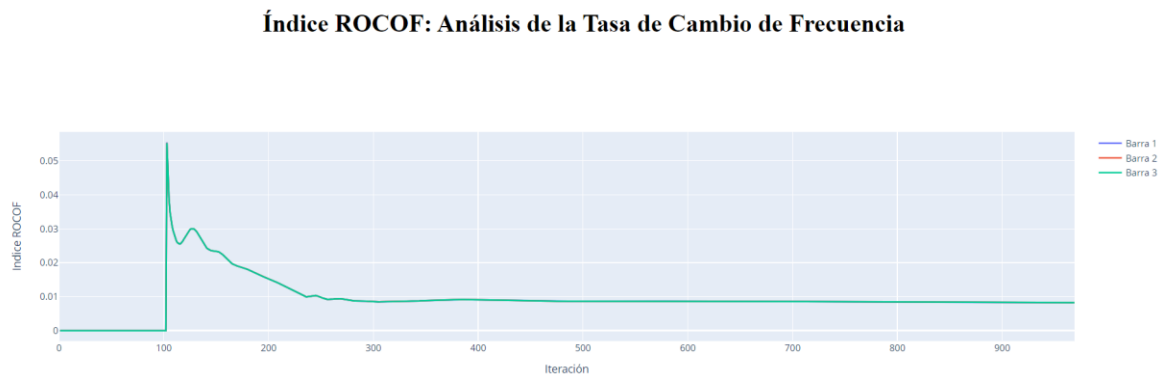
La Figura 5-7 presenta el comportamiento del Índice ROCOF durante el escenario de cortocircuito trifásico. Después del primer pico positivo inicial, se observa una variación en la magnitud con un segundo pico positivo definido, seguido nuevamente por un pico negativo. Este patrón sugiere la presencia de una respuesta oscilatoria amortiguada en el sistema eléctrico, donde las oscilaciones subsiguientes al cortocircuito generan variaciones en la frecuencia. La señal exhibe una forma similar a una onda casi amortiguada, con picos arriba y abajo, denotando un comportamiento distintivo en comparación con una onda senoidal tradicional. La persistencia de oscilaciones amortiguadas, manifestada por la presencia de una onda de ciclo completo con un valor negativo constante que no retorna a cero, indica la prolongación temporal de las oscilaciones que afectan la frecuencia del sistema. Posteriormente, la señal amortiguada se estabiliza gradualmente en cero, reflejando la restauración del equilibrio en el sistema después de las oscilaciones transitorias. Este análisis sugiere que el sistema experimenta efectos oscilatorios significativos después del evento de cortocircuito, los cuales se disipan con el tiempo, impactando la estabilidad operativa y la frecuencia del sistema de manera temporal.

Figura 5-8: ROCOF Escenario Variación de Carga



En la Figura 5-8 muestra el escenario de variación de carga detallando el análisis del Índice ROCOF. Los picos negativos en la gráfica sugieren disminuciones temporales en la tasa de cambio de frecuencia, indicando momentos específicos de incremento de la carga. Este comportamiento es coherente con la respuesta típica de un sistema eléctrico ante variaciones abruptas en la demanda, donde el aumento de carga puede provocar una disminución transitoria en la frecuencia. Sin embargo, la presencia de oscilaciones persistentes al final de la gráfica evidencia la pérdida de soporte de tensión de los generadores frente a la demanda entrante. Este fenómeno podría interpretarse como la pérdida de estabilidad, resaltando la sensibilidad del Índice ROCOF para capturar cambios dinámicos en la operación del sistema eléctrico.

Figura 5-9: ROCOF Escenario Conexión de GD a Gran Escala



En Figura 5-9, que se enfoca en la conexión de generación distribuida a gran escala, se presenta el Índice ROCOF. Durante las primeras 100 iteraciones, correspondientes al

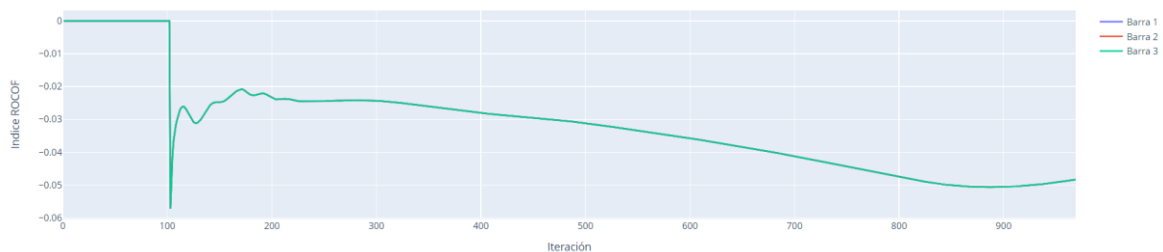
primer segundo de los 10 segundos simulados, la gráfica exhibe valores cercanos a cero, indicando una relativa estabilidad en la frecuencia del sistema. Sin embargo, se observa un pico notable justo en el momento de la conexión de la generación distribuida.

