

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DE UN SISTEMA DE
POTENCIA USANDO MEDICIONES SINCRÓFASORIALES**

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL, EN LENGUAJE PYTHON,
PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DEL SEP
EMPLEANDO MEDICIONES SINCRÓFASORIALES TIPO
AMBIENTE.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

ALEXIS GEOVANNY CONCHAMBAY ALVARO

alexis.conchambay@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr.-Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

DMQ, julio 2024

CERTIFICACIONES

Yo, ALEXIS GEOVANNY CONCHAMBAY ALVARO declaro que el trabajo de integración curricular 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.

ALEXIS GEOVANNY CONCHAMBAY ALVARO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por ALEXIS GEOVANNY CONCHAMBAY ALVARO, bajo mi supervisión.

DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

ALEXIS GEOVANNY CONCHAMBAY ALVARO

DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

DEDICATORIA

A Dios

A mis padres Washington y Esther

A mi Hermano Mateo y Josue que desde el cielo me cuida.

A mis abuelos Miguel, Rosalía, Manuela y Ramón que desde el cielo me cuida.

A mi familia

AGRADECIMIENTO

A Dios que gracias a sus bendiciones pude realizar ese logro.

Al Dr. Nelson Granda por su apoyo, orientación, paciencia, compromiso y valiosos consejos, que han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo de titulación.

A mi Madre que ha confiado en mí, por su apoyo y sus palabras de aliento que son una fuente constante de fortaleza, cuando más complicado parecía el camino, por darme su amor incondicional y ser mi principal motivación para llevar a cabo este proceso hasta su culminación.

A mi Padre, quien me enseñó a nunca rendirme y a perseguir mis objetivos con determinación, aunque a veces las palabras no alcanzan para expresar toda mi gratitud, quiero que sepas que tu respaldo ha sido esencial para alcanzar este logro.

A mi hermano, que con su compañía ha sido un pilar fundamental en este camino. Gracias a él, no solo encontré un amigo incondicional, sino también un escape a través del deporte que practicamos me brindó una valiosa distracción en los momentos más complicados.

A mis amigos de la universidad Frank, José, Bryan y Paul, con quienes compartí gratos momentos, así como también a varias personas que formaron parte del proceso.

A mis familiares y todos quienes me brindaron su apoyo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	7
1 INTRODUCCIÓN	9
1.1 OBJETIVOS.....	9
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	9
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
1.2 ALCANCE	10
1.3 MARCO TEÓRICO	11
1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SEP	11
1.3.2 INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP	12
1.3.3 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP	13
1.3.4 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EMPLEANDO MEDICIONES TIPO AMBIENTE	13
1.3.5 LENGUAJE PYTHON.....	16
2 METODOLOGÍA	18
2.1 INTRODUCCIÓN	18
2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA.....	19
2.3 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	19
2.4 TRATAMIENTO DE DATOS.....	20
2.5 SISTEMA EQUIVALENTE DE DOS GENERADORES.....	20
2.5.1 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN EN EL SISTEMA REDUCIDO	21
2.5.2 CÁLCULO DE FRECUENCIA Y COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO.....	22
2.5.3 DEFINICIÓN DEL CONJUNTO DE CORTE Y BARRAS FRONTERA	23
2.5.4 CÁLCULO DE CORRIENTES Y VOLTAJES EQUIVALENTES	23
2.5.5 CÁLCULO DEL ÁNGULO DE POTENCIA EQUIVALENTE	24
2.5.6 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN CUANTITATIVA ENTRE INERCIAS.....	25
2.6 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA	26
2.7 ESTIMACIÓN DE INERCIA EQUIVALENTE DE CADA ÁREA	27
2.8 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	27
3 APLICACIÓN Y RESULTADOS	28
3.1 SISTEMA DE PRUEBA	28
3.1.1 DESCRIPCIÓN	28
3.1.2 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE MEDIANTE MEDICIONES SINCROFASORIALES TIPO AMBIENTE	29
3.1.3 MODO DE OSCILACIÓN (mejor).....	29

3.1.4	MODO DE OSCILACIÓN DOS.....	42
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	52
4.1	CONCLUSIONES	52
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
6	ANEXOS.....	56

RESUMEN

En el presente trabajo se presenta una metodología para estimar la inercia equivalente de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) empleando mediciones sincrofasoriales tipo ambiente. La metodología emplea mediciones de frecuencia y potencia transferida a través de líneas de interconexión entre áreas previamente definidas mediante un análisis modal, mismo que permite determinar los modos de oscilación (valores propios) y mode shapes (vectores propios) asociados. Se ubicarán Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU) en las barras frontera para obtener los fasores de voltaje de barra y fasores de corriente por las líneas de interconexión. Adicionalmente, se calcula la relación entre inercias equivalentes de cada área empleando una formulación matemática basada en identificación modal de las mediciones de frecuencia. Finalmente, la inercia equivalente de cada área se puede determinar a partir de la inercia equivalente del sistema.

La metodología es aplicada al sistema IEEE New York - New England de 68 barras y 16 generadores, ampliamente utilizado en el análisis de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.

PALABRAS CLAVE: Inercia equivalente, mediciones sincrofasoriales tipo ambiente, análisis modal, Python.

ABSTRACT

This paper presents a methodology to estimate the equivalent inertia of an Electrical Power System (EPS) using ambient synchrophasor measurements. The methodology employs measurements of frequency and power transferred through interconnection lines between previously defined areas by means of a modal analysis, which allows determining the associated oscillation modes (eigenvalues) and mode shapes (eigenvectors). Synchrophasor Measurement Units (PMU) will be placed at the boundary busbars to obtain the bus voltage phasors and current phasors flowing through the interconnection lines. Additionally, the ratio between equivalent inertias of each area is calculated using a mathematical formulation based on modal identification of the frequency measurements. Finally, the equivalent inertia of each area can be determined from the equivalent inertia of the system.

