



REPÚBLICA DEL ECUADOR

# Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ESTIMACIÓN DE ESTADO EMPLEANDO MEDICIONES CONVENCIONALES Y FASORIALES APLICADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

**JONATHAN WLADIMIR TAMAYO ANAGUMBLA**

**DIRECTOR: Dr. – Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña**

**CODIRECTOR: Dr.- Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez**

**Quito, marzo 2021**

## **AVAL**

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Jonathan Wladimir Tamayo Anagumbra, bajo nuestra supervisión.



---

**Dr. – Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña**

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**



---

**Dr.- Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez**

**CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Jonathan Wladimir Tamayo Anagumbra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



---

Jonathan Wladimir Tamayo Anagumbra

## **DEDICATORIA**

*A Dios, padre todo poderoso, por ser el guía de todos mis proyectos.*

*A mi Padre, Francisco Tamayo, que desde el cielo sigue siendo mi ejemplo de esfuerzo y perseverancia.*

*A mi compañera de vida, Patricia Arellano, por todo su amor, paciencia y el apoyo incondicional durante todo el proceso.*

## **AGRADECIMIENTO**

*A mi querida Madre, Carmen Anagumbra y mis hermanos Diego y Jefferson Tamayo, por el infinito amor y el apoyo constante en mis proyectos académicos. Siempre serán mi motivación para seguir adelante.*

*Al Ing. Gabriel Rivera, por compartir sus conocimientos y experiencias muy enriquecedoras que fueron de suma importancia para el desarrollo del presente proyecto. Gracias por ser una persona con buen profesionalismo y excelente calidad humana.*

*Al Dr. Jaime Cepeda, por compartir sus valiosos conocimientos en la Maestría de Redes Inteligentes y por su correcta dirección en el presente trabajo de titulación. Gracias por todos los lineamientos que permitieron alcanzar con el objetivo planteado.*

*Al Dr. Nelson Granda, por confiar en mis capacidades para el desarrollo del presente trabajo. Gracias por todo el interés mostrado y su valiosa ayuda en el proceso.*

*A la familia Arellano Cajas conformada por: Milton Arellano, Patricia Cajas y Sandy Arellano. Gracias por estar siempre pendientes de mi progreso diario y por todo el apoyo brindado.*

*A mis grandes amigos y compañeros de la Maestría: Diego Aguas, Edwin Quisilema y Bolívar Escobar, por el trabajo en equipo que fue pieza clave para superar todos obstáculos encontrados en proceso de preparación académica. Gracias por todas las alegrías y anécdotas que hicieron de esta etapa una experiencia muy gratificante.*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>AVAL</b> .....	<b>I</b>
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	<b>II</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>IV</b>
<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>VIII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>IX</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Pregunta de Investigación.....	3
1.2 Objetivo General .....	3
1.3 Objetivos Específicos .....	3
1.4 Alcance .....	4
1.5 Marco Teórico .....	5
1.5.1 Estado del Arte .....	5
1.5.1.1 Evolución teórica del Estimador de Estado Híbrido (HSE).....	5
1.5.1.2 Importancia de la Estimación de Estado.....	6
1.5.2 Estimación de Estado Convencional.....	7
1.5.2.1 Función de densidad de probabilidad y la función de probabilidad .....	8
1.5.2.2 Método de Mínimos Cuadrados Ponderados.....	9
1.5.2.3 Algoritmo para el estimador por WLS. ....	11
1.5.2.4 Problemas de condicionamiento numérico .....	12
1.5.2.5 Formulación de la Matriz Aumentada de Hatchel.....	13
1.5.3 Estimación de Estado considerando Mediciones Fasoriales.....	14
1.5.3.1 Sistema de Medición Fasorial.....	15
1.5.3.2 Estimador de Estado Híbrido Lineal.....	16
1.5.3.3 Algoritmo del Estimador Híbrido Lineal .....	19
1.5.3.4 Estimador de Estado Híbrido No Lineal. ....	19
1.5.3.5 Algoritmo del Estimador Híbrido No lineal.....	22
1.5.4 Detección e Identificación de Datos Erróneos.....	22
1.5.4.1 Prueba de Chi Cuadrada $\chi^2$ .....	22
1.5.4.2 Prueba del residuo Normalizado $rN$ .....	23
1.5.5 Calidad de la Estimación de Estado .....	24
1.5.6 Método de Puntos Interiores (IPM). ....	25
1.5.6.1 Formulación del problema y el Lagrangiano. ....	25

1.5.6.2	Condiciones de Optimalidad Karush Kunh Tucker (KKT).....	26
1.5.6.3	Cálculo de la dirección de búsqueda mediante Newton.....	27
1.5.6.4	Actualización de variables primales, duales y parámetro de barrera....	29
1.5.6.5	Criterios de convergencia y punto inicial.....	30
1.5.6.6	Algoritmo del Punto Interior Primal Dual de Barrera Logarítmica. ....	31
<b>2</b>	<b>METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL ALGORITMO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO HÍBRIDA.....</b>	<b>32</b>
2.1	Propuesta metodológica.....	32
2.2	Etapa 1.....	33
2.2.1	Formulación matemática del modelo propuesto para Estimación Híbrida. ...	33
2.2.1.1	Función Objetivo.....	34
2.2.1.2	Restricciones de igualdad no lineales.....	34
2.2.1.3	Restricciones de igualdad lineales.....	35
2.2.1.4	Restricciones de desigualdad lineales.....	35
2.2.1.5	Variables del problema.....	35
2.2.2	Modelamiento del sistema eléctrico para la estimación de estado.....	36
2.2.2.1	Modelamiento de Generadores.....	36
2.2.2.2	Modelamiento de Cargas.....	36
2.2.2.3	Modelamiento de Capacitores y Reactores.....	36
2.2.2.4	Modelamiento de Transformadores y Líneas de Transmisión.....	38
2.2.2.5	Matriz de admitancias.....	39
2.2.2.6	Ecuaciones de la Red.....	40
2.2.3	Solución del problema mediante el método de puntos interiores.....	41
2.3	Etapa 2.....	46
2.3.1	Interfaz de programación.....	46
2.3.2	Librerías empleadas en el entorno de programación.....	46
2.3.3	Diagrama de flujo del programa de estimador convencional.....	48
2.3.4	Diagrama de flujo del programa de estimador híbrido lineal.....	49
2.3.5	Diagrama de flujo del programa de estimador híbrido no lineal propuesto.....	50
2.4	Etapa 3.....	51
2.4.1	Flujo de Potencia para las redes de prueba.....	51
2.4.2	Ubicación de mediciones en las redes de prueba.....	55
2.4.2.1	Ubicación de mediciones convencionales.....	55
2.4.2.2	Ubicación de mediciones fasoriales.....	57
2.4.3	Desviaciones para mediciones convencionales y fasoriales.....	62



2.4.4	Simulación y evaluación de resultados de las redes de 5 y 39 barras modificada. ....	64
2.4.4.1	Índice de desempeño del Algoritmo (ID). ....	64
2.4.4.2	Índice de convergencia. ....	65
2.4.4.3	Caso 1. ....	65
2.4.4.4	Caso 2. ....	66
2.4.4.5	Caso 3. ....	68
2.4.4.6	Caso 4. ....	70
<b>3</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSION</b> .....	<b>76</b>
3.1	Consideraciones preliminares. ....	76
3.1.1	Modelamiento del Sistema Nacional Interconectado. ....	76
3.1.2	Estimador de Estado Convencional del Centro de Control de Energía. ....	78
3.1.3	Interfaz de comunicación con el sistema SCADA y WAMS. ....	79
3.1.4	Módulo de detección e identificación de errores. ....	79
3.2	Selección de los escenarios de operación del SNI. ....	81
3.2.1	Validación del modelo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. ....	82
3.2.2	Simulación de estimación de estado híbrida aplicada al SNI. ....	87
3.3	Discusión de resultados obtenidos. ....	104
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>107</b>
4.1	Conclusiones. ....	107
4.2	Trabajos futuros. ....	109
<b>5</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>110</b>
<b>6</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>A1</b>
	ANEXO A. Parámetros eléctricos de las redes de prueba. ....	A1
	ANEXO B. Ecuaciones de la red y derivadas parciales de primero y segundo orden. ....	B1
	ANEXO C. Ejemplo demostrativo de estimación de estado híbrida. ....	C1
	ANEXO D. Manual de usuario para la aplicación computacional. ....	D1

## RESUMEN

El desarrollo tecnológico enfocado a la medición de Sistemas Eléctricos de Potencia ha proporcionado equipos sofisticados que estiman fasores de voltajes y corriente sincronizados, brindando un mayor beneficio que los equipos convencionales. Las diversas aplicaciones computacionales que se pueden desarrollar con mediciones fasoriales para la supervisión de una red eléctrica representan un actual desafío para los Analistas Eléctricos.

El presente trabajo propone implementar la formulación matemática de un Estimador de Estado Híbrido No Lineal dedicado a la supervisión de un sistema de potencia, el cual incorpora en su algoritmo las mediciones convencionales del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) y mediciones sincronizadas del sistema WAMS (Wide Area Monitoring System). El estimador híbrido implementado está modelado como un problema de optimización sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad. La técnica empleada para resolver el problema es el método del Punto Interior Primal Dual.

Empleando las funciones matemáticas del entorno de programación de Python, se desarrolla una aplicación computacional que realiza la estimación de estado estática para un sistema eléctrico de  $n$  barras. La aplicación estima el escenario de operación considerando el modelo de red, las precisiones de los equipos y las mediciones SCADA/WAMS. El programa computacional es aplicado a las redes de prueba de 5 barras, 39 nodos modificada de la IEEE y a la red observable del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, cuyo modelo fue obtenido del EMS de CENACE. Finalmente, para el último caso, se comparan los resultados obtenidos con el Estimador Convencional de CENACE.

**PALABRAS CLAVE:** Estimador de Estado Híbrido, Método del Punto Interior, SCADA/EMS, PMUs, Software Python, Smart Transmission Grid,

## ABSTRACT

Technological development focused on the measurement of Electrical Power System has provided sophisticated equipment that estimates synchronized voltage and current phasors, providing a greater benefit than conventional equipment. Computational applications that can be developed with phasor measurements for the supervision of an electrical system represent a current challenge for Electrical Analysts.

The present work proposes to implement the mathematical formulation of a Non- Linear Hybrid State Estimator dedicated to supervision of a Power System, which incorporates in its algorithm the conventional measurements of the SCADA system (Supervisory Control and Data Acquisition) and synchronized measurements of the WAMS system (Wide Area Monitoring System). The implemented hybrid estimator is modeled as an optimization problem subject to equality and inequality constraints. The technique used to solve the problem is the Primal Dual Interior Point method.

Using the mathematical functions of the Python programming environment, a computational application is developed that performs the static state estimation for an electrical system of  $n$  buses. The application estimates the operation scenario considering the network model, the accuracy of the equipment and the SCADA / WAMS measurements. The computer program is applied to the test networks of 5 bus, 39 modified nodes of the IEEE and to the observable network of the National Interconnected System of Ecuador, whose model was obtained from CENACE's EMS. Finally, for the last simulation, the results are compared with the CENACE's Conventional Estimator.

**KEYWORDS:** Hybrid State Estimation, Interior Point method, SCADA/EMS, PMUs, Software Python, Smart Transmission Grid.

# 1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de una moderna red eléctrica que provea confiabilidad y sostenibilidad en el abastecimiento eléctrico ha llevado a varios países al desarrollo de las redes eléctricas inteligentes. Una parte constitutiva de las mismas, son las redes de transmisión inteligentes (Smart Transmission Grids), las cuales se componen de tres elementos interactivos identificados como: los centros de control inteligentes, la red de transmisión y las subestaciones automatizadas. El desarrollo de los centros de control inteligentes constituye la implementación de nuevas funcionalidades en los centros de control existentes, enfocados a mejorar el Monitoreo / Visualización, la Capacidad Analítica y la Controlabilidad del Sistema Eléctrico [1]. En este sentido, una de las herramientas modernas para mejorar el monitoreo es el estimador de estado basado en mediciones provenientes de Unidades de Medición Fasorial (PMUs por sus siglas en inglés).

En Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) es el encargado de la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), para ello dispone del estimador de estado que es el núcleo central de las aplicaciones del sistema de gestión de Energía (EMS por sus siglas en inglés). El funcionamiento permanente del estimador depende de la adquisición de datos del S.N.I, que es proporcionado por el sistema de adquisición de datos, supervisión y control (SCADA por sus siglas en inglés).

En miras a implementar diferentes tecnologías de redes inteligentes, en Ecuador se ha desarrollado el programa REDIE (Redes Inteligentes Ecuador), en donde, CENACE tiene un rol fundamental con la ejecución del proyecto de implementación de Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (WAMS por sus siglas en inglés), el cual permite disponer de nuevas mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente para el monitoreo provenientes de PMUs instalados en el S.N.I. [2].

El estimador convencional disponible en CENACE, proporciona al operador la información fundamental para la supervisión y monitoreo de la red eléctrica en estado estacionario. Asimismo, sus resultados son utilizados para ejecutar el resto de las aplicaciones del EMS, tales como: flujo de potencia, análisis de seguridad, flujo óptimo de potencia, entre otras. Sin embargo, su funcionamiento depende del mantenimiento preventivo que se lo realice, el cual tiene varios procedimientos, uno de ellos, es la revisión de la redundancia de mediciones disponibles en el Sistema Eléctrico de Potencia, que permite mejorar la calidad de la estimación [3]. Por otra parte, aún no se han empleado las mediciones disponibles del sistema WAMS en el procedimiento de revisión de redundancia. En este

sentido, se plantea la implementación de un modelo de estimador híbrido que utilice las mediciones de los sistemas SCADA y WAMS, con el fin de emplear la redundancia disponible proporcionada por las mediciones de los PMUs, potenciando de esta manera los resultados del estimador, lo que a su vez aportará con el desarrollo de los centros de control inteligentes en Ecuador.

El presente trabajo propone el desarrollo de un programa computacional para implementar un Estimador de Estado Híbrido Centralizado, no lineal, que realice la estimación de la red en estado estacionario. El estimador considerará en su algoritmo las mediciones de los sistemas SCADA y WAMS simultáneamente. Para el desarrollo del algoritmo se emplea la formulación de mínimos cuadrados ponderados y es resuelto como un problema de optimización a través del método de Puntos Interiores Primal-Dual [4] [5]. La aplicación propuesta funciona fuera de línea y puede ser empleado para análisis del S.N.I sin afectar el funcionamiento de las herramientas EMS del centro de control de CENACE. Esta aplicación es implementada en el entorno de programación de Python 3.6 y sus resultados permiten definir los beneficios de incorporar mediciones fasoriales en la estimación de estado aplicado al S.N.I.

El desarrollo del proyecto está conformado por 4 capítulos, descritos a continuación:

En el primer Capítulo se presenta los objetivos y alcance del trabajo. Posteriormente se realiza una revisión del estado del arte del estimador híbrido para sistemas eléctricos de potencia, se describe la formulación matemática convencional del estimador de estado, sus modificaciones para reducir problemas de mal condicionamiento de matrices. Se revisan las ecuaciones matemáticas que se emplean para la detección de errores en el proceso de estimación. Además, se describe de manera general el sistema SCADA/EMS y WAMS que dispone CENACE.

En el segundo Capítulo se presenta la metodología para la implementación del modelo de estimador híbrido. Se diseña el algoritmo del cálculo del estimador de estado convencional, estimador híbrido lineal y estimador híbrido no lineal. Además, se incluye el modelamiento matemático de los elementos del sistema eléctrico, la matriz de impedancia, ecuaciones de flujos de potencia y derivadas parciales empleando técnicas matriciales de números complejos. Adicionalmente, se describe el método del Punto Interior Primal – Dual aplicado al modelo de estimación híbrida. Por último, los algoritmos diseñados son aplicados a las redes de prueba de 5 y 39 nodos modificada de la IEEE, se analizan y se comparan los resultados obtenidos.

En el tercer Capítulo se presenta la aplicación del algoritmo de estimador de estado híbrido seleccionado al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. La simulación es realizada para dos escenarios del S.N.I en operación normal. Finalmente, se realiza la comparación de resultados obtenidos con el algoritmo propuesto respecto a valores calculados por el estimador convencional del Operador Nacional de Electricidad. A partir de estos resultados, se determinan los beneficios de la aplicación computacional desarrollada para análisis de sistemas eléctricos de potencia.

En el cuarto Capítulo se resumen las conclusiones y recomendaciones obtenidas a lo largo del trabajo realizado.

## **1.1 Pregunta de Investigación**

Conociendo la importancia de los resultados del estimador de estado para la supervisión, monitoreo y operación de un Sistema Eléctrico de potencia, y haciendo énfasis a las herramientas computacionales que dispone Operador Nacional de Electricidad CENACE en Ecuador, se plantea la siguiente interrogante: ¿Es posible mejorar la calidad de la estimación de estado para el Sistema Nacional Interconectado, incorporando en la formulación matemática del estimador las mediciones fasoriales de voltajes y corrientes que dispone el sistema WAMS?

## **1.2 Objetivo General**

Realizar una herramienta computacional en el entorno de programación de Python 3.6 que contenga un algoritmo de Estimación de Estado considerando las mediciones convencionales del sistema SCADA y las mediciones fasoriales del sistema WAMS, para aplicarlo al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

## **1.3 Objetivos Específicos**

- Realizar una revisión del estado del arte de los algoritmos de estimación de estado híbrida no lineal, que empleen la formulación de mínimos cuadrados ponderados.
- Seleccionar un algoritmo para estimación de estado híbrida no lineal en base al análisis del estado de arte realizado.
- Implementar una herramienta computacional en el lenguaje de programación de Python 3.6, empleando el algoritmo del estimador de estado elegido.

- Aplicar la herramienta computacional desarrollada a redes eléctricas de prueba de la IEEE y escenarios de operación en estado estacionario del S.N.I. del Ecuador.
- Evaluar el impacto de las mediciones fasoriales en la estimación de estado mediante la comparación de resultados del estimador propuesto respecto al estimador convencional empleado en CENACE.

## 1.4 Alcance

En el presente trabajo se realizará la revisión del estado del arte del estimador de estado híbrido (HSE por sus siglas en inglés) con una infraestructura de medición centralizada y la formulación matemática de mínimos cuadrados ponderados. Sobre la base de la revisión de la literatura técnica, se escoge un algoritmo que permita definir el procedimiento adecuado para la inclusión de mediciones sincro fasoriales y convencionales en el modelo matemático.

Con la selección del algoritmo de HSE, se desarrolla un programa computacional para un sistema de  $n$  barras en el entorno de programación Python 3.6. La modelación de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia, las ecuaciones de flujo de potencia y sus derivadas parciales, son realizadas con la notación matricial desarrolladas por Ray D. Zimmerman [6] [7]. Además, el programa también contempla ecuaciones matemáticas para la detección y eliminación de errores de medición y el método de Puntos Interiores Primal Dual para solución del problema de optimización.

La metodología desarrollada, implementa en forma de scripts de Python 3.6, los algoritmos del estimador de estado convencional, el estimador Híbrido lineal por dos etapas y el estimador híbrido no lineal. Se crean archivos planos con la información del modelo eléctrico para las redes de prueba de: 5 nodos [8], y 39 nodos modificada de la IEEE[9], y se efectúa la simulación de las redes de prueba aplicando los tres algoritmos de estimación, en este sentido, se realizará el análisis y comparación de los resultados obtenidos.

Mediante rutinas en Python 3.6, se desarrollan una interfaz de comunicación con el sistema EMS y el sistema WAMS para el procesamiento de las mediciones. En el caso de los parámetros eléctricos del Sistema Nacional Interconectado, se diseñará una script que permita validar el modelo eléctrico de la red.

Posteriormente, se aplica el algoritmo del estimador híbrido propuesto a dos escenarios de operación normal en estado estacionario del S.N.I., uno para demanda máxima y el otro

para demanda mínima. Los escenarios empleados para el análisis son observables, sin anomalías en estados de interruptores y seccionadores. Los resultados obtenidos son luego comparados con valores calculados por el estimador convencional empleado en CENACE. Por último, se cuantifica el impacto de la inclusión de mediciones fasoriales en la calidad de la estimación de estado del S.N.I

La herramienta computacional desarrollada funciona fuera de línea sin afectar a las aplicaciones en tiempo real del sistema SCADA/EMS, la interfaz de comunicación es actualizable a nuevos cambios topológicos, parámetros eléctricos y nuevas mediciones convencionales y de PMUs. Finalmente, se elabora una manual de usuario para el manejo de la herramienta computacional propuesta

En este proyecto de titulación no se realiza la ubicación óptima de PMUs para el S.N.I, sino que se empleará la ubicación actual de estos equipos en la red. No se efectúa la estimación topológica del sistema, al contrario, se empleará un procesador topológico para el S.N.I que considere los escenarios de operación sin anomalías en estados de interruptores y seccionadores. Por otra parte, las mediciones fasoriales no son sometidas a un preprocesamiento de datos en series temporales, pero si se realiza un análisis estadístico de tendencia central en una ventana de tiempo apropiada para definir los valores que serán ingresados al algoritmo del HSE.

## **1.5 Marco Teórico**

### **1.5.1 Estado del Arte**

#### **1.5.1.1 Evolución teórica del Estimador de Estado Híbrido (HSE)**

Tradicionalmente el estimador de estado de un centro de control emplea las mediciones de voltaje, potencia activa y reactiva proporcionada por el sistema SCADA, su algoritmo de cálculo contiene la formulación matemática de mínimos cuadrados ponderados WLS. Con la creciente implementación de PMUs en la red eléctrica, se ha convertido en un tema de interés el mejorar los valores estimados incorporando mediciones fasoriales de voltaje y corriente en el algoritmo de cálculo.

Durante años, los investigadores han desarrollado varios modelos de estimadores híbridos para el análisis en estado estacionario. En 1985, con Thorp y Phadke, inicio el uso de la medición de voltaje y ángulo obtenida de la componente simétrica de un relé de distancia en la formulación WLS del estimador de estado estático. En la investigación, no se comparan resultados con otros algoritmos, sin embargo, se identifica que al incrementar el número de mediciones de ángulos, el método WLS converge en menos iteraciones [10].



A partir del año 2008, varios trabajos como: [11], [12], [13], [14], tienen un valioso aporte demostrando que la exactitud de un estimador híbrido con inclusión simultánea de mediciones convencionales y fasoriales es superior al estimador que emplea únicamente mediciones SCADA. Estos aportes definen que la inclusión de mediciones provenientes de las PMUs mejora significativamente la calidad de las variables estimadas, cabe señalar que el beneficio es mayor de acuerdo con el incremento de los medidores sincrofasoriales instalados en la red eléctrica.

Desde el año 2010 en los trabajos [15], [16], [17], los investigadores demuestran que en la implementación de un estimador híbrido no lineal, se deben incorporar las mediciones fasoriales de corriente en coordenadas rectangulares. Esta formulación consigue mejores resultados en términos de exactitud y converge en menos iteraciones comparado a los otros de métodos de integración de corrientes fasoriales.

En 2018, los autores Jin y Chen [18] compararon 5 modelos de estimadores híbridos estáticos, cuatro de estos integran las mediciones convencionales y fasoriales en una etapa de procesamiento y uno integra las mediciones fasoriales como segunda etapa después de la convergencia de estimador convencional. Se establece que el modelo con mejores resultados en términos de exactitud es el estimador híbrido de una etapa de procesamiento con inclusión de corriente y ángulo en coordenadas rectangulares. Sin embargo, su tiempo de convergencia es relativamente mayor al resto de algoritmos. El estudio es realizado con las redes de prueba de 14 y 118 nodos de la IEEE.

La evolución del estimador híbrido refleja que el algoritmo adecuado para mejorar la calidad de las variables estimadas empleando mediciones fasoriales corresponde al algoritmo del estimador híbrido simultáneo no lineal con incorporación de voltajes en coordenadas polares y corrientes en coordenadas rectangulares. Es de suma importancia señalar, que este modelo requiere de un mayor tiempo de convergencia, pero ofrece la mayor exactitud respecto a los otros modelos, siendo la mejor opción para cumplir los objetivos planteados en el presente proyecto.

### **1.5.1.2 Importancia de la Estimación de Estado**

El estimador de estado tiene un rol muy importante en la operación del sistema eléctrico de Potencia, pues, es una herramienta fundamental del sistema de administración de energía (EMS) que a través de sus resultados el operador de un Centro de Control puede disponer del estado más probable de la red eléctrica en tiempo real. Además, esta

herramienta es capaz de filtrar mediciones con errores gruesos y estimar la topología de la red, filtrando también estados de interruptores con errores de telemetría.

Por otra parte, los analistas de un sistema eléctrico emplean las aplicaciones del EMS para realizar flujos de potencia, análisis de seguridad ante eventos de contingencia en estado estacionario, con el objetivo de definir las condiciones de operación seguras para el sistema. Los datos de entrada que se emplean para las aplicaciones mencionadas provienen directamente de los resultados del estimador de estado, volviéndolo así una herramienta base y crítica que debe tener buena calidad en sus resultados para el análisis pre y post operativo de una red.

El funcionamiento continuo del estimador brinda el monitoreo de las condiciones de operación de la red; generalmente, sus resultados supervisan los límites operacionales de los elementos que conforman el sistema eléctrico como sobrecargas de transformadores, violaciones de límites de voltaje, violación de límites de unidades de generación y cargas que pueden ser resueltas con acciones remediales de control realizadas por el operador.

Por último, los resultados del estimador también sirven para validar el modelo de red que emplea el resto de las aplicaciones EMS, el desajuste de las variables estimadas puede reflejar errores gruesos relacionados con los parámetros eléctricos de los elementos del sistema. Bajo este contexto, se hace imprescindible y necesario tomar acciones que beneficien la calidad de la estimación de estado para la operación de un sistema de potencia

### **1.5.2 Estimación de Estado Convencional**

La estimación de estado consiste en determinar el estado más probable del sistema eléctrico basándose en mediciones. El estado de un sistema eléctrico de potencia hace referencia a la obtención de todas las variables de la red una vez que se conocen las variables de estado: voltajes y ángulos de fase en todos los nodos. Es decir, que el modelo matemático de la estimación de estado se basa en las relaciones entre las medidas y las variables de estado.

La naturaleza de las mediciones que proporciona un equipo de medición implica la presencia de errores aleatorios, por lo cual, el valor de una medición siempre estará cercano al valor real del parámetro, pero difiere por una incertidumbre. Se asume que los errores de medición tienen propiedades estadísticas y obedecen a una función de distribución de probabilidad conocida. La función que se asume comúnmente corresponde

a la función de distribución Normal (Gaussiana), la cual contiene los parámetros: media,  $\mu$ ; y varianza,  $\sigma^2$  [19].

El problema de la **estimación de estado convencional** se basa en el criterio de máxima probabilidad, la cual es resuelta por dos parámetros: la función de densidad de probabilidad (P.D.F), y la función de distribución (D.F). A continuación, se explica con más detalle los parámetros anteriormente mencionados.

### 1.5.2.1 Función de densidad de probabilidad y la función de probabilidad

La función de densidad de probabilidad Normal o también conocida como Gaussiana, para una variable aleatoria  $z$  está definida por:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (1.1)$$

Donde:  $z$  : es la variable aleatoria

$\mu$  : es la media o valor esperado de  $z$

$\sigma$  : es la desviación estándar de  $z$

El valor esperado de  $z$  se lo representa como  $E(z)$ , la función de densidad Normal puede ser estandarizada con el reemplazo de variable  $u = \frac{z-\mu}{\sigma}$ , bajo ese contexto, se obtiene que el valor esperado de  $u$  es igual a 0 y la varianza es igual a 1.

Sea  $z$  el valor de una medición,  $\varepsilon$  es el error de la medición y  $z_{verdadero}$  el valor real del parámetro se cumple:

$$z = z_{verdadero} + \varepsilon \quad (1.2)$$

Como los errores son variables aleatorias, las mediciones también lo son. Por lo tanto, se asume que la P.D.F gaussiana para el error tiene un valor esperado;  $E(\varepsilon) = 0$  y una varianza  $\sigma^2$ . Para el caso de las mediciones se asume que el valor esperado  $E(z) = \mu$ , y su función de distribución normal esta expresada como la ecuación 1.1.

Al juntar las funciones de densidad de probabilidad se obtiene la **función de probabilidad** de medir  $m$  mediciones independientes, cada una con una PDF gaussiana. La función está expresada como:

$$f_m(\mathbf{z}) = f(z_1) + f(z_2) + f(z_3) + \dots + f(z_m) \quad (1.3)$$

Donde:  $\mathbf{z}$  representa el vector de mediciones independientes.

$$\mathbf{z}^T = [z_1, z_2, z_3, \dots, z_m]$$

El criterio de máxima probabilidad corresponde a maximizar la función de probabilidad  $f_m(\mathbf{z})$ . Para la búsqueda del punto óptimo, la función es reemplazada por su logaritmo natural como se muestra en [20] y aplicando las leyes de los logaritmos se obtiene la siguiente expresión :

$$\begin{aligned} l &= \ln(f_m(\mathbf{z})) \\ l &= \ln(f(z_1)) + \ln(f(z_2)) + \ln(f(z_3)) + \dots + \ln(f(z_m)) \\ l &= \ln\left(\frac{1}{\sigma_1\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_1-\mu_1}{\sigma_1}\right)^2}\right) + \ln\left(\frac{1}{\sigma_2\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_2-\mu_2}{\sigma_2}\right)^2}\right) + \dots + \ln\left(\frac{1}{\sigma_m\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_m-\mu_m}{\sigma_m}\right)^2}\right) \quad (1.4) \\ l &= -\frac{1}{2}\sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 - \frac{m}{2}\ln(2\pi) - \sum_{i=1}^m \ln(\sigma_k) \end{aligned}$$

Por consiguiente, la maximización de función de probabilidad para un vector  $\mathbf{z}$  de mediciones independientes, puede ser obtenida resolviendo el siguiente problema:

$$\text{maximizar } (\ln(f_m(\mathbf{z}))) \quad (1.5)$$

o su equivalente:

$$\text{minimizar } \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 \quad (1.6)$$

### 1.5.2.2 Método de Mínimos Cuadrados Ponderados

El criterio de máxima probabilidad tiene como solución el planteamiento de un problema de optimización representado por la ecuación 1.6, esta expresión es conocida como el estimador por mínimos cuadrados ponderados (WLS por sus siglas en inglés).

La estimación de estado convencional basado en el criterio de mínimos cuadrados ponderados aplicada a un sistema eléctrico de potencia está formulada de la siguiente manera [19]:

$$\min J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m (z_i - h_i(\mathbf{x}))^2 / R_{ii} \quad (1.7)$$

La ecuación 1.7 expresada de forma matricial está dada por:

$$\min J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1.8)$$

Donde:  $\mathbf{R} = \text{diag}\{\sigma^2_1, \sigma^2_2, \dots, \sigma^2_m\}$ , es la matriz de covarianza de errores de la medición.

$\mathbf{z}$  : es el vector de mediciones independientes.

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$  : es el vector de funciones no lineales.

$J(\mathbf{x})$  : es la función objetivo del problema de optimización.

$\mathbf{x}$  : es el vector de variables de estado que contiene el módulo de voltaje y ángulo.

El mínimo local para 1.8 se consigue calculando la condición de optimalidad de primer orden que debe satisfacer la condición de ser igual a cero. De esta manera, las primeras derivadas de la función objetivo respecto a las variables de estado están dadas por:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1.9)$$

Donde:  $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$  ; representa el Jacobiano de las funciones no lineales  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ .

Expandiendo la función no lineal  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  mediante series de Taylor y despreciando los términos de la segunda derivada y las de orden superior, se obtiene el esquema de solución conocido como método Gauss - Newton:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - [\mathbf{G}(\mathbf{x}^k)]^{-1} \cdot \mathbf{g}(\mathbf{x}^k) \quad (1.10)$$

Donde:  $\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)$  , es conocida como la matriz Ganancia. Esta matriz se caracteriza por ser dispersa, numéricamente positiva y simétrica para un sistema completamente observable.

A partir del esquema Gauss - Newton, se define el sistema de ecuaciones lineales denominado **ecuaciones normales** (1.11), que es resuelto usando la sustitución adelante/atrás en cada iteración k:

$$[\mathbf{G}(\mathbf{x}^k)] \Delta \mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)] \quad (1.11)$$

Donde:  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ .

$W = R^{-1}$ , es la matriz de ponderaciones de las mediciones.

En el proceso de solución iterativa, la matriz ganancia puede ser descompuesta como un producto de una matriz triangular dispersa y su transpuesta, este método es conocido como la descomposición de **Cholesky**. De esta manera, la matriz ganancia puede ser expresada como:

$$G = L \cdot L^T \quad (1.12)$$

Una vez obtenidos los factores  $L$  y  $L^T$ , el siguiente paso es resolver las ecuaciones normales para  $\Delta x$ :

$$L \cdot L^T \cdot \Delta x^k = t^k \quad (1.13)$$

Donde:  $t^k = \mathbf{H}(x^k)^T \mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(x^k))$ .

Luego se realiza la sustitución **hacia adelante** empleado la ecuación:  $L^T \Delta x^k = u$ .

Posteriormente, se usa la sustitución:  $t^k = Lu$ , y se calcula la variable  $u$  con la ecuación:

$$u = \frac{t^k}{L}.$$

Finalmente, con la variable  $u$  disponible, se realiza la sustitución **hacia atrás**, donde la solución del vector es obtenida con la expresión:  $\Delta x^k = \frac{u}{L^T}$ .

A continuación, se resumen los pasos que se debe seguir para implementar el algoritmo de estimación de estado convencional basado en mínimos cuadrados ponderados.

### 1.5.2.3 Algoritmo para el estimador por WLS

La solución iterativa para el estimador de estado por WLS, que puede ser implementado en programas computacionales, está definida por los siguientes pasos [19]:

1. Iniciar el vector de estado  $x^k = [\theta_1, \theta_2 \dots \theta_n, V_1, V_2 \dots V_n]$  con perfil plano, es decir todos los voltajes inician con valor 1 y los ángulos con valor 0; iniciar el contador de iteraciones  $k = 0$ .
2. Calcular la matriz jacobiana  $\mathbf{H}(x^k)$ .
3. Calcular la matriz ganancia  $\mathbf{G}(x^k)$ .
4. Calcular el lado derecho de la ecuación (1.13),  $t^k = \mathbf{H}(x^k)^T \mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(x^k))$ .
5. Descomponer la matriz ganancia usando Cholesky,  $\mathbf{G}(x^k) = \mathbf{L} \cdot \mathbf{L}^T$ .

6. Obtener  $\Delta x^k$  a partir de:  $L \cdot L^T \Delta x^k = t^k$ , empleando la sustitución hacia adelante y hacia atrás descrito para la solución de 1.13.
7. Evaluar el criterio de convergencia,  $\max|\Delta x^k| \leq \epsilon$ ,  $\epsilon = 1 \times 10^{-4}$
8. Si no se cumple el criterio de convergencia; actualizar las variables estimadas  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ ,  $k = k + 1$ , e ir al paso 2, caso contrario finalizar el algoritmo.

#### 1.5.2.4 Problemas de condicionamiento numérico

La estimación de estado por el método de **ecuaciones normales**, bajo ciertas condiciones que ocurren en los sistemas reales presenta problemas de mal condicionamiento numérico en la matriz ganancia, ocasionando problemas de estabilidad numérica.

Según [21], el mal condicionamiento ocurre debido a la existencia de:

- Disparidad entre los factores de peso.
- Un número elevado de medidas de inyección.
- Conexión entre líneas largas y cortas.

Para solventar el problema del mal condicionamiento, se han propuesto formulaciones alternativas para la estimación de estado, entre las cuales se tiene:

- Ecuaciones normales con restricciones.
- Transformaciones ortogonales.
- Método Híbrido.
- Método Matriz Aumentada de Hatchel.

En los trabajos [19], [21], [22], se realizó la comparación entre las distintas formulaciones mencionadas anteriormente. El análisis entre las formulaciones fue elaborado desde el punto de vista de estabilidad numérica, eficiencia computacional y complejidad de implementación.

Las investigaciones concluyeron que el método de transformaciones ortogonales ofrece la mayor estabilidad numérica, pero tiene un mayor requerimiento computacional para sistemas grandes. Además, el método no puede ser implementado de manera eficiente mediante el modelo desacoplado rápido.

Mientras tanto, los métodos: Híbrido y la matriz aumentada de Hatchel son los que ofrecen a la vez los mejores compromisos en estabilidad numérica y eficiencia computacional. A su

vez, se identificó que los tiempos por iteración al incrementar el número de barras del sistema eléctrico, crece más lentamente con Hatchel que con el método Híbrido.

En el caso de presencia de mediciones virtuales (inyecciones cero), se concluyó que la matriz aumentada es menos sensible en comparación al método Híbrido. Mediante la simulación de redes de 57, 118 y 300 barras con mediciones de inyección cero [19], se comprobó que Hatchel converge en menos iteraciones que el método Híbrido. Con base al análisis entre los distintos métodos, se define que la matriz aumentada de Hatchel llega a ser la formulación más adecuada para el análisis de redes reales.

### 1.5.2.5 Formulación de la Matriz Aumentada de Hatchel

Las mediciones virtuales tienen altos pesos por ser consideradas de gran exactitud, estas mediciones pueden ser modeladas como restricciones de igualdad para el problema de estimación convencional, con el fin evitar el mal condicionamiento de la matriz ganancia. La Matriz aumentada considera las restricciones por inyecciones cero y a su vez aumenta el vector de residuos en su formulación, la cual está dada por [19]:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } J(\mathbf{x}) &= \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{r} \\ \text{sujeto a: } \mathbf{c}(\mathbf{x}) &= 0 \\ \mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) &= 0 \end{aligned} \quad (1.14)$$

Donde:  $\mathbf{r}$  , representa el vector residuales expresado de manera explícita.

La ecuación 1.14 representa un problema de optimización con restricciones de igualdad, para su solución se aplica la función de Lagrange:

$$\mathcal{L} = J(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{c}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\mu}^T (\mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (1.15)$$

Calculando las condiciones de optimalidad se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{x}} = 0 & \quad ; \quad \mathbf{C}^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{H}^T \boldsymbol{\mu} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = 0 & \quad ; \quad \mathbf{c}(\mathbf{x}) = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{r}} = 0 & \quad ; \quad \mathbf{W} \mathbf{r} - \boldsymbol{\mu} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\mu}} = 0 & \quad ; \quad \mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \end{aligned} \quad (1.16)$$



Se despeja  $r$  de la tercera ecuación y se obtiene que:  $r = R\mu$ , se reemplaza el nuevo valor de  $r$  en la ecuación 4 y se consigue un sistema de 3 ecuaciones. Posteriormente se linealiza el sistema reducido y se obtiene:

$$\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z^k \\ 0 \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (1.17)$$

Según [19] y [21], el condicionamiento de la matriz Hatchel puede ser mejorada escalando adecuadamente los pesos del residual. Se emplea la expresión  $\alpha W$  en reemplazo de  $W$  en la ecuación (1.16).

$$\begin{bmatrix} \alpha^{-1}R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z^k \\ 0 \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

Donde:  $\alpha$ , es un parámetro de escalamiento utilizado para controlar la estabilidad numérica. Según [19], el parámetro de escalamiento puede ser obtenido con:

$$\alpha = \frac{1}{\max W_{ii}} \quad o \quad \alpha = \frac{m}{\sum_{i=1}^m W_{ii}} \quad (1.19)$$

La flexibilidad del escalamiento que ofrece Hatchel, es debido a la ventaja de modelar las mediciones virtuales como restricciones de igualdad.

### 1.5.3 Estimación de Estado considerando Mediciones Fasoriales

La incorporación de las mediciones fasoriales proporcionadas por las unidades de medición fasorial (PMU) en la estimación de estado parte de la necesidad de emplear las nuevas tecnologías en el desarrollo de herramientas informáticas innovadoras dedicadas al monitoreo y supervisión del sistema eléctrico de potencia.

Cuando las unidades de medición fasorial son ubicadas en las barras (subestaciones) de un sistema eléctrico pueden medir el fasor de voltaje de la barra y el fasor de corriente de todas las líneas conectadas a ella. En el caso que la red sea completamente observable con la ubicación de los PMUs, se puede determinar el estado del sistema eléctrico con un modelo de estimador de estado lineal [15]. Sin embargo, en redes eléctricas muy amplias no se dispone de suficientes PMUs que proporcionen la observabilidad completa de la red, debido a que no es factible de manera técnica y económica en un corto plazo.

En la práctica, se está incrementando el número de PMUs junto con las mediciones convencionales de flujos en ramas, potencias de inyección y módulos de voltaje en la red. No obstante, la observabilidad estática de la red en su totalidad, sigue definida por las

mediciones convencionales, mientras que las mediciones fasoriales proporcionan una observabilidad parcial del sistema.

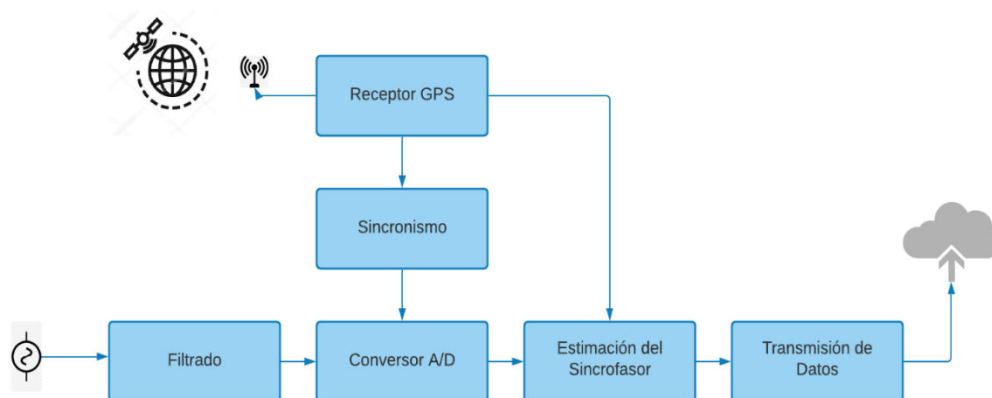
La literatura [18], [20], [23] y [24], define que existe dos maneras de considerar las mediciones fasoriales en la estimación de estado, la primera corresponde al análisis por **dos etapas**, en donde los fasores de voltaje y corriente son añadidos después de la convergencia de un estimador convencional. Mientras que, para el segundo caso, las mediciones fasoriales se integran **simultáneamente** en la matriz jacobiana junto a las mediciones convencionales del sistema.

A continuación, se realiza una breve descripción del sistema de medición fasorial y la formulación matemática de los estimadores híbridos.

### 1.5.3.1 Sistema de Medición Fasorial

En un sistema de medición fasorial, un elemento componente es la unidad de medición fasorial (PMU por sus siglas en inglés), definido como un dispositivo electrónico que permite estimar fasores sincronizados de señales sinusoidales de voltajes y corrientes. El fasor es un número complejo que representa la componente de frecuencia fundamental de voltaje y corriente para un instante de tiempo común. Mediante la medición de fasores se reduce considerablemente la cantidad de datos analógicos del sistema eléctrico de potencia [25].

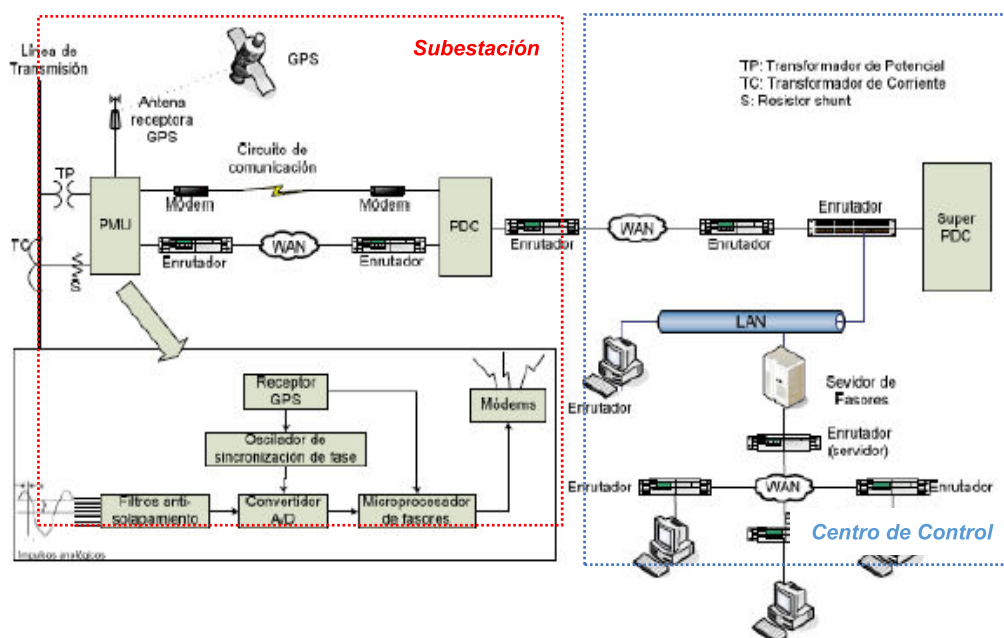
Para la sincronización de dos o más mediciones fasoriales de voltaje y corriente; en barras distantes del sistema, las PMUs emplean la tecnología del Sistema de Posicionamiento Global GPS (Global Positioning System), que, proporciona un tiempo de referencia único para todos los dispositivos. En la Figura 1.1 se muestran los componentes de la unidad de medición fasorial.



**Figura 1.1.** Componentes de una PMU [26]

La información proveniente de los PMUs en una subestación es recolectada por un concentrador de datos de fasores local, conocido también como **PDC** (Phasor Data Concentrator). Este equipo organiza las mediciones fasoriales de acuerdo con su estampa de tiempo. Además, es capaz de informar el estado del sistema de monitoreo, creando informes de datos erróneos, pérdida de conexión, pérdida de adquisición [25].

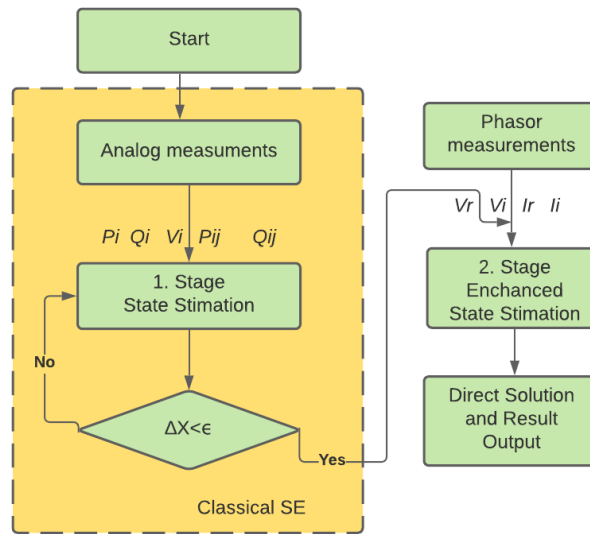
Los sistemas conformados por PMUs, concentradores de datos PDC y medios de comunicación son conocidos como los Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (Wide Area Monitoring System **WAMS**) o Sistemas de Medición Fasorial Sincronizado (**SPMS**). La tecnología **WAMS** involucra algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura robusta capaz de suministrar información dinámica del sistema. En la Figura 1.2 se presenta el esquema del Sistema Monitoreo de Área Extendida.



**Figura 1.2.** Esquema del Sistema de Monitoreo de Área Extendida [24]

### 1.5.3.2 Estimador de Estado Híbrido Lineal

Este modelo de estimador considera las mediciones fasoriales de las PMUs en coordenadas rectangulares, de acuerdo a la literatura, algunos investigadores lo conocen como Estimador de Estado Híbrido Post Procesamiento o de dos etapas [18]. Una de las mayores ventajas de este modelo es su fácil implementación sin afectar el algoritmo de cálculo del Estimador tradicional de un Centro de Control. En la Figura 1.3. se describe el diagrama de flujo del modelo del Estimador de Estado Híbrido Lineal (Hybrid Linear State Estimation HLSE).



**Figura 1.3.** Diagrama de flujo del HLSE [27]

Si el Sistema de Potencia dispone de mediciones fasoriales de voltaje y corriente en coordenadas rectangulares, se puede estimar el escenario de operación empleando la formulación **Lineal**. Esto permite resolver el problema con una solución directa, sin emplear la solución iterativa del estimador convencional.

Según [20], cuando se descompone en su parte real e imaginaria a las mediciones fasoriales y a las variables de estado, se ha identificado que éstas mantienen una relación lineal. De esta manera, las mediciones proporcionadas por las PMUs pueden ser modeladas como:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \boldsymbol{\varepsilon} \quad (1.20)$$

Donde:  $\mathbf{z}$ , es el vector de mediciones fasoriales en coordenadas rectangulares.

$\mathbf{x}$ , es el vector de variables de estado en coordenadas rectangulares  $[V_R \ V_I]$ .