Este pico sugiere un cambio abrupto en la respuesta del sistema al introducir la nueva fuente de generación. Este fenómeno podría estar asociado con ajustes automáticos y cambios rápidos en la configuración de la red para adaptarse a la generación adicional. La posterior recuperación, aunque presenta pequeños picos senoidales, se caracteriza por una estabilización más lineal alrededor de 0.01. Esta tendencia indica una restauración controlada de la estabilidad del ROCOF después de este momento crítico de conexión.

Este análisis subraya la importancia de examinar detalladamente la dinámica del sistema eléctrico durante la incorporación de generación distribuida, destacando la sensibilidad del ROCOF a cambios inmediatos en la configuración de la red eléctrica.

Figura 5-10: ROCOF Escenario Desconexión de GD a Gran Escala

Índice ROCOF: Análisis de la Tasa de Cambio de Frecuencia



En la Figura 5-10, se examina detalladamente el Índice ROCOF en el escenario de desconexión de generación distribuida a gran escala. Al momento de desconectar la generación, se observa un pico negativo que tiende a estabilizarse. Sin embargo, durante los 10 segundos de la simulación, la señal no logra estabilizarse en cero, alcanzando un valor de -0.04. Este comportamiento sugiere una señal de pérdida de estabilidad, indicando posiblemente que el sistema no es lo suficientemente robusto para recuperarse de inmediato ante la salida de una generación de tal magnitud.

Al examinar las gráficas del Índice ROCOF en todos los escenarios evaluados, se observa que las curvas correspondientes a las barras 1, 2 y 3 están prácticamente superpuestas,

con la excepción del escenario de variación de carga. En este último, la carga está conectada a la barra 2, lo que se refleja en una ligera variación. Este fenómeno sugiere una notable homogeneidad en la frecuencia del sistema eléctrico durante los eventos simulados. La estabilidad compartida por las tres barras indica un eficiente control y regulación en todo el sistema, incluso ante cambios en la topología de la red, variaciones en la carga, cortocircuitos o la conexión de generación distribuida. Esta respuesta uniforme es fundamental para garantizar la estabilidad operativa y la calidad del suministro eléctrico.

La evaluación de parámetros obtenidos durante el monitoreo, focalizada en índices de tensión y frecuencia, ha garantizado el cumplimiento de estándares indispensables para la estabilidad del sistema. Se destaca la precisión del índice de frecuencia ROCOF en la identificación de eventos, mientras que el índice de tensión VCPI ha demostrado ser valioso, pero con valores muy bajos, los cuales no concuerdan con pérdida de estabilidad, sino más bien siguiendo un comportamiento específico. Estos índices, al proporcionar información detallada sobre cambios en la red, superan las capacidades de las medidas convencionales, permitiendo una identificación rápida y precisa de eventos inminentes o variaciones críticas en el sistema.

5.1.3 Recomendaciones para el Operador de Red basadas en el Análisis de Índices VCPI y ROCOF

Las recomendaciones para el operador de red se derivan de los índices VCPI y ROCOF los cuales se fundamentan en un análisis llevado a cabo en diversos escenarios críticos. La gestión eficiente de la red eléctrica demanda la implementación de medidas específicas en respuesta a cambios topológicos, variaciones de carga, cortocircuitos trifásicos, así como eventos asociados con la conexión/desconexión de generación distribuida a gran escala.

Durante el análisis de estos escenarios en el subcapítulo anterior, se identificaron patrones y tendencias en los índices mencionados, proporcionando información sobre el rendimiento y la estabilidad del sistema. En este contexto, las siguientes recomendaciones han sido desarrolladas para guiar al operador de red en la toma de decisiones informadas y eficaces.

A continuación, la Tabla 5-1 condensa las recomendaciones específicas para cada escenario analizado. Estas recomendaciones están diseñadas para optimizar la operación del sistema eléctrico, garantizando su fiabilidad y eficiencia en situaciones críticas.

Tabla 5-1: Tabla de Recomendaciones para Escenarios Críticos

Escenario	Recomendaciones
Cambio Topológico	Tomar medidas preventivas como redistribuir la carga, activar generadores de respaldo cuando se detecte una variación significativa de ROCOF
Cortocircuito Trifásico	Coordinar de manera efectiva el aislamiento de fallas cuando se detecte un aumento en el VCPI, cerca del cortocircuito, con el fin de evitar impactos en el resto de la red eléctrica.
Variación de Carga	Ajustar la generación o activar sistemas de almacenamiento de manera oportuna al detectar un aumento rápido en el ROCOF, con el fin de mantener la frecuencia dentro de los límites operativos establecidos.
Conexión/Desconexión de GD	Ajustar la regulación de voltaje o redistribuir la carga cuando se observe un aumento en el VCPI después de la conexión de una planta solar, por ejemplo, con el fin de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

La selección de aplicaciones para el Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) se llevó a cabo mediante un proceso de priorización y clasificación. Este procedimiento incluyó la evaluación de la relación beneficio-costos, destacando la conveniencia de iniciar la transición a través de aplicaciones de monitoreo. Esta elección se sustenta en la limitada madurez de la infraestructura actual en la isla donde la implementación de aplicaciones de control y protección basadas en fasores implicaría una inversión significativa.