The methodology is applied to the IEEE New York - New England system of 68 busbars and 16 generators, widely used in small signal analysis of electrical power systems.

KEYWORDS: Equivalent inertia, ambient-type synchrophasor measurements, load variation, Python.

1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un aspecto crítico para garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable. Los disturbios que pueden afectar al sistema, como fallos en componentes o variaciones súbitas en la carga, pueden provocar desequilibrios significativos entre la generación y el consumo de electricidad. Estos desequilibrios deben ser gestionados mediante la implementación de mecanismos de control efectivos que restablezcan la estabilidad del sistema [1].

La estabilidad del SEP, usualmente se clasifica en: estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión. La estabilidad angular se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo entre los generadores sincrónicos, asegurando el equilibrio entre los pares eléctrico y mecánico de las máquinas síncronas. La estabilidad de frecuencia, por su parte, implica mantener la frecuencia del sistema dentro de sus rangos nominales, lo cual depende del equilibrio continuo entre la generación y la carga. Finalmente, la estabilidad de tensión requiere un control adecuado de la dinámica en la restauración de la carga, garantizando que la tensión se mantenga en niveles adecuados para el correcto funcionamiento de los equipos conectados.

El control de la frecuencia luego de un desequilibrio generación – carga requiere que la respuesta inercial sea adecuada, razón por la cual este trabajo se enfoca en la estimación de la inercia equivalente del SEP empleando mediciones sincrofasoriales tipo ambiente.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar una herramienta computacional, en lenguaje Python, para la estimación de inercia equivalente del SEP empleando mediciones sincrofasoriales tipo ambiente.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Realizar una revisión bibliográfica de las propuestas metodológicas para la estimación de la inercia equivalente del SEP en base a mediciones y la evaluación de la respuesta de la frecuencia, presentadas en artículos técnicos, libros, revistas especializadas, internet, etc.

- b) Implementar una herramienta computacional, en lenguaje Python, para la estimación de inercia equivalente del SEP, empleando mediciones sincrofasoriales tipo ambiente.
- c) Desarrollar una herramienta para el estudio de la variación de magnitud y distribución de inercia en un SEP y su implementación en lenguaje Python.
- d) Aplicar la herramienta desarrollada al Sistema IEEE New York – New England y evaluar sus resultados.

1.2 ALCANCE

Como primera etapa, se llevó a cabo una investigación bibliográfica sobre los métodos propuestos en la literatura técnica para estimar la inercia equivalente de un SEP, enfocándose en metodologías basadas en mediciones sincrofasoriales tipo ambiente. Se analizaron las ventajas y desventajas de cada método, información requerida, facilidad de implementación, etc. A partir de este análisis, se determinó que el método presentado en [3] se implementará en el presente Trabajo de Integración Curricular. Para el cálculo de la frecuencia de oscilación y amortiguamiento de los modos oscilatorios, así como vectores propios asociados se empleó la herramienta de análisis modal del software PowerFactory.

En la segunda etapa se implementó una herramienta computacional utilizando el lenguaje Python, para estimar la inercia equivalente a partir de mediciones sincrofasoriales tipo ambiente. En una tercera etapa, se aplicó la herramienta computacional al sistema IEEE New York – New England para estimar la inercia equivalente de área predefinidas. Para este fin, se simuló mediciones sincrofasoriales a través de simulación RMS en el dominio del tiempo, empleando el programa PowerFactory. Los valores de inercia equivalente obtenidos mediante la herramienta computacional son comparados con el valor de la inercia equivalente teórica.

Como etapa final, se presentan los resultados del trabajo mediante la elaboración del presente documento escrito, donde se resumen las actividades realizadas y se exponen las principales conclusiones y recomendaciones.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SEP

La estabilidad de frecuencia de un SEP se refiere a la capacidad del sistema para restablecer el equilibrio entre la generación de energía y la demanda de carga tras una perturbación. Este equilibrio es crucial para mantener la frecuencia operativa del sistema dentro de los límites aceptables y evitar daños en los equipos eléctricos y garantizar el correcto funcionamiento del SEP [1].

El control de la frecuencia contempla: la respuesta inercial, el control primario, el control secundario y el control terciario. El control primario modifica la producción de energía eléctrica de forma automática para corregir los desbalances instantáneos entre generación y carga, aportando a la reducción de las variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico, el control secundario lleva la frecuencia al valor nominal y ajusta la producción de potencia activa de las unidades, la regulación terciaria garantiza una magnitud adecuada en la reserva que permiten subir o bajar la generación cuando ocurre una falla en el sistema regulando la estabilidad de frecuencia del sistema para que se mantenga dentro de límites aceptables, proporcionando una respuesta efectiva a las perturbaciones y ayudando a restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda [2] [3].

Para mantener la estabilidad de frecuencia de un SEP se implementan varios lazos de control que actúan en diferentes horizontes de tiempo. Estos lazos aseguran que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de límites aceptables, proporcionando una respuesta efectiva a las perturbaciones y ayudando a restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda [4].

1.3.1.1 Respuesta Inercial

La respuesta inercial utiliza la energía cinética de las masas giratorias de los generadores, que podrá ser transferida al sistema eléctrico durante una caída de frecuencia producto de la pérdida de generación o conexión de carga; la respuesta inercial actúa en los primeros segundos luego del disturbio [4].