$\mathbf{H}$ , es la matriz jacobiana respecto a las variables de estado rectangulares.

$\boldsymbol{\varepsilon}$ , es el error de la parte real e imaginaria de las mediciones fasoriales.

A partir de la ecuación (1.20) se define el modelo expandido para las mediciones fasoriales, donde se consideran a todos los voltajes y corrientes en coordenadas rectangulares, el método está dada por [27]:

$$z = \begin{bmatrix} [V_R]_{SE} \\ [V_I]_{SE} \\ [V_R]_{PMU} \\ [V_I]_{PMU} \\ [I_R]_{PMU} \\ [I_I]_{PMU} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & I \\ I & 0 \\ 0 & I \\ \frac{\partial I_R^{PMU}}{\partial V_R} & \frac{\partial I_R^{PMU}}{\partial V_I} \\ \frac{\partial I_I^{PMU}}{\partial V_R} & \frac{\partial I_I^{PMU}}{\partial V_I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_I \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{V_R}^{SE} \\ \varepsilon_{V_I}^{SE} \\ \varepsilon_{V_R}^{PMU} \\ \varepsilon_{V_I}^{PMU} \\ \varepsilon_{I_R}^{PMU} \\ \varepsilon_{I_I}^{PMU} \end{bmatrix} \quad (1.21)$$

En la ecuación (1.21),  $I$  representa la matriz identidad. Aplicando condiciones de optimalidad para la formulación de mínimos cuadrados ponderados, considerando el modelo de medición para  $z$  se obtiene:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T R^{-1} [z - Hx] = 0 \quad (1.22)$$

$$H^T R^{-1} z = H^T R^{-1} Hx$$

Por lo tanto, el valor estimado del vector de estado puede ser calculado con la expresión:

$$x = [H^T R^{-1} H]^{-1} H^T R^{-1} z = G^{-1} H^T R^{-1} z \quad (1.23)$$

Donde:  $G$ , es la matriz ganancia.

$R$ , representa la matriz diagonal de covarianza.

$$R = \text{diag}\{\sigma^2_{|V_R_{SE}|}, \sigma^2_{|V_I_{SE}|}, \sigma^2_{|V_R_{PMU}|}, \sigma^2_{|V_I_{PMU}|}, \sigma^2_{|I_R_{PMU}|}, \sigma^2_{|I_I_{PMU}|}\}$$

Los sigmas  $\sigma_V$  y  $\sigma_\theta$  del estimador convencional son evaluados directamente desde la matriz covarianza del vector de estado, la cual es numéricamente igual al inverso de la matriz ganancia  $G^{-1}$  en el punto de convergencia [27]. Se deben seleccionar los valores de la diagonal como las varianzas de las variables estimadas de la primera etapa.

En el estimador híbrido lineal se transforma las mediciones de coordenadas polares a coordenadas rectangulares, esto provoca que las varianzas también cambien su valor debido a la teoría de propagación del error [20]. Teniendo en cuenta que los errores pertenecen a variables independientes, las nuevas varianzas para la parte real e imaginaria de cada medición de voltaje se obtienen con la siguientes ecuaciones [11], [20]:

$$\sigma^2_{V_R} = (\cos^2 \theta_V) \sigma^2_{|V|} + (|V|^2 \text{sen}^2 \theta_V) \sigma^2_{\theta_V} \quad (1.24)$$

$$\sigma^2_{V_I} = (\text{sen}^2 \theta_V) \sigma^2_{|V|} + (|V|^2 \cos^2 \theta_V) \sigma^2_{\theta_V} \quad (1.25)$$

De la misma manera se calculan las varianzas para las corrientes en coordenadas rectangulares tanto para envío como recepción:

$$\sigma^2_{I_{ij,r}} = (\cos^2\theta_{I_{ij}}) \sigma^2_{|I_{ij}|} + (|I_{ij}|^2 \sin^2\theta_{I_{ij}}) \sigma^2_{\theta_{I_{ij}}} \quad (1.26)$$

$$\sigma^2_{I_{ij,i}} = (\sin^2\theta_{I_{ij}}) \sigma^2_{|I_{ij}|} + (|I_{ij}|^2 \cos^2\theta_{I_{ij}}) \sigma^2_{\theta_{I_{ij}}} \quad (1.27)$$

Las fórmulas matemáticas para el cálculo de las derivadas parciales de corrientes fasoriales se describen en el Anexo B.

### 1.5.3.3 Algoritmo del Estimador Híbrido Lineal

Para la implementación de un algoritmo de HLSE en un programa computacional se deben seguir los siguientes pasos:

1. Iniciar el vector de estado  $x^k = [\theta_1, \theta_2 \dots \theta_n, V_1, V_2 \dots V_n]$  con perfil plano, es decir todos los voltajes inician con valor 1 y los ángulos con valor 0; iniciar el contador de iteraciones  $k = 0$ .
2. Ejecutar el algoritmo de estimador de estado convencional descrito anteriormente en 1.5.2.3.
3. Convertir los valores estimados del vector de estado a coordenadas rectangulares  $[V_{se}, \theta_{se}] \rightarrow [V_R, V_I]$ , hacer la misma conversión para los voltajes y corrientes fasoriales  $[V_{PMU}, \theta_{V,PMU}] \rightarrow [V_{PMU,R}, V_{PMU,I}]$ ,  $[I_{PMU}, \theta_{I,PMU}] \rightarrow [I_{PMU,R}, I_{PMU,I}]$ .
4. Calcular las nuevas varianzas para las mediciones en coordenadas rectangulares, de acuerdo con las ecuaciones (1.24), (1.25), (1.26), (1.27).
5. Calcular las matrices: Jacobiano  $H$  en coordenadas rectangulares, Ganancia  $G$  y covarianza  $R$ .
6. Finalmente, aplicar la ecuación (1.23) para obtener los valores estimados del vector de estado. La solución obtenida estará en coordenadas rectangulares.

### 1.5.3.4 Estimador de Estado Híbrido No Lineal

Este modelo de estimador integra las mediciones fasoriales del sistema WAMS y las mediciones convencionales del sistema SCADA en un solo algoritmo de cálculo. Es decir, que, para considerar simultáneamente los valores proporcionados por ambos sistemas, se debe incrementar la dimensión del vector mediciones adicionando los valores fasoriales de voltajes y corrientes en un solo vector. Por lo tanto:

$$z_{total} = \begin{bmatrix} z_{conv} \\ z_{pmu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_{conv}(x) \\ h_{conv}(x) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{conv} \\ \varepsilon_{pmu} \end{bmatrix} \quad (1.28)$$

Según [20], la adición de mediciones de corriente en su forma polar ocasionan problemas numéricos que deterioran el desempeño del estimador, estas dificultades se generan al emplear un perfil plano de voltajes (todas las magnitudes de tensión igual a 1 y ángulos igual a 0) como valores iniciales para el proceso de estimación. Se ha identificado que el perfil plano produce valores indeterminados en la matriz Jacobiana para elementos relacionados con las corrientes. En este sentido, las corrientes en forma polar representan una restricción para el punto de partida del algoritmo. Bajo este contexto, se establece que las corrientes deben ser consideradas en coordenadas rectangulares en el modelo del estimador descrito en esta sección.

Las mediciones que conforman el nuevo vector  $z$  se describe en la Tabla 1.1:

**Tabla 1.1.** Mediciones convencionales y fasoriales

Medición SCADA		Medición PMUs	
$V_{conv}$	Módulo de voltaje.	$V_{pmu}$	Módulo de voltaje.
$P_{iny}$	Potencia de inyección, activa.	$\theta_{pmu}$	Ángulo de fase.
$Q_{iny}$	Potencia de inyección, reactiva.	$I_{ij,r}$	Parte real corriente de envío.
$P_{ij}$	Flujo de potencia activa, envío.	$I_{ij,i}$	Parte imaginaria corriente de envío.
$Q_{ij}$	Flujo de potencia reactiva, envío.	$I_{ji,r}$	Parte real corriente de recepción.
$P_{ji}$	Flujo de potencia activa, recepción.	$I_{ji,i}$	Parte imaginaria corriente de recepción.
$Q_{ji}$	Flujo de potencia reactiva, recepción.		

Para la formulación del modelo no lineal, se emplea el **método de Mínimos Cuadrados Ponderados** considerando el nuevo vector de mediciones, siguiendo el proceso de estimación, se obtiene la matriz Jacobiana, donde se evidencia que ésta incrementa su dimensión debido a nuevos elementos en el vector  $z$ .

En la matriz (1.29), se observan todas las derivadas parciales de primer orden involucradas en el problema de estimación híbrida. Se debe tener en cuenta que el vector de variables de estado ( $x = [V_1, V_2 \dots V_n, \theta_1, \theta_2 \dots \theta_n]$ ) tiene una dimensión dos veces el número de barras menos uno ( $2 * nb - 1$ ), debido a la barra de referencia del sistema, la cual debe ser única tanto para mediciones convencionales como fasoriales. No se pueden tener dos referencias porque se generan resultados erróneos en el estimador.

$$H = \begin{bmatrix} H_{conv} \\ H_{PMU,V} \\ H_{PMU,I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_{conv}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{conv}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial \theta_{pmu}} \\ \frac{\partial V_{pmu}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{pmu}}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ji,r}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ji,r}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ji,i}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ji,i}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (1.29)$$

Para sistemas eléctricos reales se deben considerar a las mediciones virtuales o también conocidas como mediciones de inyección cero, las cuales se caracterizan por ser muy exactas, es decir tienen un valor de ponderación muy alto. Para añadir las inyecciones cero al estimador híbrido se emplea la formulación matemática de la matriz aumentada Hatchel, descrita anteriormente en la sección 1.5.2.5

Debido a la alta no linealidad del problema es necesario emplear métodos matemáticos eficientes y robustos que permitan resolver el problema de optimización del estimador híbrido. Por esta razón se propone el uso del método de puntos interiores aplicado a un problema de optimización con restricciones de igualdad y desigualdad. El mismo será tratado más adelante para su posterior implementación.

En el Anexo B, se describe las expresiones matemáticas para el cálculo de las derivadas parciales del sistema (1.29).



### 1.5.3.5 Algoritmo del Estimador Híbrido No lineal

El algoritmo descrito para el estimador híbrido no lineal emplea la formulación del estimador convencional sin considerar mediciones virtuales.

1. Iniciar la variables de estado con perfil plano  $1.0 \angle 0$ .
2. Transformar las mediciones fasoriales de corriente de envío y recepción a componentes rectangulares  $I_{ij,r}$ ,  $I_{ij,i}$ ,  $I_{ji,r}$ ,  $I_{ji,i}$ .
3. Calcular la matriz Jacobiana empleando la ecuación (1.29).
4. Calcular la matriz covarianzas para las corrientes en componentes rectangulares empleando las ecuaciones (1.24), (1.25), (1.26), (1.27).
5. Añadir a la matriz covarianzas de mediciones convencionales ( $R_{conv}$ ), la matriz de covarianzas de voltajes fasoriales ( $R_V$ ) y corrientes rectangulares ( $R_I$ ).
6. Calcular la matriz ganancia  $G(x^k)$ .
7. Calcular el lado derecho de la ecuación (1.13),  $t^k = H(x^k)^T R^{-1}(z - h(x^k))$ .
8. Descomponer la matriz ganancia usando Cholesky,  $G(x^k) = L \cdot L^T$ .
9. Obtener  $\Delta x^k$  a partir de:  $L \cdot L^T \Delta x^k = t^k$ , empleando la sustitución hacia adelante y hacia atrás descrito para la solución de 1.13.
10. Evaluar el criterio de convergencia,  $\max|\Delta x^k| \leq \epsilon$ ,  $\epsilon = 1 \times 10^{-4}$
11. Si no se cumple el criterio de convergencia; actualizar las variables estimadas  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ ,  $k = k + 1$ , e ir al paso 2, caso contrario finalizar el algoritmo.

### 1.5.4 Detección e Identificación de Datos Erróneos

La detección e identificación de datos erróneos en mediciones convencionales y fasoriales es de suma importancia, debido a que los errores tienen impacto significativo en la estimación de estado. La detección de errores es un proceso que se realiza después de haber calculado el vector de estados estimados.

A continuación, se describe la prueba de Chi-Cuadrada y la técnica del residuo normalizado para el tratamiento de errores gruesos en las mediciones.

#### 1.5.4.1 Prueba de Chi Cuadrada $\chi^2$

Uno de los métodos para detectar errores gruesos en mediciones es la prueba Chi – Cuadrada, la cual es una prueba estadística que emplea los residuos estimados como

variables aleatorias. En estadística, si una variable, en este caso el residuo estimado, tiene distribución Normal estándar ( $e_i \sim N(0,1)$ ), entonces tiene la distribución Chi – Cuadrada. Para realizar la prueba  $\chi^2$ , primero se resuelve el problema de estimación por WLS, luego se calcula el valor de la función objetivo con los valores estimados del vector de estado, cuya expresión matemática está dada por:

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2} \quad (1.30)$$

Posteriormente, se evalúa la condición:  $J(\hat{x}) \geq \chi^2_{(m-n),p}$

Donde:  $m$ , es el número de mediciones.

$n$ , es el número de variables de estado

$(m - n)$ , es el numero de grados de libertad.

$p$ , es el nivel de confianza de detección, se recomienda entre un 95 a 99 % de probabilidad.

Si se cumple que:  $J(\hat{x}) \geq \chi^2_{(m-n),p}$ , entonces existe la sospecha de datos erróneos. Caso contrario las mediciones están libres de errores gruesos [12] [19].

El valor de  $\chi^2_{(m-n),p}$ , se selecciona de la tabla de valores para la Chi-cuadrada según el número de grados de libertad y el nivel de confianza. En el Anexo 5 se adjunta la tabla de valore para  $\chi^2$ .

#### 1.5.4.2 Prueba del residuo Normalizado $r^N$

Cuando la prueba Chi – Cuadrada ha detectado la presencia de mediciones erróneas en los resultados del estimador, se debe realizar otra prueba adicional para identificar la medición errónea que está introduciendo ruido al algoritmo. Esta prueba es conocida como el Máximo Residuo Normalizado  $r^N$  [24].

La prueba del máximo residuo normalizado está formado por los siguientes pasos [19]:

1. Se estima el vector estados por el método WLS y luego se obtiene los elementos del vector residual de mediciones:

$$r_i = z_i - h_i(\hat{x}) \quad (1.31)$$

2. Se calcula la matriz covarianzas de residuales empleando las ecuaciones:

$$S = I - HG^{-1}H^T R^{-1} \quad (1.32)$$

$$\Omega = SR = R - HG^{-1}H^T \quad (1.33)$$

3. Se calcula los residuales normalizados:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (1.34)$$

4. Se selecciona el residual  $r_k^N$  con el mayor valor de todos los valores de residuales normalizados.
5. Si  $r_k^N > c$ , se sospecha que la medición  $k$  tiene error grueso. Se recomienda que el valor de  $c$  sea igual a 3.
6. Finalmente se elimina la medición con posición  $k$  del grupo de mediciones y se vuelve al punto inicial del proceso de estimación.

Las variables empleadas en las ecuaciones (1.31), (1.32), (1.33), (1.34) corresponden a:

- $\Omega$ , es la matriz de covarianza de residuales.
- $S$ , es la matriz de sensibilidad de residuales.
- $I$ , es una matriz identidad.
- $\Omega_{ii}$ , son los valores de la diagonal de la matriz  $\Omega$ .

### 1.5.5 Calidad de la Estimación de Estado

Según [3], la calidad de la estimación de estado depende directamente de una adecuada redundancia del sistema eléctrico de potencia, esto quiere decir que la red debe tener la suficiente cantidad de mediciones en toda la red para que se pueda detectar e identificar las mediciones erróneas.

Numéricamente se define a la redundancia como la diferencia entre el número de mediciones y el número de variables de estado, su función es brindar la capacidad al estimador de estado para detectar e identificar errores. El incremento de la redundancia aumenta la precisión de la estimación [3].

$$r = m - n \quad (1.35)$$

Donde:  $r$ : representa la redundancia.

$m$ : es el número de mediciones.

$n$ : es el número de variables de estado.

Se recomienda un valor mínimo de redundancia de 0.6 [p.u] y un valor máximo de 3 [p.u] [3]. Para calcular los valores en por unidad se puede emplear la relación  $r = \frac{m}{n}$ .

Se distinguen dos tipos de redundancia: **la global y la local**. La primera está enfocada a la diferencia de todas las mediciones del sistema de potencia y las variables de estado, hay que tener en cuenta que un valor alto de redundancia global no necesariamente implica la observabilidad de la red por que puede ser que las mediciones pertenezcan a una sola porción de la red. Mientras que la redundancia **local** corresponde a una parte específica de la red, se dice que existe una carencia de redundancia local cuando el número de mediciones es igual al de variables de estado en una subestación.

### 1.5.6 Método de Puntos Interiores (IPM)

El método de Puntos Interiores es un método de optimización determinístico dedicado a resolver problemas de programación no lineal. Entre las variantes del IPM, uno de los algoritmos más eficientes computacionalmente es el método del punto interior primal dual de barrera logarítmica. En este apartado se explica de manera general el método matemático y el proceso iterativo para determinar el óptimo local. Las ecuaciones matemáticas involucradas en el cálculo del punto óptimo fueron tomadas de las referencias [4],[28].

#### 1.5.6.1 Formulación del problema y el Lagrangiano

El método de punto interior primal dual resuelve problemas de programación no lineal de la forma:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{sujeta a: } g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{1.36}$$

Como primer paso, para el problema 1.9 se transforma las restricciones de desigualdad en igualdad añadiendo una variable de holgura positiva  $s$  de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{Sujeta a: } g(x) = 0 \\ h(x) + s = 0 \\ s \geq 0 \end{aligned} \tag{1.37}$$

Luego, se impone una condición de no negatividad en las variables de holgura, para lo cual se introduce el término de barrera logarítmica en la función objetivo. La barrera logarítmica toma valores grandes a medida que se acerca a la región frontera lejos de la región factible,

a su vez, está compuesta del parámetro barrera  $\mu^k \geq 0$ , que tiende a cero en cada iteración  $k$  a medida que se acerca a la solución óptima. De esta manera se tiene:

$$\begin{aligned} \min f(x) - \mu \sum_{i=1}^{nh} \ln(S_i) \\ \text{Sujeta a: } g(x) = 0 \\ h(x) + s = 0 \end{aligned} \quad (1.38)$$

Posteriormente se formula el Lagrangiano para resolver las ecuaciones 1.11. Se introduce los vectores  $(\lambda, \pi)$  conocidos como multiplicadores de Lagrange para penalizar las restricciones de igualdad, finalmente se obtiene la expresión (1.12) [28]:

$$L(x, s, \lambda, \pi) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^{nh} \ln(S_i) + \lambda^T g(x) + \pi^T (h(x) + s) \quad (1.39)$$

Donde:

$f(x) : \mathbb{R}^{nx} \rightarrow \mathbb{R}$  representa la función objetivo.

$\mu \in \mathbb{R}$  : representa el parámetro de barrera.

$x \in \mathbb{R}^{1*nx}$  : representan las variables de decisión del problema de optimización.

$g(x) \in \mathbb{R}^{1*ng}$  : representa las restricciones de igualdad.

$h(x) \in \mathbb{R}^{1*nh}$  : representa las restricciones de desigualdad.

$\lambda \in \mathbb{R}^{1*ng}$  : representa el multiplicador de Lagrange para restricciones igualdad  $g(x)$ .

$\pi \in \mathbb{R}^{1*nh}$  : representa el multiplicador de Lagrange para restricciones desigualdad  $h(x)$ .

$s \in \mathbb{R}^{1*nh}$  : representa la variable de holgura para las restricciones de desigualdad.

$nh, ng, nx$ : Número de restricciones de desigualdad, igualdad y variables de estado respectivamente.

### 1.5.6.2 Condiciones de Optimalidad Karush Kuhn Tucker (KKT)

Para establecer el punto óptimo se define las condiciones de optimalidad de primer orden (Karush Kuhn Tucker), que corresponde a las derivadas parciales del Lagrangiano igualados a cero:

$$\begin{aligned} L_x &= \frac{\partial L}{\partial x} = f_x + \lambda^T g_x + \pi^T h_x = 0 \\ L_s &= \frac{\partial L}{\partial s} = \pi^T - \mu^k e^T [S]^{-1} = 0 \\ L_\lambda &= \frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(x)^T = 0 \\ L_\pi &= \frac{\partial L}{\partial \pi} = h(x)^T + S^T = 0 \end{aligned} \quad (1.40)$$

Donde:

$L_\lambda \in \mathbb{R}^{1*ng}$  : representa la primera condición de factibilidad primal.

$L_\pi \in \mathbb{R}^{1*nh}$  : representa la segunda condición de factibilidad primal.

$L_X \in \mathbb{R}^{1*nx}$  : representa la condición de factibilidad dual.

$L_S \in \mathbb{R}^{1*ns}$  : representa la condición de complementariedad.

$f_X \in \mathbb{R}^{1*nx}$  : representa el gradiente de la función objetivo.

$g_X \in \mathbb{R}^{ng*nx}$  : representa el jacobiano de las restricciones de igualdad.

$h_X \in \mathbb{R}^{nh*nx}$  : representa el jacobiano de las restricciones de desigualdad.

$e \in \mathbb{R}^{nh*1}$  : representa un vector unitario

$[S]$  : representa una matriz diagonal con los elementos del vector  $s$ , los operadores  $[ \ ]$  convierten un vector de  $n \times 1$  en matriz diagonal de  $n \times n$ .

### 1.5.6.3 Cálculo de la dirección de búsqueda mediante Newton

La dirección de búsqueda se obtiene al aplicar el método de Newton al sistema de ecuaciones (1.40). Este método está basado en las series de Taylor y permite resolver iterativamente el sistema KKT de ecuaciones no lineales [4]. El método de Newton para sistemas de ecuaciones no lineales corresponde a la condición que:  $F_y(y^k)\Delta y = -F(y^k)$ , aplicando el método al sistema se tiene:

$$\begin{bmatrix} L_{XX} & L_{XS} & L_{X\lambda} & L_{X\pi} \\ L_{SX} & L_{SS} & L_{S\lambda} & L_{S\pi} \\ L_{\lambda X} & L_{\lambda S} & L_{\lambda\lambda} & L_{\lambda\pi} \\ L_{\pi X} & L_{\pi S} & L_{\pi\lambda} & L_{\pi\pi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_X \\ L_S \\ L_\lambda \\ L_\pi \end{bmatrix}^T \quad (1.41)$$

$$\begin{bmatrix} f_x^T + g_{xx}^T \lambda + h_{xx}^T \pi & 0 & g_x^T & h_x^T \\ 0 & [\pi] & 0 & [s] \\ g_x & 0 & 0 & 0 \\ h_x & I & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_x^T + g_x^T \lambda + h_x^T \pi \\ [s]\pi - \mu e \\ g(x) \\ h(x) + S \end{bmatrix}$$

Donde:

$\Delta y$ : representa la dirección de Newton.

$F_y(y^k)$  : representa la matriz Jacobiana del sistema, se caracteriza por ser porosa.

$L_{XX} \in \mathbb{R}^{nx*nx}$  : representa la segunda derivada del Lagrangiano con respecto al vector variables de estado  $x$  .

$f_{XX} \in \mathbb{R}^{nx*nx}$  ,  $g_{XX} \in \mathbb{R}^{nx*nx}$  ,  $h_{XX} \in \mathbb{R}^{nx*nx}$  : representan la matriz Hessiana de la función objetivo, restricciones de igualdad y desigualdad respectivamente.

$[\pi]$ ,  $[S]$ : representan la matriz diagonal con los elementos de los vectores  $\pi$ ,  $s$ .

La búsqueda de la dirección puede ser reducido haciendo uso de un artificio matemático [28], para lo cual, se inicia despejando las direcciones  $\Delta\pi$ ,  $\Delta s$  del sistema (1.41), consiguiendo las siguientes expresiones:

$$\Delta\pi = -\pi + [s]^{-1}(\mu e - [\pi]\Delta s) \quad (1.42)$$

$$\Delta s = -h(x) - S - h_x \Delta x \quad (1.43)$$

Posteriormente, se despeja  $L_x$  del sistema (1.41). y se reemplaza el valor de  $\Delta\pi$  y  $\Delta s$  en la misma ecuación.

$$\begin{aligned} L_{XX}\Delta x + g_x^T \Delta \lambda + h_x^T \Delta \pi &= -L_x^T \\ L_{XX}\Delta x + g_x^T \Delta \lambda + h_x^T (-\pi + [s]^{-1}(\mu e - [\pi](-h(x) - S - h_x \Delta x))) &= -L_x^T \end{aligned} \quad (1.44)$$

Se procede agrupar términos y se obtiene:

$$(L_{XX} + h_x^T [s]^{-1} [\pi] h_x) \Delta x + g_x^T \Delta \lambda + h_x^T [s]^{-1} (\mu e + [\pi] h(x)) = -L_x^T \quad (1.45)$$

Si:

$$M = L_{XX} + h_x^T [s]^{-1} [\pi] h_x \quad \text{y} \quad N = L_x^T + h_x^T [s]^{-1} (\mu e + [\pi] h(x))$$

Se obtiene la primera ecuación reducida:

$$M \Delta x + g_x^T \Delta \lambda = -N \quad (1.46)$$

La segunda ecuación corresponde a  $\Delta x$  extraída de (1.41).

$$g_x \Delta x = -g(x) \quad (1.47)$$

Finalmente se consigue llegar a un sistema reducido expresado como:

$$\begin{bmatrix} M & g_x^T \\ g_x & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} N \\ g(x) \end{bmatrix} \quad (1.48)$$

En el proceso iterativo se parte desde un punto inicial  $y^0 = (x^0, s^0, \lambda^0, \pi^0)$  que se va ajustando de acuerdo con el incremento de las iteraciones  $k$ , hasta llegar al punto óptimo  $y^* = (x^*, s^*, \lambda^*, \pi^*)$ . En cada iteración se resolverá el sistema (1.48) para obtener  $\Delta x$  y  $\Delta \lambda$ , posteriormente se calculará las direcciones  $\Delta \pi$  y  $\Delta s$ .

#### 1.5.6.4 Actualización de variables primales, duales y parámetro de barrera

Luego de haber calculado las direcciones de Newton, se debe determinar las longitudes de paso, que son estrictamente positivas y no mayores a 1. Se seleccionan valores de direcciones que cumplan:  $\Delta s^k < 0$  y  $\Delta \pi^k < 0$ .

$$\alpha_p = \min \left( 1, \gamma * \min \left( \frac{-s^k}{\Delta s^k} \right) \right) \quad (1.49)$$

$$0 \leq \alpha_p \leq 1$$

$$\alpha_d = \min \left( 1, \gamma * \min \left( \frac{-\pi^k}{\Delta \pi^k} \right) \right) \quad (1.50)$$

$$0 \leq \alpha_d \leq 1$$

Donde:

$\alpha_p$ ,  $\alpha_d$ : son la longitud de paso para variables primales y duales respectivamente.

$\gamma$ : representa la tolerancia para variables de holgura, su valor típico es igual a 0,99995.

Con las longitudes de paso  $\alpha_p$ ,  $\alpha_d$  y las direcciones  $\Delta x$ ,  $\Delta \lambda$ ,  $\Delta \pi$  y  $\Delta s$ , se procede actualizar las variables primales y duales, obteniéndose una nueva aproximación al punto óptimo:

$$\begin{aligned} x^{k+1} &= x^k + \alpha_p^k \Delta x^k \\ s^{k+1} &= s^k + \alpha_p^k \Delta s^k \\ \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha_d^k \Delta \lambda^k \\ \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha_d^k \Delta \pi^k \end{aligned} \quad (1.51)$$

Para cada iteración el parámetro de barrera debe reducirse, es decir tiende a cero  $\mu^* \rightarrow 0$ . Al momento de encontrar el punto óptimo,  $\mu^*$  debe ser inferior a épsilon que representa un valor muy pequeño  $\mu^* \leq \varepsilon$ .

$$\mu^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{nh} \quad (1.52)$$

$$\rho^k = s^{kT} \pi^k \quad (1.53)$$

$$\sigma^k = \max(0.99\sigma^{k-1}, 0.1) \quad (1.54)$$



Donde:

$\rho^k$  : representa el parámetro gap,  $nh$  es el número de inecuaciones.

$\sigma^k$  : representa el parámetro central, toma valores entre cero y uno, con:  $\sigma^0 = 0.2$

### 1.5.6.5 Criterios de convergencia y punto inicial

Una vez actualizadas las variables primales y duales:  $(x^k, s^k, \lambda^k, \pi^k)$ , se procede a evaluar si el nuevo punto calculado satisface los criterios de convergencia que dan por terminado el proceso iterativo. Por lo tanto, el punto óptimo deberá cumplir con cuatro condiciones:

$$v_1^k \leq \varepsilon_1 ; v_1^k = \max\{\max(h(x)), \|g(x)\|_\infty\} \quad (1.55)$$

$$v_2^k \leq \varepsilon_1 ; v_2^k = \frac{\|f_X + \lambda^T g_X + \pi^T h_X\|_\infty}{1 + \|x\|_2 + \|\lambda\|_2 + \|\pi\|_2} \quad (1.56)$$

$$v_3^k \leq \varepsilon_2 ; v_3^k = \frac{\rho}{1 + \|x\|_2} \quad (1.57)$$

$$v_4^k \leq \varepsilon_2 ; v_4^k = \frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|} \quad (1.58)$$

Donde:

$v_1^k, v_2^k, v_3^k, v_4^k$  : representa la condición primal, la condición dual, la condición de complementariedad y la condición de función objetivo respectivamente

$\varepsilon_1$  : representa a épsilon y toma un valor de  $1 \times 10^{-4}$ .

$\varepsilon_2$  : representa a épsilon y toma un valor de  $1 \times 10^{-2} \varepsilon_1$ .

Cuando se cumple con los criterios de convergencia, la función objetivo del problema es mínima y el parámetro de barrera  $\mu$  es prácticamente despreciable [4].

Se establece un punto inicial para las variables primales y duales con el objetivo de mejorar el rendimiento del algoritmo en el proceso de convergencia y a su vez garantizar que las variables  $s^0, \pi^0$  se han estrictamente positivas. Por lo tanto, se recomienda emplear los siguientes valores iniciales para las variables involucradas en el problema:

**Tabla 1.2.** Valores iniciales para variables primales y duales [4]

Variable	Valor Inicial
$x^0$	Puede iniciar con cualquier valor. Para el caso de estimación se inicia con valor uno para voltajes y cero para ángulos.
$\lambda^0$	Inicia como un vector de ceros
$s^0$	Se calcula el punto inicial para límites superiores e inferiores mediante las ecuaciones: $s_{min}^0 = \min\{\max\{\tau h^\Delta, h(x^0) - h^{min}\}, (1 - \tau)h^\Delta\}$ $s_{max}^0 = h^\Delta - s_{min}^0$ Donde: $h^\Delta = h^{max} - h^{min}$ $\tau = 0.25$ $h^{min} \leq h(x) \leq h^{max}$
$\pi^0$	Se emplea la ecuación: $\pi^0 = \mu[s^0]^{-1}e$

#### 1.5.6.6 Algoritmo del Punto Interior Primal Dual de Barrera Logarítmica

Para implementar el algoritmo del Punto Interior en programas computacionales se define el siguiente procedimiento [4].

1. Definir un punto inicial  $(x^0, s^0, \lambda^0, \pi^0)$ ,  $\mu^0 = 0$  que cumpla con las condiciones de no negatividad, se inicia del contador de iteraciones  $k = 0$ .
2. Evaluar la matriz de restricciones de igualdad, desigualdad  $g(x^k)$ ,  $h(x^k)$  y los jacobianos  $g_x^k$ ,  $h_x^k$ ,  $f_x^k$ .
3. Si el punto  $y^k = (x^k, s^k, \lambda^k, \pi^k)$  cumple con los criterios de convergencia (1.55), (1.56), (1.57) y (1.58), finalizar el proceso, caso contrario continúe al **paso 4**.
4. Calcular la segunda derivada del Lagrangiano  $L_{XX}^k$ .
5. Resolver el sistema KKT mediante Newton con el sistema reducido (1.48).
6. Con los valores  $\Delta\lambda^k$  y  $\Delta x^k$ , obtener  $\Delta\pi^k$ ,  $\Delta s^k$ .
7. Calcular las longitudes de paso primal y dual  $\alpha_p^k, \alpha_d^k$  empleando (1.49), (1.50).
8. Actualizar las variables primales y duales  $(x^{k+1}, s^{k+1}, \lambda^{k+1}, \pi^{k+1})$  mediante (1.51).
9. Actualizar los nuevos parámetros de barrera logarítmica  $\mu^{k+1}$  y el gap de complementariedad  $\rho^{k+1}$ , empleando (1.52) y (1.53).
10. Aumentar el contador de iteraciones  $k = k + 1$  y volver al **paso 2**.

## 2 METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DEL ALGORITMO DE ESTIMACION DE ESTADO HÍBRIDA

En esta sección se describe la metodología estructurada para sustentar la selección del algoritmo dedicado a la estimación de estado híbrida. Se emplean las bases del marco teórico y las diversas discusiones revisadas en el estado del arte acerca del tema para la formulación matemática del modelo propuesto. Se desarrolla un modelo aplicable para un sistema eléctrico de potencia de  $n$  barras.

De acuerdo con varios trabajos analizados, el modelo más adecuado para mejorar la calidad de la estimación de estado estática con la inclusión de mediciones fasoriales es la formulación del **estimador híbrido no lineal** de una etapa. Las consideraciones adicionales que debe tener el algoritmo son detalladas durante el desarrollo del capítulo.

### 2.1 Propuesta metodológica

Se establece una propuesta metodológica constituida por tres etapas:

#### Primera Etapa:

Primeramente, se plantea la propuesta para la formulación matemática del problema de estimación de estado híbrida no lineal. Se definen las variables involucradas en el problema y sus restricciones. Posteriormente, se describe la modelación matemática empleada para los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia, las ecuaciones de la red y las derivadas parciales requeridas para la formación de la matriz jacobiana. Por último, se resuelve el problema empleando el método de optimización de puntos interiores.

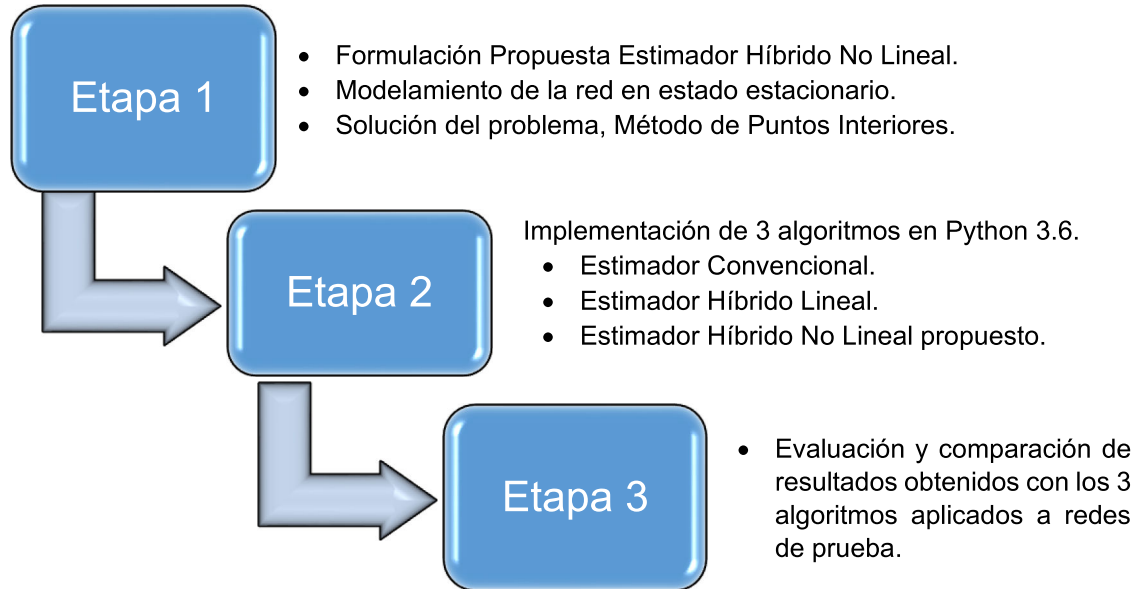
#### Segunda Etapa:

En esta etapa se describe la implementación de algoritmos de estimación de estado en el entorno de programación de Python 3.6. Se desarrollan tres programas computacionales que ejecuten: el algoritmo del estimador convencional (CSE) explicado en 1.5.2.3, el algoritmo del estimador híbrido lineal (HLSE) descrito en 1.5.3.3 y el algoritmo del estimador del estimador no lineal (HNLSE) propuesto en este apartado.

#### Tercera Etapa

Finalmente, se realiza la estimación de estado empleando los programas computacionales desarrollados aplicado a las redes de prueba de 5 y 49 nodos de la IEEE. Se proponen 4 escenarios de operación para el análisis, mediante los resultados obtenidos y fundamentado en criterios de rendimiento en términos de exactitud se evalúa a los tres

algoritmos. Con el análisis realizado se justifica la selección del algoritmo de estimación híbrida que será empleado para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. En la Figura 2.1 se resume la propuesta metodológica:



**Figura 2.1.** Metodología propuesta para la selección del algoritmo

## 2.2 Etapa 1

### 2.2.1 Formulación matemática del modelo propuesto para Estimación Híbrida

Fundamentado en el marco teórico, se propone implementar y aplicar un modelo de estimador estático híbrido no lineal, el cual se formula como un problema de optimización compuesto por una función objetivo, restricciones de igualdad y restricciones de desigualdad.

La formulación matemática obedece a la forma de la matriz aumentada de Hatchel extraída de [19] y está expresada como:

$$\begin{aligned}
 \min J(\mathbf{x}) &= \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{r} \\
 \text{Sujeto a: } \quad & \mathbf{c}(\mathbf{x}) = 0 \\
 & \mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \\
 & \theta_{slack} = 0 \\
 & -\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Para familiarizarse con las variables involucradas en el problema planteado en (2.1), a continuación, se describen de manera detallada las variables involucradas en el modelo matemático.

### 2.2.1.1 Función Objetivo

La función objetivo corresponde a la expresión de la sumatoria de residuales cuadráticos ponderados expresados como un producto matricial, por consiguiente, el problema de estimación híbrida se define como la minimización de la función objetivo dada por:

$$\min J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{r} \quad (2.2)$$

Donde:

$J(\mathbf{x})$ : representa la función objetivo que tiene un valor escalar en [p.u]

$\mathbf{r}$ : vector de residuales asociados expresado de manera explícita;  $\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})$

$\mathbf{x}$ : vector de variables de estado;  $\mathbf{x} = [\theta_1, \theta_2 \dots \theta_n, V_1, V_2 \dots V_n]$

$\mathbf{W}$ : matriz diagonal de pesos;  $\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1} = \text{diag}^{-1}(\sigma^2_i)$

Para un conjunto de  $m$  mediciones se tiene que las dimensiones del vector  $\mathbf{r}$  son de  $m \times 1$ ; y las dimensiones de la matriz  $\mathbf{W}$  es de  $m \times m$ .

### 2.2.1.2 Restricciones de igualdad no lineales

Estas restricciones involucran las ecuaciones no lineales, esto es debido a las expresiones para el cálculo de las potencias de inyección en barras, flujo de potencia y corrientes en ramas. Se distinguen las siguientes restricciones:

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) = 0 \quad (2.3)$$

$$\mathbf{r} - \mathbf{z} + \mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \quad (2.4)$$

Donde:

$\mathbf{c}(\mathbf{x})$  : representa el vector de potencias de inyección cero para nodos donde no existe generación o carga, con dimensión  $n_0 \times 1$ .

La ecuación (2.4) pertenece a la restricción del residual que están sujetas las mediciones.

Donde:

$\mathbf{z}$  : vector de mediciones independientes provenientes del sistema SCADA y WAMS, con dimensión  $m \times 1$ .

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$  : vector función de mediciones, constituido por ecuaciones no lineales dependientes del vector de estado  $\mathbf{x}$ , con dimensión  $m \times 1$ .

### 2.2.1.3 Restricciones de igualdad lineales

En el caso de restricciones lineales se tiene la selección de la barra de referencia conocida también como barra SLACK. La selección de la referencia será única para las mediciones tanto para el sistema SCADA como WAMS, es decir que los ángulos medidos por los PMUs y las mediciones convencionales estarán referenciados a una barra SLACK.

Esta restricción hace referencia al cumplimiento de un ángulo de fase igual a cero tal como se muestra en la ecuación (2.5).

$$\theta_{slack} = 0 \quad (2.5)$$

### 2.2.1.4 Restricciones de desigualdad lineales

Como restricciones de desigualdad se emplea el límite de máxima transferencia de potencia entre dos barras de un SEP, cuyo valor corresponde a  $90^\circ$  [29]. Esta restricción permitirá estimar escenarios de operación con criterios de estabilidad de estado estacionario y evitará soluciones divergentes en ángulos.

$$-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2 \quad (2.6)$$

Donde:

$\theta$  : vector ángulos de voltaje en todas las barras del sistema eléctrico.

### 2.2.1.5 Variables del problema

Para el problema del HNLSE se definen como variables de salida a las variables de estado  $\theta, V_m$ , y se tiene como variable de control al parámetro de estabilidad numérica  $\alpha$  de la matriz aumentada Hatchel descrita anteriormente en (1.19).

$$x = [\theta \ V_m]^T \quad (2.7)$$

Donde:

$\theta$  : representa el vector ángulos de voltaje, con dimensión  $nb \times 1$

$V_m$  : representa el vector magnitud de voltaje, con dimensión  $nb \times 1$

$nb$  : representa el número de barras en la red.

## 2.2.2 Modelamiento del sistema eléctrico para la estimación de estado

El modelamiento del sistema eléctrico para el presente trabajo se fundamenta en los modelos desarrollados por Ray Zimmerman [30], [31], los cuales han sido ampliamente utilizados para análisis de sistemas de potencia en estado estacionario, enfocados a flujos de potencia y flujos óptimos de potencia. Es importante señalar que estos modelos están conformados por matrices y vectores de números complejos, que permiten implementar de manera eficiente los algoritmos de cálculo en el entorno de Python 3.6.

### 2.2.2.1 Modelamiento de Generadores

Un generador es modelado como una potencia compleja de inyección a una barra, para un elemento  $i$  se tiene definido la expresión:

$$s_g^i = p_g^i + j * q_g^i \quad (2.8)$$

Donde:

$s_g^i$  : representa la potencia compleja inyectada de un generador  $i$  en [MVA].

$p_g^i$  : representa la potencia activa inyectada en [MW].

$q_g^i$  : representa la potencia reactiva inyectada en [MVar].

### 2.2.2.2 Modelamiento de Cargas

La carga es modelada como potencia constante compleja conectada a una barra, constituida por una cantidad de potencia activa y reactiva, para un elemento  $i$  se tiene definido la expresión:

$$s_d^i = p_d^i + j * q_d^i \quad (2.9)$$

Donde:

$s_d^i$  : representa la potencia compleja inyectada de una carga  $i$  en [MVA].

$p_d^i$  : representa la potencia activa inyectada en [MW].

$q_d^i$  : representa la potencia reactiva inyectada en [MVar].

### 2.2.2.3 Modelamiento de Capacitores y Reactores

Los capacitores y reactores conectados a una barra son modelados como una admitancia fija. Un elemento  $i$  conectado a una barra está dado por:

$$y_{sh}^i = g_{sh}^i + jb_{sh}^i \quad (2.10)$$

Donde:

$y_{sh}^i$  : Admitancia de elemento shunt  $i$  en [p.u].

$g_{sh}^i$  : Conductancia del elemento shunt en [p.u].

$b_{sh}^i$  : Susceptancia de elemento shunt en [p.u].

En un sistema eléctrico de potencia de  $n$  barras, existen la condición donde varios generadores, cargas, capacitores o reactores están conectados a una sola barra, para lo cual, se debe calcular un equivalente que agrupe todos los elementos y se obtenga un sistema final con un elemento por cada barra. Para agrupar los distintos elementos se emplea la matriz de conexión  $C$ , cuyo elemento  $(i,j)$  es 1, si el componente  $j$  está conectado a la barra  $i$ , caso contrario es 0. Con esta distinción, se define la formulación **matricial** para generadores, cargas, capacitores y reactores [30],:

$$s_{g,b} = C_g s_g \quad (2.11)$$

$$s_{c,b} = C_d \cdot s_d \quad (2.12)$$

$$y_{sh,b} = C_{sh} \cdot y_{sh} \quad (2.13)$$

Donde:

$s_{g,b}$ ,  $s_{c,b}$ ,  $y_{sh,b}$  : son vectores que representan las potencias complejas de generación, carga y los elementos shunt conectados a todas las barras respectivamente. Todos tienen la dimensión de  $n_b \times 1$ .

$C_g$ ,  $C_d$ ,  $C_{sh}$  : son las matrices de conexión para generadores, carga y elementos shunt con dimensión  $nb \times ng$ ,  $nb \times nc$ ,  $nb \times n_{sh}$  respectivamente.

$s_g$ ,  $s_d$ ,  $y_{sh}$  : son vectores que representan todas las potencias complejas de generadores y cargas, y la admitancias de los elementos shunt, con dimensiones  $ng \times 1$ ,  $nc \times 1$ ,  $n_{sh} \times 1$  respectivamente

$ng$  : representa el número de generadores.

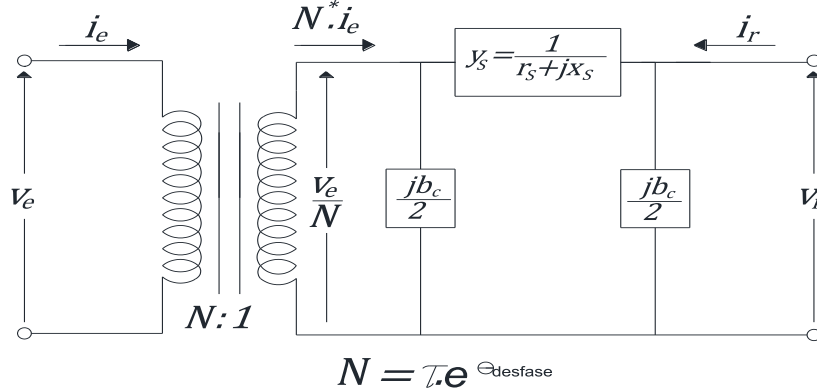
$nc$  : representa el número de cargas.

$n_{sh}$  : representa el número total de capacitores más reactores.



### 2.2.2.4 Modelamiento de Transformadores y Líneas de Transmisión

Según Zimmerman, se puede emplear un modelo de rama común generalizado para el modelamiento de transformadores o líneas de transmisión. Dicho modelo está constituido por un transformador ideal con cambiador de fase conectado en serie al modelo  $\pi$  de una línea de transmisión larga. Su representación gráfica se muestra en la Figura 2.2.



**Figura 2.2.** Modelo de rama común [30]

En el modelo  $\pi$  de la línea de transmisión está compuesto por:  $Z_s = r_s + jX_s$  que es la impedancia en [p.u] y  $b_c$ ; que representa la susceptancia total en [p.u]. Mientras que el transformador tiene una relación de transformación  $\tau$  en [p.u] y un ángulo de desfase  $\theta_{desfase}$ .

En el modelo de rama se puede expresar las corrientes de envío y recepción en términos de una matriz de admitancias conocida como  $Y_{rama}$  multiplicada por el vector de voltajes de envíos y recepción.

$$\begin{bmatrix} i_e \\ i_r \end{bmatrix} = Y_{rama} * \begin{bmatrix} v_e \\ v_r \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Resolviendo el sistema (2.14) se obtiene los elementos componentes de la matriz  $Y_{rama}$ , que están dados por:

$$Y_{rama} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\tau^2} \left( j \frac{b_c}{2} + y_s \right) & -y_s \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{desfase}}} \\ -y_s \frac{1}{\tau e^{j\theta_{desfase}}} & \left( y_s + \frac{jb_c}{2} \right) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

La  $Y_{rama}$  representa la matriz de admitancias para un elemento conectado entre dos barras. Para aplicarlo a una línea de transmisión se debe considerar que:  $\tau = 1$  y  $\theta_{desfase} = 0$ ; mientras que, para el caso de un transformador la susceptancia  $b_c = 0$  y la posición del

tap en por unidad está ubicado en la barra de envío, si el transformador tiene cambiador de fase,  $\theta_{desfase}$  tiene un valor, caso contrario es igual a cero.

De esta manera una rama  $i$  que puede ser una línea o un transformador, esta modelada de manera general con la matriz  $Y_{rama}$  y sus elementos constitutivos corresponden a:

$$Y_{rama}^i = \begin{bmatrix} y_{ee}^i & y_{er}^i \\ y_{re}^i & y_{rr}^i \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Para un sistema eléctrico de  $n$  barras, cada elemento de la matriz  $Y_{rama}$  para todas las ramas, son agrupados en cuatro vectores con dimensión  $nl \times 1$ , los cuales están definidos como  $y_{ee}, y_{er}, y_{re}$  y  $y_{rr}$ . La expresión  $nl$  representa el número de ramas en la red.