La estrategia de estimación de estado implementada demuestra su eficacia al lograr una estimación precisa con valores muy cercanos a los esperados de los fasores de tensión en las barras de la red eléctrica de la Isla de San Andrés. Este enfoque se llevó a cabo mediante la utilización del diagrama de la red y las medidas fasoriales, ajustando los cálculos de estimación ante eventos de contingencia tales como cambios topológicos, cortocircuitos trifásicos, variaciones de carga y la conexión o desconexión de generación distribuida a gran escala. Sin embargo, se identificaron limitaciones al enfrentar un cortocircuito, ya que la estimación en la barra afectada se pierde temporalmente debido a que la tensión en ese momento es cero.

El estimador de estado presenta valores aceptables al mantener un porcentaje de error por debajo del 5%. Este estimador fue ejecutado en Python mediante un método de estimación lineal, el cual integra mediciones de fasores de tensión y corriente considerando la precisión de las medidas y las particularidades de la red. Incluso al analizar el caso más restrictivo del error, que ilustra escenarios donde las condiciones favorecen el rendimiento máximo, se logra una visibilidad clara del comportamiento del sistema. Aunque represente un escenario casi ideal, esta aproximación es valiosa para comprender el potencial máximo del sistema y resalta la importancia crucial de medidas precisas para decisiones informadas y ajustes en tiempo real. La precisión en las medidas permite observar cómo el estimador sigue el comportamiento del sistema, analizando escenarios dinámicos. Comprender las capacidades máximas del sistema facilita la toma de decisiones fundamentadas y estratégicas.

El monitoreo de la tensión detecta cambios de manera efectiva ante contingencias en el sistema eléctrico. Este análisis se llevó a cabo mediante la evaluación de índices como el VCPI (Índice de Predicción de Colapso de Tensión) y el ROCOF (Tasa de Cambio de Frecuencia). Los índices demostraron identificar anticipadamente la pérdida de estabilidad en el sistema al analizar escenarios de cambio topológico y cortocircuito trifásico, proporcionando herramientas valiosas para la toma de decisiones informadas por parte del operador de red. La relevancia de estas métricas se enfatiza ante la visión de varios proyectos para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) en las redes de la isla. No obstante, es esencial señalar que el índice VCPI presenta limitaciones en eventos sin cambios abruptos como se observa en situaciones de variación de carga y conexión o desconexión de generación distribuida a gran escala. Para superar esta limitación se propone la implementación de una estrategia de cálculo dinámico del índice VCPI en el código, con el fin de mejorar la robustez y aplicabilidad del monitoreo en diversas circunstancias.

El análisis de diversos escenarios revela un comportamiento coherente en las medidas obtenidas. Los escenarios son evaluados a través del estimador de estado lo que brinda la oportunidad de someter el sistema a diferentes condiciones, permitiendo evaluar la robustez y precisión del estimador de estado. Este análisis adquiere importancia al proporcionar una comprensión más profunda del comportamiento del sistema, especialmente en el contexto de futuros cambios. Con la transición hacia un entorno más distribuido y dinámico donde la generación convencional cede espacio a las fuentes renovables, se necesita una mayor robustez.

6.2 Recomendaciones

En el marco de esta tesis de maestría, se propone una serie de recomendaciones que se enfocan en aspectos cruciales para optimizar la estimación del estado basada en Medidores de Fasores de Unidad (PMU) en el contexto del operador de red en San Andrés. Estas sugerencias se presentan como posibles líneas de investigación futura o como oportunidades para fortalecer la investigación actual.

En primer lugar, se plantea la realización de un análisis de observabilidad. El objetivo principal sería identificar las barras del sistema donde la presencia de medidas PMU no resulta imprescindible para garantizar la estimación del estado. Este enfoque no solo contribuiría a la reducción de costos asociados sino también a la optimización de los cálculos operativos.

Una segunda recomendación se centra en el uso de datos reales provenientes de PMU de la isla. Este enfoque busca enriquecer la investigación actual mediante la incorporación de valores reales del comportamiento eléctrico. La utilización de información realista permitiría un análisis más detallado y robusto, mejorando la validez y aplicabilidad de los resultados obtenidos. Este enfoque también destaca la importancia de alinearse con condiciones y comportamientos eléctricos específicos de San Andrés.