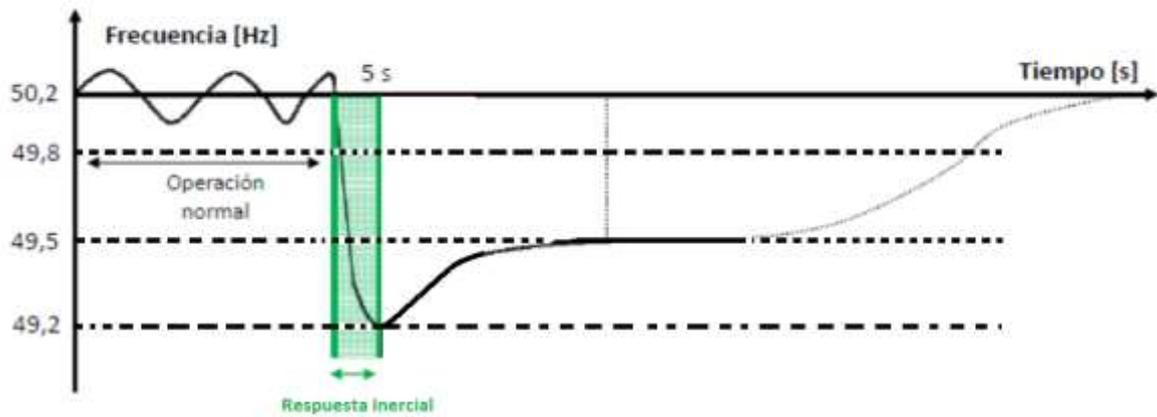


Figura 1.1 Tiempo de acción de la respuesta inercial [15].

1.3.2 INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP

La inercia en un SEP es la energía almacenada en los generadores, esta energía permite seguir girando al generador y se utiliza cuando existe una falla en el sistema, compensa la potencia perdida cuando ocurre un desbalance entre la generación y la demanda, el consumir esta energía almacenada ocasiona que la variación de frecuencia en el SEP sea más lenta, esto permite tener un lapso de tiempo para que los diferentes servicios de control de frecuencia restablezcan el balance entre la generación y la carga. Matemáticamente, la inercia equivalente se determina mediante [3]:

$$H_{syn} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} H_{SG,i} \cdot S_{B,i}}{\sum_{i=1}^{N_{SG}} S_{B,i}} \quad (1.1)$$

Donde:

H_{syn}	Constante de inercia rotacional equivalente del sistema
$H_{SG,i}$	Constante de inercia del i -ésimo generador sincrónico
$S_{B,i}$	Potencia nominal de i -ésimo generador sincrónico
$\sum_{i=1}^{N_{SG}} S_{B,i}$	Sumatoria total de la potencia nominal de los generadores del sistema

1.3.3 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP

La inercia afecta directamente la respuesta de la frecuencia, el ángulo de potencia y otras magnitudes eléctricas de un SEP. Debido a la alta penetración de fuentes renovables de gran escala conectadas al sistema a través de electrónica de potencia, la inercia disminuye, y su distribución también cambia, por lo tanto, monitorear y determinar el nivel y la distribución de la inercia es muy importantes para garantizar la seguridad del sistema [6].

La estimación de la inercia equivalente del SEP puede clasificarse en dos grupos, según el tipo de datos de medición: métodos basados en datos obtenidos después de perturbaciones y métodos basados en datos tipo ambiente, como se observa en la Figura 1.2.

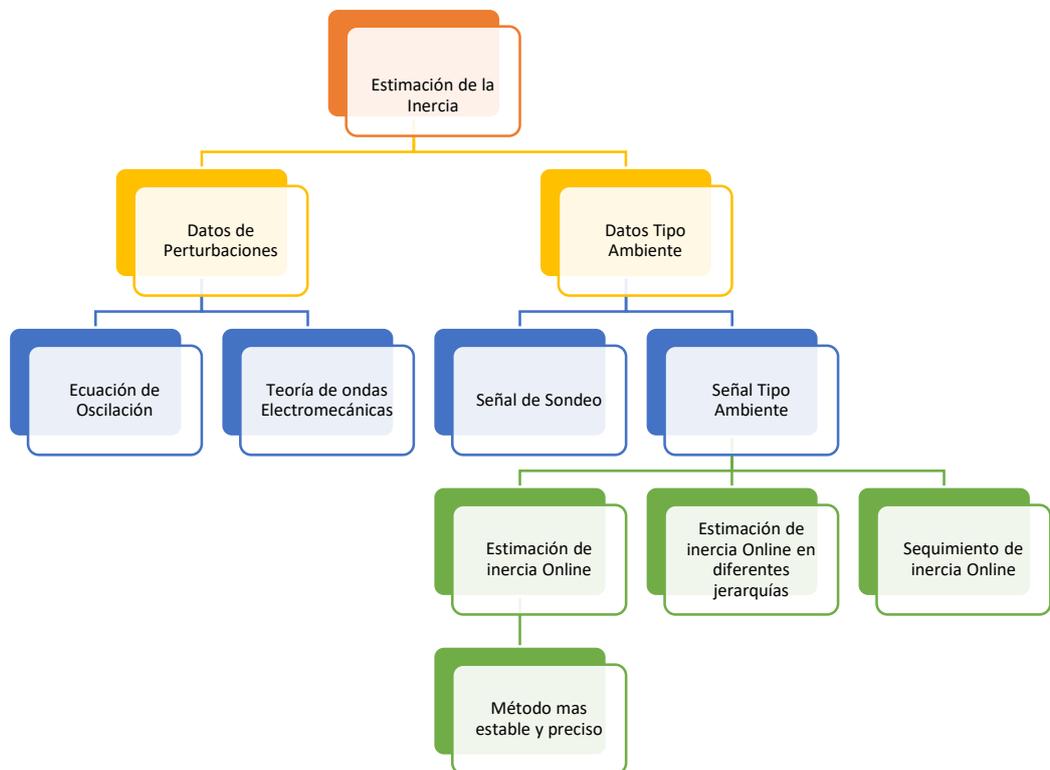


Figura 1.2 Clasificación de Métodos para la Estimación de Inercia [5].