### 2.2.2.5 Matriz de admitancias

Cuando se realiza el análisis en estado estacionario de un sistema de potencia, la formación de la matriz de admitancias es fundamental para el cálculo de las variables de estado. Esta matriz tiene la característica de relacionar todas las corrientes inyectadas en barras con todos los voltajes en los nodos del sistema eléctrico. Empleando el modelo de  $Y_{rama}$ , la matriz de admitancia conocida también como  $Y_{barra}$ , con dimensión  $nb \times nb$ , está dada por:

$$Y_{barra} = C_e^T Y_e + C_r^T Y_r + [Y_{sh}] \quad (2.17)$$

Donde:

$C_e$  y  $C_r$ : son matrices de conexión para envío y recepción respectivamente, con dimensión  $nl \times nb$ . Para el caso de la matriz  $C_e$  cada elemento  $(i, j)$  es igual a 1, cuando la rama  $i$  esta conectada a la barra de envío  $j$  y para la matriz  $C_r$  cada elemento  $(i, j)$  es igual a 1 cuando la rama  $i$  está conectada la barra de recepción  $k$ .

$Y_e$  y  $Y_r$ : son matrices que agrupan todas las admitancias correspondientes a las barras de envío y recepción, tienen una dimensión de  $nl \times nb$ . Estas matrices son calculadas empleando los elementos del modelo de  $Y_{rama}$  dadas por:

$$Y_e = [y_{ee}]C_e + [y_{er}]C_r \quad (2.18)$$

$$Y_r = [y_{re}]C_e + [y_{rr}]C_r \quad (2.19)$$

Las dimensiones de  $y_{ee}, y_{er}, y_{re}$  y  $y_{rr}$  en su forma diagonal es de  $nl \times nl$ .

$[Y_{sh}]$  : es la matriz diagonal formada por los admitancias de los elementos shunt (capacitores y reactores), con dimensión  $nb \times nb$ .

[ ] : expresión que convierte a un vector a matriz diagonal.

### 2.2.2.6 Ecuaciones de la Red

Para el caso del estimador de estado, las ecuaciones de la red corresponden al vector de funciones no lineales del vector  $h(x)$  mencionado en (2.1). Estas ecuaciones son empleadas para en el cálculo del vector de residuales en el proceso de estimación, entre las cuales se tienen:

- Potencias de inyección para cargas, capacitores y reactores.
- Potencias de inyección para generación.
- Flujos de potencia en ramas para envío y recepción.
- Corrientes en ramas para envío y recepción.

Cada ecuación de la red se obtiene de la parte real o imaginaria de las expresiones complejas de potencia de inyección, flujos en ramas y corriente en ramas, como se indica en (2.20).

$$h(x) = \begin{pmatrix} V_{conv} \\ P_{inj} = \text{real}(S^{cal}) \\ P_{ij} = \text{real}(S_e) \\ P_{ji} = \text{real}(S_r) \\ Q_{inj} = \text{imag}(S^{cal}) \\ Q_{ij} = \text{imag}(S_e) \\ Q_{ji} = \text{imag}(S_r) \\ V_{pmu} \\ \theta_{pmu} \\ I_{ij,r} = \text{real}(I_e) \\ I_{ij,i} = \text{imag}(I_e) \\ I_{ji,r} = \text{real}(I_r) \\ I_{ji,i} = \text{imag}(I_r) \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

Las expresiones con valores complejos de (2.20) son resultado del producto de matrices descritas anteriormente. En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de las formulaciones con variables complejas para las ecuaciones de red.

**Tabla 2.1.** Expresiones complejas para las ecuaciones de la red

Vector potencia compleja inyectada en barra para generadores, cargas y shunt. Dimensión $nb \times 1$ .	$S^{cal} = [V]I_{barra}^* = [V]Y_{barra}^*V^*$
Vector potencia compleja en ramas para envío y recepción. Dimensión $nl \times 1$ .	$S_e = [C_eV]I_e^* = [C_eV]Y_e^*V^*I_r$ $S_r = [C_rV]I_r^* = [C_rV]Y_r^*V^*$
Corriente compleja en ramas para envío y recepción. Dimensión $nl \times 1$ .	$I_e = Y_eV$ $I_r = Y_rV$

El símbolo \*, representa el conjugado de las variables complejas.

$V$ , es el vector de voltajes complejos de la forma  $|V|e^{j\theta}$ , con dimensión de  $nb \times 1$ .

### 2.2.3 Solución del problema mediante el método de puntos interiores

Con el modelado de los elementos que conforman un sistema eléctrico, el siguiente paso es resolver el problema de optimización de la estimación híbrida empleando el método de puntos interiores primal dual de barrera logarítmica propuesto para el presente proyecto.

Para el problema se tiene las variables primales:  $r, x, s$ , y las variables duales:  $\lambda, \pi$ .

Primeramente, se formula la función Lagrangiana al problema:

$$L(x, s, \lambda, \pi) = \frac{1}{2}r^T \cdot W \cdot r - \mu \sum_{i=1}^{nh} \ln(s_i) + \lambda^T \begin{pmatrix} r - z + h(x) \\ c(x) \\ \theta_{slack} \end{pmatrix} + \pi^T \begin{pmatrix} \theta - \frac{\pi}{2} + s \\ -\theta - \frac{\pi}{2} + s \end{pmatrix} \quad (2.21)$$

Luego, se calcula las condiciones de optimalidad Karush Kunh Tucker.

Debido a que la nomenclatura que se emplea para nombrar a las restricciones de desigualdad  $h(x)$  es igual al vector de funciones no lineales, se empleará el término  $h'(x)$  para representar a las restricciones de desigualdad.

$$\frac{\partial L}{\partial r} = r^T W + \lambda^T_r = 0 \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \lambda^T \mathbf{g}_x + \pi^T \mathbf{h}_x = 0 \quad (2.23)$$

$$\frac{\partial L}{\partial s} = \pi^T - \mu^k e^T [\mathbf{s}]^{-1} = 0 \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \mathbf{g}(x)^T = 0 \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \pi} = \mathbf{h}'(x)^T + \mathbf{s}^T = 0 \quad (2.26)$$

Se determina que  $\mathbf{r} = -\mathbf{R}\lambda_r$  a partir de la ecuación (2.22), posteriormente se reemplaza en la ecuación (2.25), formado un nuevo vector conocido como  $\mathbf{g}_r(x)$ .

$$\mathbf{g}_r(x) = \begin{pmatrix} -\mathbf{R}\lambda_r - \mathbf{z} + \mathbf{h}(x) \\ \mathbf{c}(x) \\ \theta_{slack} \end{pmatrix} \quad (2.27)$$

Al emplear el método de la matriz aumentada de Hatchel, se debe insertar el parámetro  $\alpha$  para controlar la estabilidad numérica en (2.27).

$$\mathbf{g}_r(x) = \begin{pmatrix} -\alpha^{-1}\mathbf{R}\lambda_r - \mathbf{z} + \mathbf{h}(x) \\ \mathbf{c}(x) \\ \theta_{slack} \end{pmatrix} \quad (2.28)$$

Continuando con el proceso de cálculo, se aplica Newton al sistema de ecuaciones de las condiciones de optimalidad y se obtiene:

$$\begin{bmatrix} g_{xx}^T \lambda & 0 & g_x^T & h_x^T \\ 0 & [\pi] & 0 & [s] \\ g_x & 0 & g_{r\lambda} & 0 \\ h_x & I & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} g_x^T \lambda + h_x^T \pi \\ [s] \pi - \mu e \\ \mathbf{g}_r(x) \\ \mathbf{h}'(x) + \mathbf{s} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

Aplicando el artificio matemático explicado en (1.44), (1.45), (1.46), y (1.47), que sirve para reducir el sistema generado por las direcciones de Newton, se consigue:

$$M\Delta x + g_x^T \Delta \lambda = -N \quad (2.30)$$

$$g_x \Delta x + g_{r\lambda} \Delta \lambda = -g_r(x) \quad (2.31)$$

De esta manera, se formula el sistema reducido para calcular las direcciones de Newton enfocado al problema de estimación híbrida no lineal.

$$\begin{bmatrix} M & g_x^T \\ g_x & g_{r\lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} N \\ g_r(x) \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Seguendo el algoritmo del método del punto interior descrito en 1.5.6.6, una vez calculado  $\Delta x$  y  $\Delta \lambda$  se procede a determinar  $\Delta \pi$  y  $\Delta s$  y se continua con el proceso iterativo.

Las derivadas de primer orden  $g_x$ ,  $h_x$ ,  $g_{r\lambda}$  y la derivada de segundo orden  $g_{xx}^T \lambda$  son calculadas empleando expresiones matriciales con números complejos extraídas de [7]. A continuación, se muestra la solución para cada derivada y la demostración de cada expresión matemática es detallada en el Anexo B.

$$g_x = \frac{\partial g(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_{conv}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{conv}}{\partial V} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S^{cal}}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S^{cal}}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S^{cal}}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S^{cal}}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_e}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_e}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_e}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_e}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_r}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_r}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_r}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_r}{\partial V} \right\} \\ \frac{\partial V_{pmu}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{pmu}}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial \theta} & \frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial V} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial I_e}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial I_e}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial I_e}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial I_e}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial I_r}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial I_r}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial I_r}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial I_r}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_0^{cal}}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{R} \left\{ \frac{\partial S_0^{cal}}{\partial V} \right\} \\ \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_0^{cal}}{\partial \theta} \right\} & \mathcal{J} \left\{ \frac{\partial S_0^{cal}}{\partial V} \right\} \\ \frac{\partial \theta_{slack}}{\partial \theta} & \frac{\partial \theta_{slack}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Las derivadas:  $\frac{\partial V_{conv}}{\partial V}$ ,  $\frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial \theta}$ ,  $\frac{\partial V_{pmu}}{\partial V}$ , son matrices de ceros con valor 1 para el elemento  $(i, j)$  donde la variable de estado corresponde a la medición. Mientras que las derivadas:  $\frac{\partial V_{conv}}{\partial \theta}$ ,  $\frac{\partial V_{pmu}}{\partial \theta}$ ,  $\frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial V}$ , son matrices llenas de ceros.

La derivada  $\frac{\partial \theta_{stack}}{\partial \theta}$ , es un vector de ceros con un valor de 1 en la columna correspondiente al ángulo de referencia.

$$G_{\theta}^s = \frac{\partial S^{cal}}{\partial \theta} = j[V]([I_{bus}^*] - Y_{bus}^*[V^*]) \quad (2.34)$$

$$G_{Vm}^s = \frac{\partial S^{cal}}{\partial V} = [V]([I_{bus}^*] - Y_{bus}^*[V^*])[V]^{-1} \quad (2.35)$$

$$S_{\theta}^e = \frac{\partial S_e}{\partial \theta} = j([I^{e*}]C_e[V] - [C_e * V]Y_e^*[V^*]) \quad (2.36)$$

$$S_{Vm}^e = \frac{\partial S_e}{\partial V} = [C_e * V]Y_e^*[E^*] + [I^{e*}]C_e[E] \quad (2.37)$$

$$I_{\theta}^e = \frac{\partial I_e}{\partial \theta} = jY_e[V] \quad (2.38)$$

$$I_{Vm}^e = \frac{\partial I_e}{\partial V} = Y_e[E] \quad (2.39)$$

Las derivadas parciales que emplean la formulación matricial realizan el cálculo de todas las potencias de inyección y flujos en la red; como el conjunto de mediciones corresponde a una porción de todas las ecuaciones, se recomienda crear un índice que permita extraer el valor de la función no lineal correspondiente a la medición.

En el caso de las derivadas para flujos y corrientes de recepción se reemplaza  $C_e$  por  $C_r$  y  $I^e$  por  $I^r$ . Para la derivada  $\frac{\partial S_0^{cal}}{\partial \theta}$  y  $\frac{\partial S_0^{cal}}{\partial V}$  se emplean las ecuaciones (2.34) y (2.35).

El vector  $E$  está formado por elementos de la forma  $e^{j\theta_i}$  para  $n$  barras.

$$g_{r\lambda} = \frac{\partial g_r(x)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} -\alpha^{-1}R \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Las restricciones lineales de desigualdad  $h'(x)$  para un sistema de  $n$  barras pueden ser agrupadas con una expresión de la forma:

$$\mathbf{h}'(x) = \mathbf{A}_I x - \mathbf{B}_I \quad (2.41)$$

De esta manera, la derivada de primer orden para las restricciones de desigualdad es:

$$h_x = \frac{\partial \mathbf{h}'(x)}{\partial x} = \mathbf{A}_I \quad (2.42)$$

Las segundas derivadas están relacionadas únicamente con las restricciones de igualdad no lineales, para su cálculo se emplea la siguiente expresión:

$$\mathbf{g}_{xx}(\lambda) = \frac{\partial}{\partial x} (\mathbf{g}_x^T \lambda) = \text{Real} \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{C} \\ \mathbf{B} & \mathbf{D} \end{bmatrix} + \text{Imag} \begin{bmatrix} \mathbf{E} & \mathbf{G} \\ \mathbf{F} & \mathbf{H} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \mathbf{A} &= G_{\theta\theta}^s(\lambda_p) + S_{\theta\theta}^e(\lambda_{pe}) + S_{\theta\theta}^r(\lambda_{pr}) + I_{\theta\theta}^e(\lambda_{Ire}) + I_{\theta\theta}^r(\lambda_{Irr}) + G_{\theta\theta}^0(\lambda_{p0}) \\ \mathbf{B} &= G_{Vm\theta}^s(\lambda_p) + S_{Vm\theta}^e(\lambda_{pe}) + S_{Vm\theta}^r(\lambda_{pr}) + I_{Vm\theta}^e(\lambda_{Ire}) + I_{Vm\theta}^r(\lambda_{Irr}) \\ &\quad + G_{Vm\theta}^0(\lambda_{p0}) \\ \mathbf{C} &= G_{\theta Vm}^s(\lambda_p) + S_{\theta Vm}^e(\lambda_{pe}) + S_{\theta Vm}^r(\lambda_{pr}) + I_{\theta Vm}^e(\lambda_{Ire}) + I_{\theta Vm}^r(\lambda_{Irr}) \\ &\quad + G_{\theta Vm}^0(\lambda_{p0}) \\ \mathbf{D} &= G_{VmVm}^s(\lambda_p) + S_{VmVm}^e(\lambda_{pe}) + S_{VmVm}^r(\lambda_{pr}) + I_{VmVm}^e(\lambda_{Ire}) + I_{VmVm}^r(\lambda_{Irr}) \\ &\quad + G_{VmVm}^0(\lambda_{p0}) \\ \mathbf{E} &= G_{\theta\theta}^s(\lambda_Q) + S_{\theta\theta}^e(\lambda_{Qe}) + S_{\theta\theta}^r(\lambda_{Qr}) + I_{\theta\theta}^e(\lambda_{Iie}) + I_{\theta\theta}^r(\lambda_{Iir}) + G_{\theta\theta}^0(\lambda_{Q0}) \\ \mathbf{F} &= G_{Vm\theta}^s(\lambda_Q) + S_{Vm\theta}^e(\lambda_{Qe}) + S_{Vm\theta}^r(\lambda_{Qr}) + I_{Vm\theta}^e(\lambda_{Iie}) + I_{Vm\theta}^r(\lambda_{Iir}) \\ &\quad + G_{Vm\theta}^0(\lambda_{Q0}) \\ \mathbf{G} &= G_{\theta Vm}^s(\lambda_Q) + S_{\theta Vm}^e(\lambda_{Qe}) + S_{\theta Vm}^r(\lambda_{Qr}) + I_{\theta Vm}^e(\lambda_{Iie}) + I_{\theta Vm}^r(\lambda_{Iir}) \\ &\quad + G_{\theta Vm}^0(\lambda_{Q0}) \\ \mathbf{H} &= G_{VmVm}^s(\lambda_Q) + S_{VmVm}^e(\lambda_{Qe}) + S_{VmVm}^r(\lambda_{Qr}) + I_{VmVm}^e(\lambda_{Iie}) + I_{VmVm}^r(\lambda_{Iir}) \\ &\quad + G_{VmVm}^0(\lambda_{Q0}) \end{aligned} \quad (2.44)$$

Las fórmulas matemáticas para las segundas derivadas están detalladas en el Anexo B.

Una vez modelado y resuelto el problema de estimación híbrida no lineal, es necesario evaluar las bondades del modelo propuesto respecto a otros algoritmos. En este sentido, en la siguiente etapa se implementa dos modelos de estimadores más el propuesto con la finalidad de realizar la comparación entre resultados y posteriormente definir el algoritmo adecuado que será aplicado al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.



## 2.3 Etapa 2

En esta segunda etapa se realiza el desarrollo de tres programas computacionales empleando software libre de programación.

### 2.3.1 Interfaz de programación

Para la implementación de los algoritmos de estimación se emplea la interfaz de programación Spyder basada en Python 3.6. Los programas fueron desarrollados en un computador con sistema Operativo Windows 10, con 8GB de memoria RAM y procesador Intel Core i7.

Para correr las aplicaciones en otro ordenador se recomienda un sistema operativo Windows 7 o superior, con un procesador igual o superior al Intel Core i5. El equipo también debe tener una memoria RAM mayor o igual a 4 GB. Se recomienda emplear el entorno de Anaconda 1.6.9 o superior, debido a que el mismo tiene la interfaz Spyder con todas las librerías que emplea las aplicaciones desarrolladas. En la Figura 2.3 se ilustra la interfaz Spyder donde fue desarrollado el programa computacional para el presente proyecto.

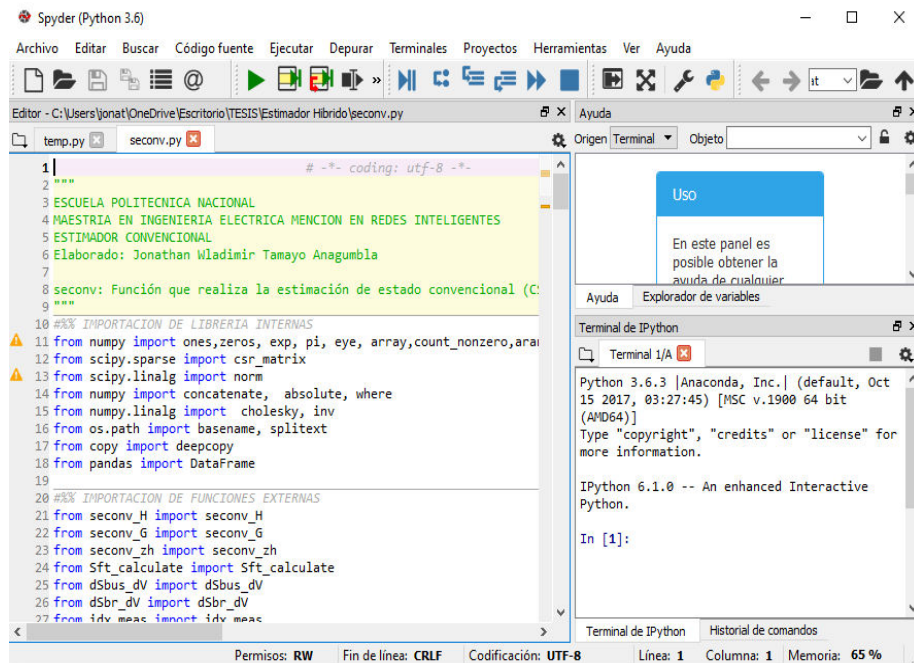


Figura 2.3. Interfaz Spyder de Python 3.6

### 2.3.2 Librerías empleadas en el entorno de programación

Para el desarrollo de los tres programas computacionales se empleó varias librerías de las cuales se usó diferentes funciones para operaciones de matrices, concatenación de

vectores, manejo de tablas de información y lectura de archivos planos. En la Tabla 2.2 se describe la librería y sus funciones que fueron empleadas para la creación de las aplicaciones computacionales.

**Tabla 2.2.** Librerías y funciones empleadas en los programas computacionales

Librería	Función
<b>numpy</b>	ones, zeros, exp, pi, eye, array, count_nonzero, arange, sqrt, concatenate, absolute, where, conj, asarray, diag, arrange, any, pi, cos, sin, diag_indices, hstack, vstack, amax, amin, inf, arctan2
<b>scipy.sparse</b>	csr_matrix, vstack, hstack
<b>scipy.linalg</b>	Norm
<b>numpy.linalg</b>	cholesky, inv
<b>os.path</b>	basename, splitext
<b>copy</b>	Deepcopy
<b>pandas</b>	DataFrame
<b>scipy.sparse.linalg</b>	Spsolve

Para detallar las subrutinas empleadas en el desarrollo de los programas computacionales, se ilustra en la Figura 2.4, Figura 2.5 y Figura 2.6 el diagrama de flujo de cada algoritmo implementado en lenguaje de programación de Python 3.6.

### 2.3.3 Diagrama de flujo del programa de estimador convencional

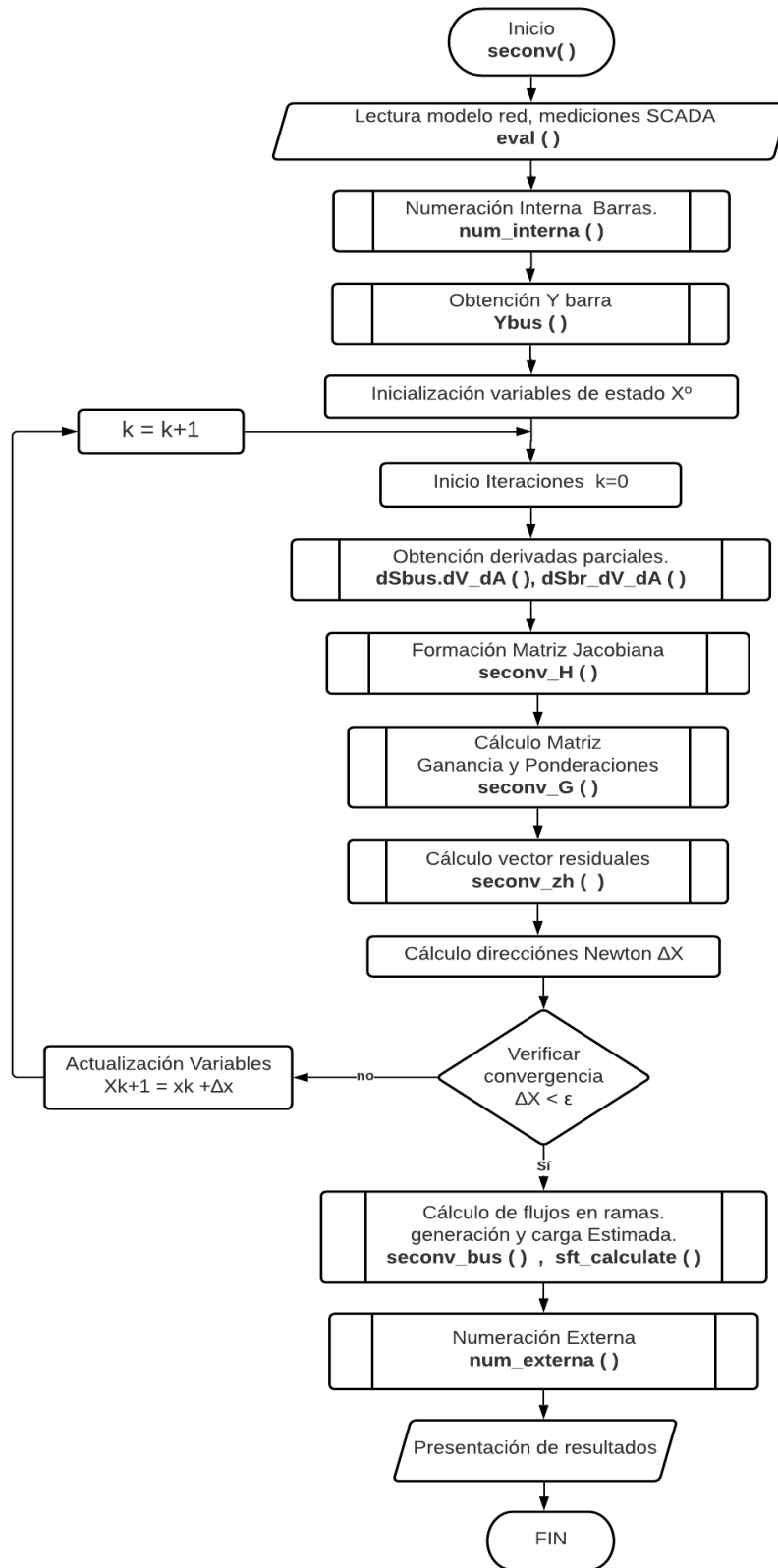


Figura 2.4. Diagrama de flujo del CSE en Python 3.6

### 2.3.4 Diagrama de flujo del programa de estimador híbrido lineal

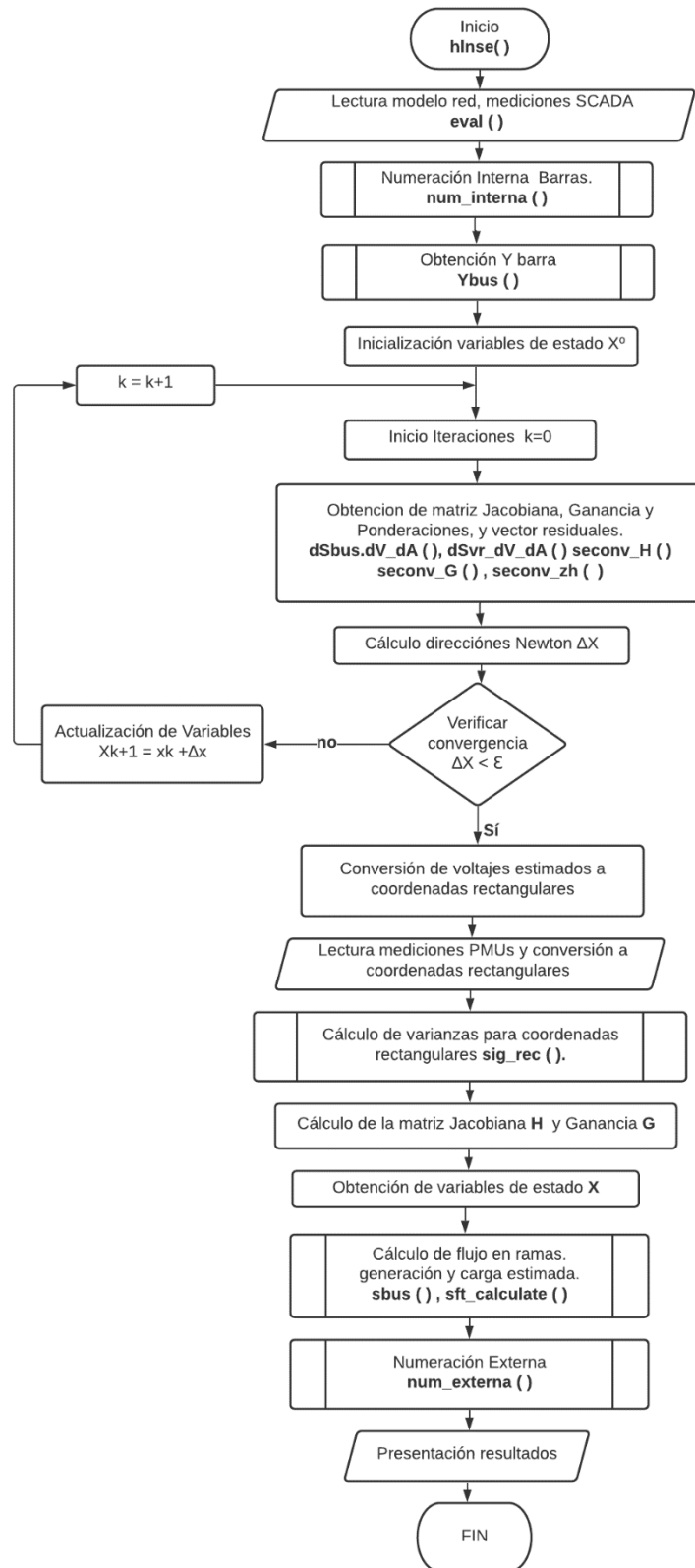


Figura 2.5. Diagrama de flujo del HLSE en Python 3.6

### 2.3.5 Diagrama de flujo del programa de estimador híbrido no lineal propuesto

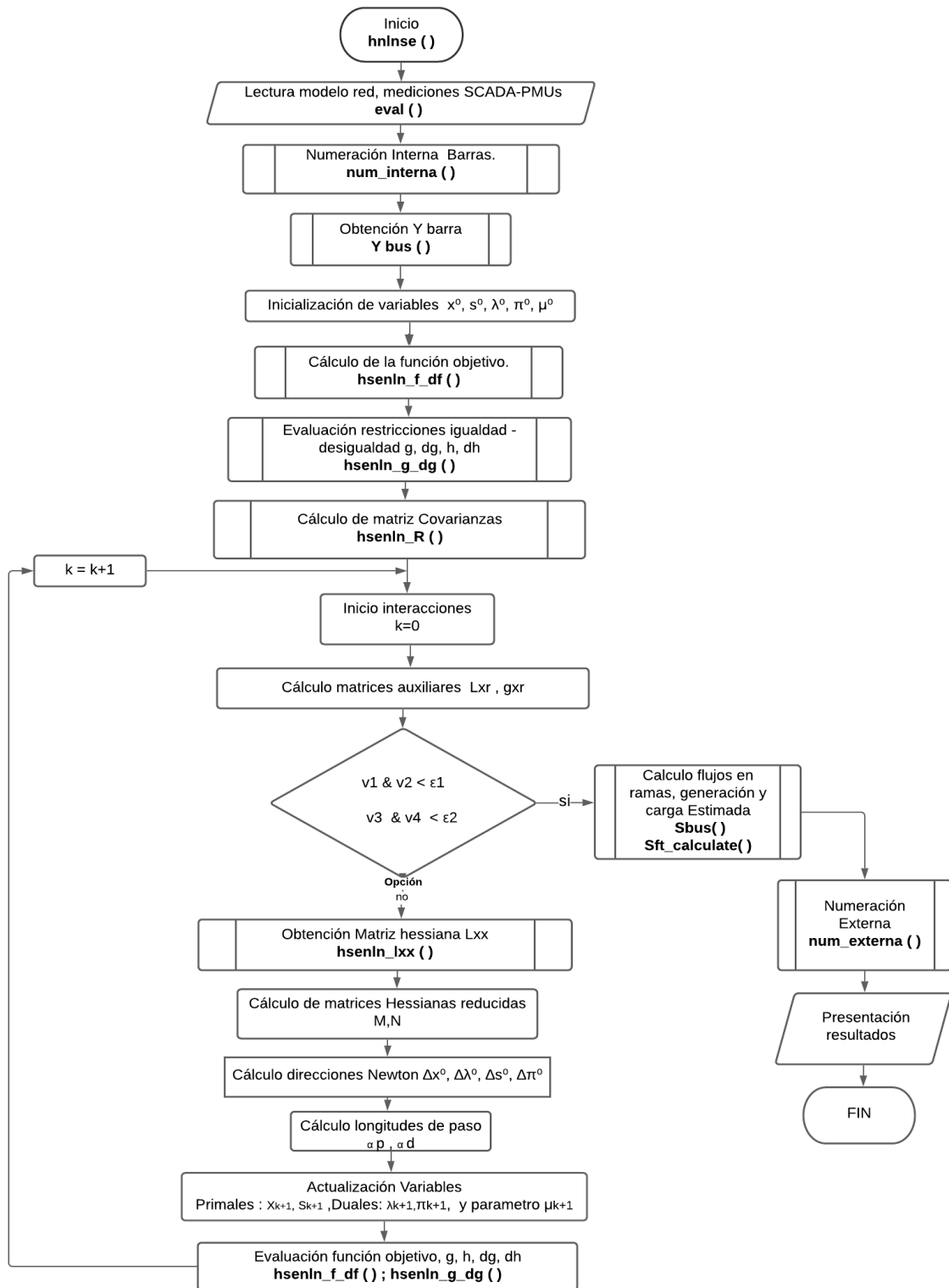


Figura 2.6. Diagrama de flujo del HNLSE en Python 3.6

## 2.4 Etapa 3

En esta etapa se valida el modelo eléctrico de las redes de prueba ejecutando flujos de potencia, luego se realiza la ubicación de mediciones provenientes del sistema SCADA y WAMS en cada red eléctrica. En la Tabla 2.3 se establece una identificación a cada algoritmo.

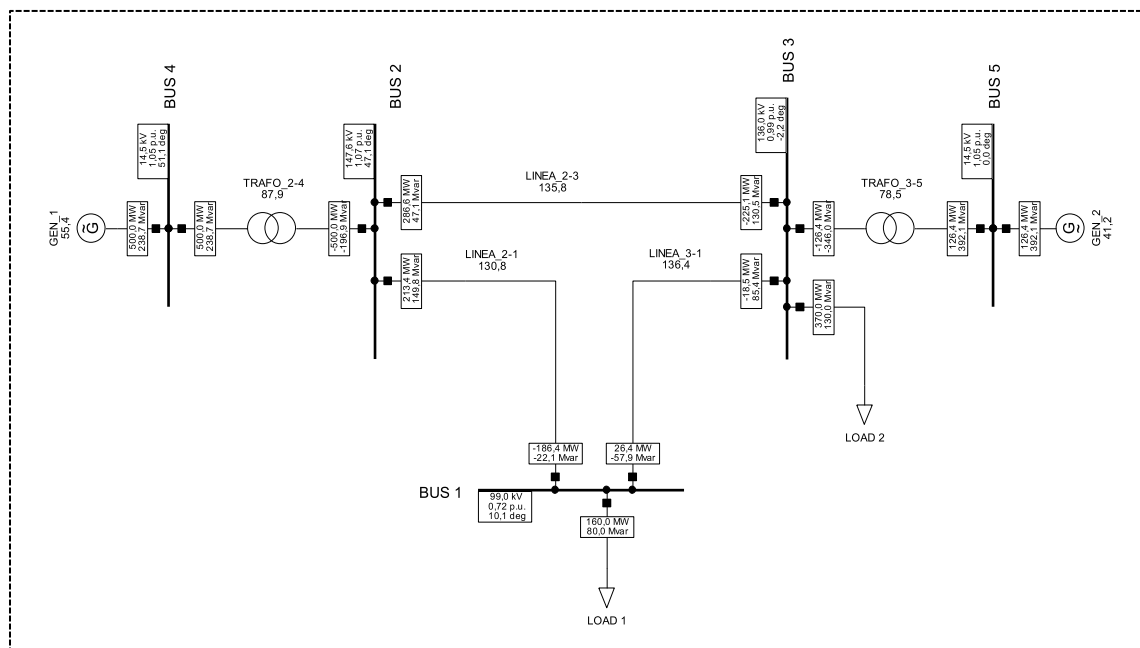
**Tabla 2.3.** Identificación de cada algoritmo para la simulación

Algoritmo	Nombre
Estimador Convencional	Método 1
Estimador Híbrido Lineal	Método 2
Estimador Híbrido No Lineal	Método 3

### 2.4.1 Flujo de Potencia para las redes de prueba

Para definir los valores verdaderos de voltajes, flujos en ramas, generación y carga en las redes de prueba, se corre un flujo de potencia empleando el programa computacional Power Factory de DlgSILENT versión estudiantil.

El primer sistema corresponde a la red **de 5 barras**, los parámetros eléctricos para el flujo de carga fueron extraídos de la referencia [8] y están detallados en el Anexo A. En la Figura 2.7 se muestra el diagrama eléctrico de la red de 5 barras simulado en Power Factory.



**Figura 2.7.** Flujo de potencia - red de prueba 5 barras

Después de haber ejecutado un flujo de potencia, se tiene una convergencia exitosa. En la Tabla 2.4 se tabula los resultados de voltajes y ángulos de fase en todas las barras, en la Tabla 2.5 se registra la generación y demanda en cada barra del sistema y en las tablas 2.6 y 2.7 se tabulan los flujos de potencia y las corrientes en todas las ramas respectivamente:

**Tabla 2.4.** Resultados de las variables de estado – red 5 barras

Barra	Vbase [kV]	Voltaje [p.u.]	ángulo [°]
1	138	0,71731	10,0560
2	138	1,06933	47,1093
3	138	0,98559	-2,2050
4	13,8	1,05	51,1312
5	13,8	1,05	0

**Tabla 2.5.** Resultados de Generación y carga – red 5 barras

GENERACIÓN			CARGA		
Barra	PG [MW]	QG [MVAR]	Barra	PD [MW]	QD [MVAR]
4	500	238,6832	1	160	80
5	126,4006	392,1458	3	370	130

**Tabla 2.6.** Resultados de flujos de potencia en ramas – red 5 barras

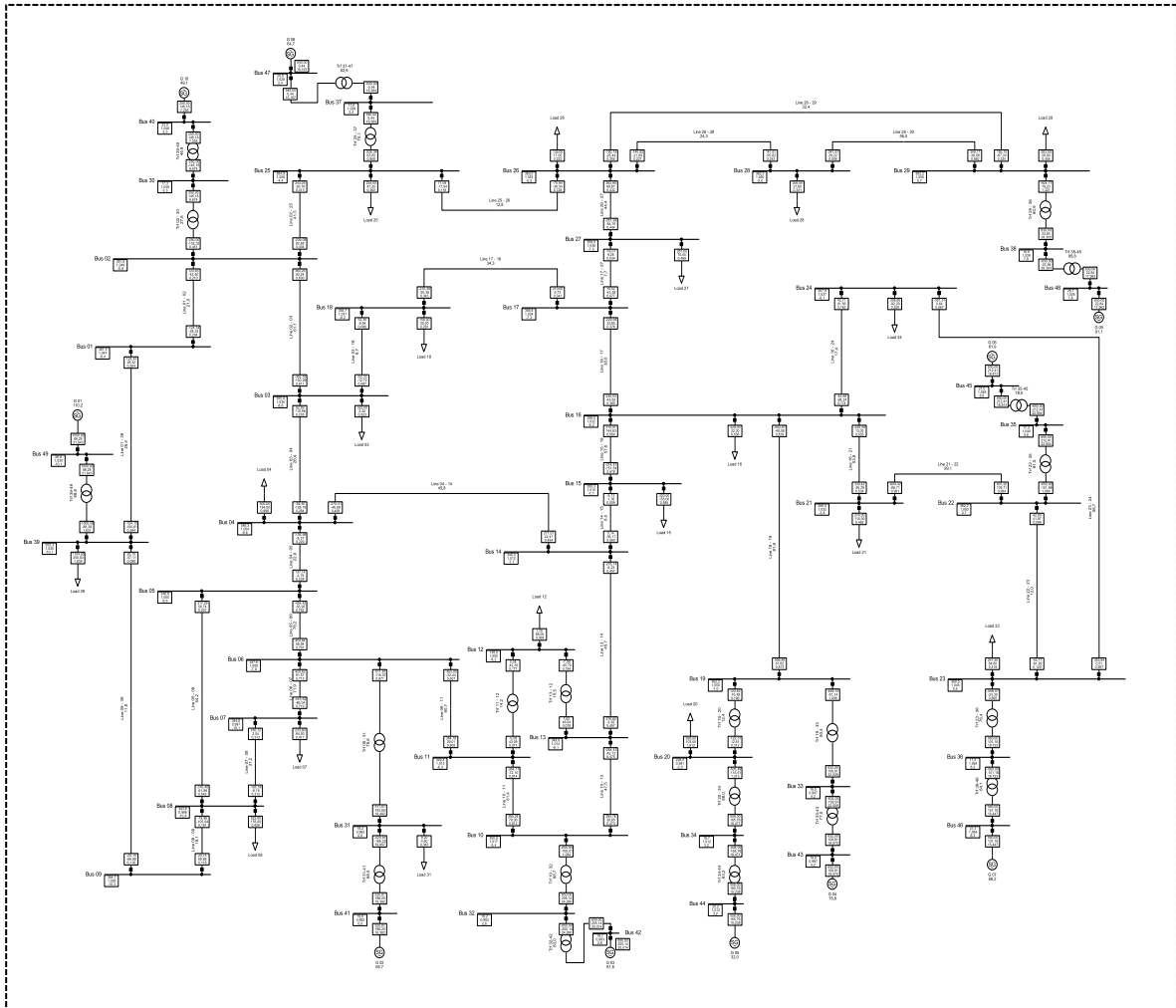
Barra i	Barra j	Flujo Pij [MW]	Flujo Qij [MVAR]	Flujo Pji [MW]	Flujo Qji [MVAR]
2	1	213,4154	149,7912	-186,3522	-22,0963
3	1	-18,4863	85,4344	26,3522	-57,9037
2	3	286,5846	47,1274	-225,1132	130,5195
2	4	-500,0000	-196,9186	500,0000	238,6832
3	5	-126,4006	-345,9539	126,4006	392,1458

**Tabla 2.7.** Resultados de corrientes en ramas – red 5 barras

Barra i	Barra j	Iij [KA]	ÁNGULO [°]	Iji [KA]	ÁNGULO [°]
2	1	1,0201	12,0452	1,0945	-176,7061
3	1	0,3711	-104,4144	0,3711	75,5856
2	3	1,1363	37,7709	1,1046	-152,1000

2	4	2,1025	-154,3870	22,0759	25,6130
3	5	1,5635	107,8657	16,4166	-72,1343

De la misma manera, se ejecuta un flujo de potencia para la red de prueba de 39 barras modificada de la IEEE [9] , los parámetros eléctricos de la red están descritos en el Anexo A. . En la Figura 2.8 se ilustra el diagrama eléctrico de sistema de potencia de 39 barras modificada empleada como red de prueba.



**Figura 2.8.** Flujo de potencia – red 39 barras modificada IEEE[9]

En la Tabla 2.8 ,Tabla 2.9 y Tabla 2.10 se tabulan los resultados de voltajes y ángulos en barras, generación y carga respectivamente. Estos resultados son empleados posteriormente como valores verdaderos del sistema de prueba.



**Tabla 2.8.** Resultados de variables de estado – red 39 barras modificada

Barra	Vbase [kV]	Voltaje [p.u.]	ángulo [°]	Barra	Vbase [kV]	Voltaje [p.u.]	ángulo [°]
1	345	1,0436	-8,98482	26	345	1,0428	-6,02303
2	345	1,04107	-6,23479	27	345	1,02469	-8,00617
3	345	1,01518	-9,11088	28	345	1,04505	-2,48162
4	345	0,981021	-10,1161	29	345	1,0463	0,294137
5	345	0,980083	-9,04672	30	16,5	1,04469	-3,79063
6	345	0,981678	-8,34298	31	16,5	0,979975	-0,374086
7	345	0,972327	-10,6364	32	16,5	0,981024	2,27928
8	345	0,972163	-11,1566	33	16,5	0,995914	4,1123
9	345	1,01764	-10,8849	34	16,5	1,01059	8,50927
10	345	0,989579	-5,68739	35	16,5	1,04633	5,41896
11	345	0,985613	-6,591	36	16,5	1,06199	8,12295
12	138	0,972544	-6,55374	37	16,5	1,02748	1,94162
13	345	0,987599	-6,40528	38	16,5	1,026	7,37681
14	345	0,987323	-8,07046	39	345	1,02875	-10,623
15	345	0,993654	-8,20215	40	22	1,0475	-3,56878
16	345	1,01164	-6,61004	41	20	0,982	0
17	345	1,01635	-7,77733	42	20	0,9831	2,74174
18	345	1,01452	-8,72828	43	20	0,9972	4,54897
19	345	1,01497	-1,11697	44	20	1,0123	8,85
20	230	0,976074	-2,1194	45	20	1,0493	5,8252
21	345	1,01672	-4,13786	46	20	1,0635	8,46318
22	345	1,04048	0,398449	47	20	1,0278	2,2925
23	345	1,03549	0,195833	48	26	1,0265	7,87246
24	345	1,01875	-6,49011	49	26	1,03	-10,1314
25	345	1,0513	-4,8772				

**Tabla 2.9.** Generación – red 39 barras modificada

Barra	PG [MW]	QG [MVA <sub>r</sub> ]
49	1000	146,123
41	524,64	167,726
42	650	173,051
43	632	109,518
44	508	145,798
45	650	262,342
46	560	135,347
47	540	29,5177
48	830	50,2265

40	250	174,205
----	-----	---------

**Tabla 2.10.** Carga – red 39 barras modificada

Barra	PD [MW]	QD [MVA <sub>r</sub> ]	Barra	PD [MW]	QD [MVA <sub>r</sub> ]
3	322	2,4	23	247,5	84,6
4	500	184	24	308,6	-92,2
7	233,8	84	25	224	47,2
8	522	176	26	139	17
12	7,5	88	27	281	75,5
15	320	153	28	206	27,6
16	329	32,3	29	283,5	26,9
18	158	30	31	9,2	4,6
20	628	103	39	1104	250
21	274	115			

Debido a la extensión de la tabla de resultados de flujos en ramas y corrientes para el sistema de 39 barras modificada, se adjunta la información en el Anexo A.

## 2.4.2 Ubicación de mediciones en las redes de prueba

### 2.4.2.1 Ubicación de mediciones convencionales

Es importante señalar que el presente proyecto no abarca la ubicación óptima de mediciones convencionales que proporcionen la observabilidad completa de la red. Tampoco se realiza un análisis completo acerca de los distintos escenarios en que la red de prueba puede ser observable con mediciones SCADA.

Se propone ubicar mediciones convencionales de flujos en todas las ramas, 4 voltajes en barras y 4 inyecciones de potencia en la red de 5 barras. Luego de la ubicación propuesta, se verifica mediante el análisis de la matriz ganancia que el sistema sea completamente observable para la estimación de estado.

Según [19], [32], para realizar el análisis de observabilidad se asume que todas las ramas tienen una impedancia de  $j1.0$  [p.u.], todos los voltajes en barras tienen un valor de  $1.0$  [p.u.] y los factores de peso de las mediciones también son igual a  $1$ . Luego se asume un flujo de potencia lineal (modelo DC) para todo el sistema y se obtiene el Jacobiano  $H$  desacoplado respecto a  $\theta$  para todas las mediciones de potencia activas. En la Tabla 2.11 se describe todas las mediciones de potencia activa empleadas para el cálculo de la estimación de estado en la red de 5 barras.

**Tabla 2.11.** Mediciones de potencias activas – red 5 barras

Inyecciones de Potencia Activa	$P_1, P_3$
Flujos de Potencia Activa	$P_{24}, P_{21}, P_{13}, P_{32}, P_{35}$

$$H = \begin{matrix} P_1 & \theta_1 & \theta_2 & \theta_3 & \theta_4 & \theta_5 \\ P_3 & \left( \begin{array}{ccccc} 2 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 3 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \end{array} \right) \end{matrix} \quad (2.45)$$

$$G = H^T \cdot H \quad (2.46)$$

$$G = \begin{matrix} \theta_1 & \theta_2 & \theta_3 & \theta_4 & \theta_5 \\ \theta_2 & \left( \begin{array}{ccccc} 7 & -2 & -6 & 1 & 0 \\ -2 & 5 & -3 & 0 & 0 \\ -6 & -3 & 13 & -3 & -1 \\ 1 & 0 & -3 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{array} \right) \end{matrix} \quad (2.47)$$

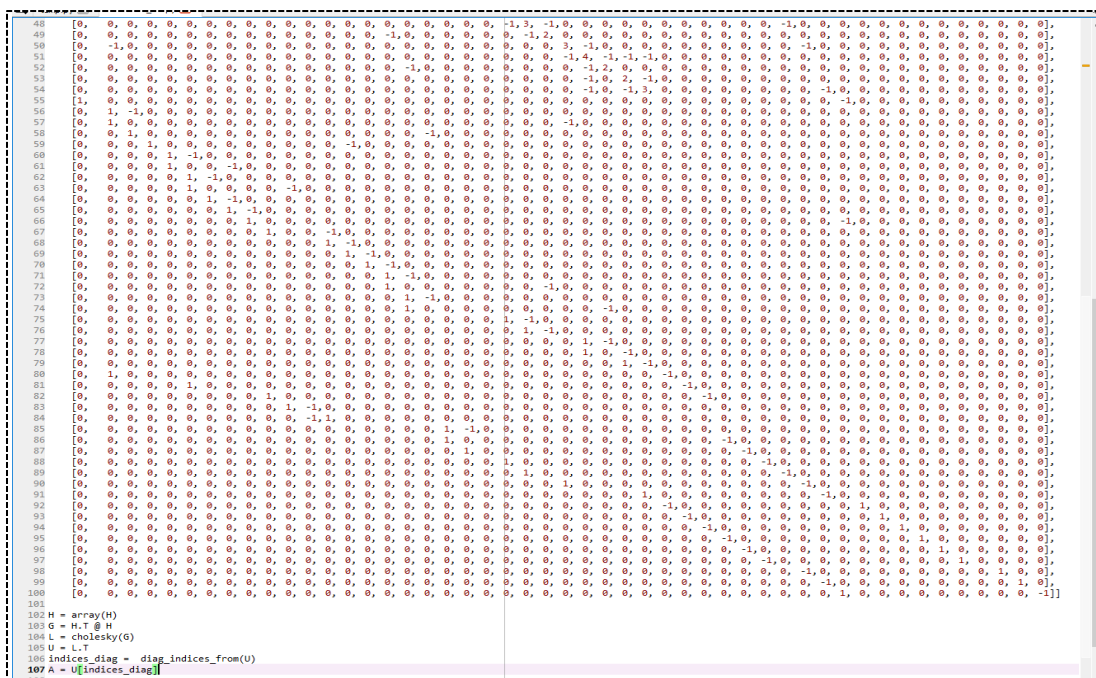
La literatura indica que una vez obtenida la matriz ganancia, esta debe ser descompuesta mediante la factorización triangular  $G = L \cdot L^T$ . Para que la red sea **enteramente observable**, la factorización triangular de  $G$  debe tener únicamente un pivote final igual a cero [32]. De esta manera, si la red es observable quiere decir que el estimador de estado tiene una solución única. Los resultados obtenidos para la red de prueba fueron:

$$L^T = \begin{pmatrix} 2.645 & -0.755 & -2.267 & 0.377 & 0 \\ 0 & 2.104 & -2.240 & 0.135 & 0 \\ 0 & 0 & 1.684 & -1.091 & -0.593 \\ 0 & 0 & 0 & 0.804 & -0.804 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2.48)$$

La matriz triangular  $L^T$  muestra que se tiene únicamente un pivote cero al final, con estos resultados se concluye que el sistema de 5 barras es completamente observable con las mediciones convencionales propuestas. Se procede de la misma manera para el caso del sistema de 39 barras modificada de la IEEE. En Tabla 2.12 , se describe las potencias activas empleadas para el análisis de observabilidad de la red de prueba y en la Figura 2.9 se ilustra la matriz jacobiana desacoplada procesada mediante un script en Python 3.6.