Finalmente, se propone una reevaluación del índice VCPI, enfocándose en su capacidad para detectar escenarios críticos, como variaciones de carga y conexiones/desconexiones de generación distribuida a gran escala. La mejora de este índice, mediante ajustes o modificaciones en su formulación, es esencial para fortalecer la capacidad del sistema de identificar y abordar situaciones potencialmente inestables. Este aspecto específico puede ser objeto de investigaciones futuras, con el objetivo de perfeccionar la sensibilidad y eficacia del índice VCPI.

Estas recomendaciones, fundamentales para la optimización de la estimación del estado mediante PMUs, ofrecen un marco integral que puede orientar futuras investigaciones en el ámbito de la modernización de la red eléctrica en San Andrés.

6.3 Publicaciones

La investigación realizada se ha presentado como paper en la conferencia IEEE ANDESCON 2024 y en la revista International Review of Electrical Engineering (IREE) con ISSN 1827-666.

A. Anexo: Formulación de Matrices

En esta sección se desarrollan las matrices utilizadas para la estimación de estado lineal trifásico tomando como referencia la Fig 1. Modelo simplificado de la red - San Andrés isla. Estas matrices son: matriz de incidencia de la medida de corriente, matriz de incidencia de la medida de tensión, la matriz de admitancia serie, la matriz de admitancia en derivación, por lo tanto, la matriz de función del sistema que relaciona el estado del sistema con el conjunto de medidas de voltaje y corriente se calcula utilizando estas cuatro matrices, ejemplo tomado de [64].

Matriz de incidencia: medida de corriente

La matriz de incidencia de corriente determina la ubicación de la medida de la corriente, asimismo la cantidad de medidas disponibles que se tienen del modelo de la red. La dimensión de la matriz es $m \times n$ donde m es el número de medidas de corriente de la red y n es el número de barras donde se tienen medidas.

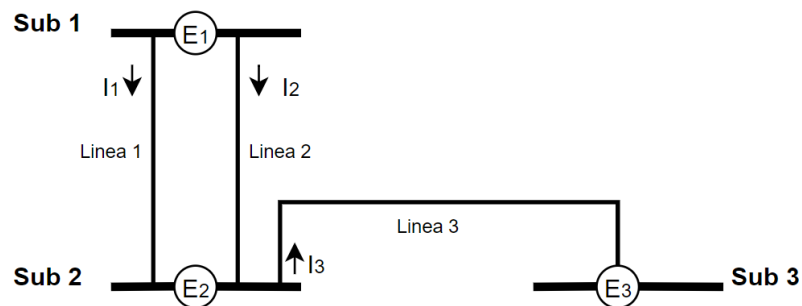


Fig 1. Modelo simplificado de la red - San Andrés isla.

En la Fig 1. Modelo simplificado de la red - San Andrés isla se muestra el modelo simplificado de San Andrés isla donde *Sub 1* corresponde a la subestación Punta Evans 34.5 kV, *Sub 2* es la subestación El Bight 34.5 kV y *Sub 3* es la subestación School House

34.5 kV. Estas tres subestaciones cuentan con medidas PMU donde realiza la medida de fasor de corriente.

La matriz de incidencia de medida de corriente para este sistema representado en una sola fase se muestra en (A.6.1):

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.1})$$

Matriz de incidencia: medida de tensión

La matriz de incidencia de medida de tensión es la relación entre un voltaje medido y su respectiva ubicación en la red. La dimensión de la matriz es $m \times n$ donde m es el número de medidas de voltaje de la red y n es el número de barras donde se tienen medidas.

$$[II] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.2})$$

Las medidas de PMU producen una medición directa del estado del sistema, por lo tanto, están relacionadas de manera idéntica con su respectiva variable de estado.

Matriz de admitancia serie

La matriz de admitancia serie es la relación de las líneas que están midiendo y el número de medidas en la red. Es una matriz diagonal donde los elementos diagonales son las admitancias de las líneas que se están midiendo.

$$[y] = \begin{bmatrix} y_1 & 0 & 0 \\ 0 & y_2 & 0 \\ 0 & 0 & y_3 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.3})$$

Matriz de admitancia en derivación

La matriz de admitancia en derivación relaciona la ubicación de la corriente medida y la admitancia en derivación de la línea que está midiendo. Es una matriz $m \times n$ donde m son las medidas de corriente en la red y n es el número de bus donde se origina la corriente que se mide.

$$[y_s] = \begin{bmatrix} y_{10} & 0 & 0 \\ y_{20} & 0 & 0 \\ 0 & y_{30} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.4})$$

Formulación de la matriz de funciones

Considerando la siguiente ecuación de estado lineal.

$$[z] = [h(x)] + [e] \quad (\text{A.6.5})$$

Donde $z = [z_1, z_2, \dots, z_M]^T$ es el vector de medidas; $x = [x_1, x_2, \dots, x_M]^T$ es el vector de variables de estado; $e = [e_1, e_2, \dots, e_M]^T$ es el vector de errores de medida, h es la matriz de funciones, que representa la relación entre z y x .