1.3.4 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EMPLEANDO MEDICIONES TIPO AMBIENTE

La inercia se estima mediante los valores y vectores propios extraídos de las señales tipo ambiente de potencia y frecuencia medidas por PMU. Sin embargo, la inercia estimada

basada en datos registrados luego de una gran perturbación solo refleja la respuesta inercial del sistema frente a una perturbación determinada; la inercia no solo afecta la respuesta de frecuencia, sino que también influye en otros comportamientos electromecánicos del sistema, como las oscilaciones electromecánicas. Las soluciones técnicas para estimar la inercia basadas en los modos de oscilación (frecuencia, amortiguamiento y mode shape) extraídos de los PMU se han demostrado viables. Sin embargo, las técnicas existentes que utilizan información modal están limitadas al análisis post-evento usando un modelo de sistema equivalente y son poco realistas para obtener la inercia efectiva de diferentes áreas.

Para estimar la inercia equivalente del SEP se puede partir de mediciones tipo ambiente de la frecuencia y la potencia activa, después se debe construir una relación matemática entre estas magnitudes llamada modelo de identificación, para finalmente, obtener la estimación de la inercia equivalente [6].

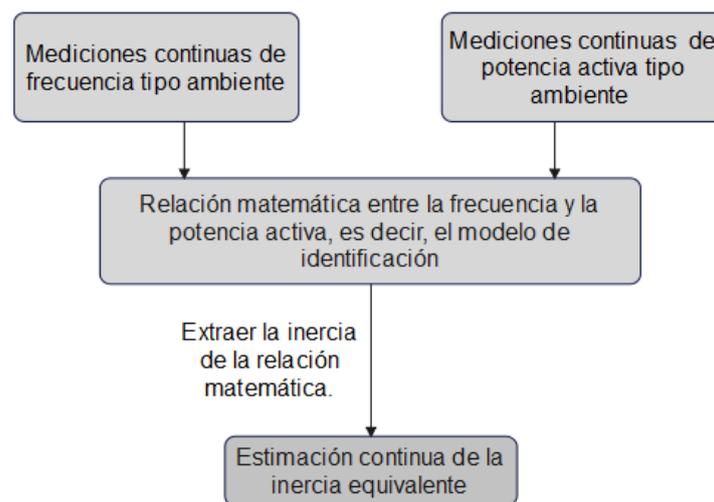


Figura 1. 3 Estimación de inercia equivalente basada en datos tipo ambiente [5].

Los datos tipo ambiente obtenidos de las PMUs reflejan la respuesta del sistema provocada por cambios aleatorios en la carga y en la generación de tipo renovable. Los métodos basados en datos ambiente se desarrollan para la estimación de la inercia equivalente del sistema usando modelos entrenados para extraer la relación oculta entre las variaciones de frecuencia promedio y la inercia del sistema [5].

En la metodología propuesta en [6] se puede aplicar a áreas que se agregan de manera significativa. Las áreas deben ser consistentes en términos de topología de red y deben separarse por límites claros. Para el análisis de SEP con variaciones de carga pequeñas,

se emplea la técnica ARMAX, que combina modelos autoregresivos con medias móviles y entradas exógenas para relacionar las entradas, las salidas y el ruido. Los modelos ARMAX permiten describir la dinámica entre cambios de carga y variaciones de frecuencia. La inercia se estima a partir de la respuesta al escalón del modelo ARMAX, observando la pendiente inicial. Para simplificar, se reduce el modelo a una función de transferencia de orden inferior, utilizando la estructura esperada para facilitar la estimación de la inercia efectiva.

En el método propuesto en [7], la identificación de inercia se lleva a cabo en dos etapas: en primer lugar, se identifica un modelo dinámico MISO (Multiple Input, Single Output), que vincula los cambios en la potencia activa con la desviación de frecuencia; posteriormente, se genera una respuesta de paso unitario del modelo para estimar el efecto de la inercia en el dominio del tiempo. Este modelo dinámico emplea ecuaciones diferenciales de primer orden para calcular la inercia a partir de la respuesta del sistema a perturbaciones.

El método de identificación por subespacios [8] desarrolla algoritmos efectivos para identificar el modelo de espacio de estados con datos tipo ambiente y puede emplear el algoritmo N4SID (Numerical algorithm for Subspace State Space System Identification) para identificar el modelo del SEP. Es una técnica utilizada para identificar modelos de espacio de estados, utiliza métodos basados en subespacios y descomposición en valores singulares para estimar las matrices de estado, entrada, salida, y de ruido del sistema. El algoritmo determina el orden del sistema al identificar los valores singulares dominantes y construye un modelo que describe la dinámica del sistema de manera eficiente.

Otra propuesta metodológica presentada en [3] para estimar la inercia del SEP, desarrolla una estimación en línea de la inercia efectiva de cada área mediante el cálculo de los modos de oscilación interárea calculados a partir de datos tipo ambiente. El método presentado en [3] se implementará en el presente Trabajo de Integración Curricular y utiliza datos tipo ambiente de voltaje, corriente y frecuencia medidos por PMUs; estas mediciones se utilizan para estimar la inercia equivalente.

Antes de realizar la estimación de la inercia equivalente de cada área es necesario construir un Sistema Equivalente de Dos Generadores (ETmS – Equivalent Two-machine System), y se procede a:

- 1) Utilizar los datos tipo ambiente de voltaje y corriente en las barras frontera conectadas al conjunto de corte crítico para estimar el ángulo de potencia equivalente δ_{ASGi} y extraer los modos de oscilación de los datos tipo ambiente

medidos de la frecuencia de cada área. Esto proporciona los parámetros intermedios clave para el esquema de estimación de inercia.