**Tabla 2.12.** Mediciones de potencias activas – red 39 barras modificada IEEE

Inyecciones de Potencia Activa 23 mediciones	$P_{40}, P_{47}, P_{49}, P_{41}, P_{44}, P_{43}, P_{48}, P_{46}, P_4, P_8, P_{12}, P_{15}, P_{16}$ $P_{18}, P_{20}, P_{21}, P_{23}, P_{24}, P_{25}, P_{26}, P_{27}, P_{28}, P_{29}$ .
Flujos de Potencia Activa 46 mediciones	$P_{1-39}, P_{2-3}, P_{2-25}, P_{3-18}, P_{4-14}, P_{5-6}, P_{5-8}, P_{6-7}, P_{6-11}, P_{6-31}$ $P_{7-8}, P_{8-9}, P_{9-39}, P_{10-13}, P_{13-14}, P_{14-15}, P_{15-16}, P_{16-17}, P_{39-49}$ $P_{16-24}, P_{17-18}, P_{17-27}, P_{22-23}, P_{23-24}, P_{26-27}, P_{26-28}, P_{28-29}, P_{2-30},$ $P_{10-32}, P_{11-12}, P_{13-12}, P_{19-20}, P_{19-33}, P_{20-34}, P_{22-35}, P_{22-36}, P_{25-37},$ $P_{29-38}, P_{40-30}, P_{41-31}, P_{42-32}, P_{43-33}, P_{44-34}, P_{45-35}, P_{47-37}, P_{48-38},$

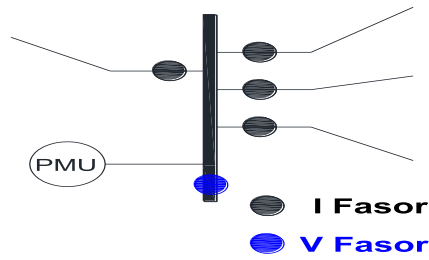


**Figura 2.9.** Matriz Jacobiana desacoplada – red 39 barras modificada

Empleando un script en Python se descompone la matriz Ganancia del sistema de 39 barras modificada de la IEEE, se comprueba que la ubicación propuesta para mediciones convencionales proporciona una matriz triangular  $L^T$  con un solo pivote cero al final, de esta manera se verifica que la red de la IEEE es completamente observable.

### 2.4.2.2 Ubicación de mediciones fasoriales

Se asume que cada PMU ubicado en un nodo es capaz de medir el fasor de voltaje y las corrientes de todas la ramas conectadas al nodo, tal como se muestra en la Figura 2.10:



**Figura 2.10.** Mediciones de voltajes y corrientes – PMU.

Para el presente proyecto se propone la **ubicación óptima de PMUs** usando la formulación de programación lineal sin considerar medidas convencionales [16], [25], [33]; mediante este método se consigue minimizar el número de PMUs en la red y se garantiza la observabilidad completa de la misma. La formulación matemática está dada por:

$$Z = \min \sum_{i=0}^n c_i * x_i \quad (2.49)$$

$$\text{Sujeto a } f(x) \geq b$$

Donde:  $C_i$  ,costo de instalación de un PMU en el nodo  $i$ .

$$x_i , \text{ es una variable binaria, } x_i = \begin{cases} 1 & \text{PMU ubicada en el sistema} \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases}$$

$$f(x) = A.X , \text{ siendo } A \text{ la matriz de conectividad binaria.}$$

La matriz binaria de conectividad está definida por:

$$A_{(i,j)} = \begin{cases} 1 & \text{Si } i = j \\ 1 & \text{Si la barra } i \text{ esta conectada con } j \\ 0 & \text{Caso contrario} \end{cases} \quad (2.50)$$

Una vez definido la formulación matemática para la ubicación óptima de PMUs, se procede a establecer la matriz de conectividad para la red de prueba de 5 barras. En la Tabla 2.13 se define la matriz binaria de conectividad para red de prueba en análisis.

**Tabla 2.13.** Matriz binaria de conectividad – red 5 barras

NODO	1	2	3	4	5
1	1	1	1	0	0
2	1	1	1	1	0
3	1	1	1	0	1

4	0	1	0	1	0
5	0	0	1	0	1

$$f(x) = A.X = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_3 & \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ f_3 = x_1 + x_2 + x_3 & \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_4 & \geq 1 \\ f_5 = x_3 + x_5 & \geq 1 \end{cases} \quad (2.51)$$

La matriz de conectividad para la red de 39 barras modificada de la IEEE se define de la misma manera que el caso de 5 barras. Con la obtención de la matriz A, el siguiente paso es minimizar la función objetivo empleando un método de optimización para el problema de programación Lineal. En este caso, para resolver el problema se emplea la librería *mip* de Python y se desarrolla un script de cálculo en el entorno de programación, el programa toma como datos de entrada la matriz **A** de la red y reporta como resultados los números de las barras donde estarán ubicado los PMUs. En la Figura 2.11 se muestran la ejecución del script desarrollado en Python y número de barras donde se realizará la ubicación óptima de PMUs para la red de 5 barras.

```

8 from mip import Model, xsum, minimize, BINARY
9
10 # Sistema de 5 Barras
11 A = [[1, 1, 1, 0, 0],
12      [1, 1, 1, 1, 0],
13      [1, 1, 1, 0, 1],
14      [0, 1, 0, 1, 0],
15      [0, 0, 1, 0, 1]]
16
17 I = range(len(A[0]))
18
19 m = Model ("PMU")
20
21 x = [m.add_var(var_type=BINARY) for i in I]
22
23 m.objective = minimize(xsum(x[i] for i in I))
24
25 for j in range(len(A)):
26     m += xsum(A[j][i] * x[i] for i in I) >= 1
27
28 m.optimize()
29
30 selected = [i+1 for i in I if x[i].x >= 0.99]
31 print("Buses for PMU: {}".format(selected))
32
33
34
35
36
37

```

Terminal de IPython

```

In [4]: runfile('C:/Users/jonat/
Buses for PMU: [2, 3]

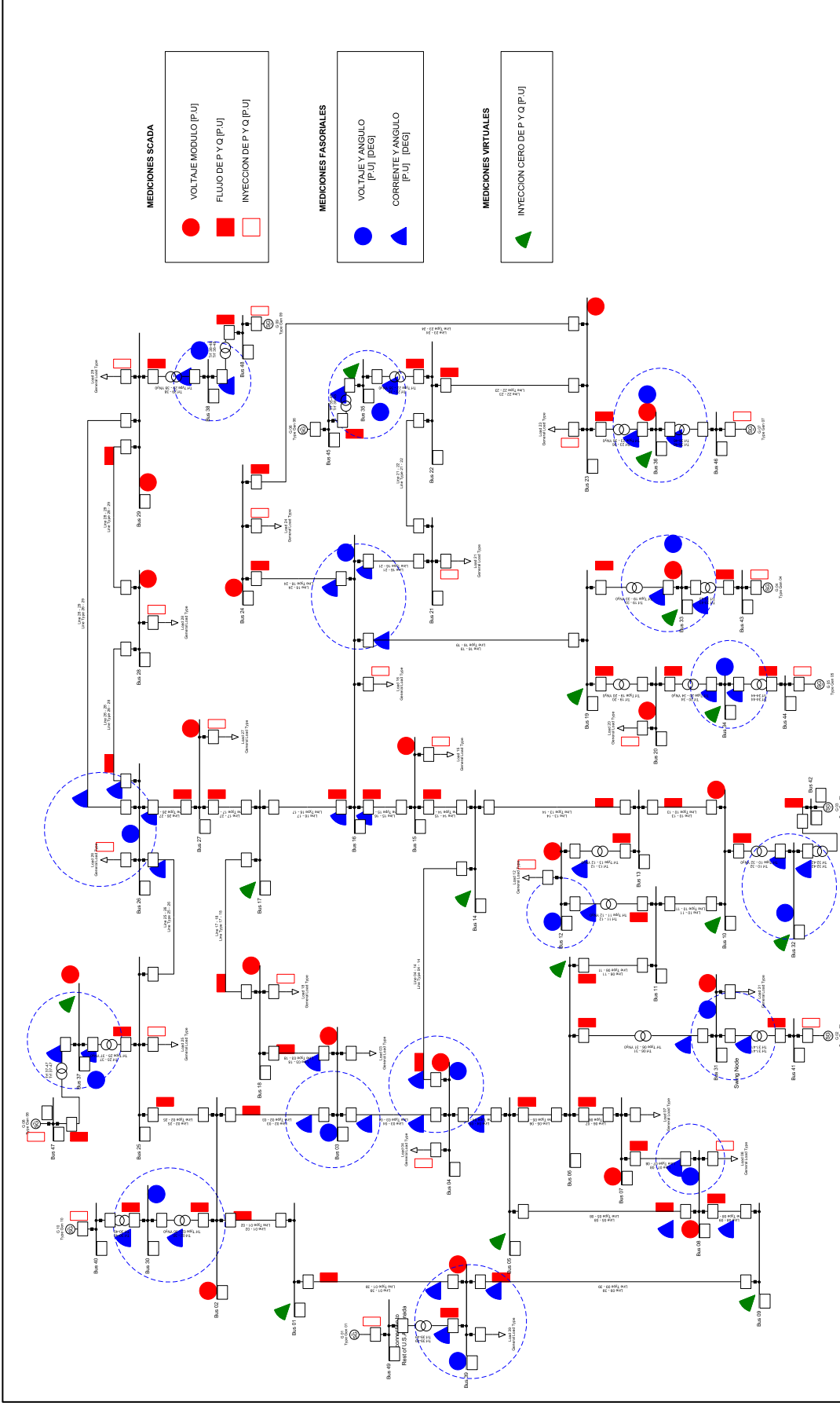
In [5]:

```

**Figura 2.11.** Resultados ubicación óptima PMUs – red 5 barras

De la misma manera al caso anterior, en la Figura 2.12 se muestra la ejecución del script desarrollado aplicado a la red de 39 barras modificada de la IEEE y a su vez se indica las barras donde se realizará la ubicación de las PMUs.





**Figura 2.14.** Ubicación de mediciones convencionales y fasoriales – red de 39 barras modificada de la IEEE



### 2.4.3 Desviaciones para mediciones convencionales y fasoriales

Una vez definida la ubicación de las mediciones convencionales y fasoriales en cada red de prueba, se procede a establecer la precisión de los equipos para cada medición. Para el presente proyecto se establecen valores típicos de desviaciones estándar para las mediciones convencionales de voltaje, flujos en ramas y potencia de inyección, de acuerdo a lo definido en [20] y [21]. En la Tabla 2.14 se establecen los valores de las desviaciones para las mediciones convencionales que serán empleadas en la simulación.

**Tabla 2.14.** Valores típicos de desviación estándar – mediciones convencionales

Tipo Medición	$\sigma$ [p.u]
$P_i, Q_i$	0.008
$P_{ij}, Q_{ij}$	0.010
$ V_i $	0.004

En el caso de las mediciones fasoriales, existen varias propuestas para las desviaciones, todas basadas en el estándar de la IEEE para sincrofasores [34], se toma la propuesta analizada en [20], que considera adicionalmente el error producido por los CTs y TPs conectados a las PMUs. En la Tabla 2.15 y la Tabla 2.16 se describe los valores finales correspondiente a las desviaciones estándar en mediciones fasoriales que serán empleadas para la simulación de las redes de prueba.

**Tabla 2.15.** Desviación estándar para módulos de voltajes y corrientes - PMUs

Tipo de medición	$\sigma$ [p.u]
$ V_i $	0,00067
$ I_{ij} $	0,00067

**Tabla 2.16.** Desviación estándar para ángulos de voltajes y corrientes - PMUs

Tipo de medición	$\sigma$ [rad]
$\theta_v$	0,00097
$\phi_{ij}$	0,00097

Una vez definido las desviaciones estándar y la ubicación de los equipos de medición en cada red de prueba. Se procede a establecer un conjunto de mediciones convencionales y fasoriales para los sistemas de prueba de 5 y 39 barras modificada de la IEEE. Para obtener cada valor de medición se empleó la expresión  $z_{med} = z_{real} \pm \sigma$ , que considera el error del equipo de medición. Se genero un valor aleatorio para  $\sigma$  que este dentro del rango de +/- desviación asignada a cada equipo. En la Tabla 2.17 y 2.18, se muestra las mediciones convencionales y fasoriales generadas a partir del valor real más un error aleatorio.

**Tabla 2.17.** Valores de medición para la red de 5 barras

MEDICIONES					
No.	Nombre	Tipo	Valor real [P.U]	Medición [P.U]	Desviación [P.U]
1	V1	conv.	0,7173	0,7193	0,004
2	V3	conv.	0,9856	0,9876	0,004
3	V5	conv.	1,0500	1,0520	0,004
4	V4	conv.	1,0500	1,0520	0,004
5	P21	conv.	2,1342	2,1302	0,008
6	P13	conv.	0,2635	0,2595	0,008
7	P32	conv.	-2,2511	-2,2551	0,008
8	P24	conv.	-5,0000	-5,0040	0,008
9	P35	conv.	-1,2640	-1,2680	0,008
10	Q21	conv.	1,4979	1,4939	0,008
11	Q13	conv.	-0,5790	-0,5830	0,008
12	Q32	conv.	1,3052	1,3012	0,008
13	Q24	conv.	-1,9692	-1,9732	0,008
14	Q35	conv.	-3,4595	-3,4635	0,008
15	P3	conv.	3,7000	3,7050	0,01
16	P1	conv.	1,6000	1,6050	0,01
17	Q3	conv.	1,3000	1,3050	0,01
18	Q1	conv.	0,8000	0,8050	0,01
19	V2	Fasor.	1,0693	1,0690	0,00067
20	V3	Fasor.	0,9856	0,9853	0,00067
23	I23	Fasor.	2,7160	2,7164	0,00067
24	I21	Fasor.	2,4383	2,4386	0,00067
25	I24	Fasor.	5,0254	5,0257	0,00067
29	I32	Fasor.	2,6402	2,6405	0,00067
30	I31	Fasor.	0,8869	0,8872	0,00067
31	I35	Fasor.	3,7371	3,7374	0,00067

**Tabla 2.18.** Valores de medición de ángulos para la red de 5 barras

MEDICIONES					
No.	Nombre	Tipo	Valor real [Deg]	Medición [Deg]	Desviación [rad]
21	θ2	Fasor.	47,1093	47,0815	0,00097
22	θ3	Fasor.	-2,2050	-2,2328	0,00097
26	Φ23	Fasor.	37,7709	37,7431	0,00097
27	Φ21	Fasor.	12,0452	12,0174	0,00097
28	Φ24	Fasor.	-154,3870	-154,4148	0,00097
32	Φ32	Fasor.	-152,1000	-152,1278	0,00097
33	Φ31	Fasor.	-104,4144	-104,4422	0,00097
34	Φ35	Fasor.	107,8657	107,8379	0,00097

#### 2.4.4 Simulación y evaluación de resultados de las redes de 5 y 39 barras modificada

Una vez definidos los datos de entrada para las redes de prueba, el siguiente paso es ejecutar los tres algoritmos de estimación de estado y evaluar sus resultados, con el fin de seleccionar el algoritmo que posea el mejor rendimiento en la calidad de estimación y que a su vez emplee adecuadamente la redundancia global de la red.

Para evaluar la calidad de las soluciones de cada método se utilizan dos criterios: el índice de desempeño y la capacidad de convergencia.

##### 2.4.4.1 Índice de desempeño del Algoritmo (ID)

Este índice utiliza los valores reales de las variables de estado y las variables estimadas por cada algoritmo. Su aplicación es para fines académicos, donde se puede disponer de valores reales mediante la simulación de un flujo de potencia [5]. De igual manera, este índice será empleado para el análisis del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador en el Capítulo 3.

$$ID(\%) = \|V_T - V_e\|_2 * 100 \quad (2.52)$$

Donde:  $V_T$  : son los valores reales de las variables de estado.

$V_e$  : son los valores estimados de las variables de estado.

Mientras más pequeño es el índice de desempeño mejor es la calidad de la estimación. Valores aceptables se obtienen con un índice menor o igual al 1 % [5].

#### 2.4.4.2 Índice de convergencia

Este índice es considerado para casos poco probables en la red, se califica la capacidad de convergencia de cada algoritmo ante escenarios con limitado número de mediciones convencionales o fasoriales. Se considera que el algoritmo es robusto si logra converger ante las condiciones extremas propuestas para la simulación.

#### 2.4.4.3 Caso 1

En este primer caso se evalúa el índice de rendimiento en términos de exactitud para los tres estimadores, el número de iteraciones y el tiempo de convergencia. Se inicia el análisis con la red de prueba de 5 barras considerando los siguientes aspectos:

- La red tiene observabilidad completa con mediciones SCADA.
- La red tiene observabilidad completa con mediciones PMUs.
- Se tienen 2 mediciones virtuales en la barra 2.

En la Tabla 2.19 se resume datos generales del conjunto de mediciones que procesa cada algoritmo, la redundancia global proporcionado por las mediciones y el tiempo de convergencia de cada algoritmo aplicado al sistema de 5 barras.

**Tabla 2.19.** Resultados generales caso 1 - red 5 barras

Parámetro	Método 1	Método 2	Método 3
Índice de convergencia	SI	SI	SI
No. Iteraciones	4	5	6
No. Med. Convencionales	18	18	18
No. Med. Fasoriales	0	16	16
No. Med. Virtuales	0	0	2
Redundancia (m / n) [p.u]	2	3,77	4
Tiempo de convergencia [s]	0.0689	0.0720	0.3319

En la Tabla 2.20 se agrupa los resultados de las variables de estado estimadas por cada algoritmo, además se muestra el índice de rendimiento para el voltaje y ángulo de fase para los tres métodos.

**Tabla 2.20.** Resultados índice de rendimiento caso 1 – red 5 barras

Valores Verdaderos		Valores Estimados					
		Método 1		Método 2		Método 3	
VOLTAJE [P.U]	ÁNGULO [DEG]	VOLTAJE [P.U]	ÁNGULO [DEG]	VOLTAJE [P.U]	ÁNGULO [DEG]	VOLTAJE [P.U]	ÁNGULO [DEG]
0,7173	10,0560	0,7191	9,9610	0,7182	10,0513	0,7173	10,0659
1,0693	47,1093	1,0706	46,8638	1,0704	47,0566	1,0697	47,1053
0,9856	-2,2050	0,9882	-2,2025	0,9864	-2,2026	0,9855	-2,2054
1,0500	51,1312	1,0513	50,8792	1,0510	51,0753	1,0503	51,1254
1,0500	0	1,0523	0,0000	1,0508	0,0000	1,0500	0,0000
	<b>ID [%]</b>	<b>0,4345</b>	<b>0,6360</b>	<b>0,2086</b>	<b>0,1345</b>	<b>0,0466</b>	<b>0,0213</b>

A través de la primera simulación se verifica que efectivamente el modelo de estimador híbrido no lineal ocupa más tiempo para su convergencia respecto a los otros modelos, aproximadamente el tiempo es 4 veces más que el estimador híbrido lineal. Sin embargo, evaluando el índice de rendimiento, se puede identificar que el modelo propuesto consigue índices de 0.0466% y 0.0213%, siendo superior a los otros algoritmos en términos de exactitud. De esta manera, se logra explotar la precisión que ofrecen las PMUs en la estimación de estado.

#### 2.4.4.4 Caso 2

Para el segundo caso, se evalúa la capacidad de convergencia de los algoritmos ante carencia de redundancia y pérdida de observabilidad de la red de prueba de 5 barras. Se proponen dos escenarios para el sistema eléctrico con distinta disponibilidad de mediciones.

Primeramente, se considera una redundancia 1 [p.u] para las mediciones proporcionadas por el sistema SCADA, y una redundancia de 1.7 [p.u] para las mediciones fasoriales. Para lo cual se eliminan 6 flujos de potencia activa y reactiva en ramas y 3 voltajes convencionales.

En la Figura 2.15 se muestra que el estimador convencional no puede converger por la condición de matriz singular debido a la observabilidad parcial de la red. Los resultados generales para los tres modelos bajo las condiciones de simulación establecidas en el caso 2 son mostradas en la Tabla 2.21.

```

Ayuda Explorador de variables
Terminal de JPython
Terminal 1/A
In [140]: a,b,c,d = seconv('red5.py')
Traceback (most recent call last):
  File "<ipython-input-140-5576d32a0b72>", line 1, in <module>
    a,b,c,d = seconv('red5.py')
  File "C:/Users/jonat/OneDrive/Escritorio/TESIS/Estimador Hibrido/seconv.py", line 135, in seconv
    L = cholesky(G)
  File "C:/Users/jonat/Anaconda3/lib/site-packages/numpy/linalg/linalg.py", line 599, in cholesky
    r = gufunc(a, signature=signature, extobj=extobj)
  File "C:/Users/jonat/Anaconda3/lib/site-packages/numpy/linalg/linalg.py", line 93, in
_raise_linalgerror_nonposdef
    raise LinAlgError("Matrix is not positive definite")
LinAlgError: Matrix is not positive definite
In [141]:

```

**Figura 2.15.** Matriz Singular por pérdida de observabilidad – Estimador Convencional

**Tabla 2.21.** Resultados con pérdida de observabilidad SCADA– red 5 barras

Parámetro	Método 1	Método 2	Método 3
Índice de convergencia	NO	NO	SI
No. Iteraciones	-----	-----	6
No. Med. Convencionales	9	9	9
No. Med. Fasoriales	0	16	16
No. Med. Virtuales	0	0	2
Redundancia (m / n)	1	2,77	3

En el otro escenario se define una redundancia de 1 [p.u] para las mediciones proporcionadas por el sistema SCADA y las mediciones proporcionadas por los PMUs, para lo cual se elimina las mediciones fasoriales de voltaje y corriente de la PMU ubicada en la barra 3. En este escenario se consigue una convergencia exitosa únicamente en el modelo no lineal, el resumen de los resultados generales es mostrados en la Tabla 2.22.

**Tabla 2.22.** Resultados con pérdida de observabilidad SCADA/PMU – red 5 barras

Parámetro	Método 1	Método 2	Método 3
Índice de convergencia	NO	NO	SI
No. Iteraciones	-----	-----	6
No. Med. Convencionales	9	9	9
No. Med. Fasoriales	0	8	8
No. Med. Virtuales	0	0	2
Redundancia (m / n)	1	1,8	2,1

```

Terminal de IPython
Terminal 1/A x
-----
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION EN REDES INTELIGENTES
PROYECTO DE TITULACIÓN

ESTIMADOR DE ESTADO HIBRIDO NO LINEAL (HSENLN)
-----
Elaborado por:Ing. Jonathan Tamayo
Director:Dr.Ing. Jaime Cepeda
CoDirector:Dr.Ing. Nelson Granda
-----
RESULTADOS
Sistema Electrico: red5
Convergencia: EXITOSA
El tiempo de ejecucion: 0.25623011589050293
Función Objetivo: 1.4958105562422963
Número de iteraciones: 6
Número de mediciones convencionales (mc): 9
Número de mediciones fasoriales(mf): 8
Número de mediciones virtuales (inyecciones cero): 2
Número de variables de estado (n): 10
Redundancia (r = (mc+mf)/n): 2.1111111111111111
Número de mediciones erróneas: 0
-----
CRITERIOS DE CONVERGENCIA
Factibilidad Primal: 2.2026558355e-10
Factibilidad Dual: 8.42489548613e-11
Complementariedad: 7.0285088985e-07
Condición Función Objetivo: 2.986932981928039e-10
-----
NOTA: Los resultados de las variables estimadas de Voltajes,
Flujos,Generación y Carga pueden visualizarse en la pestaña:
Explorador de Variables, en los dataframes V,L,F,G.

```

**Figura 2.16.** Estimador Híbrido No Lineal con pérdida de observabilidad – red 5

Los resultados obtenidos en el caso 2, demuestran que la redundancia de 1 [p.u] para las mediciones SCADA producen una matriz singular, es decir que el sistema no es completamente observable, por lo tanto, no es posible calcular la estimación de estado convencional y la estimación de estado híbrida lineal. Por otra parte, bajo la pérdida del 50% de mediciones convencionales y fasoriales, el estimador Híbrido no lineal sí logra encontrar una solución válida, esto significa que el modelo no lineal emplea de mejor manera la redundancia disponible en el sistema eléctrico, ofreciendo robustez ante reducción de mediciones convencionales.

#### 2.4.4.5 Caso 3

Para el caso 3, se propone analizar el índice de rendimiento considerando un número limitado de PMUs, de modo que no se disponga de observabilidad completa de la red mediante las mediciones fasoriales. La cantidad de PMUs instalados serán equivalente al 15 % del número de barras totales del sistema. Para el análisis se empleará el sistema de 39 barras modificada de la IEEE.

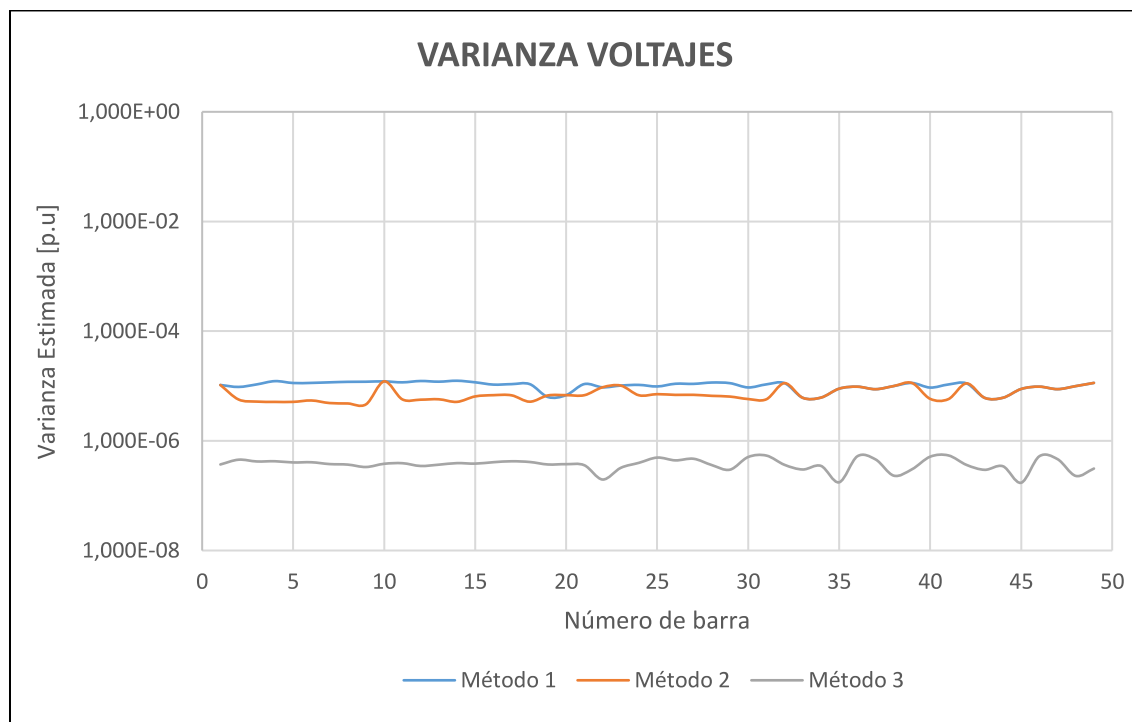
La cantidad de mediciones SCADA serán suficientes de tal manera que la red sea completamente observable para el estimador convencional, la ubicación de cada equipo fue descrita en 2.4.2.1. Los valores de las mediciones empleadas en la simulación están detallados en el Anexo A.

**Tabla 2.23.** Resultados índice de rendimiento caso 3 – red 39 barras modificada

Parámetro	Método 1	Método 2	Método 3
Convergencia	SI	SI	SI
No. Iteraciones	3	4	7
No. Med. Convencionales	160	160	160
No. Med. Fasoriales	0	64	64
No. Med. Virtuales	0	0	28
No. Variables Estado	97	97	97
Redundancia (m / n)	1,64	2,30	2,59
ID [%] (Voltaje)	2,23	1,8945	0,4320
ID [%] (Ángulo)	0,6773	0,5915	0,1070

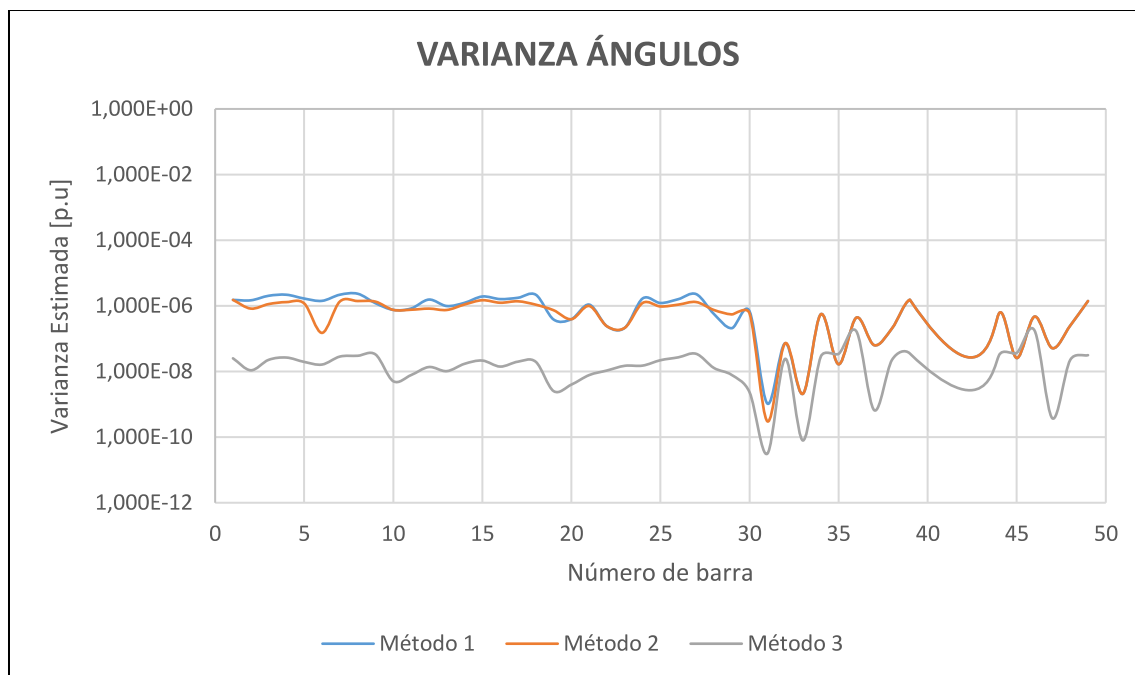
En la simulación se emplean 8 PMUs distribuidos en las barras 3, 4, 8, 12, 16, 26, 30 y 31. Para visualizar la influencia en la calidad de la estimación de estado se grafica las varianzas estimadas de voltajes y ángulos calculadas respecto al flujo de potencia.

En la Figura 2.17 y la Figura 2.18 se ilustra la varianza estimada para las variables de estado tanto para el módulo de voltaje como el ángulo de fase en cada barra.



**Figura 2.17.** Varianza estimada para variables de estado – red 39 barras modificada





**Figura 2.18.** Varianza estimada para variables de estado – red 39 barras modificada

Como resultados en el caso 3, se puede evidenciar en la Tabla 2.23, que el índice de rendimiento para las variables de estado con número limitado de PMUs, sigue siendo superior para el estimador híbrido no lineal en comparación a los otros modelos. Por otra parte, al ilustrar las varianzas estimadas en todos los nodos de la red se puede identificar que el estimador propuesto tiene la mayor exactitud tanto en voltajes como ángulos estimados respecto al modelo lineal. De manera global, se determina que el estimador propuesto mejora la calidad de la estimación de estado a pesar de tener un limitado número de PMUs que proporcionan observabilidad parcial de la red.

#### 2.4.4.6 Caso 4

En este último caso se realiza un análisis estadístico para considerar la aleatoriedad del error en las mediciones convencionales y fasoriales. Para establecer el conjunto de mediciones, se modela al comportamiento del error con la distribución normal estándar, que tiene un  $\mu = 0$  y una desviación típica igual a 1 ( $N(0,1)$ ), multiplicado por la desviación estándar del error de medición en [p.u.] ( $\sigma_{med}$ ). De esta manera, para obtener las mediciones empleadas en la simulación se efectúa la ecuación:

$$z^{meas}_i = z_{real} + N(0,1) * \sigma_{med} \quad (2.53)$$

Donde:

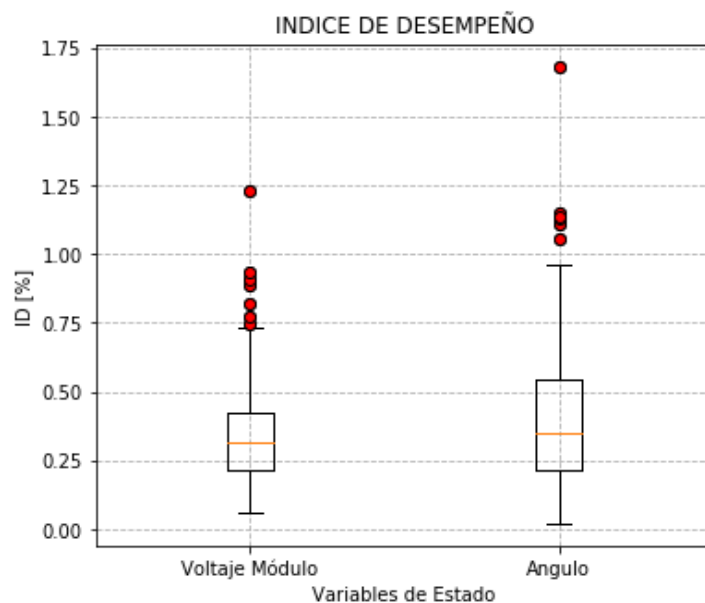
$z_{real}$ , es el valor verdadero de voltaje, flujo o inyección obtenido a partir de flujo de potencia.

$N(0,1)$ , es un número aleatorio que obedece la distribución normal estándar.

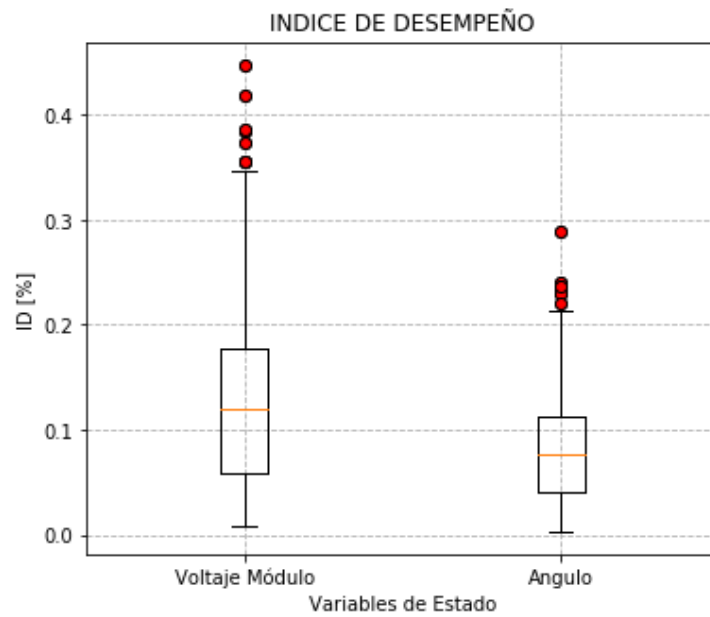
Empleando las librerías de Python para estadística se realiza 300 simulaciones Montecarlo considerando a las mediciones SCADA y PMU como variables aleatorias, tal como fue descrito en la ecuación (2.53). Mediante esta simulación se puede analizar el comportamiento de una medición real en la estimación de estado, debido a que la misma, tiene una probabilidad del 99.97% de certeza [5] de ser proporcionado por el equipo cuando se tiene un error próximo a:  $\pm 3\sigma_{med}$ . Se plantea simular dos escenarios bajo las siguientes condiciones:

### Primer Escenario

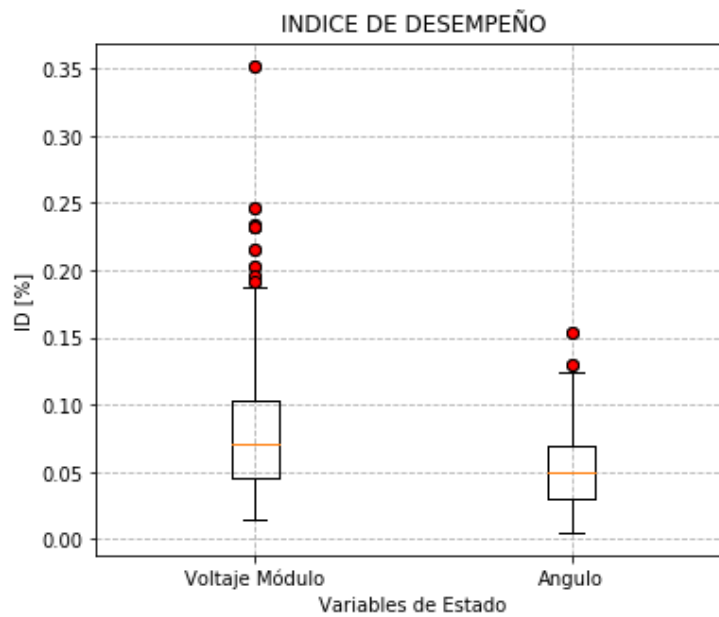
- Se generan 300 conjuntos de mediciones convencionales y fasoriales empleando las funciones matemáticas disponibles en Python 3.6.
- La red de prueba tiene observabilidad completa proporcionada por mediciones SCADA y observabilidad completa proporcionada por la ubicación óptima de PMUs.
- Se grafican diagramas de cajas para interpretar la tendencia central del índice de rendimiento.



**Figura 2.19.** Simulación Montecarlo Estimador Convencional – red 5 barras



**Figura 2.20.** Simulación Montecarlo Estimador Híbrido Lineal – red 5 barras

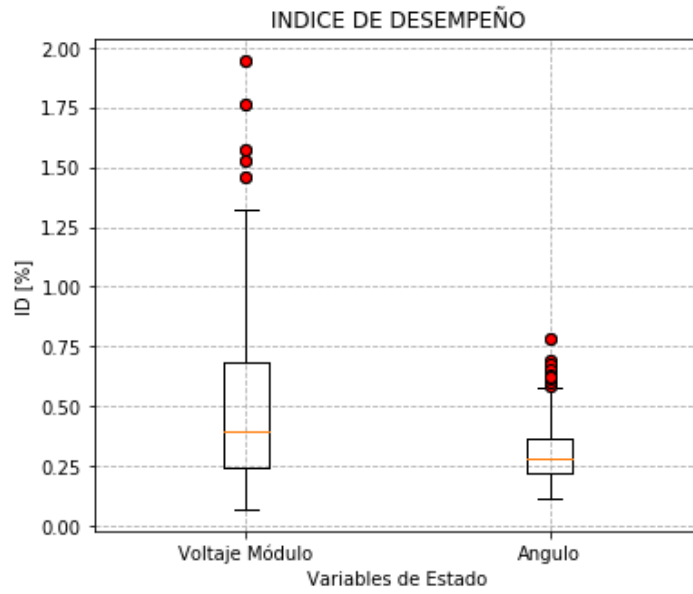


**Figura 2.21.** Simulación Montecarlo Estimador Híbrido No Lineal – red 5 barras

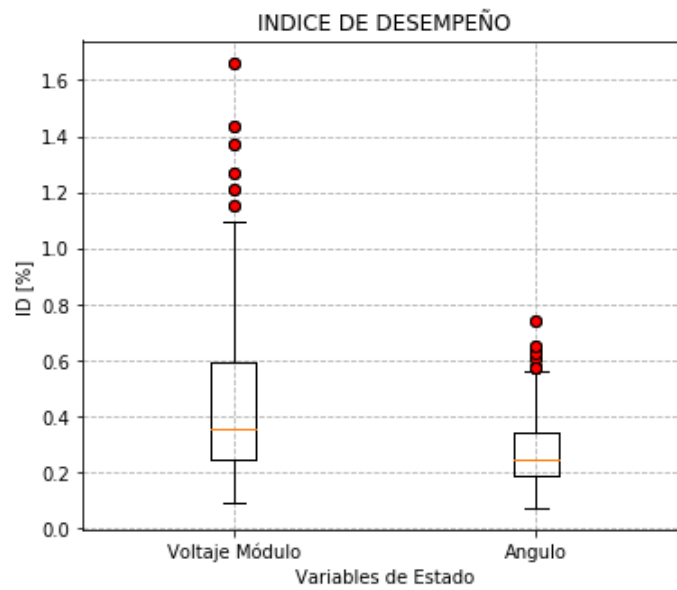
### Segundo Escenario

- Se realiza 300 simulaciones Montecarlo para la red de 39 barras modificada de la IEEE, se considera a la medición como variable aleatoria idéntico al caso de 5 barras.

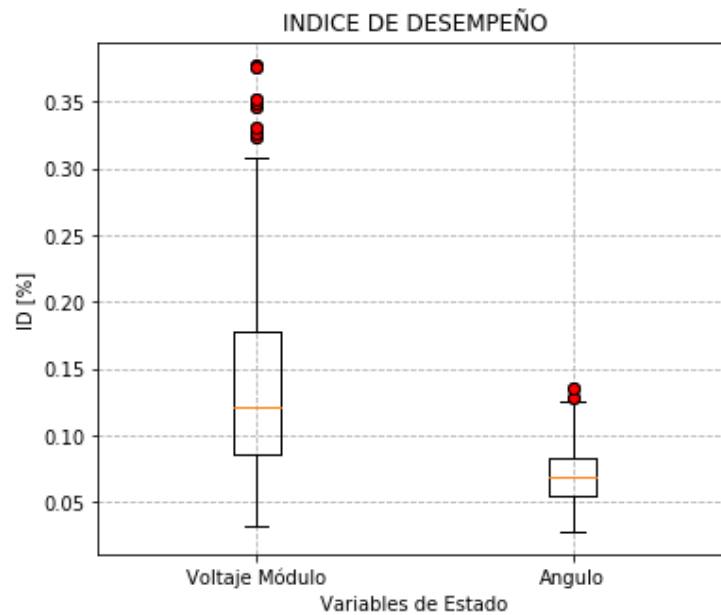
- La red de prueba tiene observabilidad completa proporcionada por mediciones SCADA y observabilidad parcial proporcionada por la ubicación de PMUs. El análisis se realiza con 8 PMUs ubicados en las barras 3,4,8,12,16,26,30,31.
- Se grafican diagramas de cajas para interpretar la tendencia central del índice de rendimiento.



**Figura 2.22.** Simulación Montecarlo Estimator Convencional – red 39 barras modificada IEEE



**Figura 2.23.** Simulación Montecarlo Estimator Híbrido Lineal – red 39 barras modificada IEEE



**Figura 2.24.** Simulación Montecarlo Estimador Híbrido No Lineal – red 39 barras modificada IEEE

Una vez culminada la simulación Montecarlo se distingue que el estimador híbrido no lineal en la red de 5 barras tiene un rango para el índice de desempeño menor al 0.4% considerando las soluciones anómalas, tanto para el voltaje como el ángulo. Mientras que los otros estimadores tienen soluciones anómalas fuera del rango del 0.4 % y pueden alcanzar el 1.75 %, lo que demuestra que el estimador propuesto es menos sensible a la aleatoriedad de las mediciones SCADA, es decir que el algoritmo es capaz de encontrar soluciones más cercanas al valor real, empleando de mejor manera la precisión proporcionada por las PMUs. Estos resultados se consiguen con una ubicación óptima de medidores sincrofasoriales.

En el caso de la simulación del sistema de 39 barras modificada, con una mayor cantidad de mediciones proporcionada por el sistema SCADA y un número limitado de PMUs. Se puede evidenciar que el estimador no lineal puede mejorar la calidad de la estimación reduciendo el rango del índice de rendimiento del estimador convencional a un rango de (0 – 0.35) [%], que a su vez es un rango menor al estimador híbrido lineal. A través de los resultados obtenidos, se demuestra que el estimador no lineal incrementa la redundancia en el sistema eléctrico y tiene un mayor impacto en la calidad de la estimación en comparación al estimador híbrido lineal.

Es importante señalar que, en el modelo de estimador híbrido lineal, las mediciones fasoriales ingresan con mediciones correctoras a los valores estimados de la primera

etapa, mientras que, para el caso del estimador híbrido no lineal, las mediciones fasoriales ingresan directamente al modelo matemático como un conjunto más de mediciones que son adicionadas a las mediciones de voltajes, flujos en ramas e inyecciones de potencia proporcionados por el sistema SCADA. Basado en el análisis realizado en las redes de prueba, se establece que la metodología más acertada para incluir voltajes y corrientes fasoriales será la que emplea el modelo del estimador híbrido no lineal.

Finalmente, con base al análisis realizado en los casos 1,2,3, y 4, se elige al Estimador Híbrido No Lineal, que emplea el método del punto Interior Primal - Dual, como el modelo para incorporar las mediciones fasoriales en la estimación de estado estática para el presente proyecto. Se destacan las características más relevantes:

- Incorpora mediciones fasoriales de corriente en coordenadas rectangulares, no tiene inconvenientes en el punto de partida con perfil plano.
- Puede encontrar soluciones con pérdida de observabilidad de la red debido a la falta de mediciones SCADA.
- Es menos sensible a la aleatoriedad de las mediciones SCADA, sus soluciones son mejoradas significativamente por la precisión de los PMUs.
- Mejora la calidad de la estimación de estado del sistema de potencia con un número reducido de PMUs.
- Con la ubicación óptima de PMUs ofrece un respaldo completo al estimador convencional.
- Funciona con el sistema en por unidad para sistemas eléctricos de potencia.

Una vez definido el modelo a emplearse en el presente proyecto, el siguiente paso es aplicarlo a un sistema real, que en este caso es el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, lo cual es estudiado en el Capítulo 3.

### 3 RESULTADOS Y DISCUSION

Finalmente, en el capítulo 3 se realiza el análisis de resultados de la herramienta computacional implementada y previamente validada, cuando se la aplica al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. En esta sección se emplean mediciones reales del sistema eléctrico de potencia que son procesadas por el algoritmo de cálculo del estimador híbrido no lineal propuesto. Mediante los valores obtenidos se realiza la comparación de resultados con el estimador convencional de Centro Nacional de Control de Energía CENACE.

La incorporación de la aplicación computacional para el análisis en estado estacionario fuera de línea, sin afectación a los procesos del sistema SCADA/EMS, representa un proceso adicional de lectura de datos de entrada, por esta razón, se desarrollan dos scripts en el entorno de Python para validar el modelo red y la asociación de mediciones fasoriales y convencionales para los casos de estudio.

Se propone analizar dos escenarios de operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, uno en demanda mínima y el otro en demanda máxima. Para las simulaciones se exportan desde el sistema SCADA/EMS el modelo de red y las mediciones convencionales como archivo de texto, de igual manera, desde el sistema WAMS se exportan las mediciones fasoriales de voltaje y corriente.