$$[z] = \begin{bmatrix} E \\ I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} II \\ M \end{bmatrix} [x] + [e] \quad (\text{A.6.6})$$

En la ecuación (A.6.6) se puede ver que el conjunto de medidas z corresponde a las medidas de tensión y corrientes disponibles, la matriz h de funciones es la concatenación vertical de la matriz de incidencia de la medida de voltaje $[II]$ y la matriz compuesta por la admitancia serie y shunt y la matriz de incidencia de la medida de corriente $[M]$, como se observa en la ecuación (A.6.7).

$$[M] = [y][A] + [y_s] \quad (\text{A.6.7})$$

La matriz $[M]$ relaciona el estado del sistema con el conjunto de medidas de corriente de línea medidas. Entonces la matriz de funciones se convierte en la siguiente:

$$[z] = \begin{bmatrix} E \\ I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} II \\ yA + y_s \end{bmatrix} [x] + [e] \quad (\text{A.6.8})$$

Donde la matriz $[M]$ toma la siguiente forma:

$$M = yA + y_s = \begin{bmatrix} y_1 + y_{10} & -y_1 & 0 \\ y_2 + y_{20} & -y_2 & 0 \\ 0 & y_3 + y_{30} & -y_3 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.9})$$

La matriz $[II]$ y la matriz $[M]$ se concatenan verticalmente. En la siguiente ecuación se puede ver el estado completo del sistema, así como cada una de las mediciones de tensión y corriente.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ y_1 + y_{10} & -y_1 & 0 \\ y_2 + y_{20} & -y_2 & 0 \\ 0 & y_3 + y_{30} & -y_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_4 \\ e_5 \\ e_6 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6.10})$$

Formulación alternativa de estimación de estado lineal

Tomando como base la ecuación de estado lineal compleja donde $[z]$ es el vector de medidas de los fasores de tensión y corriente, $[x]$ es el estado del sistema, $[e]$ es un vector del error que existe en cada una de las medidas, y la matriz de funciones del sistema es la concatenación vertical de la matriz de incidencia de la medida de la tensión y un producto de otras matrices del sistema.

$$[z] = \begin{bmatrix} II \\ yA + y_s \end{bmatrix} [x] + [e] \quad (\text{A.6.11})$$

En Python tratar con números complejos sencillo, para el uso de ciertas librerías es beneficioso si la ecuación de estado lineal pueda ser reformulada para usar la parte real e imaginaria por separado. Las medidas PMU recopilar la magnitud y ángulo de fase de la tensión de barra y la corriente de línea, por lo tanto, las medidas PMU deben transformarse para trabajar de manera rectangular. Los pasos para la reformación de las ecuaciones son los siguientes:

Primer paso, definir la parte real e imaginaria de la matriz de funciones del sistema.

$$[v_r] = \text{real}\{x\}; [v_x] = \text{imag}\{x\} \quad (\text{A.6.12});(\text{A.6.13})$$

Luego, definir la parte real e imaginaria del vector de medidas.

$$[z_r] = \text{real}\{z\}; [z_x] = \text{imag}\{z\} \quad (\text{A.6.14});(\text{A.6.15})$$

La ecuación de estado lineal se puede reescribir de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} z_r \\ z_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [II] & [0] \\ [gA + g_s] & [-bA - b_s] \\ [0] & [II] \\ [bA + b_s] & [gA + g_s] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_r \\ v_x \end{bmatrix} + [\varepsilon] \quad (\text{A.6.16})$$

Donde

$$[gA + g_s] = \text{real}\{yA + y_s\} \quad (\text{A.6.17})$$

$$[bA + b_s] = \text{imag}\{yA + y_s\} \quad (\text{A.6.18})$$

Y la matriz $[II]$ continúa siendo la misma matriz anteriormente mencionada, la matriz de incidencia de medidas de voltaje.

B. Anexo: Solución Estimación de Estado Lineal

El desarrollo del estimador es mostrado en el apéndice A. una vez obtenida la solución de la ecuación (A.6.16) el estado del sistema puede ser obtenido con una iteración para cada nuevo conjunto de medidas a diferencia de las técnicas tradicionales no lineales que requieren un numero desconocidos de iteraciones para cada nuevo estado. De esta forma:

$$[B] = \begin{bmatrix} II \\ yA + y_s \end{bmatrix} \quad (\text{B.6.19})$$

La ecuación de estados se puede reescribir de la siguiente manera:

$$[z] = [B][x] \quad (\text{B.6.20})$$

Como la dimensión de la matriz $[B]$ cambia, se debe la pseudoinversa para resolver el estado del sistema:

$$[x] = [(B^T B)^{-1} B^T][z] = [H][z] \quad (\text{B.6.21})$$

Esta sería la solución para un conjunto de medidas sin errores. Si las medidas tienen errores entonces la matriz de covarianza aparece en la solución y la ecuación se escribe de la siguiente forma:

$$[x] = [(B^T W^{-1} B)^{-1} B^T W^{-1}][z] = [H][z] \quad (\text{B.6.22})$$

Bibliografía

- [1] Z. Yang, N. Chen, Y. Chen, and N. Zhou, "A Novel PMU Fog Based Early Anomaly Detection for an Efficient Wide Area PMU Network," in *2018 IEEE 2nd International Conference on Fog and Edge Computing (ICFEC)*, 2018, pp. 1–10. doi: 10.1109/CFEC.2018.8358730.
- [2] M. Medvedev and N. Shienok, "Increasing Accuracy of the GLONASS Time Service," *GPS Solutions*, vol. 4, no. 3, pp. 11–15, 2001, doi: 10.1007/PL00012850.
- [3] D. A. Degtyarev, A. A. Voloshin, A. I. Kovalenko, D. M. Biserov, V. S. Volnyy, and S. A. Danilov, "Identification Parameters Of Equivalent Using PMU For Developing Adaptive Pacts For Distribution Networks With Electricity Sources," in *2019 2nd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA)*, 2019, pp. 1–18. doi: 10.1109/RPA47751.2019.8958427.
- [4] G. Cavraro and R. Arghandeh, "Power Distribution Network Topology Detection With Time-Series Signature Verification Method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3500–3509, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2779129.
- [5] R. Dutta, S. Chakrabarti, and A. Sharma, "Robust Topology Detection of Distribution Network," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5967–5970, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3099312.
- [6] D. S. Kumar, J. S. Savier, and S. S. Biju, "Micro-synchrophasor based special protection scheme for distribution system automation in a smart city," *PROTECTION AND CONTROL OF MODERN POWER SYSTEMS*, vol. 5, no. 1, 2020, doi: 10.1186/s41601-020-0153-1.
- [7] J. Sexauer, P. Javanbakht, and S. Mohagheghi, "Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits," in *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2013*, 2013. doi: 10.1109/ISGT.2013.6497828.
- [8] Y. Seyedi and H. Karimi, "Coordinated Protection and Control Based on Synchrophasor Data Processing in Smart Distribution Networks," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 33, no. 1, pp. 634–645, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2708662.

- [9] P. T. Manditereza and R. C. Bansal, "Protection of microgrids using voltage-based power differential and sensitivity analysis," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 118, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105756.
- [10] Brancaccio D and Cassiadoro M, *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T & D)*. IEEE, 2016.
- [11] C. A. Lozano, F. Castro, and S. L. Ramirez, "Unidades de Medición Fasorial (PMU)," 2011, Accessed: Mar. 02, 2022. [Online]. Available: <https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/10932/A0131.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [12] D. Ortiz, A. Villamarín, and D. Espín, "Diseño e Implementación de un Prototipo de Unidad de Medición Fasorial (PMU - Phasor Measurement Unit) para el Monitoreo, Control y Protección de Sistemas Eléctricos," 2014, Accessed: Mar. 02, 2022. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/80/78>
- [13] J. Wilson G, G. J. Lopez, and M. Osorio, "Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud - SIRENA," 2011, Accessed: Mar. 02, 2022. [Online]. Available: https://nanopdf.com/queue/sistema-de-respaldo-nacional-ante-eventos-de-gran-magnitud_pdf?queue_id=-1&x=1646294584&z=MTc5LjQzLjEwOC4xNTI=
- [14] GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN, "ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN COLOMBIA," 2020.
- [15] Operador Nacional de Electricidad - CENACE, "Redacción del Informe de rendición de cuentas," 2021.
- [16] N. Khanjani and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Analysis of Observability Constraint on Optimal Feeder Reconfiguration of an Active Distribution Network with μ PMUs," in *2020 28th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICEE50131.2020.9261078.
- [17] A. R. R. Matavalam, A. Singhal, and V. Ajjarapu, "Monitoring Long Term Voltage Instability due to Distribution & Transmission Interaction using Unbalanced μ PMU & PMU Measurements," in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, p. 1. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9282086.
- [18] W. Zhou, O. Ardakanian, H.-T. Zhang, and Y. Yuan, "Bayesian Learning-Based Harmonic State Estimation in Distribution Systems With Smart Meter and DPMU Data," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 832–845, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2938733.