- 2) Determinar la relación cuantitativa entre las inercias equivalentes de cada área H_{ASG1} y H_{ASG2} basada en la información modal extraída de las mediciones de frecuencia.
- 3) Estimar la inercia equivalente H_e utilizando el ángulo de potencia equivalente y la frecuencia modal y el amortiguamiento, extraídos previamente en el paso 1.
- 4) Estimar las inercias equivalentes H_{ASG1} y H_{ASG2} utilizando los resultados de los pasos 2 y 3 combinados con la ecuación correspondiente.

1.3.5 LENGUAJE PYTHON

Python se ha convertido en uno de los lenguajes de programación más populares debido a su sintaxis clara y su amplia gama de aplicaciones; una de las principales características de Python es su facilidad de lectura y escritura, también se ha desarrollado una vasta colección de módulos y paquetes disponibles a través del Python Package Index (PyPI), lo que facilita la extensión de la funcionalidad del lenguaje y la reutilización de código. Al ser un lenguaje interpretado, Python es altamente portable, lo que facilita la prueba y depuración del código [9].

Entre las ventajas de Python se pueden mencionar:

- Sintaxis sencilla y legible
- Facilidad de aprendizaje
- Lenguaje interpretado
- Portabilidad
- Amplia biblioteca estándar
- Frameworks y herramientas
- Versatilidad
- Integración con otros lenguajes y tecnologías
- Desarrollo rápido y productividad

Las bibliotecas utilizadas en la implementación de la herramienta computacional son:

- NumPy (`import numpy as np`): Es una biblioteca fundamental para la computación científica en Python. Proporciona soporte para matrices y arreglos multidimensionales, junto con una colección de funciones matemáticas para operar con estos datos. Usos comunes: Cálculos numéricos, álgebra lineal, transformaciones de Fourier, generación de números aleatorios [9].
- Pandas (`import pandas as pd`): Es una biblioteca de manipulación y análisis de datos que proporciona estructuras de datos flexibles y eficientes, como DataFrames y Series. Es ideal para trabajar con datos tabulares y de series temporales. Usos comunes: Limpieza y preparación de datos, análisis exploratorio de datos, manejo de datos faltantes, agrupamiento y agregación de datos [9].
- Matplotlib (`import matplotlib.pyplot as plt`): Es una biblioteca de visualización de datos que permite crear gráficos estáticos, animados e interactivos en Python. pyplot es un módulo de Matplotlib que proporciona una interfaz similar a MATLAB. Usos comunes: Creación de gráficos de líneas, barras, histogramas, dispersión, visualización de datos en 2D y 3D [10].
- SciPy (`from scipy.linalg import eig`): Es una biblioteca que construye sobre NumPy y proporciona funciones adicionales para la computación científica y técnica. El submódulo linalg incluye algoritmos para álgebra lineal. Usos comunes: Resolución de ecuaciones diferenciales, optimización, integración, procesamiento de señales, cálculo de valores y vectores propios (como eig para encontrar eigenvalores y eigenvectores) [11].
- Tabulate (`from tabulate import tabulate`): Es una biblioteca que facilita la impresión de datos tabulares en formato de texto plano. Puede generar tablas en varios formatos, como texto sin formato, HTML, y LaTeX. Usos comunes: Formateo de datos en tablas para presentación en la consola, generación de reportes y documentos.
- Concurrent Futures (`from concurrent.futures import ThreadPoolExecutor`): Parte del módulo concurrent.futures, ThreadPoolExecutor es una clase que facilita la ejecución de tareas concurrentes usando un grupo de hilos (threads). Usos comunes: Ejecución de tareas en paralelo, mejora del rendimiento en aplicaciones I/O-bound, gestión de subprocesos de manera más simple y eficiente [12].

2 METODOLOGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN

La reducción del SEP a un modelo equivalente simplificado de dos generadores (ETmS – Equivalent Two-Machine System) es una técnica fundamental para entender las interacciones de potencia y los modos de oscilación en sistemas eléctricos extensos. En este capítulo se describe un enfoque para reducir un SEP a un sistema equivalente de dos generadores, enfoque necesario para estimar la inercia equivalente del sistema completo, así como la inercia equivalente de sus respectivas áreas.

El proceso inicia con definir los conjuntos de corte que delimitan a cada área equivalente, para lo cual es necesario realizar un análisis modal al modelo del SEP usando el programa PowerFactory. Se deben definir los modos de oscilación (valores propios) a ser analizados, los criterios usados son: deben ser modos interárea y deben ser los modos con menor amortiguamiento; para los modos interárea seleccionados, analizar los autovectores derechos (mode shape) para definir los generadores que componen cada área equivalente del sistema (ASG) y los conjuntos de corte que las delimitan. Se seleccionan las barras frontera y líneas de interconexión para cada conjunto de corte, donde se deberán ubicar PMUs; en las barras frontera se medirán fasores de voltaje y frecuencia, mientras que en las líneas de interconexión se medirán corrientes y potencia transferida. Adicionalmente, se asume que existen otras PMU ubicadas, de forma dispersa, en el SEP.

Posteriormente, se realiza la estimación del ángulo de potencia equivalente (δ_e) para lo que es necesario calcular, para cada modo de oscilación los ángulos de potencia equivalentes de cada área: δ_{ASG1} y δ_{ASG2} .

También es necesario determinar relación cuantitativa entre las inercias equivalentes de cada área, usando los valores propios (λ) y vectores propios (φ) obtenidos del análisis de la frecuencia promedio de cada área, y, como resultado se obtiene la constante K que representa la relación cuantitativa entre inercias.