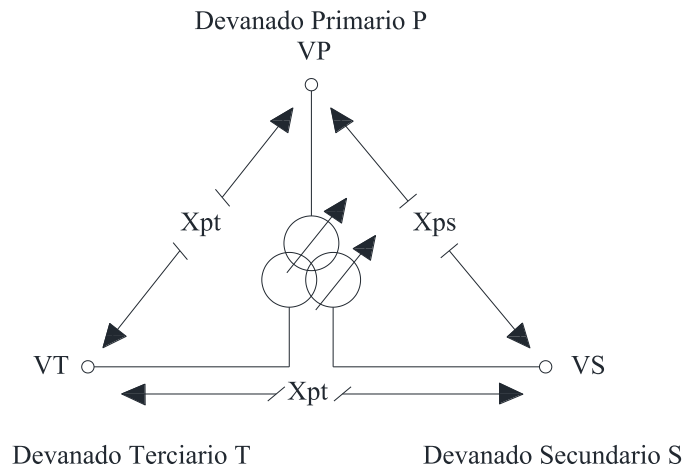
Previo a la evaluación de resultados finales, se describen las consideraciones adicionales que se emplearán para hacer posible la ejecución de la herramienta computacional al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

#### 3.1 Consideraciones preliminares

##### 3.1.1 Modelamiento del Sistema Nacional Interconectado

Para el modelamiento de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico Ecuatoriano se emplean los modelos descritos en el apartado 2.2.2, para generadores, líneas de transmisión, transformadores de dos devanados, cargas, capacitores y reactores. Se utilizan las formulaciones complejas para cada elemento y todas las ecuaciones de red que fueron detalladas en el Capítulo 2.

En el caso de los **transformadores con tres devanados**, se emplea el equivalente de tres transformadores conectados a un punto ficticio similar a la conexión estrella. Inicialmente un transformador tridevanado está representado como una conexión en delta de tres impedancias de dispersión.



**Figura 3.1.** Representación de un transformador de tres devanados

Los datos de placa de un transformador con tres devanados siempre proporcionan los valores en por unidad de las impedancia de dispersión  $Z_{ps}$ ,  $Z_{st}$  y  $Z_{pt}$ . Cada impedancia está en las bases del devanado:  $V_p$ ,  $V_s$ , y  $V_T$  respectivamente.

Es posible expresar las impedancias de dispersión en función de la impedancia de cada devanado, las ecuaciones que mantiene la relación mencionadas están dadas por:

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s \quad (3.1)$$

$$Z_{pt} = Z_p + Z_t \quad (3.2)$$

$$Z_{st} = Z_s + Z_t \quad (3.3)$$

Para expresar las equivalencias de cada impedancia en por unidad. se resuelve el sistema de ecuaciones formado por (3.1), (3.2) y (3.3), consiguiendo:

$$Z_p = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (3.4)$$

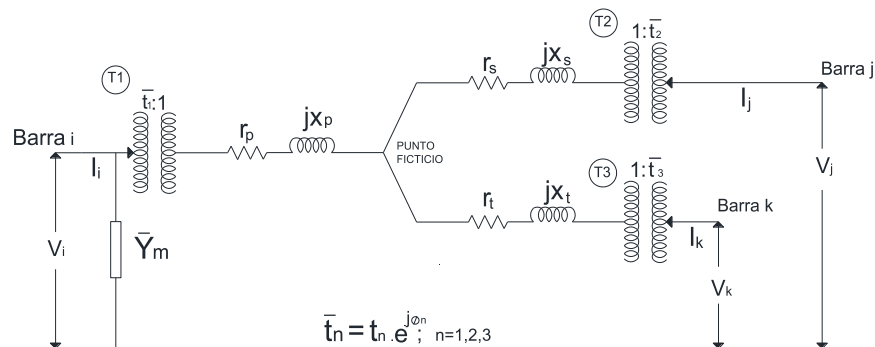
$$Z_s = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \quad (3.5)$$

$$Z_t = \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (3.6)$$

Teniendo en cuenta que el transformador puede tener TAP y LTC, se emplea el modelo de rama común y se define un equivalente final con tres transformadores conectados en



estrella con la ubicación de TAP en la barra de envío [35], tal como se muestra en la Figura 3.2.



**Figura 3.2.** Modelo de un transformador con tres devanados y taps [35]

### 3.1.2 Estimador de Estado Convencional del Centro de Control de Energía

El estimador de estado del Network Manager del Centro de Control emplea el algoritmo de mínimos cuadrados ponderados con restricciones de igualdad. La detección de errores lo realiza con la prueba chi – cuadrado aplicado a la función objetivo. La identificación de mediciones erróneas lo realiza mediante la prueba de residuos normalizados y el proceso de eliminación de errores gruesos en medición lo ejecuta con la técnica Dormant [5].

El algoritmo convencional del Centro de Control emplea como datos de entrada la siguiente información [5]:

- Topología del sistema eléctrico.
- Posiciones de TAP y LTC de transformadores.
- Desviaciones estándar de equipos de medición.
- Mediciones de módulo del voltaje en barras.
- Mediciones de flujo de potencia activa y reactiva en transformadores y líneas de transmisión.
- Mediciones de potencia de inyección activa y reactiva para generadores.
- Mediciones de potencia de inyección activa y reactiva para cargas, capacitores y reactores.
- Mediciones de inyecciones cero tratadas como restricciones de igualdad.

Además, dispone la función de Adaptador de Parámetros que sirve para proporcionar pseudomediciones en el caso de pérdida de información del sistema SCADA. Empleada para valores de TAP en transformadores, voltajes en barras, inyecciones en barras y desviaciones estándar para pseudomediciones.

### 3.1.3 Interfaz de comunicación con el sistema SCADA y WAMS

El análisis de escenarios de operación del SNI empleando la aplicación desarrollada, requiere de una etapa intermedia donde se realiza la lectura de información, asociación de mediciones para cada elemento y la creación del caso de estudio con extensión, py. Este proceso intermedio se lo realiza mediante la interfaz de comunicación que es un script desarrollado en el lenguaje de Python para preprocesamiento de información. En la figura se esquematiza el proceso de lectura de información y la participación de la interfaz de comunicación (`interfaz_scada.py ()`).

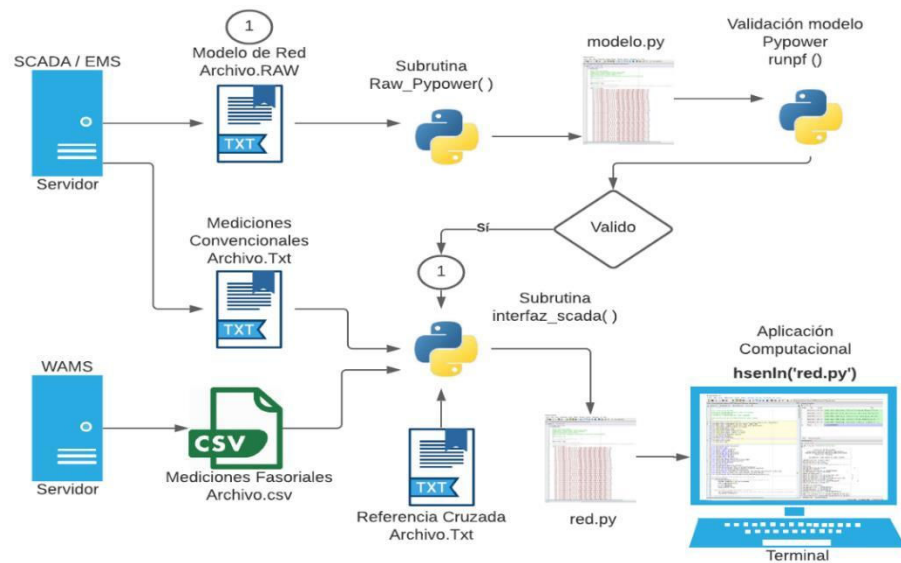


Figura 3.3. Esquema de comunicación con el sistema SCADA / WAMS

### 3.1.4 Módulo de detección e identificación de errores

Para la estimación de estado de un sistema eléctrico real, es de suma importancia considerar que el algoritmo va a estar sujeto a errores gruesos de mediciones por diversas razones externas. En este sentido, se realiza la implementación de un módulo de detección e identificación de errores, para lo cual se emplean los modelos matemáticos de la prueba estadística chi cuadrada y el residuo normalizado explicado en el apartado 1.5.4.

Haciendo uso del criterio que emplean los algoritmos comerciales para el tratamiento de errores, se emplea la técnica Dormant, la misma que en lugar de eliminar la medición la reemplaza con su valor estimado obtenido en el proceso de estimación. De esta manera se reduce el proceso de cambio de dimensión de matrices involucradas en el problema, esto a su vez disminuye el tiempo de procesamiento [5], .

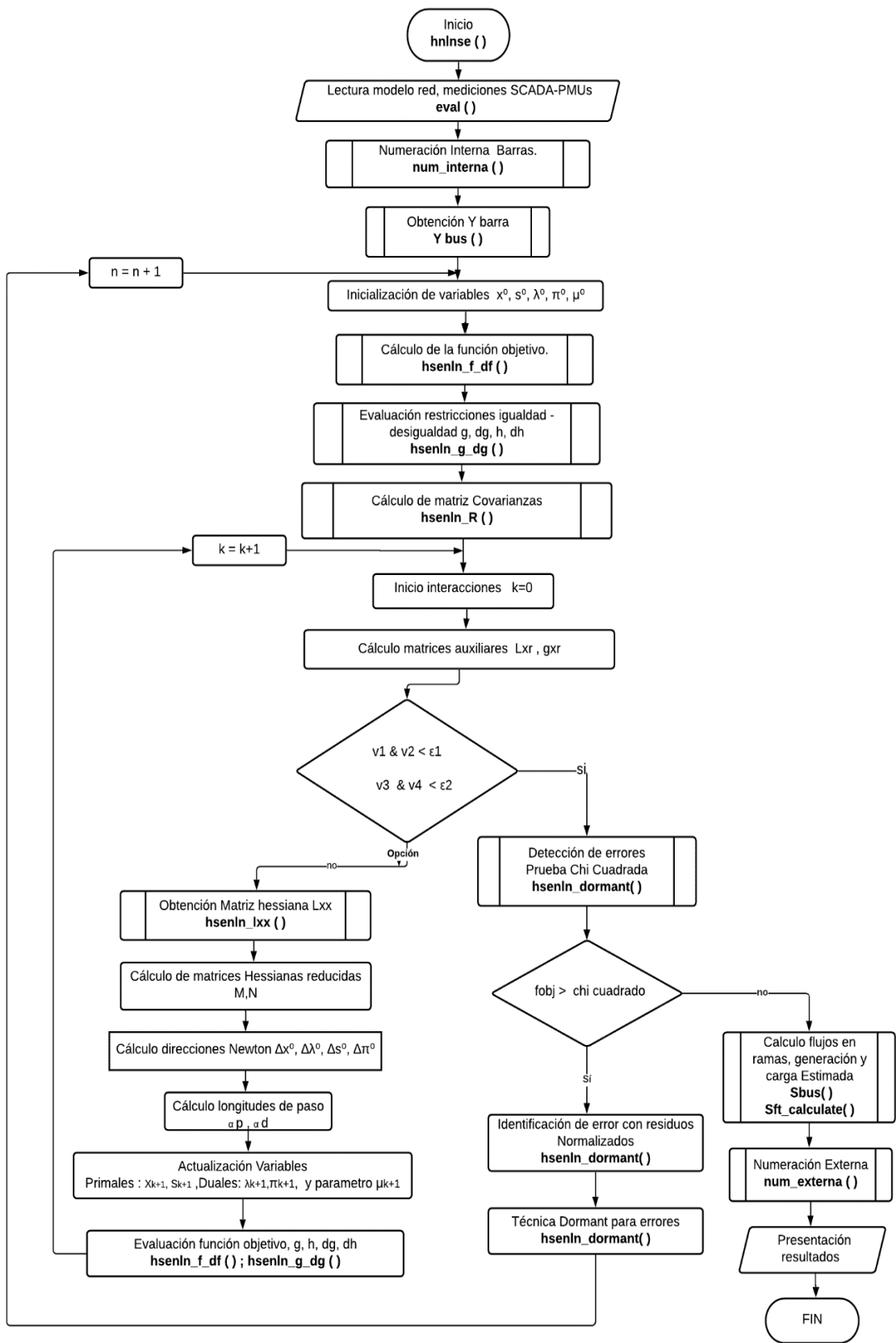


Figura 3.4. Algoritmo de estimación híbrida con módulo de detección de errores

### 3.2 Selección de los escenarios de operación del SNI

Empleando las funciones del Sistema SCADA/EMS de CENACE se capturan dos escenarios de operación del sistema Nacional Interconectado para el viernes 4 de diciembre de 2020, en horario de demanda mínima y máxima,

Los parámetros eléctricos del Sistema Nacional Interconectado exportados desde el sistema SCADA están en valores por unidad con una potencia base 100 MVA. Las posiciones de TAP y LTC están en por unidad en base al incremento por cada paso y su posición actual.

Los escenarios exportados desde el sistema SCADA tienen el formato raw perteneciente al software comercial PSS/E de Siemens, se exportan los datos para una red observable, con procesamiento topológico, es decir que los estados de interruptores y seccionadores son procesados y se obtiene un modelo final sin elementos de apertura y cierre.

Las características de cada escenario se resumen en las tablas 3.1 y 3.2.

**Tabla 3.1.** Primer escenario de Operación del SNI

<b>ESCENARIO 1</b>	
Hora:	08:09:46
Demanda:	Mínima
Demanda Total [MW]	2788.2
Número de Barras.	399
Número de Líneas.	193
Número de Transformadores.	205
Número de Capacitores disponibles.	20
Número de Reactores disponibles.	14
Número de Generadores disponibles.	73
Número de Cargas conectadas.	190
Número de mediciones convencionales	1570
Número de mediciones fasoriales	168
Número de mediciones virtuales	653

**Tabla 3.2.** Segundo Escenario de operación del SNI

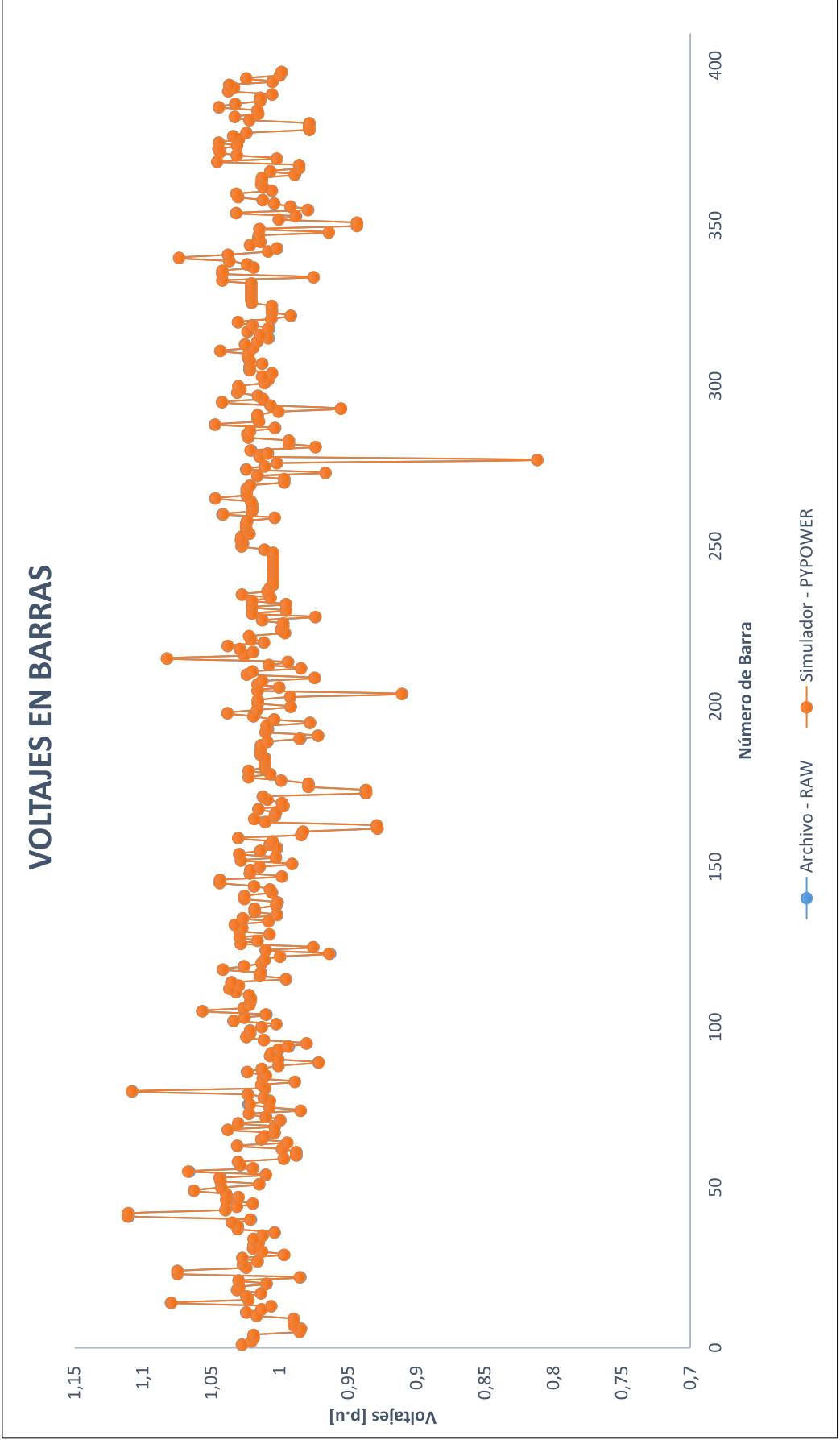
<b>ESCENARIO 2</b>	
Hora:	19:36:56
Demanda:	Máxima
Demanda Total [MW]	3566.3
Número de Barras.	402
Número de Líneas.	194
Numero de transformadores.	208
Numero de Capacitores disponibles.	19
Número de Reactores disponibles.	14
Número de Generadores disponibles.	73
Número de Cargas conectadas.	190
Número de mediciones convencionales	1574
Número de mediciones fasoriales	178
Número de mediciones virtuales	661

### **3.2.1 Validación del modelo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano**

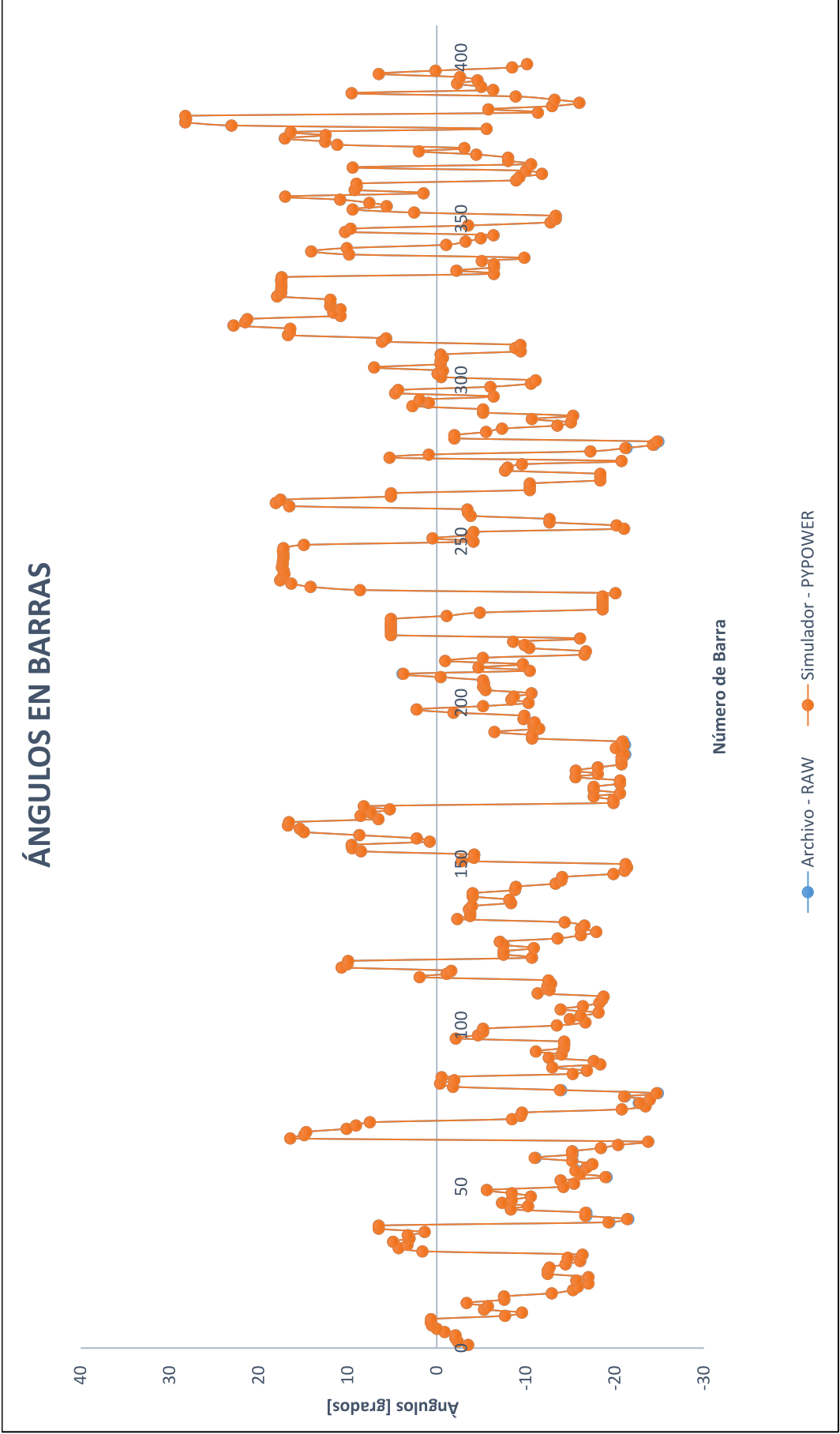
Antes de iniciar la simulación empleando el algoritmo propuesto, es necesario validar el modelo eléctrico exportado desde el sistema SCADA/EMS. La validación constituye la ejecución de un flujo de potencia empleando los parámetros eléctricos en por unidad exportados por el archivo (.raw).

Para la ejecución del flujo de potencia se emplea el paquete de software libre Pypower, desarrollado en el entorno de Python. Se transforma el archivo (.raw) a un archivo (.py) y se corre la aplicación. Los resultados obtenidos son comparados con los valores del flujo de carga que contiene el documento (.raw).

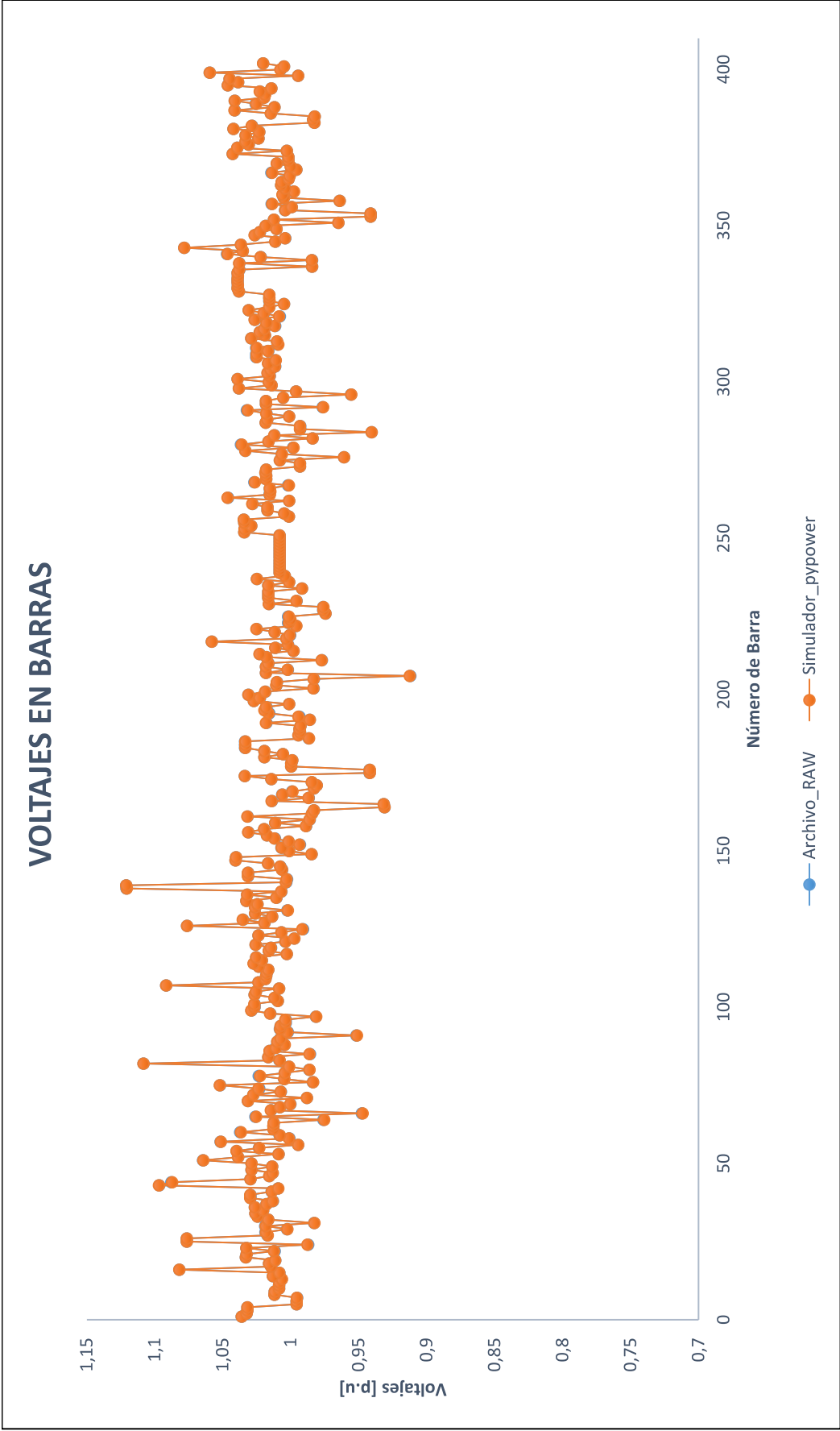
La validación representa los valores reales al que debe acercarse los resultados del estimador híbrido no lineal sin errores de medición. Se valida dos escenarios de operación del Sistema Nacional Interconectado. Después de la simulación se obtiene un ajuste de curvas completamente exacto, tal como se puede apreciar en la Figura 3.5, Figura 3.6, Figura 3.7 y Figura 3.8.



**Figura 3.5.** Flujo de Potencia –SNI en Demanda Mínima

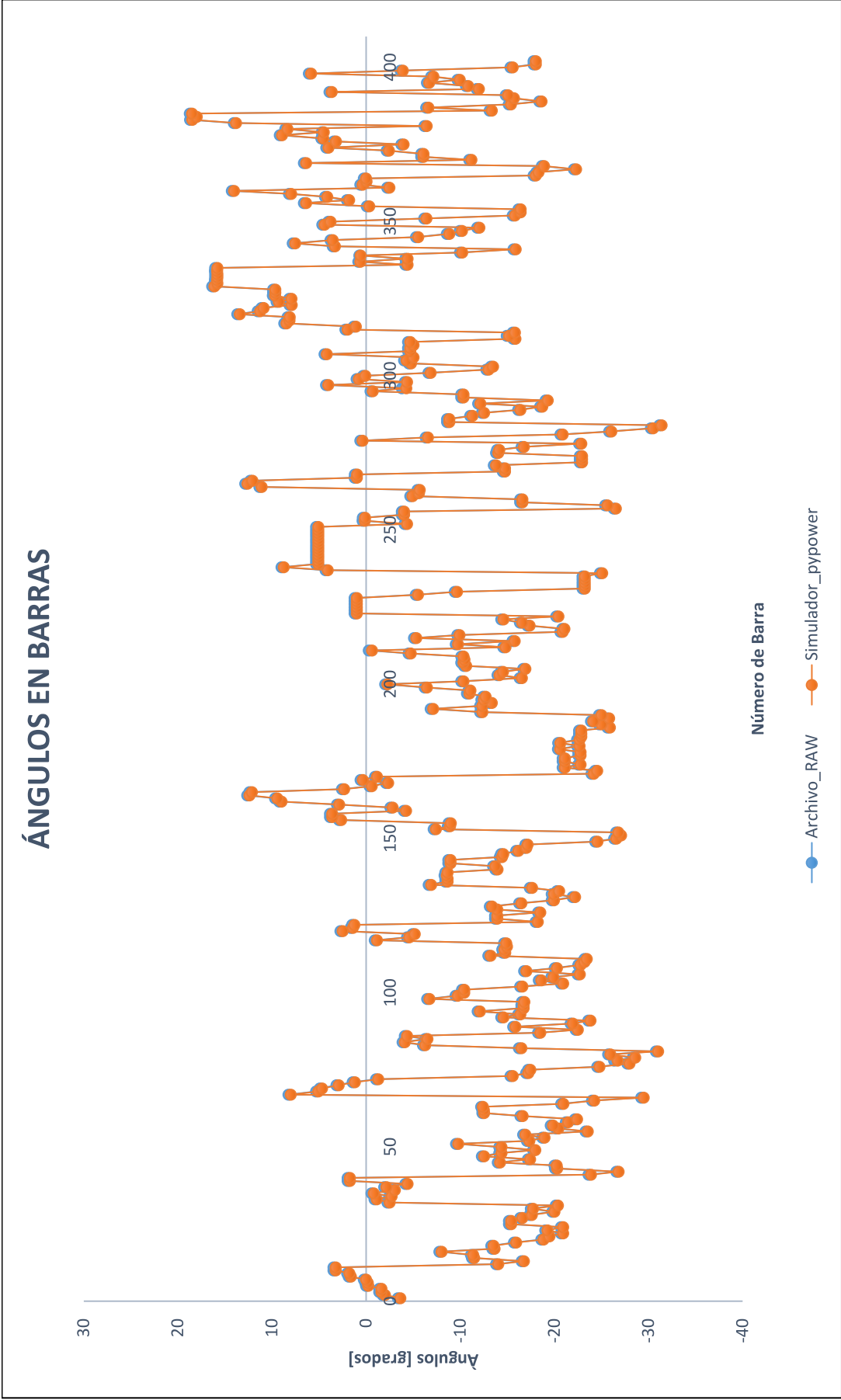


**Figura 3.6.** Flujo de Potencia – SNI en Demanda Mínima



**Figura 3.7.** Flujo de Potencia –SNI en Demanda Máxima





**Figura 3.8.** Flujo de Potencia –SNI en Demanda Máxima

### 3.2.2 Simulación de estimación de estado híbrida aplicada al SNI

Para la simulación del estimador híbrido no lineal aplicado al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, se definen dos casos de simulación.

Para el **primer caso de simulación** se tienen los siguientes aspectos:

- Primero se toma como valores verdaderos de las variables de estado a los valores del flujo de potencia, exportado desde el sistema SCADA y validado con Pypower.
- Se emplea los resultados del estimador de estado convencional exportados del sistema SCADA/EMS de CENACE y se calcula el índice de rendimiento ID (%).
- Se procede a ejecutar la aplicación del estimador híbrido no lineal considerando las mediciones SCADA y como mediciones fasoriales se emplean los valores de voltajes y corriente obtenidos con el flujo de potencia. La ubicación de las PMUs está definida por la posición actual que tienen los equipos en el SNI.
- Se realiza el análisis para los escenarios en demanda mínima y máxima.
- Finalmente se calcula el índice de rendimiento para el estimador híbrido y se compara con el índice del estimador de convencional de CENACE.
- Se establece como barra de referencia para todo el análisis a la unidad 8 de la central de generación Paute – Molino.

El objetivo de esta simulación es evaluar el impacto de la actual ubicación de las PMUs en la estimación de estado. Para el análisis se considera que todos PMUs están disponibles y están proporcionando mediciones de voltajes y corrientes. Cabe señalar que la aplicación desarrollada no está diseñada para procesar dos o más mediciones fasoriales de tensión en una misma barra. Por lo tanto, se suprime el exceso de PMUs en barra común.

De acuerdo con las especificaciones técnicas de PMUs, la precisión de los equipos para el valor RMS de voltaje es: 0.02 % y corriente 0.03 %. Para valores de ángulos tanto para tensión como corriente es:  $0.01^{\circ}$  [36]. Considerando el error provocado por los TC y TP para mediciones de precisión, los valores de las desviaciones son modificadas [20]. Bajo este contexto, las desviaciones estándar finales empleadas para las mediciones convencionales y fasoriales son mostradas en la Tabla 3.3.

**Tabla 3.3.** Desviaciones Estándar para mediciones del SNI

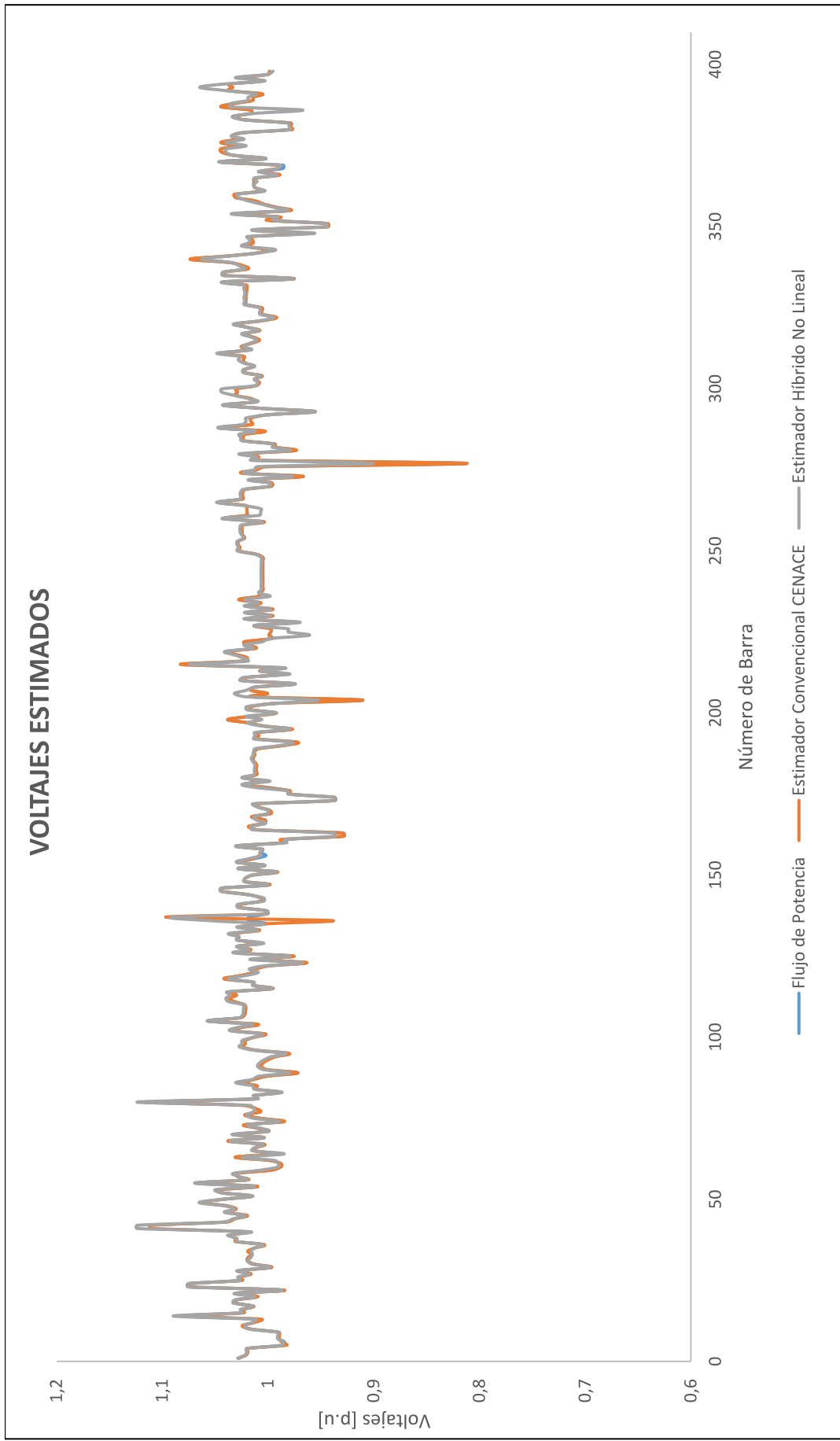
Desviación Estándar $\sigma$	Valor
Módulo de Voltaje	0.004 [p.u]
Flujos en ramas	0.02 [p.u]
Potencia de inyección	0.01 [p.u]
Módulo Voltaje PMU	0.00070 [p.u]
Módulo Corriente PMU	0.00073 [p.u]
Ángulo voltaje y corriente PMU	0.00097 [rad]

En la simulación se emplearon 42 unidades de medición fasorial, que representa el 10% del número de barras del sistema, la ubicación de cada PMU en el sistema de potencia está detallado en el Anexo A. El tiempo máximo de simulación para la convergencia del algoritmo con el módulo de tratamiento de errores gruesos fue de 10 minutos. Una vez culminado la simulación bajo los lineamientos propuestos se obtuvieron los siguientes índices de rendimiento:

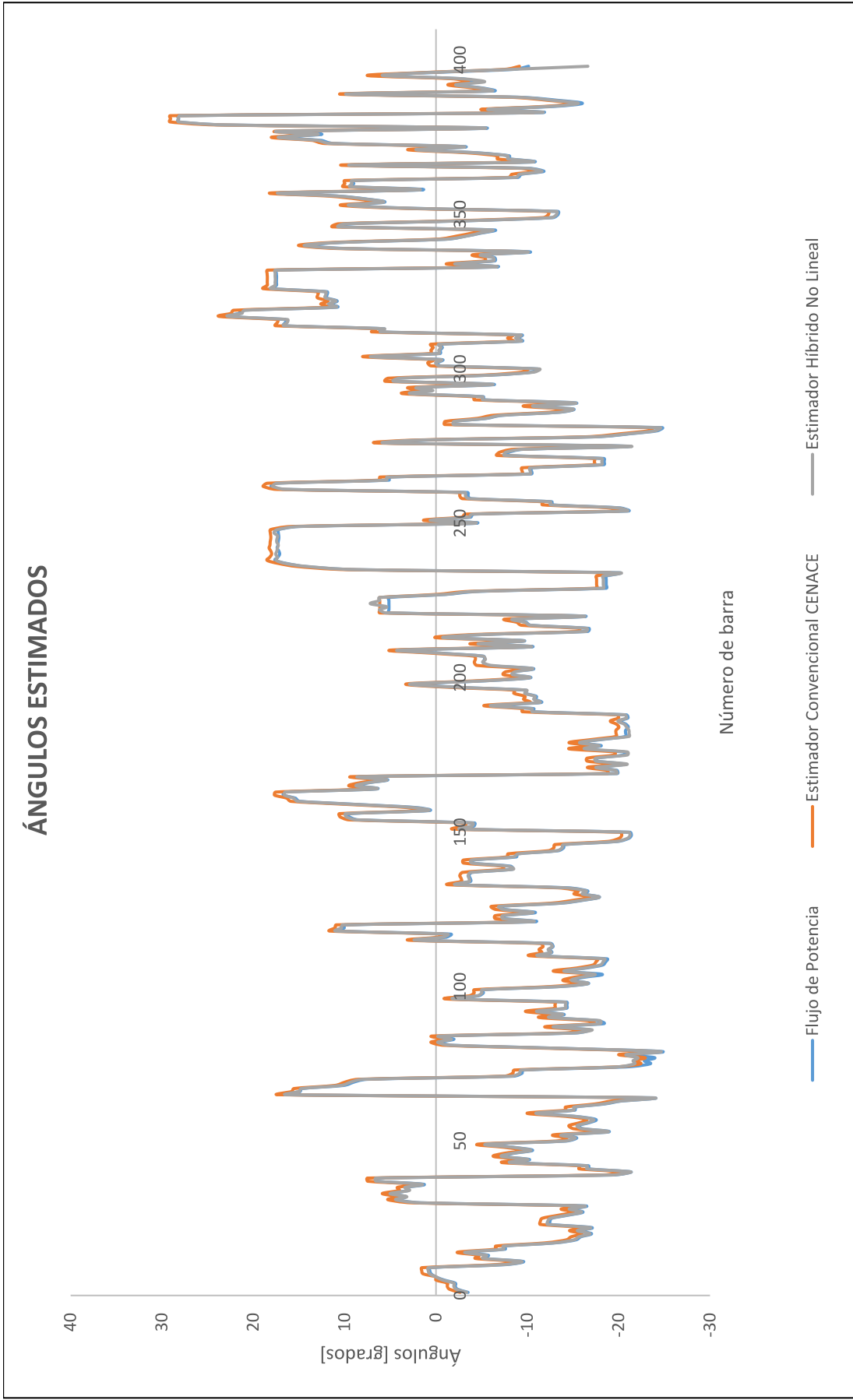
**Tabla 3.4** Resultados primer caso de simulación – Sistema Nacional Ecuatoriano

Demanda	Variable de Estado	Índice de rendimiento ID (%)	
		Estimador Convencional	Estimador Híbrido
Mínima	Voltaje	11,11	17.3563
	Ángulo	35,30	15.36
Máxima	Voltaje	4,35	14.5648
	Ángulo	9.37	13.2022

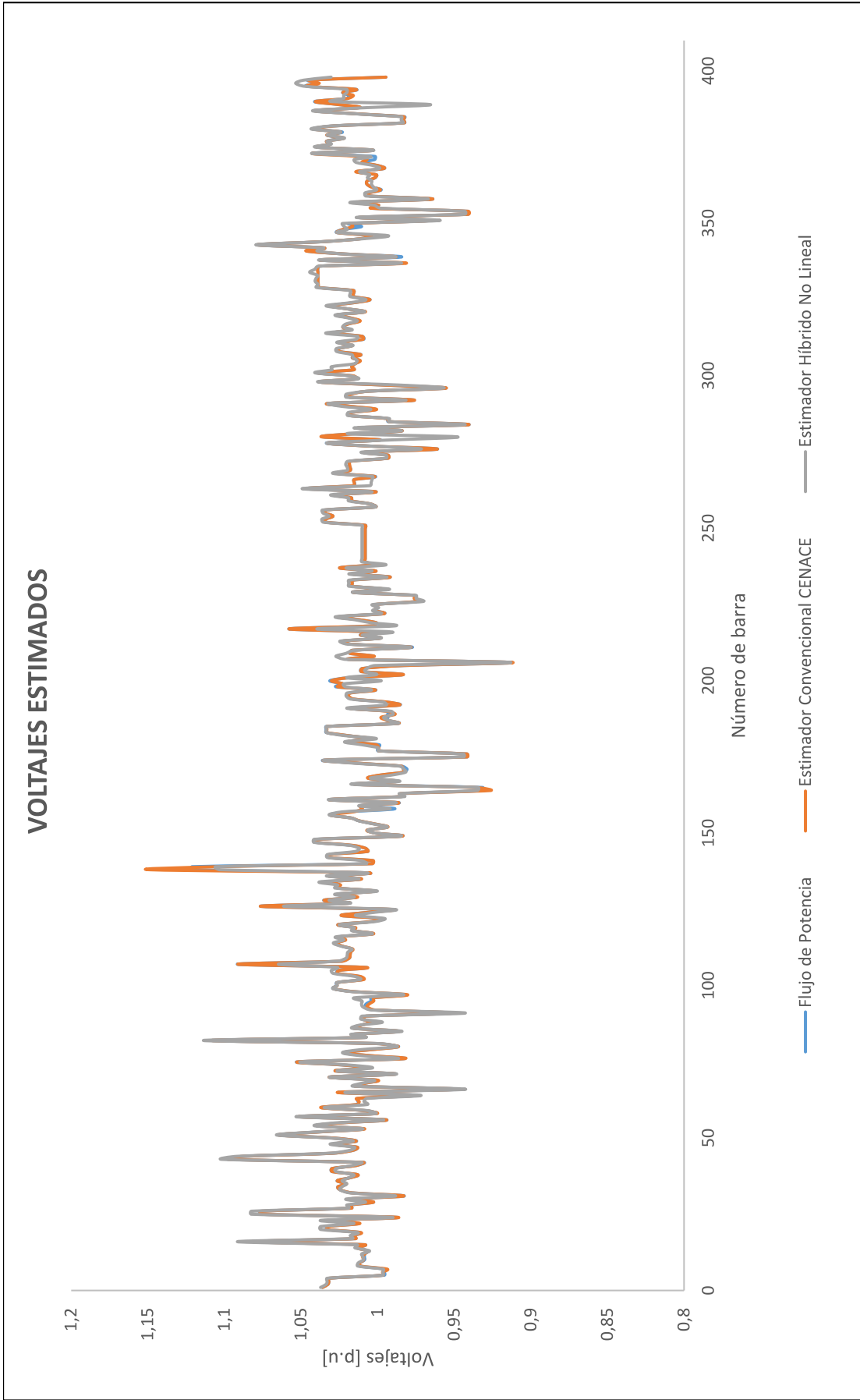
Para visualizar el comportamiento de las variables de estado obtenidas con el estimador propuesto respecto a los valores del flujo de potencia y el estimador convencional de CENACE, se grafican los voltajes y ángulos estimados en todas las barras del SNI. En la Figura 3.9, Figura 3.10, Figura 3.11 y Figura 3.12 se realiza la comparación de los estimadores en Demanda Mínima y Máxima.



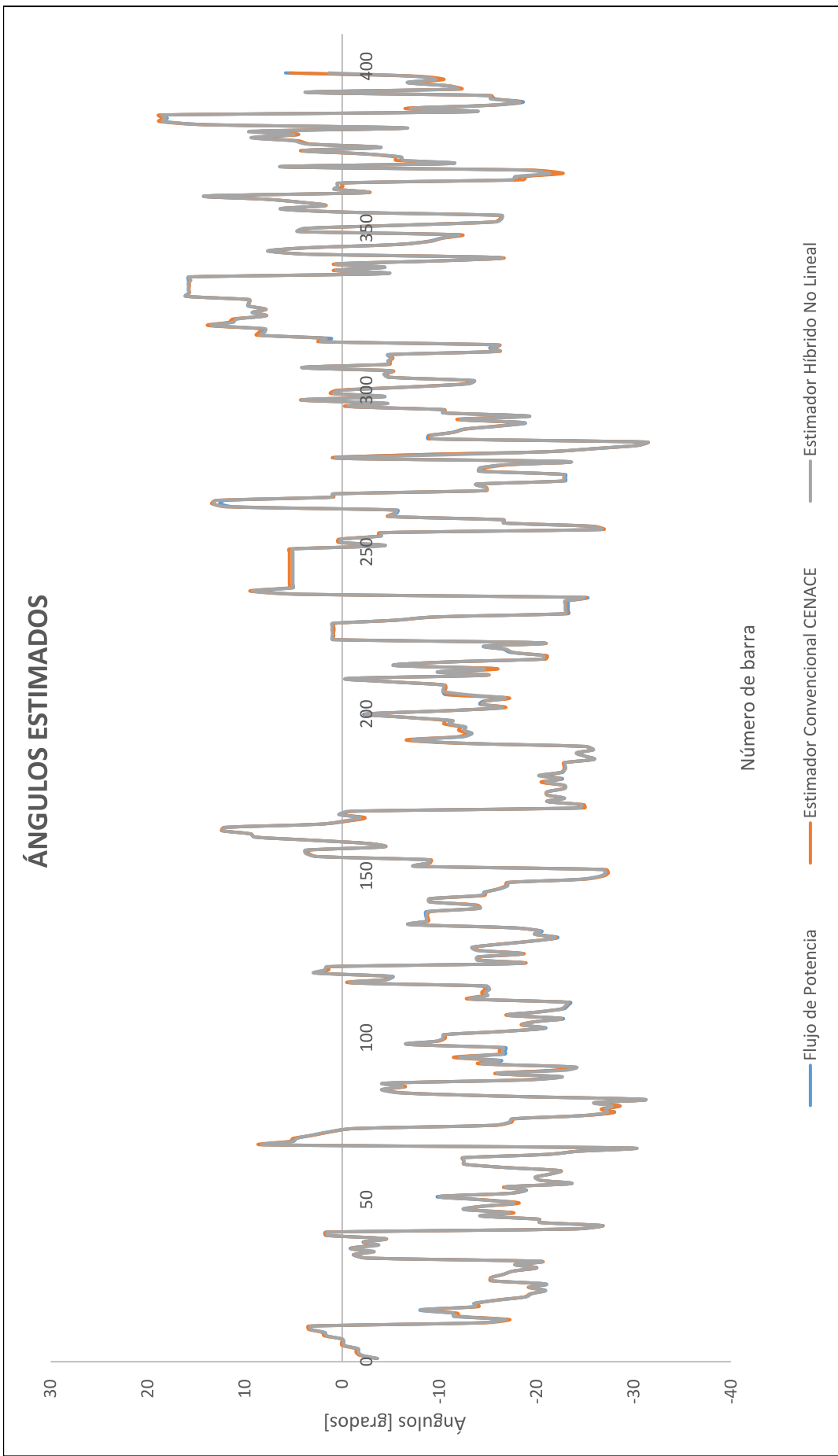
**Figura 3.9.** Comparación de estimadores – Demanda Mínima SNI – primer caso



**Figura 3.10.** Comparación de estimadores – Demanda Mínima SNI – primer caso



**Figura 3.11.** Comparación de estimadores – Demanda Máxima SNI – primer caso



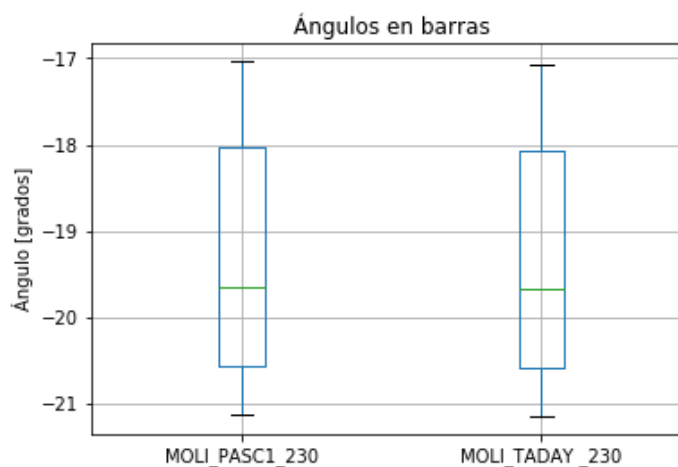
**Figura 3.12.** Comparación de estimadores – Demanda Máxima SNI – primer caso

Para el **segundo caso** de simulación se establecen varios aspectos detallados a continuación:

- De igual manera al caso anterior, se toma como valores verdaderos de las variables de estado a los resultados del flujo de potencia validados con Pypower.
- Se emplean los resultados del estimador de estado convencional exportados del sistema SCADA/EMS y se calcula el índice de rendimiento ID (%).
- Se procede a ejecutar la aplicación del estimador híbrido no lineal ingresando las mediciones del sistema SCADA y las mediciones fasoriales reales disponibles en el sistema WAMS. Se considera la posición actual de cada PMU en el SNI.
- Se realiza el análisis para un escenarios en demanda mínima y otro en máxima y se emplean las mismas desviaciones estándar del primer caso de simulación.
- Finalmente se calcula el índice de rendimiento para el estimador híbrido y se compara con el índice del estimador convencional de CENACE.