- [19] C. Tu, X. He, X. Liu, and P. Li, "Cyber-Attacks in PMU-Based Power Network and Countermeasures," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 65594–65603, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2878436.
- [20] H. Su, P. Li, P. Li, X. Fu, L. Yu, and C. Wang, "Augmented Sensitivity Estimation Based Voltage Control Strategy of Active Distribution Networks With PMU Measurement," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 44987–44997, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2908183.
- [21] Z. Zhu and Z. Fan, "An efficient consumption optimisation for dense neighbourhood area demand management," in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514063.
- [22] T. Xu, J. Zhou, H. Yang, P. Li, L. Yu, and X. Guo, "Consensus based Distributed Angle Droop Control for Islands Resynchronization," in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281421.
- [23] N. K. Sharma and S. R. Samantaray, "Integrated Impedance Based Protection Scheme for Microgrid," in *2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON)*, 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/INDICON45594.2018.8987112.
- [24] N. K. Sharma and S. R. Samantaray, "PMU Assisted Integrated Impedance Angle-Based Microgrid Protection Scheme," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 1, pp. 183–193, 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2925887.
- [25] Y. Zhang, X. Wang, Y. Luo, J. He, B. Hua, and Q. Xu, "High impedance fault detection in distribution network using convolutional neural network based on distribution-level PMU data," in *8th Renewable Power Generation Conference (RPG 2019)*, 2019, pp. 1–8. doi: 10.1049/cp.2019.0325.
- [26] Q. Cui and Y. Weng, "Enhance High Impedance Fault Detection and Location Accuracy via μ -PMUs," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 797–809, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2926668.
- [27] M. Gholami, A. Abbaspour, M. Moeini-Aghaie, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, "Detecting the Location of Short-Circuit Faults in Active Distribution Network Using PMU-Based State Estimation," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1396–1406, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2937944.
- [28] C. Fang, Z. Shi, Y. Peng, Z. Wu, W. Gu, and P. Nie, "Fault Location in Distribution Networks Using PMU Data and Interval Algorithm," in *2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPES47639.2019.9105381.

-
- [29] M. S. Elbana, N. Abbasy, A. Meghed, and N. Shaker, "μPMU-based smart adaptive protection scheme for microgrids," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 887–898, 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0533-6.
- [30] A. Srivastava and S. K. Parida, "Frequency and Voltage Data Processing Based Feeder Protection in Medium Voltage Microgrid," in *Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019*, 2019. doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905705.
- [31] M. S. Ballal and A. R. Kulkarni, "Improvements in Existing System Integrity Protection Schemes Under Stressed Conditions by Synchrophasor Technology-Case Studies," *IEEE ACCESS*, vol. 9, pp. 20788–20807, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3054792.
- [32] J. A. Lopez and C. N. Lu, "Adaptable System Integrity Protection Scheme Considering Renewable Energy Sources Output Variations," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 35, no. 5, pp. 3459–3469, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2975280.
- [33] D. Elizondo, R. M. Gardner, and R. Leon, "Synchrophasor technology: The boom of investments and information flow from North America to Latin America," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345638.
- [34] UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS, "ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN COLOMBIA," 2020.
- [35] NASPI, "TECNOLOGÍA DE SINCROFASOR HOJA DE HECHOS," 2014.
- [36] U. Department of Energy Office of Electricity Delivery and E. Reliability, "Advancement of Synchrophasor Technology in ARRA Projects | ii ACKNOWLEDGMENTS."
- [37] D. Masters, "Duke Energy: Developing the communications platform to enable a more intelligent electric grid," 2011.
- [38] V. Zimmer, P. C. Vieira, M. Delgado Zarzosa, I. C. Decker, and M. Agostini, *Aplicativo Computacional para a Caracterização de Eventos em Sistemas Elétricos Usando Sincrofasores*. 2015.
- [39] naspi, "Ecuador's experiences with synchrophasor technology," 2013.
- [40] Cepeda J, Verdugo P, and Argüello G, "Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofasoriales".

- [41] SIEMENS, “Cero combustibles fósiles para Galápagos - Referencias Siemens Ecuador - Ecuador.” Accessed: Jan. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/ec/es/productos-y-soluciones/referencias-siemens-ecuador/galapagos.html>
- [42] Weimar and Mark R, “THE VALUE PROPOSITION FOR SYNCHROPHASOR TECHNOLOGY ITEMIZING AND CALCULATING THE BENEFITS FROM SYNCHROPHASOR TECHNOLOGY USE Version 1.0 North American Synchrophasor Initiative NASPI Technical Report,” 2015.
- [43] M. Rihan, M. Ahmad, and M. S. Beg, “Phasor measurement units in the Indian smart grid,” in *2011 IEEE PES International Conference on Innovative Smart Grid Technologies-India, ISGT India 2011*, 2011, pp. 261–267. doi: 10.1109/ISET-India.2011.6145392.
- [44] I. Ali, M. 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, Jul. 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0210-y.
- [45] S. Ghosh, C. K. Chanda, and J. K. Das, “A Comprehensive Survey on Communication Technologies for a Grid Connected Microgrid System,” in *2021 International Conference on Artificial Intelligence and Smart Systems (ICAIS)*, 2021, pp. 1525–1528. doi: 10.1109/ICAIS50930.2021.9395820.
- [46] P. System Relaying Committee of the IEEE Power and E. Society, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Sponsored by the Power System Relaying Committee IEEE Power & Energy Society,” 2011.
- [47] I. Power, E. Society, and P. System Relaying, *INTERNATIONAL STANDARD Measuring relays and protection equipment-Part 118-1: Synchrophasor for power systems-Measurements*. 2018. [Online]. Available: www.iec.ch
- [48] P. System Relaying Committee of the IEEE Power and E. Society, “IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems Sponsored by the Power System Relaying Committee IEEE Power & Energy Society,” 2011.
- [49] B. Singh, N. Sharma, A. N. Tiwari, K. S. Verma, and S. Singh, “Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers,” *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 3, Jul. 2011, doi: 10.4314/ijest.v3i3.68423.
- [50] I. Quesada, P. Marchi, and C. Galarza, *Estimadores de Estados en Redes Eléctricas Inteligentes: Mediciones SCADA y PMU*. 2019.