Finalmente, partiendo de la frecuencia de oscilación (f_d) y amortiguamiento (ρ) obtenidos del análisis modal de las señales de frecuencia, se estima la inercia equivalente del SEP (H_e), y, mediante la constante K , se determinan la inercia de cada área H_{ASG1} y H_{ASG2} .

2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

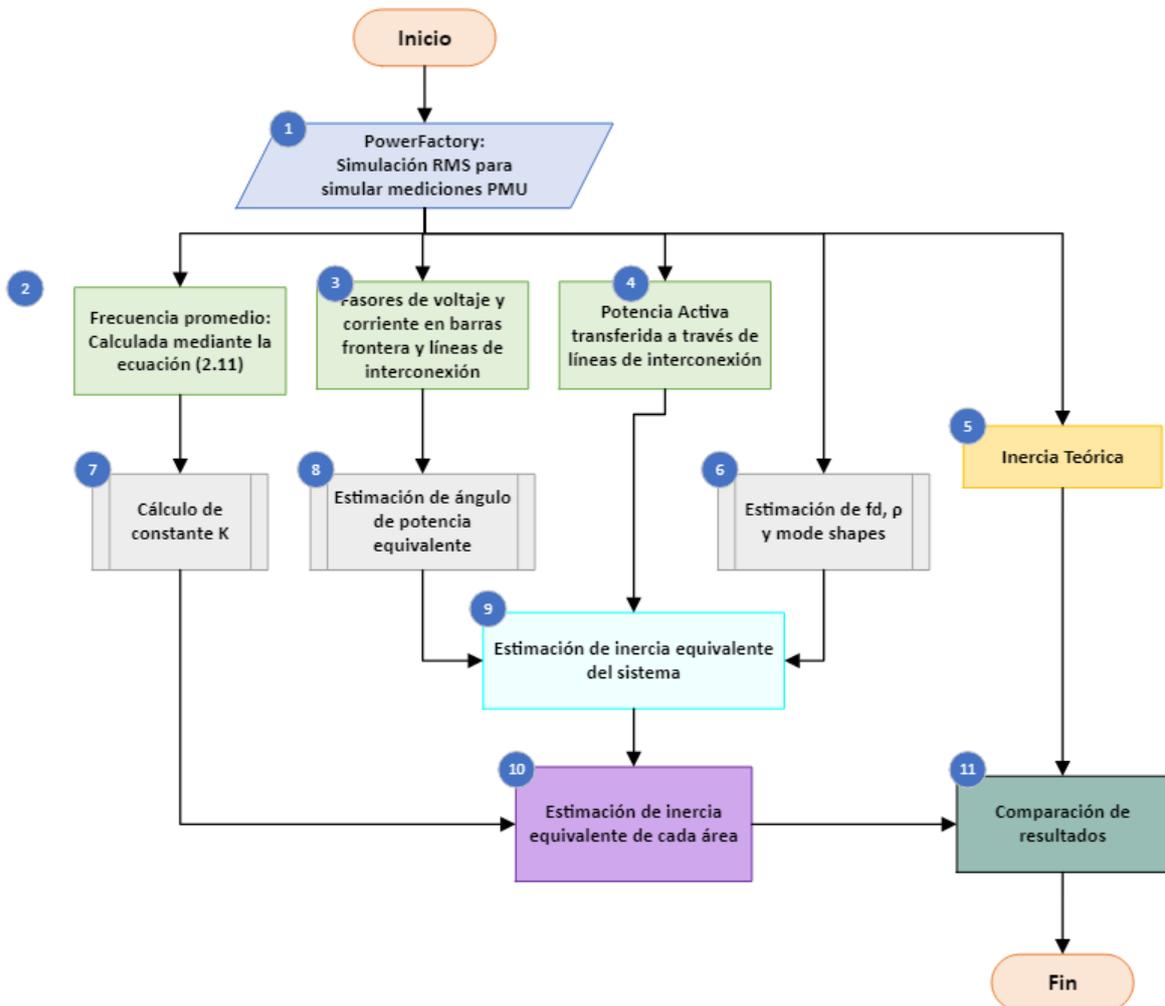


Figura 2. 1 Diagrama de flujo de la metodología.

2.3 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la obtención de la información fue necesario realizar la simulación en el dominio del sistema IEEE New York – New England (16 generadores y 68 barras). Para simular mediciones tipo ambiente se realizan variaciones de carga en todo el sistema, de esta manera se obtienen los valores de corriente, voltaje, frecuencia y potencia en las barras frontera y líneas de interconexión, previamente a esto se debe definir los conjuntos de corte de cada área para definir una correcta ubicación de las PMUs.

2.4 TRATAMIENTO DE DATOS

Para el cálculo de la frecuencia de oscilación y amortiguamiento de los modos de oscilación se pueden usar métodos como: prony, matriz pencil, yule-waker, correlación canónica, ALIFD, RASSI, etc. El método RASSI es interesante porque calcula de forma iterativa y entrega: frecuencia y amortiguamiento de los modos de oscilación y los mode shape asociados a cada valor propio. En este paso, se aconseja hacer un tratamiento previo a las señales de frecuencia: eliminar el ruido mediante filtros, eliminar datos atípicos, rellenar datos faltantes, etc.

En este trabajo se utiliza el método de mínimos cuadrados [18], esta técnica matemática utilizada para ajustar una función a un conjunto de datos y minimizar la diferencia entre los valores observados y los valores predichos por el modelo. Es ampliamente utilizado en la regresión lineal y en la optimización de parámetros.