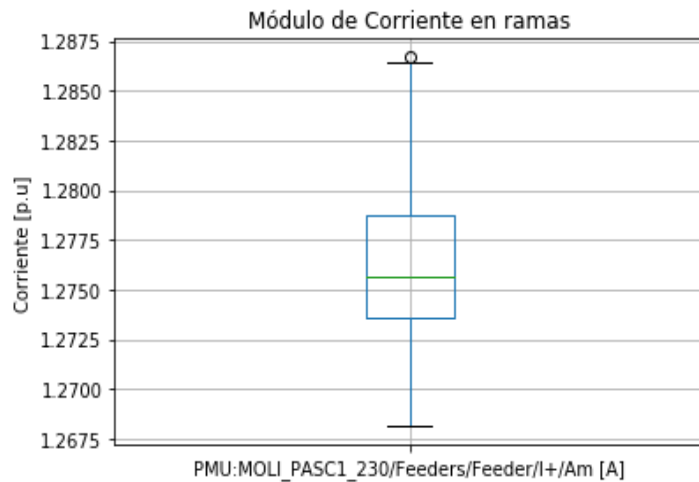
La sincronización de las mediciones fasoriales con las mediciones convencionales se realiza obteniendo los valores centrales de cada medición, realizando un análisis estadístico de los fasores de voltajes y corrientes provenientes de las PMUs para un intervalo de 4 segundos, que corresponde al tiempo máximo de actualización de las mediciones análogas del sistema SCADA [37].

Para analizar el comportamiento de cada medición se grafican diagramas de caja y bigotes. Para ejemplificar el procedimiento se muestra las siguientes figuras:

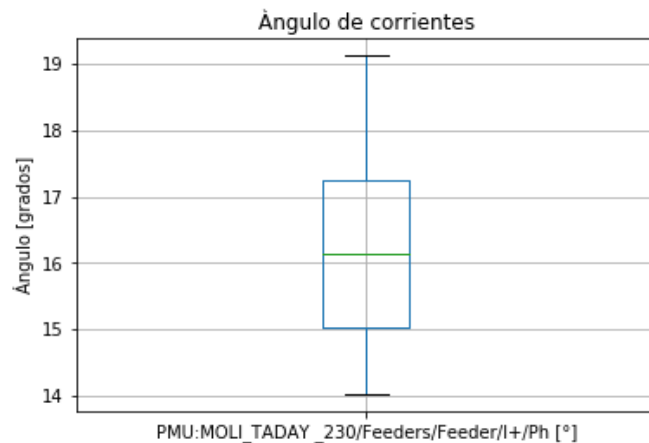


**Figura 3.13.** Comportamiento de la variable aleatoria – ángulos de voltaje





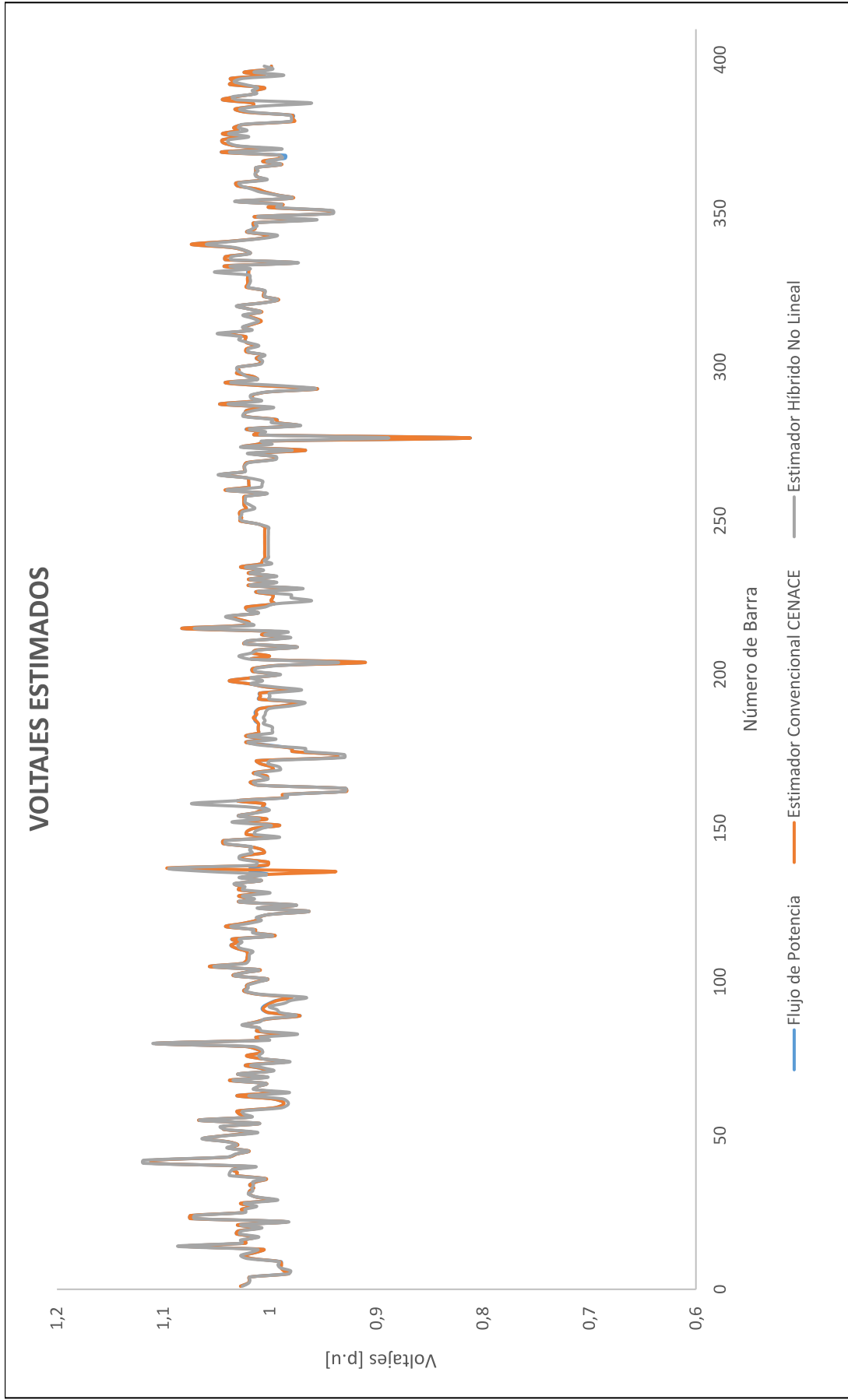
**Figura 3.14.** Ejemplo del comportamiento de la medición de módulo de corriente



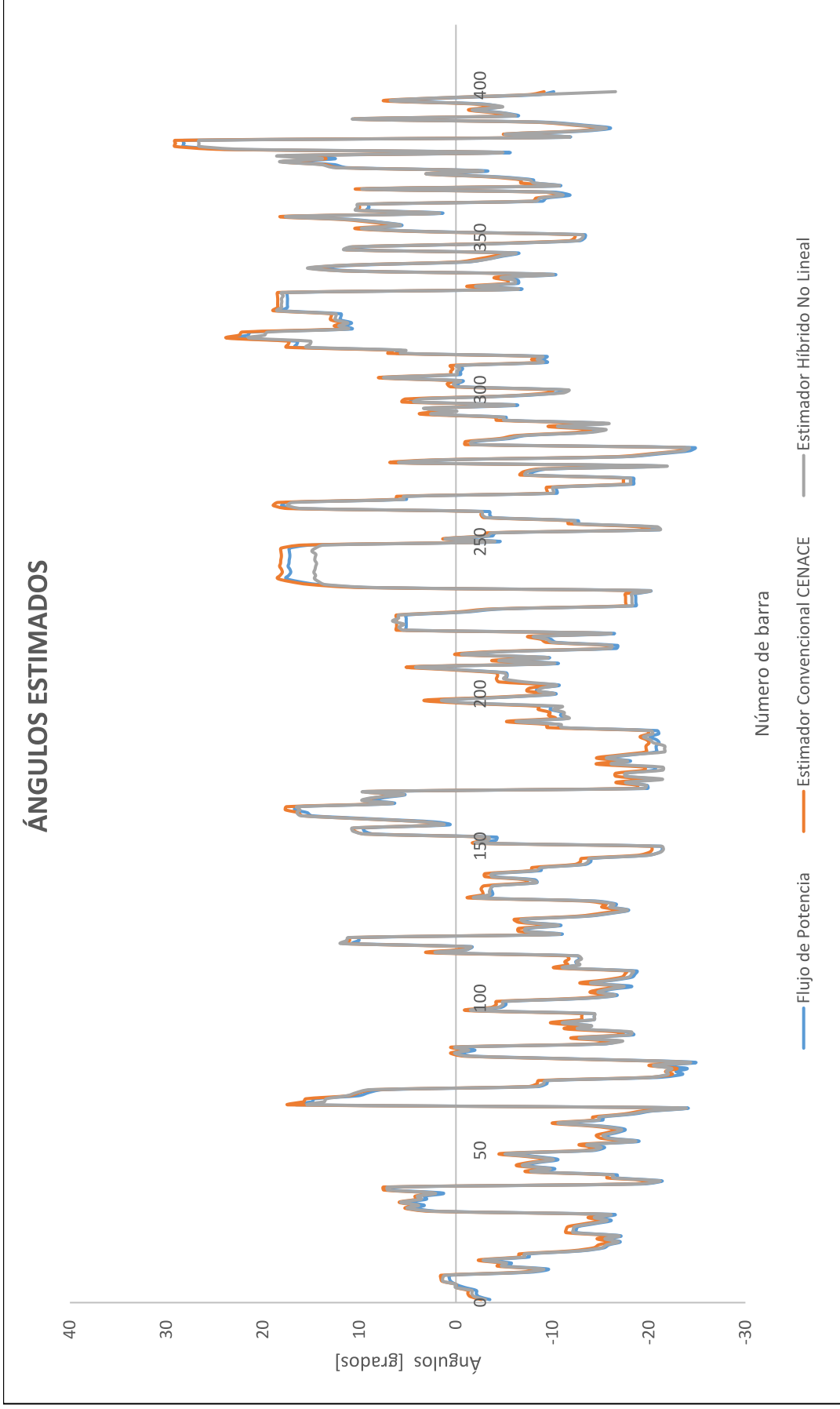
**Figura 3.15.** Ejemplo del comportamiento de la medición de ángulo de corriente

Mediante los diagramas de caja para las mediciones de ángulos y módulos de voltaje y corriente, se puede interpretar que la tendencia central no coincide con el punto medio del 50% de las mediciones. Por esta razón, se recomienda emplear la mediana, como técnica más robusta para determinar el valor central del conjunto de mediciones fasoriales.

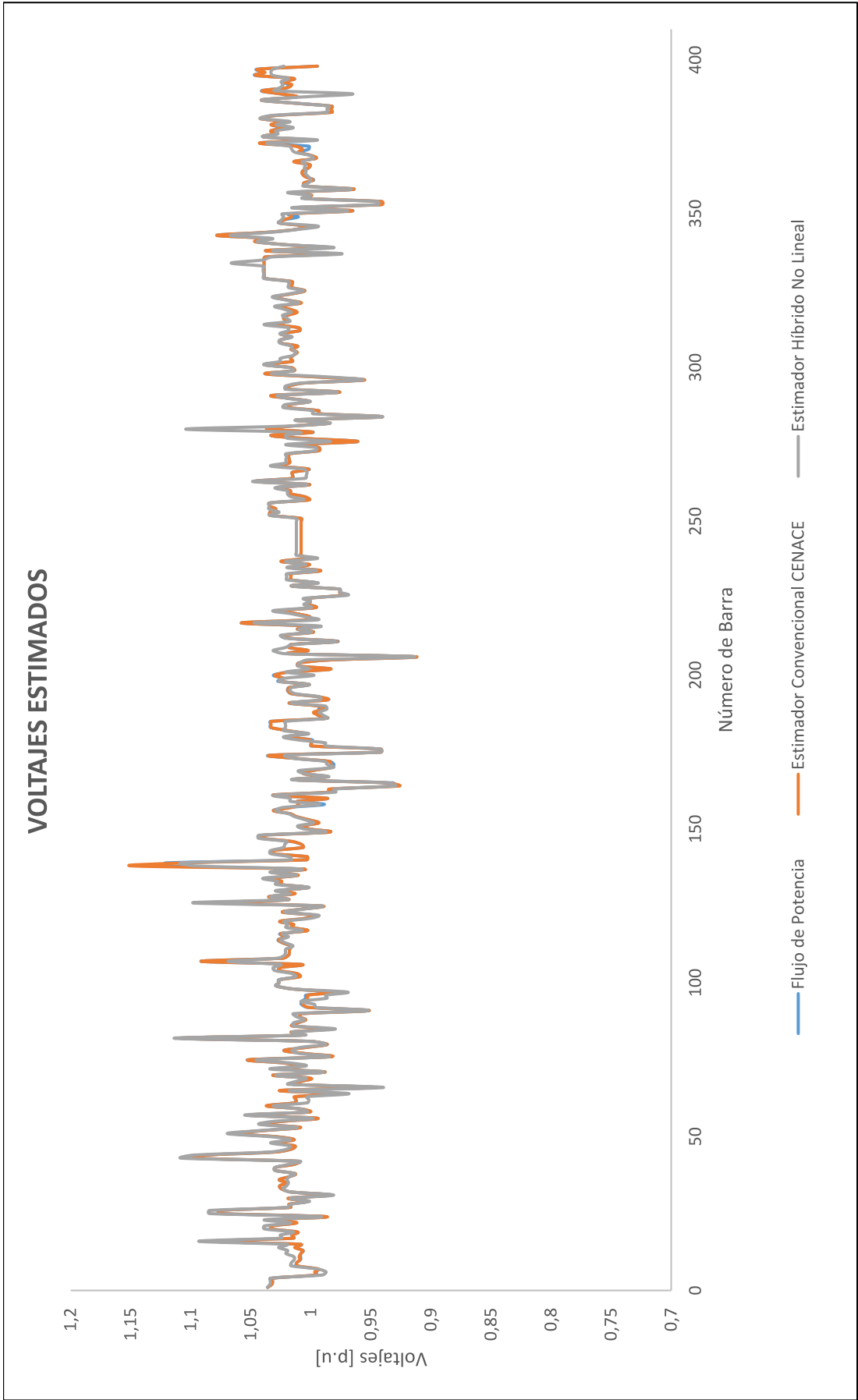
Se debe tener en cuenta que los ángulos medidos por los PMUs, para ser incluidos en la aplicación computacional, deben tener una barra de referencia y cada valor medido de ángulo de voltaje o corriente debe ser ajustado con el desfase adecuado debido al tipo de conexión de transformadores para unidades de generación como: Dy1 y Dy11, el ajuste es la diferencia de un múltiplo de 30 grados. Esto es debido a que al algoritmo funciona en el sistema por unidad y por lo tanto no considera desfases por grupos de conexión de transformadores.



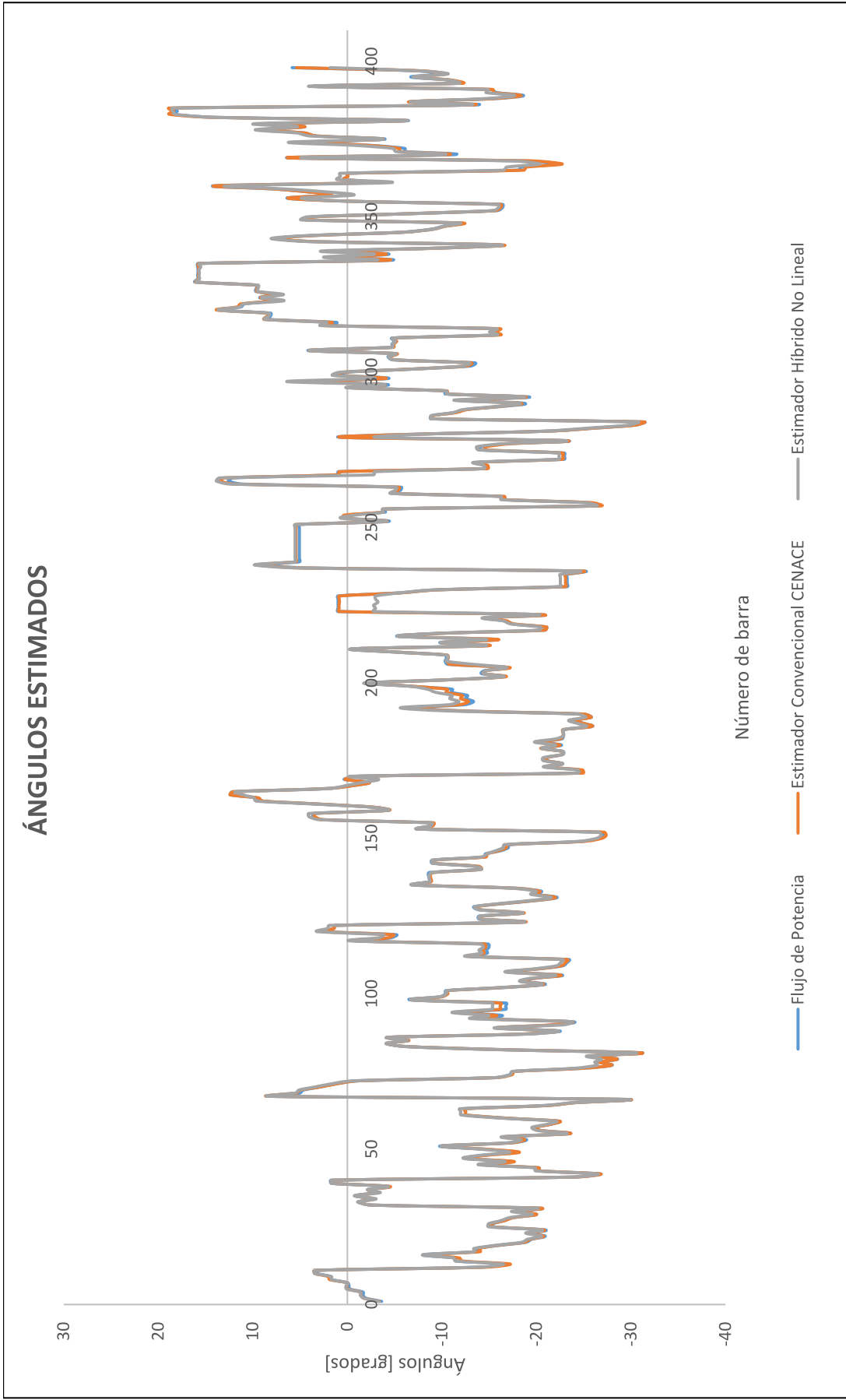
**Figura 3.16.** Comparación de estimadores – Demanda Mínima SNI – segundo caso



**Figura 3.17.** Comparación de estimadores – Demanda Mínima SNI – segundo caso



**Figura 3.18.** Comparación de estimadores – Demanda Máxima SNI – segundo caso



**Figura 3.19.** Comparación de estimadores – Demanda Máxima SNI – segundo caso

**Tabla 3.5.** Resultados segundo caso de simulación – Sistema Nacional Ecuatoriano

Demanda	Variable de Estado	Índice de rendimiento ID (%)	
		Estimador Convencional	Estimador Híbrido
Mínima	Voltaje	11,11	19.69
	Ángulo	35,30	29.04
Máxima	Voltaje	4,35	16.84
	Ángulo	9.37	33.70

### 3.3 Discusión de resultados obtenidos

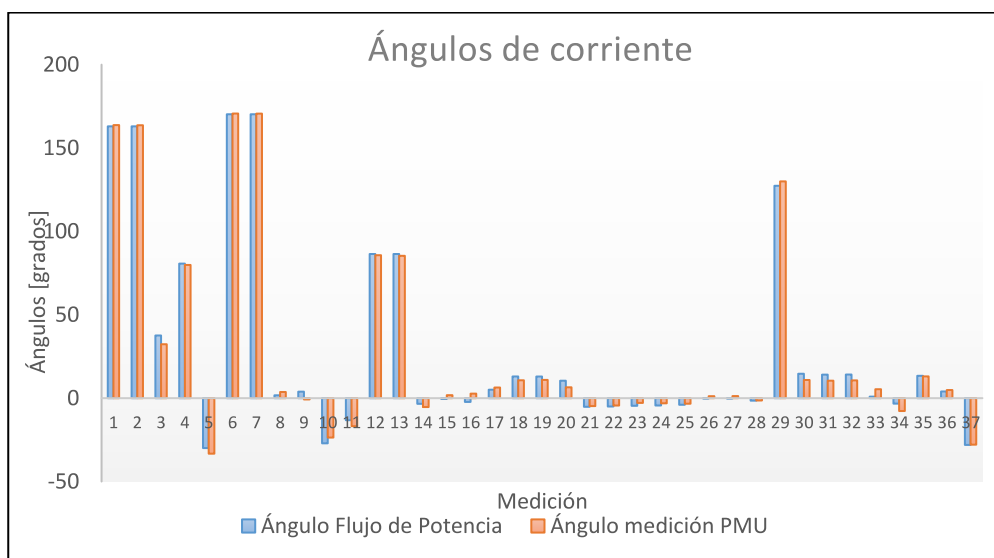
Al analizar el escenario de operación en demanda mínima, para el primer caso de simulación, se evidencia que el estimador convencional de CENACE tiene un índice de rendimiento del 35% para los ángulos en barras. Cuando se incorporan las mediciones fasoriales con el modelo del estimador híbrido, se consigue mejorar el índice de rendimiento alcanzando el 15%, teniendo un aporte significativo en el mejoramiento de la calidad de estimación. Por otra parte, el estimador convencional tiene un rendimiento del 11% para los módulos de voltaje, el cual es superior al estimador híbrido que alcanza un 17 %.

Para el caso de simulación en demanda máxima, considerando los fasores de voltajes y corrientes obtenidos en el flujo de potencia como mediciones fasoriales, se logra obtener índices de rendimiento de 14% para voltajes y ángulos, mientras que el estimador del CENACE alcanza índices de rendimiento en el orden del 5% y 9%. Se denota que los resultados obtenidos con el estimador híbrido tienen una válida exactitud, pero no superan el rendimiento de los valores estimados por el modelo convencional de CENACE.

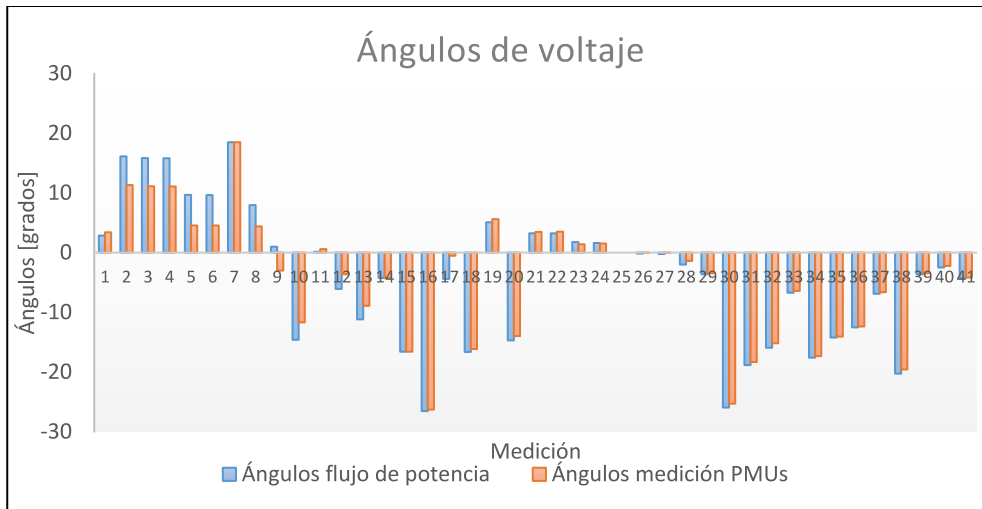
De acuerdo con los resultados obtenidos para el primer caso de simulación, se identifica que la ubicación actual de los PMUs en el SNI tiene un aporte significativo en mejorar la exactitud de los ángulos estimados. Es importante señalar que el estimador convencional de CENACE incluye en su modelo matemático la estimación de posición de TAP y LTCs de transformadores, esta variable de control tiene repercusión directa en mejorar la calidad de la estimación de los voltajes de la red. Mientras que el estimador híbrido no contiene en su modelación la estimación de TAP y LTCs, siendo una desventaja respecto al modelo convencional.

El tiempo de convergencia que ofrece el estimador híbrido sin mediciones erróneas aplicado al Sistema Eléctrico Ecuatoriano es aproximadamente de 7 [seg] para su convergencia. Al momento de considerar el módulo de detección e identificación de errores y el uso de la técnica Dormant, se puede alcanzar un tiempo máximo de 10 min para su convergencia final. En este aspecto, el estimador convencional obtiene soluciones validas en tiempos menores a 1 min, esta característica se debe a las funciones extras que posee el estimador comercial de ABB, tales como el: *Bad Data Detection*, *Network Parameter Adapter*, las cuales permiten excluir de la estimación datos erróneos ya identificados anteriormente y proporcionar pseudomediciones a zonas con pérdidas temporales de medición respectivamente.

Cuando se consideran fasores de voltajes y corrientes en la estimación de estado, se está insertando mediciones con exactitudes muy pequeñas, en el orden del 0,07 % al 0,09%, que representan ser valores con pesos bastante altos en comparación a las mediciones convencionales, prácticamente son valores verdaderos de la red, lo que obliga al algoritmo a encontrar soluciones muy cercanas a las mediciones fasoriales. Por esta razón, el estimador híbrido puede obtener soluciones válidas impuestas por las mediciones reales de ángulos de voltajes y corrientes, que pueden alejarse de las variables de estado del flujo de potencia. Cuando se emplean las mediciones fasoriales reales del SNI se evidencia diferencias de hasta 5 grados en ángulos. A continuación, en la Figura 3.20 y Figura 3.21 se ilustra la comparación de ángulos de fase del flujo de potencia del sistema SCADA respecto a los ángulos proporcionados por las PMUs.



**Figura 3.20.** Comparación ángulos de corrientes, Flujo potencia vs medición PMU – Demanda Máxima



**Figura 3.21.** Comparación ángulos de voltaje, Flujo potencia vs medición PMU – Demanda Máxima

Con base a lo mencionado en el párrafo anterior, se emplean 41 PMUs para la simulación en demanda máxima, la diferencia angular que existe entre las mediciones fasoriales y las variables de estado del flujo de potencia provocan una solución del estimador Híbrido con índice de rendimiento del 33.70 % para el ángulo, esta solución indica un nuevo escenario de operación estimado que se ajusta a los fasores proporcionados por los PMUs, en el cual el modelo matemático de la red debería también ser validado puesto que son los valores de la PMUs los que guían los valores más probables de ángulos tanto de voltajes como de corrientes y , por tanto, se convierten en indicativos de posibles errores de modelación.

Es evidente que el estimador híbrido no lineal mejora la calidad de la estimación de estado en función de la cantidad de mediciones fasoriales y su ubicación, pero en el caso del SNI hay que tener en cuenta la nueva realidad que experimentan los sistemas de medición. La diferencia angular entre los resultados SCADA y las mediciones de los PMUs está relacionada con los parámetros eléctricos que son modelados para líneas de transmisión y transformadores. La investigación [38] propone una metodología para calcular con mejor exactitud los valores de resistencia, reactancia y susceptancia de una línea de transmisión, empleando en el proceso de cálculo las mediciones provenientes de PMUs en ambos extremos de la Línea MOLINO – PASCUALES 230 k V.

Al emplear mediciones fasoriales y convencionales simultáneamente, es necesario que el modelo de red sea exactamente el mismo para los dos sistemas de medición. Esto quiere decir que los parámetros modelados en el sistema SCADA deben ser validados mediante un análisis empleando mediciones fasoriales. De esta manera se puede explotar el



beneficio que brinda la inclusión de mediciones fasoriales de gran exactitud en el mejoramiento de la calidad global de la estimación de estado.

En este sentido, para aprovechar la alta precisión de las mediciones fasoriales, se propuso realizar la simulación en demanda mínima con la cantidad de 26 PMUs que representa el 60% del número del total de PMUs, cuyas diferencias angulares en voltaje y corriente son menores a 1 grado respecto al valor de las variables de estado obtenidas mediante el flujo de potencia. Según los resultados mostrados en la Tabla 3.5, se consigue un mejoramiento de la calidad de estimación en los ángulos de fase con un índice de rendimiento del 29.04 %. El resultado refleja que el estimador híbrido mejora significativamente los resultados que el estimador convencional cuando el modelo eléctrico es el mismo para ambos sistemas de medición.

## **4 CONCLUSIONES**

### **4.1 Conclusiones**

- La revisión del estado del arte permitió conocer el nivel de desarrollo de la formulación del estimador de estado híbrido no lineal basado en el criterio mínimos cuadrados ponderados, su aporte fue esencial para conocer las ventajas y desventajas de distintas formulaciones que incorporan mediciones convencionales y fasoriales en una etapa de procesamiento.
- Con base al análisis del estado del arte se logró seleccionar aspectos relevantes que permitieron formular un modelo de estimador híbrido no lineal eficiente, con estabilidad numéricamente a problemas de mal condicionamiento por disparidad de pesos en mediciones, diseñado para simular sistemas eléctricos reales de  $n$  barras y que a su vez incluya mediciones fasoriales de voltaje y corriente de la manera más adecuada.
- El modelo de estimador híbrido no lineal propuesto en el presente proyecto mejora satisfactoriamente la calidad de variables estimadas respecto al modelo híbrido lineal, sin embargo, emplea un mayor número de iteraciones para su convergencia en comparación a los otros modelos, esto es debido al mayor número de variables que procesa simultáneamente.
- Fue posible realizar la implementación de algoritmos de cálculo para la estimación de estado en un ambiente de programación de Python 3.6, para lo cual es necesario el manejo eficiente de las matrices involucradas en el

problema mediante el uso de matrices dispersas, triangulares y el producto de matrices con números complejos para el desarrollo de los programas computacionales.

- La herramienta computacional del estimador híbrido no lineal aplicada a redes de prueba de 5 y 39 barras fue satisfactoria, mediante los resultados obtenidos en diferentes casos de simulación se puede verificar la superioridad en términos de exactitud del modelo no lineal respecto al estimador híbrido lineal y el estimador convencional.
- Los impactos que puedan tener las mediciones fasoriales en la estimación de estado para un sistema eléctrico de potencia van a depender de la precisión del equipo, el método de incorporación de las mediciones fasoriales en el algoritmo de cálculo, el número y ubicación de PMUS instalados en la red.
- Para ejecutar la aplicación del Estimador Híbrido no Lineal al Sistema Nacional Interconectado, debido a una alta sospecha de errores en mediciones, es necesario desarrollar un módulo de detección e identificación de errores que permita filtrar las mediciones con errores gruesos y así evitar el impacto de los errores en la calidad de la estimación de estado. Las técnicas adecuadas para el desarrollo del módulo fue la prueba Chi cuadrado, residuo normalizado y la técnica Dormant.
- La inclusión de mediciones fasoriales para la estimación de estado del Sistema Eléctrico Ecuatoriano refleja resultados con índices entre el 16 y el 33 %. En los escenarios analizados se pudo conseguir mejorar un índice del 29.04% para la estimación de ángulos de fase en demanda mínima, que representa un mejoramiento de un 5% de la calidad de estimación de estado. Es importante señalar que el aporte de las mediciones fasoriales va a estar siempre ligados a la validación del modelo de red. Hay que resaltar, que las mediciones fasoriales representan, en última instancia, una medición más aproximada de las condiciones operativas reales del sistema, por lo que se deberían usar como referencia para implementar procesos de validación de modelos o de identificación de estado paramétrica.
- Es evidente que existen diferencias angulares entre los valores del flujo de potencia del sistema SCADA/EMS de CENACE y las mediciones fasoriales del sistema WAMS para el SNI, llegando alcanzar un valor máximo de 5 grados

para los casos analizados. De esta manera, para hacer posible la incorporación de todas las mediciones fasoriales disponibles en el SNI se requiere que las mediciones angulares estimadas por los PMUs sean muy similares a los valores obtenidos en el flujo de potencia, con una diferencia menor a 1 grado. Este aspecto obliga a realizar una validación adicional del modelo eléctrico en zonas donde existan desajustes de ángulos identificados por las PMUs. Caso contrario, no sería factible comparar los resultados del estimador convencional respecto al modelo híbrido no lineal por razones del modelamiento eléctrico de la red.

- Por último, se logró desarrollar satisfactoriamente una aplicación computacional en el entorno de programación de Python 3.6, que puede ser empleada como una herramienta adicional al sistema SCADA/EMS de CENACE, sin afectar a los procesos que realiza el sistema diariamente y que a su vez aporta con el desarrollo de los centros de control inteligentes para sistemas de transmisión en el Ecuador.

## **4.2 Trabajos futuros**

Las nuevas líneas de investigación que pueden desarrollarse basándose en los aportes del presente trabajo de titulación corresponden a:

- Desarrollo de un modelo de estimador híbrido que incluya la estimación de TAP y LTCs de transformadores, con el fin de establecer escenarios de operación adecuados en perfil de voltaje.
- Estimación paramétrica de zonas observables empleando mediciones convencionales y fasoriales.
- Evaluación de robustez en términos de exactitud del estimador híbrido ante eventos de contingencia en un sistema Eléctrico de Potencia.
- Desarrollo de un modelo de estimador de estado generalizado con inclusión de mediciones fasoriales de voltajes y corrientes.
- Implementación de modelos de estimadores desacoplados y descentralizados que mejoren significativamente el tiempo de procesamiento del modelo no lineal, conservando su exactitud en resultados.

## 5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Y. Xia *et al.*, “Smart Transmission Grid: Vision and Framework,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 168–177, 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2053726.
- [2] CENACE, “Planificación estratégica 2015 - 2017,” *Cooperación Nac. Electr.*, 2015.
- [3] G. Rivera, “Procedimientos para Operación y Mantenimiento del Estimador de Estado en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ”, *Ing tesis, Fac. Ing. Electr. Univ. Politécnica Nac. Quito, Ecuador.*, 1999.
- [4] W. Vargas, A. Exposito, and G. Catalina, “Implementación Eficiente del Reparto de Cargas Mediante Puntos Interiores,” Sevilla, 2013.
- [5] G. Rivera, “Estimación de estado generalizada (GSE) con aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador,” *M.S. tesis, Ing. Electr. Fac. Ing. Electr. y Electrónica., Univ. Politécnica Nac. Quito Ecuador.*, 2015.
- [6] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-s, “MATPOWER,” pp. 0–250, 2019.
- [7] R. D. Zimmerman, “AC Power Flows , Generalized OPF Costs and their Derivatives using Complex Matrix Notation,” *Ithaca, New York Cornell Univ.*, p. 25, 2011, doi: 10.13140/2.1.2731.2327.
- [8] X. W. and M. I. Y. Song, *Modern Power Systems Analysis*, vol. 53, no. 9. Springer, 2008.
- [9] U. of Cyprus, “Dinamic IEEE Test Systems,” 2017. <http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems>.
- [10] J. S. Thorp, S. M. Ieee, K. J. Karimi, and S. M. Ieee, “Real Time Voltage- Phasor Measurement For Static State Estimation,” no. 11, pp. 3098–3106, 1985.
- [11] T. S. Bi, X. H. Qin, and Q. X. Yang, “A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 8, pp. 1343–1352, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.12.002.
- [12] J. Maun, “Advantages of power system state estimation using Phasor Measurement Units Advantages of power system state estimation using Phasor Measurement Units Jean-Claude Maun,” 2014, pp. 1–7.
- [13] H. Abdollahzadeh Sangrody, M. T. Ameli, and M. R. Meshkatoddini, “The effect of phasor measurement units on the accuracy of the network estimated variables,” *Proc. - Int. Conf. Dev. eSystems Eng. DeSE 2009*, no. 1, pp. 66–71, 2009, doi: 10.1109/DeSE.2009.45.
- [14] H. Mosbah, “Evaluating the Impact of Phasor Measurement Units on the Accuracy of State Estimation,” *2018 IEEE Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 1–5, 2018.
- [15] S. C. E. Kyriakides and G. L. A. Ghosh, “Inclusion of PMU current phasor measurements in a power system state estimator,” vol. 4, no. July 2009, pp. 1104–1115, 2010, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0398.
- [16] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, S. Member, and G. Ledwich, “A Comparative Study of the Methods of Inclusion of PMU Current Phasor Measurements in a Hybrid State Estimator,” pp. 1–7, 2010.
- [17] T. Jin, F. Chu, C. Ling, and D. L. M. Nzongo, “A Mixed WLS Power System State

- Estimation Method Integrating a Wide-Area Measurement System and SCADA Technology,” *Energies*, vol. 8, no. 4, pp. 2769–2787, 2015, doi: 10.3390/en8042769.
- [18] Z. Jin, P. Wall, Y. Chen, J. Yu, S. Chakrabarti, and V. Terzija, “Analysis of Hybrid State Estimators: The Effects of Estimator Formulations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–10, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2871192.
- [19] A. Abur and A. G. Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. 2004.
- [20] R. Rincón Ballesteros, “Estimación de estado de un sistema de potencia utilizando medición fasorial sincronizada y evaluación de su implantación en el sistema de transmisión colombiano,” p. 165, 2013, [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/45412/>.
- [21] P. J. Z. Periñan and A. G. Expósito, “Estimación de Estado y de parámetros en redes eléctricas,” 1999.
- [22] L. Holtcn, F. F. Wu, and W. E. Liu, “Comparison of different methods for state estimation - Power Systems, IEEE Transactions on,” *Power*, vol. 3, no. 4, pp. 1798–1806, 1988.
- [23] A. G. Phadke, J. S. Thorp, R. F. Nuqui, and M. Zhou, “Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements,” 2009.
- [24] E. Nolasco, “Estimación de Estado de sistemas eléctricos de potencia considerando mediciones fasoriales.,” *M.S. tesis, Ing. Electr. Sis. Elec. Potencia., Univ. Nac. Autónoma México., Mex. D.F., Mex.*, 2012.
- [25] L. Armas, “Estudio Técnico para la determinación de la ubicación óptima de unidades de medición fasorial (PMU) en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I basado en criterios de observabilidad ante contingencias.,” *M.S. tesis, Ing. Electr. Fac. Ing. Electr. y Electrónica., Univ. Politécnica Nac. Quito, Ecuador.,* 2016.
- [26] N. M. Manousakis and G. N. Korres, “A hybrid power system state estimator using synchronized and unsynchronized sensors,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 28, no. 8, pp. 1–19, 2018, doi: 10.1002/etep.2580.
- [27] R. F. Nuqui, A. G. Phadke, and L. Fellow, “Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements,” pp. 1665–1669, 2007.
- [28] R. D. Zimmerman and H. Wang, “Matpower Interior Point Solver MIPS 1.3 User’s Manual,” pp. 1–29, 2018.
- [29] J. C. Cepeda and P. X. Verdugo, “Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado,” *Cent. Nac. Control Energía, CENACE*, vol. 10, no. 1, pp. 5–12, 2014.
- [30] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-s, “MATPOWER User’s Manual,” pp. 1–246, 2018.
- [31] R. D. Zimmerman, “AC Power Flows , Generalized OPF Costs and their Derivatives using Complex Matrix Notation,” *MATPOWER Tech.*, vol. 2, pp. 1–28, 2019.
- [32] A. Monticelli, “State Estimation in Electric Power Systems A Generalized Approach,” *Kluwer Acad. Publ. Univ. Campinas., New York, USA.*, vol. 5, no. 1, pp. 1–405, 1999, [Online]. Available: <https://ejournal.poltektegal.ac.id/index.php/siklus/article/view/298%0Ahttp://reposito>

rio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.jana.2015.10.005%0Ahttp://www.biomedcentral.com/1471-2458/12/58%0Ahttp://ovidsp.ovid.com/ovidweb.cgi?T=JS&P.

- [33] D. Jiménez, “Ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales PMUs para mejorar la observabilidad de un sistema eléctrico de potencia.,” *Ing tesis., Ing. Electr. Fac. Ing. Electr. y Electrónica., Univ. Politécnica Nac. Quito, Ecuador.*, 2015.
- [34] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std C37.118-2005*, vol. 2005, no. March. 2005.
- [35] C. Moran, “Modeling of Three-Winding Voltage Regulating Transformers for Positive Sequence Load Flow Analysis in PSS<sup>®</sup> E.” [https://static.dc.siemens.com/datapool/us/SmartGrid/docs/pti/2010July/PDFS/Modeling of Three Winding Voltage Regulating Transformers.pdf](https://static.dc.siemens.com/datapool/us/SmartGrid/docs/pti/2010July/PDFS/Modeling%20of%20Three%20Winding%20Voltage%20Regulating%20Transformers.pdf).
- [36] I. Arbiter Systems, “Model 1133a Power Sentinel Tm Power Quality Revenue Standard Operation Manual,” pp. 1–192.
- [37] A. De La Torre, J. Cepeda, and J. C. Herrera, “Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI,” *Ingenius*, no. 10, pp. 34–43, 2013, doi: 10.17163/ings.n10.2013.04.
- [38] D. Orquera, J. C. Cepeda, P. Vásquez, and A. De La Torre, “Metodología basada en Sincrofasores para la Identificación de Parámetros de Líneas de Transmisión,” *Rev. Energía Cenace*, p. 11, 2015, [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/170/165>.

## 6 ANEXOS

### ANEXO A. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS REDES DE PRUEBA

- Sistema de 5 barras[8]

Los valores en por unidad para potencias activa y reactiva están en una base de 100 MVA.