-
- [51] J. Mario Garzón Rey, M. M. Alberto Ríos, and P. Asociado, “APLICACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU) EN REDES DE DISTRIBUCION ELÉCTRICAS.”
- [52] A. E. Saldaña-González, A. Sumper, M. Aragüés-Peñalba, and M. Smolnikar, “Advanced distribution measurement technologies and data applications for smart grids: A review,” *Energies*, vol. 13, no. 14. MDPI AG, Jul. 01, 2020. doi: 10.3390/en13143730.
- [53] C.A. JUÁREZ and D.G. COLOMÉ, “TENDENCIAS EN LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE LA ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL DE SISTEMAS DE POTENCIA,” 2009.
- [54] S. Sánchez and R. Leon, “Aspectos Tecnicos de una WAMS de PMUs Ya Q8JI | ED Rodriguez - Academia.edu.” Accessed: Jan. 17, 2024. [Online]. Available: https://www.academia.edu/9155738/_A_Aspectos_Tecnicos_de_una_WAMS_de_PMUs_Ya_Q8JI
- [55] B. Vandiver, A. Apostolov, and F. Steinhauser, “Testing of PMU Based Wide Area Monitoring and Recording Systems”.
- [56] S. Ramírez, “METODOLOGÍA PARA EL MONITOREO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN TIEMPO REAL EN SISTEMAS DE POTENCIA USANDO MEDICIONES PMU,” 2018.
- [57] G. Digital, “Wide Area Monitoring Systems (WAMS): PhasorPoint Applications,” 2019.
- [58] Power System Engineer, “Wide Area Monitoring System WAMS & Applications.” Accessed: Oct. 04, 2022. [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/PowerSystemOperation/wide-area-monitoring-system-wams-applications>
- [59] SEL, “Wide-Area Situational Awareness | Schweitzer Engineering Laboratories.” Accessed: Oct. 03, 2022. [Online]. Available: <https://selinc.com/solutions/wasa/>
- [60] Y. Yeung and C. K. Lau, “Exploring the application of phasor measurement units in the distribution network,” in *PECon 2020 - 2020 IEEE International Conference on Power and Energy*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Dec. 2020, pp. 299–303. doi: 10.1109/PECon48942.2020.9314622.
- [61] K. D. Jones, J. S. Thorp, and R. M. Gardner, “Three-phase linear state estimation using Phasor Measurements,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672516.

- [62] R. Hunt, Q. Technology Lingwei Zhan, O. Julio Romero Aguero, and Q. Technology Yilu Liu, "San Diego Gas & Electric Eric Udren, Quanta Technology Tariq Rahman," 2021.
- [63] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GA, "Creg024-2005".
- [64] K. D. Jones, V. A. Centeno, J. S. Thorp, J. De, and L. Reelopez, "Three-Phase Linear State Estimation with Phasor Measurements," 2011.
- [65] "ZONA NO INTERCONECTADA (ZNI) | CREG." Accessed: Mar. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/zona-no-interconectada-zni>
- [66] SCHEITZER ENGINEERING LABORATORIES, "Wide-Area Situational Awareness." Accessed: Nov. 29, 2022. [Online]. Available: <https://selinc.com/solutions/wasa/>
- [67] "ZONAS NO INTERCONECTADAS-ZNI Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017", Accessed: May 07, 2023. [Online]. Available: www.superservicios.gov.co
- [68] A. M. Chebbo, M. R. Irving, and M. J. H. Sterling, "Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications."
- [69] V. Balamourougan, T. S. Sidhu, and M. S. Sachdev, "Technique for online prediction of voltage collapse," in *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, Jul. 2004, pp. 453–460. doi: 10.1049/ip-gtd:20040612.
- [70] N. Yorino, H. Sasaki, Y. Masuda, Y. Tamura, M. Kitagawa, and A. Oshimo, "An investigation of voltage instability problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 600–611, 1992, doi: 10.1109/59.141765.
- [71] J. A. Barrios-Gomez, F. Sanchez, G. Claudio, F. Gonzalez-Longatt, M. Acosta, and D. Topic, "RoCoF Calculation Using Low-Cost Hardware in the Loop: Multi-area Nordic Power System," in *2020 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)*, 2020, pp. 187–192. doi: 10.1109/SST49455.2020.9264119.