Para modelar el comportamiento de la frecuencia, se emplea un modelo lineal que describe cómo la frecuencia promedio y su tasa de cambio afectan a las mediciones, añadiendo un componente de ruido. En el dominio de tiempo discreto, la respuesta de la frecuencia se ajusta a este modelo lineal, donde el tiempo se basa en el período de muestreo. La información de todas las muestras dentro de una ventana de datos se organiza en una ecuación matricial que representa el sistema lineal de ecuaciones. Este sistema, al estar sobredeterminado, se resuelve utilizando el método de mínimos cuadrados, que busca minimizar los errores cuadrados para estimar los parámetros del modelo [19].

2.5 SISTEMA EQUIVALENTE DE DOS GENERADORES

En este caso, la reducción a un ETmS se basa en la identificación de un conjunto de corte que divide el sistema en dos áreas coherentes distintas. Cada una de estas áreas está representada por un generador equivalente, lo que permite simplificar el análisis al reducir la complejidad del modelo original. La dinámica del ETmS se puede describir mediante la ecuación de oscilación.

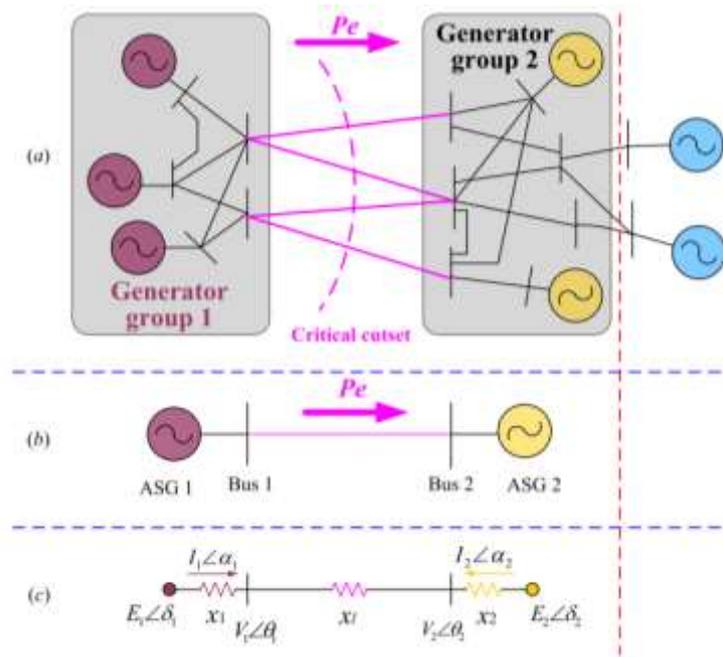


Figura 2.2 Sistema de potencia interconectado, (a) diagrama unifilar, (b) sistema reducido. (c) circuito equivalente [3].

2.5.1 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN EN EL SISTEMA REDUCIDO

La ecuación de oscilación [13] describe el comportamiento dinámico del ETmS y se expresa como:

$$\dot{\delta}_e = (\omega_e - 1)\omega_0 \quad (2.1)$$

$$2H_e\dot{\omega}_e = P_{m,e} - P_e - D_e\Delta\omega_e \quad (2.2)$$

Donde:

δ_e	Ángulo de potencia equivalente
ω_e	Velocidad angular equivalente
ω_0	Velocidad angular nominal del sistema
$P_{m,e}$	Potencia mecánica – Se asume cero durante la respuesta inercial

Linealizando (2.1) y (2.2) en el punto de operación y asumiendo $P_{m,e} = 0$, se forma la ecuación diferencial homogénea con una variable de estado, que puede expresarse como:

$$2H_e\Delta\ddot{\delta}_e + D_e\Delta\dot{\delta}_e + \omega_n P_{e0} \cot(\delta_{e0}) \Delta\delta_e = 0 \quad (2.3)$$

El modelo del sistema interconectado, que está implícito, se puede obtener mediante la solución de la ecuación diferencial. De acuerdo con la teoría del análisis modal, las partes real e imaginaria de la solución corresponden, respectivamente, a la frecuencia de oscilación y al coeficiente de amortiguamiento.

2.5.2 CÁLCULO DE FRECUENCIA DE OSCILACIÓN Y COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO

La frecuencia de oscilación (f_d) y el coeficiente de amortiguamiento (ρ) se determinan mediante el análisis modal del sistema. La frecuencia de oscilación y el coeficiente de amortiguamiento se determinan mediante las siguientes ecuaciones:

$$j2\pi f_d = \sqrt{D_e^2 - 8\omega_n H_e P_{e0} \cot(\delta_{e0})} \quad (2.4)$$

$$\rho = -\frac{D_e}{4H_e} \quad (2.5)$$

Donde:

f_d	Frecuencia de oscilación de un modo
ρ	Coeficiente de amortiguamiento de un modo
$P_{m,e}$	Potencia mecánica
P_e	Potencia eléctrica de intercambio entre ASGs, igual al sumatorio de flujo de potencia entre líneas que forman el conjunto de corte
P_{e0}	Valor inicial de la potencia de intercambio entre ASGs
D_e	Constante de amortiguamiento del sistema equivalente
H_e	Constante inercia del sistema equivalente
δ_{e0}	Valor inicial del ángulo de potencia equivalente del sistema

Del análisis de la señal de frecuencia promedio se determinan: f_d y ρ de los modos de oscilación, también se conoce $\omega_n = 2\pi f_n$, para estimar P_{e0} y δ_{e0} es necesario definir primero los conjuntos de corte y las barras frontera, para finalmente tener como incógnitas: D_e y H_e .

La potencia eléctrica total de intercambio entre áreas P_{e0} puede ser obtenida de las mediciones PMUs ubicada en las líneas de interconexión.

$$P_{e0} = \sum_{i=1}^N P_{FLOWi} \quad (2.6)$$

Donde:

P_{FLOWi}	Valor inicial del flujo de potencia por las LTs que forman el conjunto de corte
-------------	---

Determinar directamente el ángulo de potencia equivalente δ_{e0} es difícil, por tanto, se emplea el ETmS.