**Tabla A1.** Parámetros Barras

BARRA	TIPO BARRA	Vbase [kv]	VOLTAJE [p.u.]	ÁNGULO [°]	GS [p.u.]	BS [p.u.]
1	PQ	138	1	0	0	0
2	PQ	138	1	0	0	0
3	PQ	138	1	0	0	0
4	PV	13.8	1	0	0	0
5	SL	13.8	1	0	0	0

**Tabla A2.** Parámetros Generadores

BARRA i	Pg [MW]	Qg [MVA <sub>r</sub> ]	Vg [p.u.]	Qmax [MVA <sub>r</sub> ]	Qmin [MVA <sub>r</sub> ]	Pmax [MW]	Pmin [MW]
4	500	0,00	1,05	300	-300	800	100
5	0,00	0,00	1,05	500	-210	800	100

**Tabla A3.** Parámetros Líneas y Transformadores

BARRA i	BARRA j	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	TAP [p.u.]	ANG [°]
1	2	0,04	0,25	0,50	1	0
1	3	0,10	0,35	0,00	1	0
2	3	0,08	0,30	0,50	1	0
2	4	0,00	0,015	0,00	1,05	0
3	5	0,00	0,03	0,00	1,05	0

**Tabla A4.** Parámetros Cargas

BARRA	PD [MW]	QD [MVA <sub>r</sub> ]
1	160	80
3	370	130

- Sistema de 39 barras modificada de la IEEE [9]

**Tabla A5. Parámetros Barras**

<b>BARRA</b>	<b>TIPO BARRA</b>	<b>Vbase [kv]</b>	<b>VOLTAJE [p.u.]</b>	<b>ÁNGULO [°]</b>	<b>GS [p.u.]</b>	<b>BS [p.u.]</b>
1	PQ	345	1	0	0	0
2	PQ	345	1	0	0	0
3	PQ	345	1	0	0	0
4	PQ	345	1	0	0	0
5	PQ	345	1	0	0	0
6	PQ	345	1	0	0	0
7	PQ	345	1	0	0	0
8	PQ	345	1	0	0	0
9	PQ	345	1	0	0	0
10	PQ	345	1	0	0	0
11	PQ	345	1	0	0	0
12	PQ	138	1	0	0	0
13	PQ	345	1	0	0	0
14	PQ	345	1	0	0	0
15	PQ	345	1	0	0	0
16	PQ	345	1	0	0	0
17	PQ	345	1	0	0	0
18	PQ	345	1	0	0	0
19	PQ	345	1	0	0	0
20	PQ	230	1	0	0	0
21	PQ	345	1	0	0	0
22	PQ	345	1	0	0	0
23	PQ	345	1	0	0	0
24	PQ	345	1	0	0	0
25	PQ	345	1	0	0	0
26	PQ	345	1	0	0	0
27	PQ	345	1	0	0	0
28	PQ	345	1	0	0	0
29	PQ	345	1	0	0	0
30	PQ	16,5	1	0	0	0
31	PQ	16,5	1	0	0	0
32	PQ	16,5	1	0	0	0
33	PQ	16,5	1	0	0	0
34	PQ	16,5	1	0	0	0
35	PQ	16,5	1	0	0	0
36	PQ	16,5	1	0	0	0
37	PQ	16,5	1	0	0	0
38	PQ	16,5	1	0	0	0
39	PQ	345	1	0	0	0



40	PV	22	1	0	0	0
41	SL	20	1	0	0	0
42	PV	20	1	0	0	0
43	PV	20	1	0	0	0
44	PV	20	1	0	0	0
45	PV	20	1	0	0	0
46	PV	20	1	0	0	0
47	PV	20	1	0	0	0
48	PV	26	1	0	0	0
49	PV	26	1	0	0	0

**Tabla A6.** Parámetros Generadores

BARRA i	Pg [MW]	Qg [MVar]	Vg [p.u.]	Qmax [MVar]	Qmin [MVar]	Pmax [MW]	Pmin [MW]
49	1000	0	1.03	637.7	-273.3	8500	0
41	0	0	0.982	584.5	-250.5	595	150
42	650	0	0.9831	584.5	-250.5	680	200
43	632	0	0.9972	584.5	-250.5	680	200
44	508	0	1.0123	584.5	-250.5	510	70
45	650	0	1.0493	584.5	-250.5	680	200
46	560	0	1.0635	584.5	-250.5	595	150
47	540	0	1.0278	584.5	-250.5	595	150
48	830	0	1.0265	637.7	-273.3	850	250
40	250	0	1.0475	354	-295	850	0

**Tabla A7.** Parámetros Líneas y Transformadores

BARRA i	BARRA j	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	TAP [p.u.]	ANG [°]
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	1	0
1	39	0.001	0.025	0.75	1	0
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	1	0
2	25	0.007	0.0086	0.146	1	0
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	1	0
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	1	0
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	1	0
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	1	0
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	1	0
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	1	0
6	7	0.0006	0.0092	0.113	1	0

6	11	0.0007	0.0082	0.1389	1	0
7	8	0.0004	0.0046	0.078	1	0
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	1	0
9	39	0.001	0.025	1.2	1	0
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	1	0
14	15	0.0018	0.0217	0.366	1	0
15	16	0.0009	0.0094	0.171	1	0
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	1	0
16	19	0.0016	0.0195	0.304	1	0
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	1	0
16	24	0.0003	0.0059	0.068	1	0
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	1	0
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	1	0
21	22	0.0008	0.014	0.2565	1	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	1	0
23	24	0.0022	0.035	0.361	1	0
25	26	0.0032	0.0323	0.513	1	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	1	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	1	0
26	29	0.0057	0.0625	1.029	1	0
28	29	0.0014	0.0151	0.249	1	0
2	30	0	0.0181	0	1.025	0
6	31	0	0.025	0	1.035	0
10	32	0	0.02	0	1.035	0
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006	0
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006	0
19	20	0.0007	0.0138	0	1.03	0
19	33	0.0007	0.0142	0	1.035	0
20	34	0.0018	0.036	0	1.009	0
22	35	0	0.0143	0	1.025	0
23	36	0.0005	0.0272	0	1	0
25	37	0.0006	0.0232	0	1.025	0
29	38	0.0008	0.0156	0	1.025	0
40	30	0	0.00169	0	1	0
41	31	0	0.0012	0	1	0
42	32	0	0.0012	0	1	0
43	33	0	0.0012	0	1	0
44	34	0	0.0012	0	1	0
45	35	0	0.0012	0	1	0
46	36	0	0.0012	0	1	0
47	37	0	0.0012	0	1	0

48	38	0	0.0011	0	1	0
39	49	0	0.00091	0	1	0

**Tabla A8.** Parámetros Cargas

BARRA	PD [MW]	QD [MVA <sub>r</sub> ]
3	322	2.4
4	500	184
7	233.8	84
8	522	176
12	7.5	88
15	320	153
16	329	32.3
18	158	30
20	628	103
21	274	115
23	247.5	84.6
24	308.6	-92.2
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9
31	9.2	4.6
39	1104	250

**Resultados de flujo de potencia, sistema de 39 barras modificada IEEE**

**Tabla A9.** Flujos de potencia en ramas

Barra i	Barra j	Flujo P <sub>ij</sub> [P.U]	Flujo Q <sub>ij</sub> [P.U]	Flujo P <sub>ji</sub> [P.U]	Flujo Q <sub>ji</sub> [P.U]
1	2	-1.25116	-0.1792	1.25632	-0.51931
1	39	1.25116	0.1792	-1.24941	-0.94063
2	3	3.64617	1.42024	-3.62731	-1.47304
2	25	-2.40249	0.67362	2.44343	-0.78313
3	4	0.91661	1.465	-0.91241	-1.61672
3	18	-0.5093	-0.01595	0.50959	-0.20078
4	5	-1.3911	0.10738	1.39273	-0.21028
4	14	-2.6965	-0.33066	2.7026	0.2952
5	6	-4.56213	-0.24317	4.56648	0.25789

5	8	3.1694	0.45346	-3.16081	-0.47377
6	7	4.20452	0.75217	-4.19311	-0.68506
6	11	-3.61661	-0.1742	3.62611	0.1512
7	8	1.85511	-0.15494	-1.85365	0.09802
8	9	-0.20554	-1.38426	0.20917	1.06488
9	39	-0.20917	-1.06488	0.20941	-0.18566
10	11	3.63314	0.56714	-3.6276	-0.57868
10	13	2.86686	0.17104	-2.86349	-0.20601
13	14	2.7893	-0.26482	-2.78209	0.17772
14	15	0.07949	-0.47292	-0.07931	0.11591
15	16	-3.12069	-1.64591	3.13179	1.58992
16	17	2.29902	-0.76068	-2.29508	0.67282
16	19	-5.00111	0.32417	5.04058	-0.15537
16	21	-3.29318	-0.24493	3.30167	0.12608
16	24	-0.42651	-1.23148	0.42698	1.17071
17	18	2.09256	-0.00199	-2.08959	-0.09922
17	27	0.20252	-0.67084	-0.20214	0.34085
21	22	-6.04167	-1.27608	6.07093	1.51672
22	23	0.42907	0.41514	-0.42882	-0.61004
23	24	3.53915	0.28414	-3.51298	-0.24871
25	26	0.69996	-0.06918	-0.69841	-0.47758
26	27	2.61818	0.94818	-2.60786	-1.09585
26	28	-1.40907	-0.30205	1.41698	-0.461
26	29	-1.9007	-0.33855	1.9199	-0.57372
28	29	-3.47698	0.185	3.49261	-0.28869
2	30	-2.5	-1.57455	2.5	1.72771
6	31	-5.1544	-0.83586	5.1544	1.59358
10	32	-6.5	-0.73818	6.5	1.67445
12	11	-0.00118	-0.4193	0.00148	0.42749
12	13	-0.07382	-0.4607	0.07419	0.47083
19	20	1.25046	0.6135	-1.24906	-0.58593
19	33	-6.29104	-0.45814	6.32	1.04563
20	34	-5.03094	-0.44407	5.08	1.42534
22	35	-6.5	-1.93185	6.5	2.56998
23	36	-5.58533	-0.5201	5.6	1.31832
25	37	-5.38339	0.3803	5.4	0.26202
29	38	-8.24751	0.59341	8.3	0.43024
40	30	2.5	1.74205	-2.5	-1.72771
41	31	5.2464	1.67726	-5.2464	-1.63958
42	32	6.5	1.73051	-6.5	-1.67445
43	33	6.32	1.09518	-6.32	-1.04563
44	34	5.08	1.45798	-5.08	-1.42534
45	35	6.5	2.62342	-6.5	-2.56998

46	36	5.6	1.35347	-5.6	-1.31832
47	37	5.4	0.29518	-5.4	-0.26202
48	38	8.3	0.50227	-8.3	-0.43024
39	49	-10	-1.37371	10	1.46123

**Tabla A10.** Corriente en ramas

Barra i	Barra j	Iij [P.U]	ANG [°]	Iji [P.U]	ANG [°]
1	2	1.21112	162.86439	1.30579	16.22353
1	39	1.21112	-17.13561	1.5202	132.40228
2	3	3.75863	-27.51644	3.85647	148.7871
2	25	2.3967	-170.57206	2.44065	12.89366
3	4	1.70228	-67.07774	1.89232	109.32244
3	18	0.50193	169.09496	0.53988	12.77622
4	5	1.42223	174.29799	1.43714	-0.46073
4	14	2.76925	162.89283	2.75359	-14.30402
5	6	4.66146	167.90216	4.65912	-11.57527
5	8	3.26675	-17.18892	3.28764	160.319
6	7	4.351	-18.48567	4.36963	160.08468
6	11	3.68838	168.89942	3.68224	-8.97867
7	8	1.91455	-5.86207	1.90939	171.87048
8	9	1.43951	87.28924	1.06642	-89.77178
9	39	1.06642	90.22822	0.27204	30.93739
10	11	3.71586	-14.55973	3.72708	164.34535
10	13	2.9022	-9.10171	2.90693	169.47973
13	14	2.83702	-0.98182	2.82355	175.58455
14	15	0.48571	72.38859	0.14135	-132.58421
15	16	3.55066	143.98973	3.47183	-33.5257
16	17	2.39373	11.69782	2.35318	-171.43832
16	19	4.95393	177.0986	4.96861	0.64851
16	21	3.26427	169.13651	3.24973	-6.32466
16	24	1.28825	102.49277	1.22321	-76.45215
17	18	2.0589	-7.72293	2.06201	168.55318
17	27	0.68946	65.42438	0.38673	-128.67654
21	22	6.0734	163.93587	6.01407	-13.62881
22	23	0.5738	-43.65594	0.72013	125.30061
23	24	3.42885	-4.39434	3.45695	169.46033
25	26	0.66904	0.76691	0.81136	139.61207
26	27	2.6703	-25.93095	2.76058	149.20115
26	28	1.38194	161.87825	1.42585	15.54004
26	29	1.85139	163.87743	1.91512	16.9319

28	29	3.3318	-179.43599	3.34945	5.01928
2	30	2.83796	141.56166	2.90892	-38.4383
6	31	5.31919	162.44591	5.50536	-17.55409
10	32	6.61067	167.8335	6.84205	-12.16647
12	11	0.43114	83.60766	0.43373	-96.39233
12	13	0.47974	92.54954	0.48262	-87.45045
19	20	1.37232	-27.25039	1.41349	152.74959
19	33	6.21468	174.7179	6.4322	-5.2821
20	34	5.1743	172.83632	5.22086	-7.1637
22	35	6.51719	163.84601	6.68012	-16.15398
23	36	5.41724	174.87587	5.41724	-5.12413
25	37	5.13345	179.16369	5.26178	-0.83631
29	38	7.90294	-175.5905	8.10052	4.40949
40	30	2.90892	-38.4383	2.90892	141.5617
41	31	5.60894	-17.72892	5.60894	162.27108
42	32	6.84205	-12.16647	6.84205	167.83353
43	33	6.4322	-5.2821	6.4322	174.7179
44	34	5.22086	-7.1637	5.22086	172.8363
45	35	6.68012	-16.15398	6.68012	163.84602
46	36	5.41724	-5.12413	5.41724	174.87587
47	37	5.26178	-0.83631	5.26178	179.16369
48	38	8.10052	4.40949	8.10052	-175.59051
39	49	9.81185	161.55519	9.81185	-18.44481

### Mediciones para el sistema de 39 barras modificada de la IEEE

Se adjunta las mediciones convencionales de voltajes y potencias de inyección empleadas para la simulación, las mediciones son mostradas en la siguiente tabla:

**Tabla A11.** Mediciones convencionales - red 39 barras

MEDICIONES					
No.	Nombre	Tipo	Valor real [P.U]	Medición [P.U]	Desviación [P.U]
1	V2	conv.	1,04107	1,04507	0,004
2	V3	conv.	1,01518	1,01918	0,004
3	V4	conv.	0,981021	0,985021	0,004
4	V7	conv.	0,972327	0,976327	0,004
5	V8	conv.	0,972163	0,976163	0,004
6	V10	conv.	0,989579	0,993579	0,004
7	V12	conv.	0,972544	0,976544	0,004
8	V15	conv.	0,993654	0,997654	0,004

9	V18	conv.	1,01452	1,01852	0,004
10	V20	conv.	0,976074	0,980074	0,004
11	V23	conv.	1,03549	1,03949	0,004
12	V24	conv.	1,01875	1,02275	0,004
13	V27	conv.	1,02469	1,02869	0,004
14	V28	conv.	1,04505	1,04905	0,004
15	V29	conv.	1,0463	1,0503	0,004
16	V31	conv.	0,979975	0,983975	0,004
17	V33	conv.	0,995914	0,999914	0,004
18	V36	conv.	1,06199	1,06599	0,004
19	V37	conv.	1,02748	1,03148	0,004
20	V39	conv.	1,02875	1,03275	0,004
21	P4	conv.	5	4,99	0,01
22	P8	conv.	5,22	5,21	0,01
23	P12	conv.	0,075	0,065	0,01
24	P15	conv.	3,2	3,19	0,01
25	P16	conv.	3,29	3,28	0,01
26	P18	conv.	1,58	1,57	0,01
27	P20	conv.	6,28	6,27	0,01
28	P21	conv.	2,74	2,73	0,01
29	P23	conv.	2,475	2,465	0,01
30	P24	conv.	3,086	3,076	0,01
31	P25	conv.	2,24	2,23	0,01
32	P26	conv.	1,39	1,38	0,01
33	P27	conv.	2,81	2,8	0,01
34	P28	conv.	2,06	2,05	0,01
35	P29	conv.	2,835	2,825	0,01
36	Q4	conv.	1,84	1,83	0,01
37	Q8	conv.	1,76	1,75	0,01
38	Q12	conv.	0,88	0,87	0,01
39	Q15	conv.	1,53	1,52	0,01
40	Q16	conv.	0,323	0,313	0,01
41	Q18	conv.	0,3	0,29	0,01
42	Q20	conv.	1,03	1,02	0,01
43	Q21	conv.	1,15	1,14	0,01
44	Q23	conv.	0,846	0,836	0,01
45	Q24	conv.	-0,922	-0,932	0,01
46	Q25	conv.	0,472	0,462	0,01
47	Q26	conv.	0,17	0,16	0,01
48	Q27	conv.	0,755	0,745	0,01
49	Q28	conv.	0,276	0,266	0,01
50	Q29	conv.	0,269	0,259	0,01
51	PG40	conv.	2,500	2,510	0,01

52	PG41	conv.	5,246	5,256	0,01
53	PG43	conv.	6,320	6,330	0,01
54	PG44	conv.	5,080	5,090	0,01
55	PG46	conv.	5,600	5,610	0,01
56	PG47	conv.	5,400	5,410	0,01
57	PG48	conv.	8,300	8,310	0,01
58	PG49	conv.	10,000	10,010	0,01
59	QG40		1,742	1,752	0,01
60	QG41	conv.	1,677	1,687	0,01
61	QG43	conv.	1,095	1,105	0,01
62	QG44	conv.	1,458	1,468	0,01
63	QG46	conv.	1,353	1,363	0,01
64	QG47	conv.	0,295	0,305	0,01
65	QG48	conv.	0,502	0,512	0,01
66	QG49	conv.	1,461	1,471	0,01

```

76 red["branch"] = array([
77 [1, 2, 0.0035, 0.0411, 0.6987, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -1.24316, 0.008, -0.187199, 0.008, 1.26432, 0.008, -0.527313, 0.008],
78 [1, 39, 0.001, 0.025, 0.750002, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 1.25916, 0.008, 0.171199, 0.008, -1.24141, 0.008, -0.348628, 0.008],
79 [2, 3, 0.0013, 0.0151, 0.2572, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 3.65417, 0.008, 1.41224, 0.008, -3.61931, 0.008, -1.48194, 0.008],
80 [2, 25, 0.007, 0.0066, 0.145999, 1, 1, 0, 0, 1, 1, -2.39449, 0.008, 0.665623, 0.008, 2.45143, 0.008, -0.791129, 0.008],
81 [3, 4, 0.0013, 0.0213, 0.213198, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, 0.92461, 0.008, 1.457, 0.008, -0.904465, 0.008, -1.62472, 0.008],
82 [3, 18, 0.0011, 0.0133, 0.213799, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -0.501303, 0.008, -0.0239535, 0.008, 0.517509, 0.008, -0.208779, 0.008],
83 [4, 5, 0.0008, 0.0128, 0.1342, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, -1.3831, 0.008, 0.899302, 0.008, 1.40073, 0.008, -0.212828, 0.008],
84 [4, 14, 0.0006, 0.0129, 0.1392, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, -2.6085, 0.008, -0.338663, 0.008, 2.7106, 0.008, 0.257199, 0.008],
85 [5, 6, 0.0002, 0.0026, 0.0434001, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 0, -4.55413, 0.008, -0.251174, 0.008, 4.57448, 0.008, 0.246887, 0.008],
86 [5, 8, 0.0008, 0.0112, 0.147601, 1, 1, 0, 0, 1, 1, 3.1774, 0.008, 0.445456, 0.008, -3.15281, 0.008, -0.481765, 0.008],
87 [6, 7, 0.0006, 0.0092, 0.113, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 4.21252, 0.008, 0.74417, 0.008, -4.18511, 0.008, -0.693058, 0.008],
88 [6, 11, 0.0007, 0.0082, 0.138901, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, -3.60861, 0.008, -0.182199, 0.008, 3.63411, 0.008, 0.143197, 0.008],
89 [7, 8, 0.0004, 0.0046, 0.0780001, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 1.86311, 0.008, -0.162942, 0.008, -1.84565, 0.008, 0.0900243, 0.008],
90 [8, 9, 0.0023, 0.0063, 0.300402, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, -0.197941, 0.008, -1.39226, 0.008, 0.217174, 0.008, 1.05508, 0.008],
91 [9, 39, 0.001, 0.025, 1.2, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -0.201174, 0.008, -1.07288, 0.008, 0.217406, 0.008, -0.19366, 0.008],
92 [10, 11, 0.0004, 0.0043, 0.0729001, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, 3.64114, 0.008, 0.559137, 0.008, -3.6196, 0.008, -0.586684, 0.008],
93 [10, 13, 0.0004, 0.0043, 0.0729001, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 2.87486, 0.008, 0.163041, 0.008, -2.85549, 0.008, -0.21401, 0.008],
94 [13, 14, 0.0009, 0.0101, 0.1723, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 2.7973, 0.008, -0.272819, 0.008, -2.77409, 0.008, 0.169716, 0.008],
95 [14, 15, 0.0018, 0.0217, 0.365999, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 0.0874863, 0.008, -0.408915, 0.008, -0.0713145, 0.008, 0.107914, 0.008],
96 [15, 16, 0.0009, 0.0094, 0.171, 1, 1, 0, 0, 1, 1, -3.11269, 0.008, -1.65391, 0.008, 3.13979, 0.008, 1.58192, 0.008],
97 [16, 17, 0.0007, 0.0089, 0.134201, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 2.30702, 0.008, -0.766678, 0.008, -2.28708, 0.008, 0.664823, 0.008],
98 [16, 19, 0.0016, 0.0195, 0.303998, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, -4.99311, 0.008, 0.316165, 0.008, 5.04858, 0.008, -0.138367, 0.008],
99 [16, 21, 0.0008, 0.0135, 0.2548, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, -3.28518, 0.008, -0.252925, 0.008, 3.30967, 0.008, 0.118075, 0.008],
100 [16, 24, 0.0003, 0.0059, 0.0600003, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -0.418908, 0.008, -1.23948, 0.008, 0.434981, 0.008, 1.16271, 0.008],
101 [17, 18, 0.0007, 0.0082, 0.131899, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 2.10056, 0.008, -0.0690638, 0.008, -2.08159, 0.008, -0.107221, 0.008],
102 [17, 27, 0.0013, 0.0173, 0.3216, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 0.210516, 0.008, -0.678836, 0.008, -0.194144, 0.008, 0.332849, 0.008],
103 [21, 22, 0.0008, 0.014, 0.256501, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, -6.03367, 0.008, -1.28408, 0.008, 6.07893, 0.008, 1.50872, 0.008],
104 [22, 23, 0.0006, 0.0096, 0.184601, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 0.437071, 0.008, 0.407137, 0.008, -0.420822, 0.008, -0.618044, 0.008],
105 [23, 24, 0.0022, 0.035, 0.361003, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 3.54715, 0.008, 0.276141, 0.008, -3.50498, 0.008, -0.256706, 0.008],
106 [25, 26, 0.0032, 0.0323, 0.513, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, 0.707957, 0.008, -0.0771756, 0.008, -0.690406, 0.008, -0.48558, 0.008],
107 [26, 27, 0.0014, 0.0147, 0.235959, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 2.62618, 0.008, 0.940176, 0.008, -2.59986, 0.008, -1.10385, 0.008],
108 [26, 28, 0.0043, 0.0474, 0.700197, 1, 1, 1, 0, 0, 0, 0, -1.40107, 0.008, -0.310045, 0.008, 1.42498, 0.008, -0.466998, 0.008],
109 [26, 29, 0.0057, 0.0625, 1.029, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0, -1.8927, 0.008, -0.34655, 0.008, 1.9279, 0.008, -0.581723, 0.008],
110 [28, 29, 0.0014, 0.0151, 0.249001, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -3.46898, 0.008, 0.176998, 0.008, 3.50061, 0.008, -0.296688, 0.008],
111 [2, 30, 0, 0.0181, 0, 1, 1.025, 0, 1, 1, 0, 0, -2.492, 0.008, -1.58255, 0.008, 2.508, 0.008, 1.71971, 0.008],
112 [6, 31, 0, 0.025, 0, 1, 1.035, 0, 1, 1, 0, 0, -5.1464, 0.008, -0.943858, 0.008, 5.1624, 0.008, 1.59558, 0.008],
113 [10, 32, 0, 0.02, 0, 1, 1.035, 0, 1, 1, 0, 0, -6.492, 0.008, -0.746178, 0.008, 6.508, 0.008, 1.66645, 0.008],
114 [12, 11, 0.0016, 0.0435, 0, 1, 1.006, 0, 1, 1, 0, 0, 0.00681874, 0.008, -0.427304, 0.008, 0.00948225, 0.008, 0.419487, 0.008],
115 [12, 13, 0.0016, 0.0435, 0, 1, 1.006, 0, 1, 1, 0, 0, -0.0658187, 0.008, -0.468696, 0.008, 0.0821914, 0.008, 0.462828, 0.008],
116 [19, 20, 0.0007, 0.0138, 0, 1, 1.03, 0, 1, 1, 0, 0, 1.25846, 0.008, 0.605502, 0.008, -1.24106, 0.008, -0.593931, 0.008],
117 [19, 33, 0.0007, 0.0142, 0, 1, 1.035, 0, 1, 1, 0, 0, -6.28304, 0.008, -0.466135, 0.008, 6.328, 0.008, 1.03763, 0.008],
118 [20, 34, 0.0018, 0.036, 0, 1, 1.009, 0, 1, 1, 0, 0, -5.02294, 0.008, -0.452069, 0.008, 5.008, 0.008, 1.41734, 0.008],
119 [22, 35, 0, 0.0143, 0, 1, 1.025, 0, 1, 1, 0, 0, -6.492, 0.008, -1.93985, 0.008, 6.508, 0.008, 2.56196, 0.008],
120 [23, 36, 0.0005, 0.0272, 0, 1, 1.01, 0, 1, 1, 0, 0, -5.57733, 0.008, -0.528097, 0.008, 5.608, 0.008, 1.31032, 0.008],
121 [25, 37, 0.0006, 0.0232, 0, 1, 1.025, 0, 1, 1, 0, 0, -5.37539, 0.008, 0.372304, 0.008, 5.408, 0.008, 0.254019, 0.008],
122 [29, 38, 0.0008, 0.0156, 0, 1, 1.025, 0, 1, 1, 0, 0, -8.23951, 0.008, 0.585411, 0.008, 8.308, 0.008, 0.422237, 0.008],
123 [40, 30, 0, 0.00169492, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 2.508, 0.008, 1.73405, 0.008, -2.492, 0.008, -1.73571, 0.008],
124 [41, 31, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 5.2544, 0.008, 1.66926, 0.008, -5.2384, 0.008, -1.64758, 0.008],
125 [42, 32, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 6.508, 0.008, 1.72251, 0.008, -6.492, 0.008, -1.68245, 0.008],
126 [44, 33, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 6.328, 0.008, 1.08718, 0.008, -6.312, 0.008, -1.05363, 0.008],
127 [44, 34, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 5.088, 0.008, 1.44998, 0.008, -5.072, 0.008, -1.43334, 0.008],
128 [45, 35, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0, 6.508, 0.008, 2.61542, 0.008, -6.492, 0.008, -2.57798, 0.008],
129 [46, 36, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 5.088, 0.008, 1.34547, 0.008, -5.592, 0.008, -1.32632, 0.008],
130 [47, 37, 0, 0.0011976, 0, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 5.408, 0.008, 0.20377, 0.008, -5.392, 0.008, -0.270019, 0.008],
131 [48, 38, 0, 0.00109769, 0, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 8.308, 0.008, 0.494265, 0.008, -8.292, 0.008, -0.432327, 0.008],
132 [39, 49, 0, 0.00090999, 0, 1, 1, 0, 0, 0, 0, -9.992, 0.008, -1.38171, 0.008, 10.008, 0.008, -1.45323, 0.008]
133 ])

```

Figura 6.1. Mediciones convencionales de flujos en ramas – red 39 barras modificada de la IEEE.



Tabla A12. Mediciones fasoriales – red 39 barras

MEDICIONES					
No.	Nombre	Tipo	Valor real [P.U]	Medición [P.U]	Desviación [P.U]
1	V3	fasor.	1,015	1,0159	0,00067
2	V4	fasor.	0,981	0,9817	0,00067
3	V8	fasor.	0,972	0,9728	0,00067
4	V12	fasor.	0,973	0,9732	0,00067
5	V16	fasor.	1,012	1,0123	0,00067
6	V26	fasor.	1,043	1,0435	0,00067
7	V30	fasor.	1,045	1,0454	0,00067
8	V31	fasor.	0,980	0,9806	0,00067
9	Θ3	fasor.	-9,111	-9,1099	0,00097
10	Θ4	fasor.	-10,116	-10,1151	0,00097
11	Θ8	fasor.	-11,157	-11,1556	0,00097
12	Θ12	fasor.	-6,554	-6,5528	0,00097
13	Θ16	fasor.	-6,610	-6,6091	0,00097
14	Θ26	fasor.	-6,023	-6,0221	0,00097
15	Θ30	fasor.	-3,791	-3,7897	0,00097
16	Θ31	fasor.	-0,374	-0,3731	0,00097

```

Spyder (Python 3.6)
Archivo Editar Buscar Código fuente Ejecutar Depurar Terminales Proyectos Herramientas Ver Ayuda
Editor - C:\Users\jonat\OneDrive\Escritorio\TESIS\Simulaciones Redes de Prueba\Estmador Híbrido\red49.py
temp.py hnlse.py hseln.py red5.py red49.py case49.py
210 #Meas_Ireal_tf(p.u), #sigma_Ireal_tf(p.u), status_Ireal_tf, Meas_Imag_tf(p.u), sigma_Imag_tf(p.u), status_Imag_tf
211 red["branch_psu"] = array([
212 [1, 2, 0, 0, 0, 0, 1.21045, 0.00067, 162.91997, 0.00097, 1.30646, 0.00067, 16.16795, 0.00097],
213 [1, 39, 0, 0, 0, 0, 1.21045, 0.00067, -17.08003, 0.00097, 1.52067, 0.00067, 132.3467, 0.00097],
214 [2, 3, 0, 0, 1, 1, 3.75796, 0.00067, -27.4606, 0.00097, 3.85714, 0.00067, 145.73152, 0.00097],
215 [2, 25, 0, 0, 0, 0, 2.39603, 0.00067, -170.51648, 0.00097, -2.44132, 0.00067, 12.83888, 0.00097],
216 [3, 4, 1, 1, 1, 1, 1.70161, 0.00067, -67.02216, 0.00097, 1.89299, 0.00067, 109.26686, 0.00097],
217 [3, 18, 1, 1, 0, 0, 0.50126, 0.00067, 169.15054, 0.00097, 0.54055, 0.00067, 12.72064, 0.00097],
218 [4, 5, 1, 1, 0, 0, 1.42156, 0.00067, 174.35357, 0.00097, 1.43781, 0.00067, -0.51631, 0.00097],
219 [4, 14, 1, 1, 0, 0, 2.76858, 0.00067, 162.94841, 0.00097, 2.75426, 0.00067, -14.3596, 0.00097],
220 [5, 6, 0, 0, 0, 0, 4.66079, 0.00067, 167.95774, 0.00097, 4.65979, 0.00067, -11.63083, 0.00097],
221 [5, 8, 0, 0, 1, 1, 3.26608, 0.00067, -17.13334, 0.00097, 3.28831, 0.00067, 160.26342, 0.00097],
222 [6, 7, 0, 0, 0, 0, 4.35033, 0.00067, -18.43009, 0.00097, 4.3703, 0.00067, 160.0291, 0.00097],
223 [6, 11, 0, 0, 0, 0, 3.68771, 0.00067, 168.955, 0.00097, 3.68291, 0.00067, -9.03425, 0.00097],
224 [7, 8, 0, 0, 1, 1, 1.91386, 0.00067, -5.80649, 0.00097, 1.91006, 0.00067, 171.8140, 0.00097],
225 [8, 9, 1, 1, 0, 0, 1.43884, 0.00067, 87.34482, 0.00097, 1.06709, 0.00067, -89.82736, 0.00097],
226 [9, 39, 0, 0, 0, 0, 1.06575, 0.00067, 90.2838, 0.00097, 0.27271, 0.00067, 30.85181, 0.00097],
227 [10, 11, 0, 0, 0, 0, 3.71519, 0.00067, -14.50415, 0.00097, 3.72775, 0.00067, 164.28977, 0.00097],
228 [10, 13, 0, 0, 0, 0, 2.90153, 0.00067, -9.04613, 0.00097, 2.9076, 0.00067, 169.42415, 0.00097],
229 [13, 14, 0, 0, 0, 0, 2.83635, 0.00067, -9.92624, 0.00097, 2.82422, 0.00067, 175.52897, 0.00097],
230 [14, 15, 0, 0, 0, 0, 0.48504, 0.00067, 72.44417, 0.00097, 0.14202, 0.00067, -132.63979, 0.00097],
231 [15, 16, 0, 0, 1, 1, 3.54999, 0.00067, 144.04531, 0.00097, 3.4725, 0.00067, -33.58128, 0.00097],
232 [16, 17, 1, 1, 0, 0, 2.39306, 0.00067, 11.7534, 0.00097, 2.35385, 0.00067, -171.4939, 0.00097],
233 [16, 19, 1, 1, 0, 0, 4.95326, 0.00067, 177.15418, 0.00097, 4.90928, 0.00067, 0.59293, 0.00097],
234 [16, 21, 1, 1, 0, 0, 3.2636, 0.00067, 169.19209, 0.00097, 3.2504, 0.00067, -6.38024, 0.00097],
235 [18, 24, 1, 1, 0, 0, 1.28758, 0.00067, 102.54835, 0.00097, 1.22388, 0.00067, -76.50773, 0.00097],
236 [17, 18, 0, 0, 0, 0, 2.05823, 0.00067, -7.66735, 0.00097, 2.06268, 0.00067, 168.4976, 0.00097],
237 [17, 27, 0, 0, 0, 0, 0.68879, 0.00067, 65.47995, 0.00097, 0.8074, 0.00067, -128.73212, 0.00097],
238 [21, 22, 0, 0, 0, 0, 6.07273, 0.00067, 163.99145, 0.00097, 6.01474, 0.00067, -13.68439, 0.00097],
239 [22, 23, 0, 0, 0, 0, 0.57313, 0.00067, -43.60036, 0.00097, 0.7208, 0.00067, 125.24503, 0.00097],
240 [23, 24, 0, 0, 0, 0, 3.42818, 0.00067, -4.33876, 0.00097, 3.45762, 0.00067, 169.40475, 0.00097],
241 [25, 26, 0, 0, 1, 1, 0.66837, 0.00067, 0.82249, 0.00097, 0.81203, 0.00067, 139.55649, 0.00097],
242 [26, 27, 1, 1, 0, 0, 2.66963, 0.00067, -25.87537, 0.00097, 2.76125, 0.00067, 149.14557, 0.00097],
243 [26, 28, 1, 1, 0, 0, 1.38127, 0.00067, 161.93559, 0.00097, 1.42652, 0.00067, 15.40446, 0.00097],
244 [26, 29, 1, 1, 0, 0, 1.85072, 0.00067, 163.93301, 0.00097, 1.91579, 0.00067, 16.87632, 0.00097],
245 [28, 29, 0, 0, 0, 0, 3.33113, 0.00067, -179.38041, 0.00097, 3.35012, 0.00067, 4.9637, 0.00097],
246 [2, 30, 0, 0, 1, 1, 2.83729, 0.00067, 141.61724, 0.00097, 2.90959, 0.00067, -38.49388, 0.00097],
247 [6, 31, 0, 0, 1, 1, 5.31852, 0.00067, 162.50149, 0.00097, 5.50603, 0.00067, -17.60967, 0.00097],
248 [10, 32, 0, 0, 0, 0, 6.61, 0.00067, 167.88908, 0.00097, 6.84272, 0.00067, -12.2205, 0.00097],
249 [12, 11, 0, 0, 1, 1, 0.43047, 0.00067, 83.66324, 0.00097, 0.4344, 0.00067, -96.44791, 0.00097],
250 [12, 13, 0, 0, 1, 1, 0.47907, 0.00067, 92.60512, 0.00097, 0.48329, 0.00067, -87.50603, 0.00097],
251 [19, 20, 0, 0, 0, 0, 1.37165, 0.00067, -27.19481, 0.00097, 1.41416, 0.00067, 152.69401, 0.00097],
252 [19, 33, 0, 0, 0, 0, 6.21401, 0.00067, 174.77348, 0.00097, 6.43287, 0.00067, -5.33768, 0.00097],
253 [20, 34, 0, 0, 0, 0, 5.17363, 0.00067, 172.8919, 0.00097, 5.22153, 0.00067, -7.21928, 0.00097],
254 [22, 35, 0, 0, 0, 0, 6.51652, 0.00067, 163.90159, 0.00097, 6.68079, 0.00067, -16.20956, 0.00097],
255 [23, 36, 0, 0, 0, 0, 5.41657, 0.00067, 174.93145, 0.00097, 5.41791, 0.00067, -5.17971, 0.00097],
256 [25, 37, 0, 0, 0, 0, 6.13276, 0.00067, 179.21927, 0.00097, 5.26245, 0.00067, -0.89189, 0.00097],
257 [29, 38, 0, 0, 0, 0, 7.90227, 0.00067, -175.53492, 0.00097, 8.10119, 0.00067, 4.35391, 0.00097],
258 [40, 30, 0, 0, 1, 1, 2.90825, 0.00067, -38.36272, 0.00097, 2.90959, 0.00067, 141.50612, 0.00097],
259 [41, 31, 0, 0, 1, 1, 5.60827, 0.00067, -17.67334, 0.00097, 5.60961, 0.00067, 162.2155, 0.00097],
260 [42, 32, 0, 0, 0, 0, 6.84138, 0.00067, -12.11089, 0.00097, 6.84272, 0.00067, 167.7795, 0.00097],
261 [43, 33, 0, 0, 0, 0, 6.43153, 0.00067, -5.22652, 0.00097, 6.43287, 0.00067, 174.66232, 0.00097],
262 [44, 34, 0, 0, 0, 0, 5.22019, 0.00067, -7.10811, 0.00097, 5.22153, 0.00067, 172.70672, 0.00097],
263 [45, 35, 0, 0, 0, 0, 6.67945, 0.00067, -16.0984, 0.00097, 6.68079, 0.00067, 163.79044, 0.00097],
264 [46, 36, 0, 0, 0, 0, 5.41657, 0.00067, -5.06855, 0.00097, 5.41791, 0.00067, 174.82029, 0.00097],
265 [47, 37, 0, 0, 0, 0, 5.26111, 0.00067, -6.70873, 0.00097, 5.26245, 0.00067, 179.10011, 0.00097],
266 [48, 38, 0, 0, 0, 0, 8.09985, 0.00067, 4.46507, 0.00097, 8.10119, 0.00067, -175.64609, 0.00097],
267 [39, 49, 0, 0, 0, 0, 9.81118, 0.00067, 161.61077, 0.00097, 9.81252, 0.00067, -18.50039, 0.00097],
268
269 ])
    
```

Figura 6.2. Mediciones fasoriales de corriente – red 49 barras modificada de la IEEE.

### Valores de la función Chi – Cuadrado $\chi^2_{k,\alpha}$

En la siguiente tabla se muestra los valores para la función Chi cuadrado según los grados de libertad y el parámetro  $\alpha$ .

**Tabla A13.** Valores función distribución  $\chi^2_{k,\alpha}$

$k = (m - n)$	$(1 - \alpha)$									
	0.005	0.01	0.025	0.05	0.1	0.9	0.95	0.975	0.99	0.995
1	0	0	0	0	0.02	2.71	3	5.02	6.63	7.88
2	0.01	0.02	0.05	0.1	0.21	4.61	5.99	7.38	9.21	10.6
3	0.07	0.11	0.22	0.35	0.58	6.25	7.81	9.35	11.34	12.84
4	0.21	0.3	0.48	0.71	1.06	7.78	9.49	11.14	13.28	14.86
5	0.41	0.55	0.83	1.15	1.61	9.24	11.07	12.83	15.09	16.75
6	0.68	0.87	1.24	1.64	2.2	10.64	12.59	14.45	16.81	18.55
7	0.99	1.24	1.69	2.17	2.83	12.02	14.07	16.01	18.48	20.28
8	1.34	1.65	2.18	2.73	3.49	13.36	15.51	17.23	20.09	21.96
9	1.73	2.09	2.7	3.33	4.17	14.68	16.92	19.02	21.67	23.59
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	15.99	18.31	20.48	23.21	25.19
12	3.07	3.57	4.4	5.23	6.3	18.55	21.03	23.34	26.22	28.3
14	4.07	4.66	5.63	6.57	7.79	21.06	23.68	26.12	29.14	31.12
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	23.54	26.3	28.85	32	34.27
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.86	25.99	28.87	31.53	34.81	37.16
20	7.43	8.26	9.59	10.85	12.44	28.41	31.41	31.17	37.57	40
22	8.6	9.5	11	12.3	14	30.8	33.9	36.8	40.3	42.8
24	9.9	10.9	12.4	13.8	15.7	33.2	36.4	39.4	43	45.6
26	11.2	12.2	13.8	15.4	17.3	35.6	38.9	41.9	45.6	48.3
28	12.5	13.6	15.3	16.9	18.9	37.9	41.3	44.5	48.3	51
30	13.8	15	16.8	18.5	20.6	40.3	43.8	47	50.9	53.7

### Ubicación de PMUs en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano

En la siguiente tabla se describe la ubicación actual de los PMUs en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

**Tabla A14.** Ubicación de PMUs en el SNI

Número	Subestación	Bahía	Nivel de tensión	Simulación
PMU 1	AGOYAN	AGOY_BANO1_138	138	X
PMU 2	COCA CODO	COCA_U1_13.8	13.8	X
PMU 3	COCA CODO	COCA_U4_13.8	13.8	X

PMU 4	COCA CODO	COCA_U5_13.8	13.8	X
PMU 5	COCA CODO	COCA_U8_13.8	13.8	X
PMU 6	COCA CODO	COCA_SRAF1_500	500	X
PMU 7	COCA CODO	COCA_SRAF2_500	500	X
PMU 8	DELSINTANISAGUA	DELS_U2_13.8	13.8	X
PMU 9	CENTRAL DUE	CDUE_SRAFA_230	230	X
PMU 10	CENTRAL JIVINO 3	CJV3_T1_69	69	X
PMU 11	MACHALA	MACH_SIDE1_138	138	X
PMU 12	CENTRAL MAZAR	C_MAZAR_U1	13.8	X
PMU 13	CENTRAL MAZAR	C_MAZAR_U2	13.8	
PMU 14	CENTRAL MINAS	CMINASF_U3_13.8	13.8	X
PMU 15	MINAS	MINASF_MACH1_230	230	X
PMU 16	PUCARA	PUCA_T2_138	138	X
PMU 17	QUEVEDO	QUEV_PASC1_230	230	X
PMU 18	SANTA ELENA	SELE_CSEL3_69	69	X
PMU 19	SOPLADORA	SOPL_U1_230	230	X
PMU 20	SOPLADORA	SOPL_L5MILA_230	13.8	
PMU 21	SOPLADORA	SOPL_L4ESCL_230	230	
PMU 22	CENTRAL TRINITARIA	CTRI_TV1_13.8	13.8	X
PMU 23	DAULE PERIPA	DPER_PORT1_138	138	X
PMU 24	CENTRAL ESMERAL	CESM_G1_13.8	13.8	X
PMU 25	LOJA	LOJA_VILL_69	69	X
PMU 26	MILAGRO	MILA_SIDE1_138	138	X
PMU 27	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U1_13.8	13.8	X
PMU 28	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U2	13.8	
PMU 29	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U3	13.8	
PMU 30	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U4	13.8	X
PMU 31	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U5	13.8	X
PMU 32	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U6	13.8	
PMU 33	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U7	13.8	
PMU 34	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U8	13.8	X
PMU 35	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U9	13.8	
PMU 36	CENTRAL PAUTE	C_PAUTE_U10	13.8	X
PMU 37	MOLINO	MOLI_AT1_138	138	X
PMU 38	MOLINO	MOLI_PASC1_230	230	X
PMU 39	MOLINO	MOLI_TADAY_230	230	x
PMU 40	MONTECRISITI	MONT_JARA_138	138	X
PMU 41	PASCUALES	PASC_CHON1_138	138	X
PMU 42	PASCUALES	PASC_MOLI2_230	230	X
PMU 43	PASCUALES	PASC_MOLI1_230	230	
PMU 44	POMASQUI	POMA_JAMO2_230	230	X
PMU 45	POMASQUI	POMA_JAMO3_230	230	
PMU 46	QUEVEDO	QUEV_ATT_138	138	X

PMU 47	SANTO DOMINGO	SDOM_ESME1_138	138	X
PMU 48	SANTO DOMINGO	SDOM_BABA_230	230	X
PMU 49	SANTA ROSA	SROS_TOTO1_230	230	X
PMU 50	SANTA ROSA	SROS_TOTO2_230	230	
PMU 51	SANTA ROSA	SROS_SDOM1_230	230	
PMU 52	SANTA ROSA	SROS_POMA1_230	230	
PMU 53	SALITRAL	SALI_ATR_138	138	X
PMU 54	TOTORAS	TOTO_SROS1_230	230	X
PMU 55	ZHORAY	ZHOR_MILA2_230	230	X

**Ejemplo de cálculo para las desviaciones estándar en mediciones fasoriales considerando el error por TC y TP**

Para modelar los errores se toma en cuenta la definición del error total del vector (TVE), definido en la Norma IEEE “Standard for synchrophasor for power system”, el cual no debe ser mayor a 1 %. Adicionalmente se considera los errores producidos por los transformadores de medida para voltaje y corriente, cuyos errores se muestran en la tabla 1 y 2.

**Tabla A15. Errores Máximos de Magnitud y Fase para CTs [20]**

Clase de CT	% de la Corriente Nominal	Máximo Error de Magnitud [p.u.]	Máximo Error de Fase [°]	Aplicación
0.1	20	±0.002	±0.133	Laboratorio
	100	±0.001	±0.083	
0.2	20	±0.0035	±0.25	Medición de precisión
	100	±0.002	±0.166	
0.5	20	±0.0075	±0.75	Medición comercial
	100	±0.005	±0.5	
1.0	20	±0.015	±1.5	Medición industrial
	100	±0.01	±1.0	
3.0	50	±0.03	-	Instrumentos
	120	±0.03	-	
5.0	50	±0.05	-	Instrumentos
	120	±0.05	-	
10P	100	±0.03	-	Protección
	ALF x In	±0.1	-	

**Tabla A16. Errores Máximos de Magnitud y Fase para PTs [20]**

Clase de PT	% de la Corriente Nominal	Máximo Error de Magnitud [p.u.]	Máximo Error de Fase [°]	Aplicación
0.1	80 - 120	±0.001	±0.083	Laboratorio
0.2	80 - 120	±0.002	±0.166	Medición de precisión
0.5	80 - 120	±0.005	±0.33	Medición comercial
1.0	80 - 120	±0.01	±0.666	Medición industrial
3.0	80 - 120	±0.03	-	Instrumentos
6P	ALF x ln	±0.06	±4.0	Protección

De acuerdo a [20] , para calcular el error total de la cadena de medición (PT o CT) + PMU se puede emplear la ecuación:

$$\sigma_y = \sqrt{\sigma^2_{k_1} + \sigma^2_{k_2}} \quad (A1)$$

Donde:

$\sigma_y$ , es la desviación total (PT o CT) + PMU.

$\sigma^2_{k_1}$ , es la desviación estándar para el PMU.

$\sigma^2_{k_2}$ , es la desviación estándar para el PT o CT.

Según las especificaciones técnicas de PMUs, la precisión de los equipos para el valor RMS de voltaje es: 0.02 % y corriente 0.03 %. Para valores de ángulos tanto para tensión como corriente es: 0.01° [36].

Para el cálculo se considera un CT y PT de clase 0.2, por lo tanto, los valores de máximo error para el módulo de voltaje, corriente y ángulo son:

$$\sigma_v = \sqrt{0.0002^2 + \left(\frac{0.002}{3}\right)^2} = 0.0007 \text{ [p.u.]}$$

$$\sigma_I = \sqrt{0.0003^2 + \left(\frac{0.002}{3}\right)^2} = 0.00073 \text{ [p.u.]}$$

$$\sigma_{ang} = \sqrt{0.0001^2 + \left(\frac{0.166}{3}\right)^2} = 0.055 \text{ [grad]} = 0.00097 \text{ [rad]}$$

## ANEXO B. ECUACIONES DE LA RED Y DERIVADAS PARCIALES DE PRIMERO Y SEGUNDO ORDEN

### ECUACIONES DE LA RED [7]

#### Voltaje de barra

$V$  es el vector de voltajes complejos de dimensiones  $nb \times 1$  formado por elementos  $V_i = V_{mi}e^{j\theta_i}$ :

$$V = \begin{bmatrix} V_{m1}e^{j\theta_1} \\ V_{m2}e^{j\theta_2} \\ \vdots \\ V_{mi}e^{j\theta_{nb}} \end{bmatrix}$$

#### Voltajes de envío y recepción

Para las líneas de transmisión y transformadores de 2 y 3 devanados se establecen los vectores de voltajes complejos de envío y recepción:

$$V_e = C_e * V$$

$$V_r = C_r * V$$

#### Corriente de barra

Se define al vector de inyección de corrientes complejas como:

$$I_{barra} = Y_{barra} * V$$

#### Corriente de envío y recepción en coordenadas rectangulares

Se define a los vectores de corrientes complejas de envío y recepción para líneas y transformadores como:

$$I^e = Y_e * V$$

$$I^r = Y_r * V$$

#### Potencia compleja de inyección en barras

Se define al vector de potencia compleja de inyección para generadores, carga, capacitores y reactores como:

$$S^{cal} = [V]I_{barra}^*$$

#### Flujos de potencia aparente para líneas y transformadores

Los flujos de potencia complejos para ramales están definidos como:

$$S^e = [V_e]I^{e*}$$

$$S^r = [V_r]I^{e*}$$

### PRIMERAS DERIVADAS

Las derivadas parciales esta calculadas respecto al vector de variables de estado  $x$ , este vector está formado por módulos de voltaje y ángulos en barras.  $x = [\theta_1 \theta_2 \dots \theta_n V_{m1} V_{m2} \dots V_{mn}]$

#### Voltaje complejos de barra

$$V_\theta = \frac{\partial V}{\partial \theta} = j[V] \qquad V_{V_m} = \frac{\partial V}{\partial V_m} = [E]$$

$$E = [V_m]^{-1} * V$$

#### Módulos de voltaje y ángulo

$$V_{m\theta} = \frac{\partial V_m}{\partial \theta} = 0 \qquad V_{V_m} = \frac{\partial V_m}{\partial V_m} = [1]$$

$$\theta_\theta = \frac{\partial \theta}{\partial \theta} = [1] \qquad \theta_{V_m} = \frac{\partial \theta}{\partial V_m} = 0$$

#### Voltaje de envío y recepción

$$\frac{\partial V_e}{\partial \theta} = C_e \frac{\partial V}{\partial \theta} = jC_e[V]$$

$$\frac{\partial V_e}{\partial V_m} = C_e \frac{\partial V}{\partial V_m} = C_e[E]$$

#### Corriente de barra

$$\frac{\partial I_{barra}}{\partial \theta} = Y_{barra} \frac{\partial V}{\partial \theta} = jY_{barra}[V]$$

$$\frac{\partial I_{barra}}{\partial V_m} = Y_{barra} \frac{\partial V}{\partial V_m} = Y_{barra}[E]$$

#### Corriente de envío y recepción en coordenadas rectangulares

$$I_x^e = \frac{\partial I^e}{\partial x} = [I_\theta^e \quad I_{V_m}^e]$$

$$I_{\theta}^e = \frac{\partial I^e}{\partial \theta} = Y_e \left( \frac{\partial V_m}{\partial \theta} \right) = jY_e[V]$$

$$I_{V_m}^e = \frac{\partial I^e}{\partial V_m} = Y_e[V][V_m]^{-1} = Y_e[E]$$

### Potencia compleja de inyección de barras

$$g(x)_{nln} = S^{cal}$$

$$g_x^{nln} = \frac{\partial g_{nln}}{\partial x} = [g_{\theta}^{nln} \quad g_{V_m}^{nln}]$$

$$\begin{aligned} g_{\theta}^{nln} &= \frac{\partial S^{cal}}{\partial \theta} = [I_{barra}^*] \frac{\partial V}{\partial \theta} + [V] \frac{\partial I_{barra}^*}{\partial \theta} \\ &= [I_{barra}^*] j[V] + [V] (jY_{barra}[V])^* \\ &= j[V] ([I_{barra}^*] - Y_{barra}^*[V^*]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} g_{V_m}^{nln} &= \frac{\partial S^{cal}}{\partial V_m} = [V] \frac{\partial I_{barra}^*}{\partial V_m} + [I_{barra}^*] \frac{\partial V}{\partial V_m} \\ &= [V] Y_{barra}^*[E^*] + [I_{barra}^*][E] \end{aligned}$$

### Flujos de potencia aparente para líneas y transformadores, envío y recepción

$$S^e = \frac{\partial S^e}{\partial x} = \left[ \frac{\partial S^e}{\partial \theta} \quad \frac{\partial S^e}{\partial V_m} \right]$$

$$\begin{aligned} S_{\theta}^e &= [I^{e*}] \frac{\partial V_e}{\partial \theta} + [V_e] \frac{\partial I^{e*}}{\partial \theta} \\ &= [I^{e*}] jC_e[V] + [C_e * V] (jY_e[V])^* \\ &= j([I^{e*}]C_e[V] - [C_e * V]Y_e^*[V^*]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{V_m}^e &= [V_e] \frac{\partial I^{e*}}{\partial V_m} + [I^{e*}] \frac{\partial V_e}{\partial V_m} \\ &= [C_e * V] Y_e^*[E^*] + [I^{e*}] C_e[E] \end{aligned}$$

### SEGUNDAS DERIVADAS

Las derivadas de segundo orden son calculadas para las corrientes en ramas, flujos en ramas y potencias complejas de inyección. Para el caso de módulos de voltajes y ángulos las segundas derivadas son igual a matrices de ceros.



## Potencia compleja de inyección

$$g_{xx}(\lambda) = \frac{\partial}{\partial x} (g_x^T \lambda)$$

$$= \begin{bmatrix} g_{\theta\theta}^{nln}(\lambda) & g_{\theta V_m}^{nln}(\lambda) \\ g_{V_m\theta}^{nln}(\lambda) & g_{V_m V_m}^{nln}(\lambda) \end{bmatrix}$$

Donde:

$$\begin{aligned} g_{\theta\theta}^{nln}(\lambda) &= \frac{\partial}{\partial \theta} (g_{\theta}^{nln T} \lambda) \\ &= \frac{\partial}{\partial \theta} ((j[V][I_{barras}^*] - Y_{barras}^*[V^*])^T \lambda) \\ &= j \frac{\partial}{\partial \theta} (([I_{barras}^*]^T - [V^*]^T Y_{barras}^{*T}) [V]^T \lambda) \\ &= j \frac{\partial}{\partial \theta} ([I_{barras}^*][V]\lambda - [V^*]Y_{barras}^{*T}[V]\lambda) \\ &= j \left( [I_{barras}^*] \frac{\partial}{\partial \theta} ([V]\lambda) + [V]\lambda \frac{\partial}{\partial \theta} (I_{barras}^*) - [V^*] \frac{\partial}{\partial \theta} (Y_{barras}^{*T}[V]\lambda) \right. \\ &\quad \left. - [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} V^* \right) \\ &= j \left( [I_{barras}^*][\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} V + [V][\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} (I_{barras}^*) - [V^*]Y_{barras}^{*T}[\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} V \right. \\ &\quad \left. - [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} V^* \right) \\ &= j \left( [I_{barras}^*][\lambda]j[V] + [V][\lambda](-jY_{barras}^*[V^*]) - [V^*]Y_{barras}^{*T}[\lambda]j[V] \right. \\ &\quad \left. - [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda](-j[V^*]) \right) \\ &= -[I_{barras}^*][\lambda][V] + [V][\lambda]Y_{barras}^*[V^*] + [V^*]Y_{barras}^{*T}[\lambda][V] - [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda][V^*] \\ &= [V^*](Y_{barras}^{*T}[\lambda][V] - [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda]) + [\lambda][V](Y_{barras}^*[V^*] - [I_{barras}^*]) \\ &= \mathcal{E} + \mathcal{F} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} g_{V_m\theta}^{nln}(\lambda) &= \frac{\partial}{\partial \theta} (g_{V_m}^{nln T} \lambda) \\ &= \frac{\partial}{\partial \theta} (([E^*]^T Y_{barras}^{*T}[V]^T + [E]^T [I_{barras}^*]^T) \lambda) \\ &= \frac{\partial}{\partial \theta} ([E^*]Y_{barras}^{*T}[V]\lambda + [E][I_{barras}^*]\lambda) \\ &= [E^*]Y_{barras}^{*T}[\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} V + [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} E^* + [E][\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} I_{barras}^* + [I_{barras}^*][\lambda] \frac{\partial}{\partial \theta} E \\ &= [E^*]Y_{barras}^{*T}[\lambda]j[V] + [Y_{barras}^{*T}[V]\lambda](-j[E^*]) + [E][\lambda](-jY_{barras}^*[V^*]) \\ &\quad + [I_{barras}^*][\lambda]j[E] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= j([E^*](Y_{barra}^{*T}[\lambda][V] - [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda]) - [E][\lambda](Y_{barra}^*[V^*] - [I_{barra}^*])) \\
&= j([V_m^*]^{-1}V^*)(Y_{barra}^{*T}[\lambda][V] - [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda]) - [[V_m]^{-1}V][\lambda](Y_{barra}^*[V^*] \\
&\quad - [I_{barra}^*])) \\
&= j([V_m^*]^{-1}[V^*](Y_{barra}^{*T}[\lambda][V] - [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda]) - [V_m]^{-1}[V][\lambda](Y_{barra}^*[V^*] \\
&\quad - [I_{barra}^*])) \\
&= j[V_m]^{-1} \left( [V^*](Y_{barra}^{*T}[V][\lambda] - [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda]) - [\lambda][V](Y_{barra}^*[V^*] - [I_{barra}^*]) \right) \\
&= j\mathcal{G}(\mathcal{E} - \mathcal{F})
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
g_{\theta V_m}^{nln}(\lambda) &= \frac{\partial}{\partial V_m} (g_{\theta}^{nln T} \lambda) \\
&= j \left( ([\lambda][V]Y_{barra}^* - [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda])[V^*] - ([V^*]Y_{barra}^{*T} - [I_{barra}^*])[V][\lambda] \right) [V_m]^{-1} \\
&= g_{V_m \theta}^{nln T}(\lambda)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
g_{V_m V_m}^{nln}(\lambda) &= \frac{\partial}{\partial V_m} (g_{V_m}^{nln T} \lambda) \\
&= \frac{\partial}{\partial V_m} ([E^*]Y_{barra}^{*T}[V]\lambda + [E][I_{barra}^*]\lambda) \\
&= [E^*]Y_{barra}^{*T}[\lambda] \frac{\partial V}{\partial V_m} + [Y_{barra}^{*T}[V]\lambda] \frac{\partial E^*}{\partial V_m} + [E][\lambda] \frac{\partial I_{barra}^*}{\partial V_m} + [I_{barra}^*]\lambda \frac{\partial E}{\partial V_m} \\
&= [E][\lambda]Y_{barra}^*[E^*] + [E^*]Y_{barra}^{*T}[\lambda][E] \\
&= [V_m]^{-1}([V][\lambda]Y_{barra}^*[V^*] + [V^*]Y_{barra}^{*T}[\lambda][V])[V_m]^{-1} \\
&= [V_m]^{-1}([\lambda][V]Y_{barra}^*[V^*] + [V^*]Y_{barra}^{*T}[V][\lambda])[V_m]^{-1} \\
&= \mathcal{G}(\mathcal{C} + \mathcal{C}^T)\mathcal{G}
\end{aligned}$$

Se recomienda agrupar las expresiones de las segundas derivadas para la implementación del programa de la siguiente manera:

$$\mathcal{A} = [\lambda][V]$$

$$\mathcal{B} = Y_{barra}[V]$$

$$\mathcal{C} = \mathcal{A}\mathcal{B}^*$$

$$\mathcal{D} = Y_{barra}^{*T}[V]$$

$$\mathcal{E} = [V^*](\mathcal{D}[\lambda] - [\mathcal{D}\lambda])$$

$$\mathcal{F} = \mathcal{C} - \mathcal{A}[I_{barra}^*]$$

$$\mathcal{G} = [V_m]^{-1}$$

$$g_{\theta\theta}^{nln}(\lambda) = \mathcal{E} + \mathcal{F}$$

$$g_{V_m \theta}^{nl_n}(\lambda) = jG(\mathcal{E} - \mathcal{F})$$

$$g_{\theta V_m}^{nl_n}(\lambda) = g_{V_m \theta}^{nl_n T}(\lambda)$$

$$g_{V_m V_m}^{nl_n}(\lambda) = G(C + C^T)G$$

### Flujos de potencia aparente para líneas y transformadores

$$S_{xx}^e(\pi) = \frac{\partial}{\partial x} (S_x^{eT} \pi)$$

$$= \begin{bmatrix} S_{\theta\theta}^e(\pi) & S_{\theta V_m}^e(\pi) \\ S_{V_m \theta}^e(\pi) & S_{V_m V_m}^e(\pi) \end{bmatrix}$$

Donde:

$$S_{\theta\theta}^e(\pi) = \frac{\partial}{\partial \theta} (S_{\theta}^{eT} \pi)$$

$$= [V^*] Y_e^{*T} [\pi] C_e [V] + [V] C_e^T [\pi] Y_e^* [V^*] - [Y_e^{*T} [\pi] C_e V] [V^*] - [C_e^T [\pi] Y_e^* V^*] [V]$$

$$= \mathcal{F}_e - \mathcal{D}_e - \mathcal{E}_e$$

$$S_{V_m \theta}^e(\pi) = \frac{\partial}{\partial \theta} (S_{V_m}^{eT} \pi)$$

$$= j[V_m]^{-1} ([V^*] Y_e^{*T} [\pi] C_e [V] - [V] C_e^T [\pi] Y_e^* [V^*] - [Y_e^{*T} [\pi] C_e V] [V^*] + [C_e^T [\pi] Y_e^* V^*] [V])$$

$$= jG(\mathcal{B}_e - \mathcal{B}_e^T - \mathcal{D}_e + \mathcal{E}_e)$$

$$S_{\theta V_m}^e(\pi) = \frac{\partial}{\partial V_m} (S_{\theta}^{eT} \pi)$$

$$= j([V] C_e^T [\pi] Y_e^* [V^*] - [V^*] Y_e^{*T} [\pi] C_e [V] - [Y_e^{*T} [\pi] C_e V] [V^*] + [C_e^T [\pi] Y_e^* V^*] [V]) [V_m]^{-1}$$

$$= S_{V_m \theta}^{eT}(\pi)$$

$$S_{V_m V_m}^e(\pi) = \frac{\partial}{\partial V_m} (S_{V_m}^{eT} \pi)$$

$$= [V_m]^{-1} ([V^*] Y_e^{*T} [\pi] C_e [V] + [V] C_e^T [\pi] Y_e^* [V^*]) [V_m]^{-1}$$

$$= G\mathcal{F}_e G$$

Los siguientes artificios matemáticos son de utilidad durante la implementación del programa:

$$\mathcal{A}_e = Y_e^{*T} [\pi] C_e$$

$$\mathcal{B}_e = [V^*] \mathcal{A}_e [V]$$

$$\mathcal{D}_e = [\mathcal{A}_e V] [V^*]$$

$$\mathcal{E}_e = [\mathcal{A}_e^T V^*] [V]$$

$$\mathcal{F}_e = \mathcal{B}_e + \mathcal{B}_e^T$$

$$\mathcal{G} = [V_m]^{-1}$$

$$S_{\theta\theta}^e(\pi) = \mathcal{F}_e - \mathcal{D}_e - \varepsilon_e$$

$$S_{V_m\theta}^e(\pi) = j\mathcal{G}(\mathcal{B}_e - \mathcal{B}_e^T - \mathcal{D}_e + \varepsilon_e)$$

$$S_{\theta V_m}^e(\pi) = S_{V_m\theta}^e{}^T(\pi)$$

$$S_{V_m V_m}^e(\pi) = \mathcal{G}\mathcal{F}_e\mathcal{G}$$

### Corriente de envío y recepción en coordenadas rectangulares

$$\begin{aligned} I_{xx}^e(\pi) &= \frac{\partial}{\partial x} (I_x^e{}^T \pi) \\ &= \begin{bmatrix} I_{\theta\theta}^e(\pi) & I_{\theta V_m}^e(\pi) \\ I_{V_m\theta}^e(\pi) & I_{V_m V_m}^e(\pi) \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} I_{\theta\theta}^e(\pi) &= \frac{\partial}{\partial \theta} (I_{\theta}^e{}^T \pi) \\ &= \frac{\partial}{\partial \theta} (j[V]Y_e^T \pi) \\ &= -[Y_e^T \pi][V] \end{aligned}$$

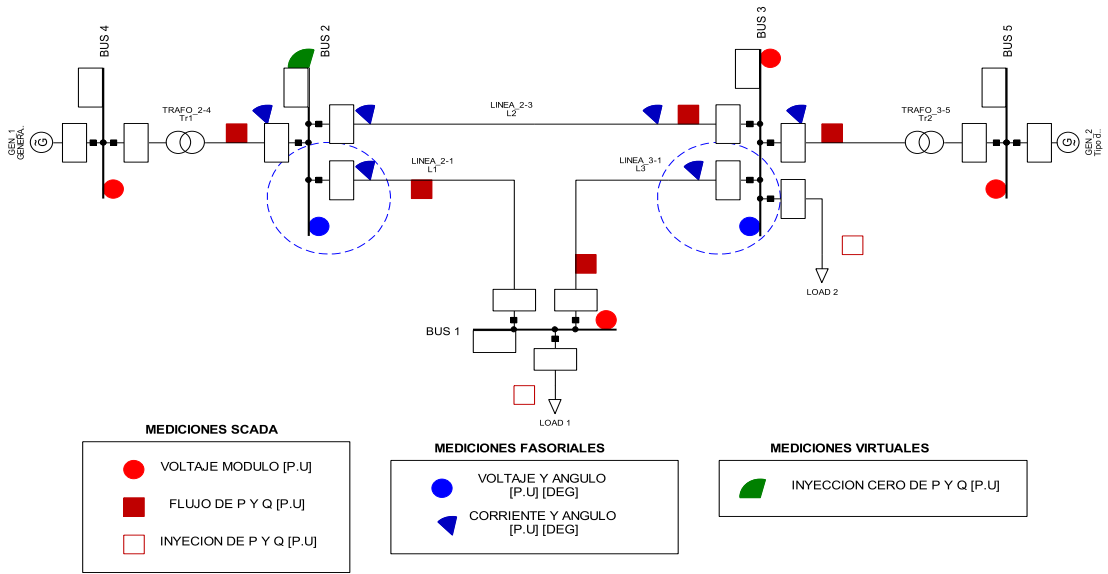
$$\begin{aligned} I_{V_m\theta}^e(\pi) &= \frac{\partial}{\partial \theta} (I_{V_m}^e{}^T \pi) \\ &= \frac{\partial}{\partial \theta} ([E]Y_e^T \pi) \\ &= j[Y_e^T \pi][E] \\ &= -jI_{\theta\theta}^e(\pi)[V_m]^{-1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\theta V_m}^e(\pi) &= \frac{\partial}{\partial V_m} (I_{\theta}^e{}^T \pi) \\ &= \frac{\partial}{\partial V_m} (j[V]Y_e^T \pi) \\ &= j[Y_e^T \pi][E] \\ &= I_{V_m\theta}^e(\pi) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{V_m V_m}^e(\pi) &= \frac{\partial}{\partial V_m} (I_{V_m}^e{}^T \pi) \\ &= \frac{\partial}{\partial V_m} ([E]Y_e^T \pi) \\ &= 0 \end{aligned}$$

# ANEXO C. EJEMPLO DEMOSTRATIVO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO HÍBRIDA

Se realiza un ejemplo demostrativo del proceso de cálculo para la estimación de estado considerando mediciones fasoriales. Se aplica el análisis al sistema de 5 barras mostrado a continuación:



**Figura C1.** Diagrama eléctrico del sistema de prueba de 5 barras.

Para el ejemplo se emplean las mediciones y sus desviaciones estándar mostradas en la **Tabla 2.17** y la **Tabla 2.18**. A través del conjunto de mediciones  $z$  se identifica 37 restricciones de igualdad y 8 restricciones de desigualdad. El problema planteado converge en 6 iteraciones.

Primeramente, se establecen los valores iniciales de las variables primales, duales, de holgura y el parámetro de barrera, empleando las ecuaciones de la **Tabla 1.2**.

Variables de estado:

$$x^0 = [0,0,0,0,0,1,1,1,1,1]$$

Multiplicador de Lagrange para restricciones de igualdad:

$$\lambda^0 = [0,0]$$

Variables de Holgura  $s$ :

$$s_{min}^0 = \min\{\max\{\tau h^\Delta, h(x^0) - h^{min}\}, (1 - \tau)h^\Delta\}$$

$$s^0 = [1.570796, 1.570796, 1.570796, 1.570796, 1.570796, 1.570796, 1.57079, 1.570796]$$

Multiplicador de Lagrange para restricciones desigualdad:

$$\pi^0 = \mu[s^0]^{-1}e$$

$$\pi^0 = [0.000636, 0.000636, 0.000636, 0.000636, 0.000636, 0.000636, 0.000636, 0.000636]$$

Parámetro gap y central empleando (1.53).

$$\sigma^0 = 0.2, \quad \rho^0 = 0.008$$

Parámetro de barrera empleando (1.52)

$$\mu^0 = 0.001$$

Se calcula el vector de residuales:

$$r = z - h(x^0)$$

$$r = [-0.2807, -0.0124, 0.052, 0.052, -1.605, -3.705, -0.555, 0.4567, 2.1302, -5.004, \\ -1.268, 0.2595, -2.2551, 1.7439, 1.0502, -1.9517842, -0.583, 1.5512, 0.069, -0.0147, 0.82172, \\ -0.03896, 2.3851, -0.2212, 2.1480, -4.5329, -1.14485, 0.2577, -0.8591, 1.41276, -5.1937, 2.0460, \\ -2.3341, -1.4844]$$

Se evalúa la función objetivo:

$$f(x) = f_{obj} = \frac{1}{2} r^T \cdot W \cdot r = 61983131.8$$

Luego, se evalúa los 4 criterios de convergencia con los valores iniciales:

$$v_1^0 = \max\{\max(h(x)), \|g(x)\|_\infty\} = 5.195$$

$$v_2^0 = \frac{\|f_x + \lambda^T g_x + \pi^T h_x\|_\infty}{1 + \|x\|_2 + \|\lambda\|_2 + \|\pi\|_2} = 0$$

$$v_3^0 = \frac{\rho}{1 + \|x\|_2} = 0.002472$$

$$v_4^0 = \frac{|f(x^0) - f(x^0)|}{1 + |f(x^0)|} = 0$$

Al no cumplir con los cuatro criterios de convergencia se procede a calcular las direcciones de newton empleando el sistema reducido (1.48), (1.42), y (1.43).

$$\Delta_x = [0.06478, 0.62161, -0.04773, 0.68725, 0, -0.15070, -0.04862, 0.133097, -0.11557, 0.19053]$$

$$\Delta_\lambda = [0.00370, 0.00414, -0.00464, 0.00394, -0.00247, 0.00076, -0.00116, -0.00358, 0.00071, 0.00583, -0.00176, -0.00126, 0.00223, -0.01173, 0.0244853, -0.00194, -0.00179, -0.00351, -0.11791, 0.14759755, -0.09570368, -0.00441158, -0.20318526, 0.0856407, -0.05759875, -0.14175764, -0.011146, -0.02688862, 0.02345224, -0.03036, 0.01844, -0.00565, 0.10377, 0.03419, 0.13592, -0.00610, -0.38565]$$

$$\Delta_s = [-0.064785, -0.621616, 0.047731, -0.68725, 0.064785, 0.62161, -0.04773, 0.68725]$$

$$\Delta_\pi = [2.62565e-05, 2.519315e-04, -1.934474e-05, 2.785347e-04, -2.62565e-05, -2.51931588e-04, 1.93447442e-05, -2.78534730e-04]$$

Con el cálculo de las direcciones de Newton se actualizan las variables primales y duales en cada iteración. Los resultados de las variables por cada iteración son mostrados en las siguientes tablas:

**Tabla C1.** Actualización de función objetivo y criterios de convergencia

Iter	$\alpha_d$	$\alpha_p$	mu	fobj	stepsize	primcond	dualcond	compcond	funcond
0	0	0	0.001	61983131.8	0	5.19379	0	0.00247	0
1	1	1	0.00018	9346375.2	0.68745	3.92361	4.17930	0.00212	0.731237
2	1	1	3.71E-05	430654.3	0.21815	0.70667	3.26804	0.00042	0.460847
3	1	1	7.10E-06	1239.1	0.05760	0.04360	0.23224	8.29E-05	0.041169
4	1	1	1.37E-06	5.7504	0.01121	0.00087	0.00402	1.63E-05	0.000123
5	1	1	2.61E-07	6.4478	0.00017	2.62E-07	4.22E-07	3.12E-06	6.97E-08
<b>6</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4.92E-08</b>	<b>6.4451</b>	<b>9.53E-07</b>	<b>3.39E-12</b>	<b>3.96E-12</b>	<b>5.94E-07</b>	<b>2.72E-10</b>

**Tabla C2.** Actualización de los multiplicadores de Lagrange

No.	Lambda	ITERACIÓN					
		1	2	3	4	5	6
1	$\lambda V1$	0.00364	0.00188	0.00026	-5.28E-05	-5.69E-05	<b>-5.69E-05</b>
2	$\lambda V3$	0.00407	0.00185	0.00024	-5.40E-05	-5.79E-05	<b>-5.79E-05</b>
3	$\lambda V4$	-0.00470	0.00142	0.00018	-4.53E-05	-4.68E-05	<b>-4.68E-05</b>
4	$\lambda V5$	0.00388	0.00176	0.00023	-5.28E-05	-5.66E-05	<b>-5.66E-05</b>
5	$\lambda P21$	-0.00246	-0.00102	-0.00006	2.23E-05	2.36E-05	<b>2.36E-05</b>
6	$\lambda P13$	0.00078	-0.00130	-0.00014	1.44E-05	1.70E-05	<b>1.71E-05</b>
7	$\lambda P32$	-0.00115	-0.00031	-0.00007	1.66E-05	1.70E-05	<b>1.70E-05</b>
8	$\lambda P24$	-0.00357	-0.00057	-0.00013	1.45E-05	1.54E-05	<b>1.55E-05</b>
9	$\lambda P35$	0.00074	0.00196	0.00018	3.10E-05	2.86E-05	<b>2.86E-05</b>
10	$\lambda Q21$	0.00586	-0.00380	-0.00028	1.67E-05	2.11E-05	<b>2.12E-05</b>
11	$\lambda Q13$	-0.00174	0.00052	-0.00003	2.53E-05	2.68E-05	<b>2.68E-05</b>
12	$\lambda Q32$	-0.00124	0.00045	0.00005	3.08E-05	3.05E-05	<b>3.05E-05</b>

13	$\lambda_{Q24}$	0.00226	-0.00208	-0.00014	2.04E-05	2.26E-05	<b>2.26E-05</b>
14	$\lambda_{Q35}$	-0.01170	-0.00097	0.00001	3.76E-05	3.86E-05	<b>3.86E-05</b>
15	$\lambda_{P3}$	0.02450	0.00265	0.00015	1.27E-05	9.70E-06	<b>9.68E-06</b>
16	$\lambda_{P1}$	-0.00193	-0.00173	-0.00024	1.86E-05	2.22E-05	<b>2.22E-05</b>
17	$\lambda_{Q3}$	-0.00177	-0.00045	-0.00003	2.71E-05	2.80E-05	<b>2.81E-05</b>
18	$\lambda_{Q1}$	-0.00349	0.00044	0.00001	2.33E-05	2.21E-05	<b>2.21E-05</b>
19	$\lambda_{V2}$	-0.11752	0.05354	0.00954	0.00072	0.00065	<b>0.00065</b>
20	$\lambda_{V3}$	0.14752	0.06823	0.01100	0.00038	0.00024	<b>0.00023</b>
21	$\lambda_{I23}$	-0.09539	-0.00178	-0.00372	0.00011	0.00020	<b>0.00020</b>
22	$\lambda_{I21}$	-0.00419	0.00224	0.00061	0.00024	0.00023	<b>0.00023</b>
23	$\lambda_{I24}$	-0.20340	0.02098	-0.00008	-9.09E-05	-6.96E-05	<b>-6.95E-05</b>
24	$\lambda_{I32}$	0.08580	-0.01851	-0.00073	0.00010	0.00011	<b>0.00011</b>
25	$\lambda_{I31}$	-0.05769	0.00931	0.00025	-4.63E-05	-4.50E-05	<b>-4.49E-05</b>
26	$\lambda_{I35}$	-0.14188	-0.01310	-0.00148	1.06E-05	1.01E-05	<b>1.00E-05</b>
27	$\lambda_{\theta 2}$	-0.01122	0.00321	0.00015	-6.54E-05	-6.77E-05	<b>-6.77E-05</b>
28	$\lambda_{\theta 3}$	-0.02691	0.00108	-0.00014	-5.58E-06	-7.49E-06	<b>-7.40E-06</b>
29	$\lambda_{\Phi 23}$	0.02351	0.00398	0.00152	8.80E-05	6.89E-05	<b>6.88E-05</b>
30	$\lambda_{\Phi 21}$	-0.03035	0.00117	-0.00025	2.89E-06	2.95E-06	<b>3.05E-06</b>
31	$\lambda_{\Phi 24}$	0.01844	0.00753	0.00003	-9.42E-06	-1.94E-06	<b>-1.98E-06</b>
32	$\lambda_{\Phi 32}$	-0.00562	-0.00224	-0.00027	3.99E-05	4.05E-05	<b>4.06E-05</b>
33	$\lambda_{\Phi 31}$	0.10389	-0.01667	-0.00051	6.17E-06	3.91E-06	<b>3.78E-06</b>
34	$\lambda_{\Phi 35}$	0.03417	0.00207	0.00071	-6.08E-06	-1.24E-05	<b>-1.26E-05</b>
35	$\lambda_{P02}$	0.13603	-0.04533	-0.00297	-8.37E-05	-2.62E-05	<b>-2.62E-05</b>
36	$\lambda_{Q02}$	-0.00613	0.03037	0.00198	2.15E-07	-1.85E-05	<b>-1.85E-05</b>
37	$\lambda_{\theta slack}$	-0.38672	0.12025	-0.00307	-0.00084	-0.00087	<b>-0.00086</b>

**Tabla C3.** Actualización de las variables de estado por cada iteración

Variable Estado	ITERACIÓN					
	1	2	3	4	5	6
$\theta 1 [^\circ]$	3.71506	9.6253	9.92494	10.06208	10.06592	<b>10.06595</b>
$\theta 2 [^\circ]$	35.62537	46.86759	46.63483	47.0953	47.1052	<b>47.10525</b>
$\theta 3 [^\circ]$	-2.73587	-1.96381	-2.15909	-2.20451	-2.20543	<b>-2.20543</b>
$\theta 4 [^\circ]$	39.38741	51.21453	50.65973	51.11587	51.12538	<b>51.12544</b>
$\theta 5 [^\circ]$	0	0	0	0	0	<b>0</b>
V1 [p.u]	0.84899	0.78623	0.72863	0.71742	0.71727	<b>0.71727</b>
V2 [p.u]	0.95148	1.12254	-0.03768	1.06972	1.06965	<b>1.06965</b>
V3 [p.u]	1.13282	1.05353	0.9963	0.98568	0.98554	<b>0.98553</b>
V4 [p.u]	0.88455	1.05834	1.05834	1.05038	1.05033	<b>1.05033</b>
V5 [p.u]	1.19029	1.11472	1.06022	1.05012	1.04998	<b>1.04998</b>



## ANEXO D. MANUAL DE USUARIO PARA LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL

La presente guía tiene como objetivo definir el procedimiento para emplear la herramienta computacional en la estimación de estado estática incluyendo mediciones fasoriales. Se recomienda instalar el paquete de librerías completo empleando Anaconda Navigator, la aplicación está diseñada para correr en Spyder con versión 3.7 o superiores.

### Instalación:

Para hacer uso de la herramienta computacional, primero se apunta la dirección de Python a la carpeta que contiene las subrutinas, en este caso la carpeta es denominada “Estimador Híbrido”.

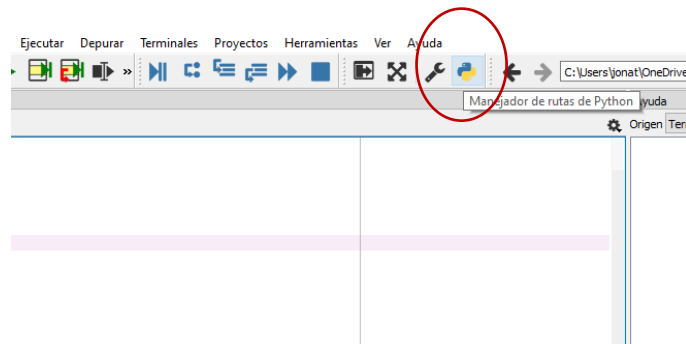


Figura D1. Icono de ruta de Python

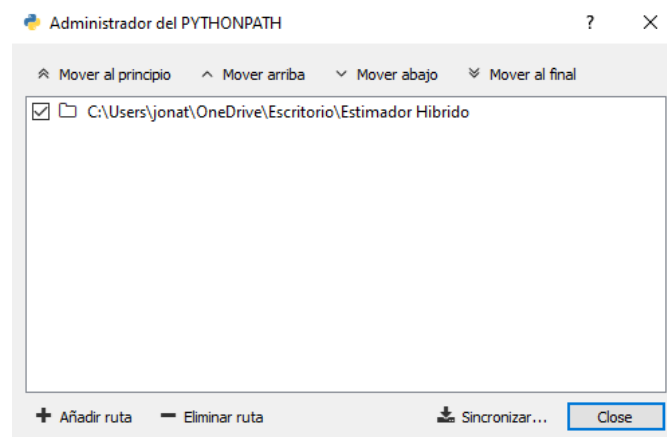


Figura D2. Ubicación de la carpeta empleando PYTHONPATH

Luego, se da click en el menú archivo → opción abrir, ubicado en la parte superior derecha y se selecciona el script principal **hnlInse ()** y el caso de estudio **case5 ()**.

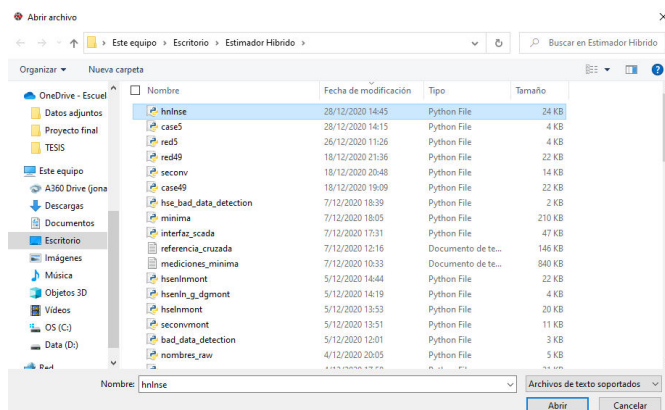


Figura D3. Selección de la rutina principal y caso de estudio

Finalmente, se arranca las subrutinas presionando en el botón **Ejecutar archivo**, que tiene la forma de: ▶. La operación se realiza para las dos scripts.

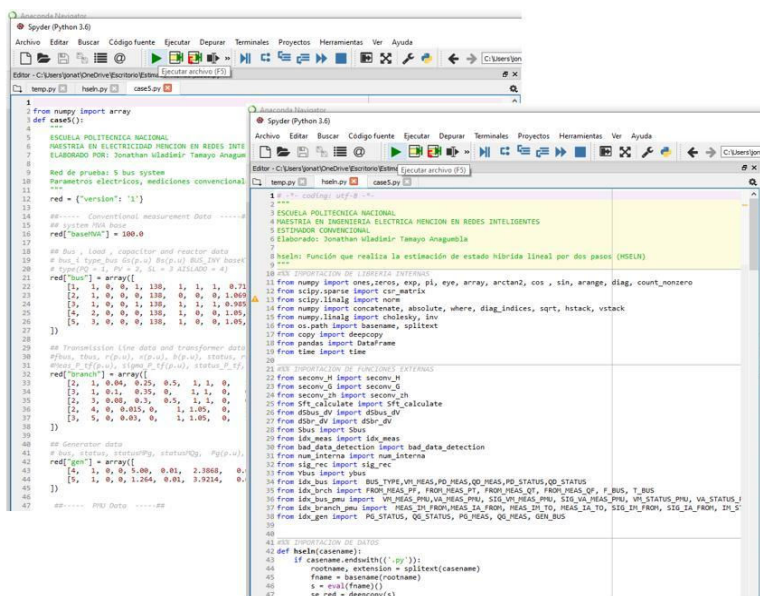


Figura D4. Ejecución del script principal y caso de estudio

Para ingresar nuevos casos de estudio se edita la información solicitada en el archivo de entrada de datos. Cada valor ingresado tiene su interpretación en el programa computacional. A continuación se describe el significado de las matrices ingresadas.

### Preparación datos de entrada

Los datos de entrada deben ser ingresados en un archivo plano con extensión “.py”. Se define un formato para el ingreso de parámetros eléctricos de barras, líneas de transmisión transformadores, generadores, mediciones convencionales y fasoriales para cualquier red eléctrica:

```

Red de prueba: 5 bus system
Parametros electricos, mediciones convencionales y fasoriales de la red de prueba.
....
red = {"version": '1'}

##----- Conventional measurement Data -----##
## system MVA base
red["baseMVA"] = 100.0

## Bus , Load , capacitor and reactor data
# bus_i type_bus Gs(p.u) Bs(p.u) BUS_INY baseKV statusVm statusPd statusQd MeasVm(pu) sigmaVm(pu) MeasPd(p.u) sigmaPd(p.u)
# type(PQ = 1, PV = 2, SL = 3 AISLADO = 4)
red["bus"] = array([
[1, 1, 0, 0, 1, 138, 1, 1, 1, 0.7173, 0.004, 1.6, 0.01, 0.8, 0.01, 0,0],
[2, 1, 0, 0, 0, 138, 0, 0, 0, 1.0693, 0.004, 0, 0, 0, 0, 1,1],
[3, 1, 0, 0, 1, 138, 1, 1, 1, 0.9855, 0.004, 3.7, 0.01, 1.3, 0.01, 0,0],
[4, 2, 0, 0, 0, 138, 1, 0, 0, 1.05, 0.004, 0, 0, 0, 0, 0,0],
[5, 3, 0, 0, 0, 138, 1, 0, 0, 1.05, 0.004, 0, 0, 0, 0, 0,0]
])

## Transmission line data and transformer data
#fbus, tbus, r(p.u), x(p.u), b(p.u), status, ratio, angle, Meas_P_ft_P(p.u), sigma_P_ft(p.u), status_P_ft, Meas_Q_ft(p.u)
#Meas_P_tf(p.u), sigma_P_tf(p.u), status_P_tf, Meas_Q_tf(p.u), sigma_Q_tf(p.u), status_Q_tf
red["branch"] = array([
[2, 1, 0.04, 0.25, 0.5, 1, 1, 0, 1, 1, 0, 0, 2.134154, 0.008, 1.497912, 0.008, -1.863522, 0.008, -0.5],
[3, 1, 0.1, 0.35, 0, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, -0.1848625, 0.008, 0.8543441, 0.008, 0.2635216, 0.008, -0.5],
[2, 3, 0.08, 0.3, 0.5, 1, 1, 0, 0, 0, 1, 1, 2.865846, 0.008, 0.4712744, 0.008, -2.251132, 0.008, 2.38683],
[2, 4, 0, 0.015, 0, 1, 1.05, 0, 1, 1, 0, 0, -5, 0.008, -1.969186, 0.008, 5, 0.008, 2.38683],
[3, 5, 0, 0.03, 0, 1, 1.05, 0, 1, 1, 0, 0, -1.264006, 0.008, -3.459539, 0.008, 1.264006, 0.008, 3.9]
])

## Generator data
# bus, status, statusMg, statusMqg, Pg(p.u), SigmaPg(p.u), MeasQg(p.u), sigmaQg(p.u)
red["gen"] = array([
[4, 1, 0, 0, 5.00, 0.01, 2.3868, 0.01],
[5, 1, 0, 0, 1.264, 0.01, 3.9214, 0.01]
])

##----- PMU Data -----##
## Bus measurement PMU
# bus_i statusVm statusMva MeasVm(p.u) sigmaVm(p.u) MeasVa(deg) sigmaVa(p.u)
red["bus_pmu"] = array([
[1, 0, 0, 0.7173, 0.00067, 10.0560, 0.00097],
[2, 1, 1, 1.0693, 0.00067, 47.1093, 0.00097],
[3, 1, 1, 0.9855, 0.00067, -2.2050, 0.00097],
[4, 0, 0, 1.05, 0.00067, 51.1312, 0.00097],
[5, 0, 0, 1.05, 0.00067, 0.0000, 0.00097]
])

## Transmission line measurement and Transformer measurement PMU
#fbus, tbus, Meas_Ireal_ft(p.u), sigma_Ireal_ft(p.u), status_Ireal_ft, Meas_Iimag_ft(p.u), sigma_Iimag_ft(p.u), status_Iimag_ft
#Meas_Ireal_tf(p.u), sigma_Ireal_tf(p.u), status_Ireal_tf, Meas_Iimag_tf(p.u), sigma_Iimag_tf(p.u), status_Iimag_tf
red["branch_pmu"] = array([
[2, 1, 1, 1, 0, 0, 2.4303111, 0.00067, 12.0452111, 0.00097, 2.6161, 0.00067, -176.7061, 0.00097],
[3, 1, 1, 1, 0, 0, 0.88689111, 0.00067, -104.4144111, 0.00097, 0.8869, 0.00067, 75.5856, 0.00097],
[2, 3, 1, 1, 1, 1, 2.71603111, 0.00067, 37.7709, 0.00097, 2.6402111, 0.00067, -152.100, 0.00097],
[2, 4, 1, 1, 0, 0, 5.0240, 0.00067, -154.3870, 0.00097, 5.2767, 0.00067, 25.6130, 0.00097],
])

```

Figura D5. Formato de entrada de datos.

Para las matrices de datos se ha colocado una identificación para cada columna:

Tabla D1. Matriz Barras

No.	Nombre Columna	Descripción
1	BUS_I	Número de barra
2	BUS_TYPE	Tipo de barra (1; PQ, 2; PV, 3; SLACK)
3	GS	Parámetro shunt conductancia [p.u]
4	BS	Parámetro shunt susceptancia [p.u]
5	BUS_INY	1 si la barra tiene conectado solo carga, caso contrario cero.
6	BASE_KV	Voltaje base de la barra.
7	VM_STATUS	1 si la medición está habilitada para voltaje, caso contrario cero.
8	PD_STATUS	1 si la medición está habilitada para inyección de potencia activa, caso contrario cero.

9	<b>QD_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para inyección de potencia reactiva, caso contrario cero.
10	<b>VM_MEAS</b>	Medición convencional de módulo de voltaje en [p.u].
11	<b>SIG_VM_MEAS</b>	Desviación estándar de la medición de voltaje en [p.u].
12	<b>PD_MEAS</b>	Medición convencional de inyección de potencia activa en [p.u].
13	<b>SIG_PD_MEAS</b>	Desviación estándar de la medición de inyección de potencia activa en [p.u].
14	<b>QD_MEAS</b>	Medición convencional de inyección de potencia reactiva en [p.u].
15	<b>SIG_QD_MEAS</b>	Desviación estándar de la medición de inyección de potencia reactiva en [p.u].
16	<b>PIN_0</b>	1 si la barra tiene inyección cero de potencia activa, caso contrario es cero.
17	<b>QIN_0</b>	1 si la barra tiene inyección cero de potencia reactiva, caso contrario es cero.

**Tabla D2.** Matriz Ramas

No.	Nombre Columna	Descripción
1	<b>F_BUS</b>	Número de barra de envío.
2	<b>T_BUS</b>	Número de barra de recepción.
3	<b>BR_R</b>	Parámetro resistencia en [p.u]
4	<b>BR_X</b>	Parámetro reactancia en [p.u]
5	<b>BR_B</b>	Parámetros susceptancia en [p.u]
6	<b>BR_STATUS</b>	1 si la rama está disponible, caso contrario cero.
7	<b>TAP</b>	Posición del TAP de transformadores en [p.u]
8	<b>SHIFT</b>	Si el transformador tiene cambiador de fase, ingresar el valor en grados, caso contrario cero.
9	<b>PF_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para potencia activa de envío, caso contrario cero.
10	<b>QF_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para potencia reactiva de envío, caso contrario cero.

11	<b>PT_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para potencia activa de recepción, caso contrario cero.
12	<b>QT_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para potencia reactiva de recepción, caso contrario cero.
13	<b>FROM_MEAS_PF</b>	Medición convencional de potencia activa de envío en [p.u].
14	<b>SIG_PF</b>	Desviación estándar para la medición de potencia activa de envío en [p.u].
15	<b>FROM_MEAS_QF</b>	Medición convencional de potencia reactiva de envío en [p.u].
16	<b>SIG_QF</b>	Desviación estándar para la medición de potencia reactiva de envío en [p.u].
17	<b>FROM_MEAS_PT</b>	Medición convencional de potencia activa de recepción en [p.u].
18	<b>SIG_PT</b>	Desviación estándar para la medición de potencia activa de recepción en [p.u].
19	<b>FROM_MEAS_QT</b>	Medición convencional de potencia reactiva de recepción en [p.u].
20	<b>SIG_QT</b>	Desviación estándar para la medición de potencia reactiva de recepción en [p.u].

**Tabla D3.** Matriz Generadores

No.	Nombre Columna	Descripción
1	<b>GEN_BUS</b>	Número de barra conecta al generador
2	<b>GEN_STATUS</b>	1 si el generador está disponible, caso contrario es cero.
3	<b>PG_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para generación de potencia activa, caso contrario cero.
4	<b>QG_STATUS</b>	1 si la medición está habilitada para generación de potencia reactiva, caso contrario cero.
5	<b>PG_MEAS</b>	Medición convencional de generación de potencia activa en [p.u].
6	<b>SIG_PG_MEAS</b>	Desviación estándar de la medición de potencia activa de generación en [p.u].
7	<b>QG_MEAS</b>	Medición convencional de generación de potencia reactiva en [p.u].

<b>8</b>	<b>SIG_QG_MEAS</b>	Desviación estándar de la medición de potencia reactiva de generación en [p.u].
----------	--------------------	---

**Tabla D4.** Mediciones Fasoriales de voltaje

<b>No.</b>	<b>Nombre Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>BUS_I_PMU</b>	Número de barra donde está ubicado el PMU.
<b>2</b>	<b>VM_STATUS_PMU</b>	1 si la medición está habilitada para módulo de voltaje, caso contrario cero.
<b>3</b>	<b>VA_STATUS_PMU</b>	1 si la medición está habilitada para ángulo de voltaje, caso contrario cero.
<b>4</b>	<b>VM_MEAS_PMU</b>	Medición fasorial de módulo de voltaje en [p.u].
<b>5</b>	<b>SIG_VM_MEAS_PMU</b>	Desviación estándar de la medición de voltaje en [p.u].
<b>6</b>	<b>VA_MEAS_PMU</b>	Medición fasorial de ángulo de voltaje en [grados].
<b>7</b>	<b>SIG_VA_MEAS_PMU</b>	Desviación estándar de la medición de ángulos en [rad].

**Tabla D5.** Mediciones Fasoriales de corriente

<b>No.</b>	<b>Nombre Columna</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>F_BUS</b>	Número de barra de envío.
<b>2</b>	<b>T_BUS</b>	Número de barra de recepción.
<b>3</b>	<b>IM_STATUS_FROM</b>	1 si la medición está habilitada para módulo de corriente de envío, caso contrario cero.
<b>4</b>	<b>IA_STATUS_FROM</b>	1 si la medición está habilitada para ángulo de corriente de envío, caso contrario cero.
<b>5</b>	<b>IM_STATUS_TO</b>	1 si la medición está habilitada para módulo de corriente de recepción, caso contrario cero.
<b>6</b>	<b>IA_STATUS_TO</b>	1 si la medición está habilitada para ángulo de corriente de recepción, caso contrario cero.
<b>7</b>	<b>MEAS_IM_FROM</b>	Medición fasorial de módulo de corriente de envío en [p.u].
<b>8</b>	<b>SIG_IM_FROM</b>	Desviación estándar de la medición de módulo de corriente de envío en [p.u].

9	MEAS_IA_FROM	Medición fasorial de ángulo de corriente de envío en [grados].
10	SIG_IA_FROM	Desviación estándar de la medición de ángulo de corriente de envío en [rad].
11	MEAS_IM_TO	Medición fasorial de módulo de corriente recepción en [p.u].
12	SIG_IM_TO	Desviación estándar de la medición de módulo de corriente recepción en [p.u].
13	MEAS_IA_TO	Medición fasorial de ángulo de corriente de recepción en [grados].
14	SIG_IA_TO	Desviación estándar de la medición de ángulo de corriente de recepción en [rad].

### Ejecución del programa

El proceso ejecución del programa es sencillo, para lo cual se debe llamar la función **hnlInse()** y colocar el nombre del caso de simulación. En la siguiente figura se indica la línea de comando que se debe escribir en el comand window de Spyder.

```
In [43]: V,F,L,G,M = hnlInse('case5.py')
```

```
-----
          ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
          FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
          MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION EN REDES INTELIGENTES
          PROYECTO DE TITULACIÓN

          ESTIMADOR DE ESTADO HIBRIDO NO LINEAL (HNLNSE)
-----
Elaborado por:Ing. Jonathan Tamayo
Director:Dr.Ing. Jaime Cepeda
CoDirector:Dr.Ing. Nelson Granda
-----
RESULTADOS
Sistema Electrico: case5
Convergencia: EXITOSA
El tiempo de ejecucion[s]: 0.4512946605682373
Función Objetivo: 1.260766597549583
Número de iteraciones: 6
Número de mediciones convencionales (mc): 18
Número de mediciones fasoriales(mf): 16
Número de mediciones virtuales (inyecciones cero): 2
Número de variables de estado (n): 10
Redundancia (r = (mc+mf)/n): 4.0
Número de mediciones erroneas: 0
-----
CRITERIOS DE CONVERGENCIA
Factibilidad Primal: 3.39032802787e-12
Factibilidad Dual: 3.96267712984e-12
Complementariedad: 5.94342059618e-07
Condición Función Objetivo: 1.3093088756398736e-10
-----
NOTA: Los resultados de las variables estimadas de Voltajes,
Flujos,Generación y Carga pueden visualizarse en la pestaña:
Explorador de Variables, en los dataframes V,L,F,G,M.
-----
```

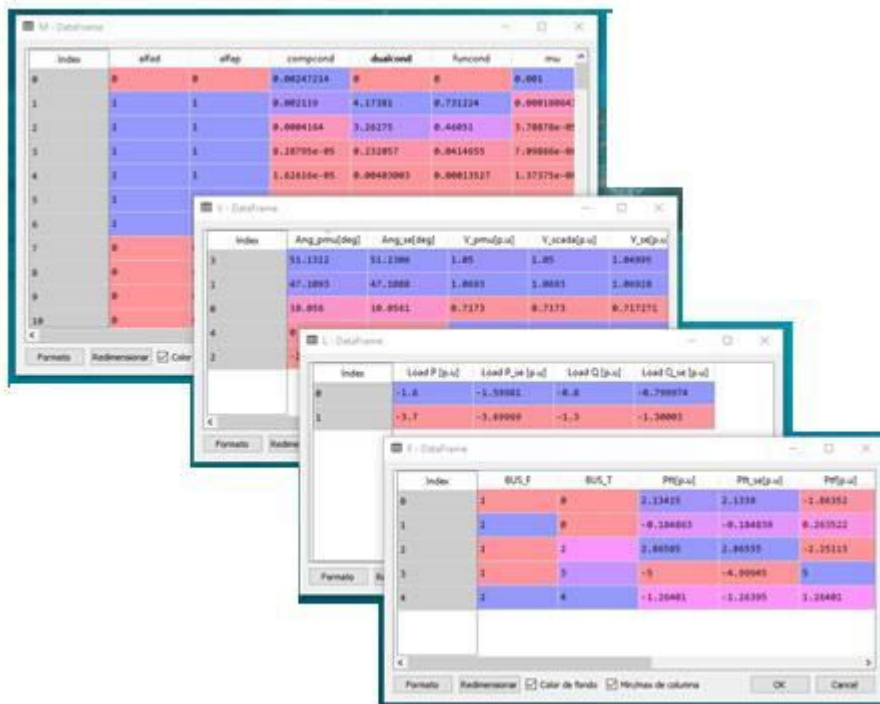
Figura D6. Ejecución de la aplicación computacional y resultados generales

## Resultados

Finalmente, una vez convergido el algoritmo, para realizar el análisis de resultados, se ha implementado 5 dataframes de salida que pueden ser abiertos desde el explorador de variables, los cuales contienen los siguientes resultados:

- Voltajes estimados (V).
- Flujos de potencia estimados en ramas (F).
- Generación estimada (G).
- Carga Estimada (C).
- Criterios de convergencia (M).

A continuación, se muestran los resultados de manera gráfica:



**Figura D7.** Formato de salida de resultados estimados – aplicación computacional



## **ORDEN DE EMPASTADO**