2.5.3 DEFINICIÓN DEL CONJUNTO DE CORTE Y BARRAS FRONTERA

Conjunto de Corte: Es un subconjunto de líneas y barras que interconectan diferentes áreas coherentes de un SEP. Este subconjunto es crucial para la simplificación del sistema y se define a partir de análisis de flujos de potencia y simulaciones en el dominio del tiempo.

Barras Frontera: Son los puntos de conexión entre el modelo reducido y el sistema completo. Estas barras definen los límites del conjunto de corte y son esenciales para la definición precisa de las condiciones de frontera en el sistema equivalente. La correcta identificación de estas barras asegura que el modelo reducido tenga similares características dinámicas del sistema original.

Una vez definido los conjuntos de corte y las barras frontera, se colocan/simulan mediciones PMUs; en las barras fronteras se medirán fasores de voltaje, mientras que en las líneas de interconexión se medirán corrientes y potencia transferida.

2.5.4 CÁLCULO DE CORRIENTES Y VOLTAJES EQUIVALENTES

Este paso implica calcular las corrientes y voltajes equivalentes en las barras frontera. usando las mediciones sincrofasoriales tipo ambiente y se realiza según se explica a continuación:

- **Corriente Equivalente:**

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^N I_{ij} \angle \alpha_{ij} \quad (2.7)$$

Donde:

N	Número de líneas que conforman el conjunto de corte
\bar{I}_i	Corriente equivalente (fasor) inyectada en barra i del área equivalente
I_{ij}	Corriente equivalente en la línea j conectada a la barra i
α_{ij}	Ángulo de corriente en la línea j conectada a la barra i

La magnitud y el ángulo de las corrientes se suman vectorialmente para obtener la corriente equivalente.

- **Voltaje Equivalente:**

$$\bar{V}_i = \frac{\sum_{j=1}^M V_{ij} \angle \theta_{ij}}{M} \quad (2.8)$$

Donde:

M	Barras a las que se conectan las líneas que conforman el conjunto de corte
\bar{V}_i	Voltaje equivalente (fasor) en barra i del circuito equivalente
V_{ij}	Voltaje en la línea j conectada a la barra i
θ_{ij}	Ángulo de voltaje en la línea j conectada a la barra i

El voltaje promedio ponderado se calcula para obtener el voltaje equivalente la barra frontera equivalente. La conversión de ángulos de voltaje y corriente a radianes es un paso crítico para garantizar la precisión en la estimación de parámetros.

2.5.5 CÁLCULO DEL ÁNGULO DE POTENCIA EQUIVALENTE

El ángulo de potencia equivalente (δ_e) refleja la diferencia de fase entre los generadores en el sistema reducido [14]; la estimación del ángulo de potencia equivalente (δ_e) se basa en las mediciones PMUs ubicadas en las barras frontera y en las líneas de interconexión.

Este cálculo es crucial para representar con precisión la diferencia de fase entre las áreas equivalente y se calcula mediante:

$$\delta_{ASGi} = \cos^{-1}(V_i \cos \alpha_i) - \alpha_i \quad (2.9)$$

$$\delta_e = \delta_{ASG1} - \delta_{ASG2} \quad (2.10)$$

Donde:

δ_{ASGi}	Ángulo de potencia equivalente del sistema i
V_i	Voltaje equivalente (fasor) en barra i del circuito equivalente
α_i	Corriente equivalente (ángulo) en barra i del circuito equivalente
δ_e	Ángulo de potencia equivalente del sistema
δ_{ASG1}	Ángulo de potencia equivalente del sistema ASG1
δ_{ASG2}	Ángulo de potencia equivalente del sistema ASG2

El ángulo de potencia equivalente se obtiene restando los ángulos de potencia de los dos generadores del sistema equivalente como se expresa en (2.10).

2.5.6 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN CUANTITATIVA ENTRE INERCIAS

La relación entre las inercias de las áreas equivalentes [3] se calcula utilizando valores y vectores propios obtenidos del análisis modal de la frecuencia promedio de cada área, la frecuencia promedio puede ser calculada como:

$$f_{ASGi} = \frac{\sum_i^{N_j} k_i f_i}{\sum_i^{N_j} k_i} \quad (2.11)$$

Donde:

N_j	Barras con medición de frecuencia dentro del área i
f_{ASGi}	Frecuencia promedio ponderada del área i
f_i	Frecuencia medida en la barra i
k_i	Pesos para ponderar la contribución de cada barra a la frecuencia total del área. Como pesos se pueden mencionar: inercia teórica del generador, potencia nominal del generador, factor de participación del generador en el modo de oscilación definido, etc.

Usando los valores propios (λ) y vectores propios (φ) obtenidos de la estimación modal de la señal de frecuencia promedio de cada área, se puede establecer la proporción entre las inercias de los generadores y ajustar el modelo para reflejar con precisión el comportamiento dinámico del sistema como [13]:

$$\frac{H_{ASG1}}{H_{ASG2}} = \frac{Re \left\{ \frac{\varphi_{ASG2}}{\lambda^2 \varphi_{ASG1}} \right\}}{Re \left\{ \frac{\varphi_{ASG1}}{\lambda^2 \varphi_{ASG2}} \right\}} = K \quad (2.12)$$

Donde:

H_{ASG1}	Inercia equivalente del área 1
H_{ASG2}	Inercia equivalente del área 2
φ_{ASG2}	Vector propio de la frecuencia promedio del área 1
φ_{ASG1}	Vector propio de la frecuencia promedio del área 1
λ	Valor propio del modo

El valor de la constante K representa la relación cuantitativa entre las inercias equivalentes de cada área y permite calcular la inercia de cada área.

2.6 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA

La inercia equivalente de un ETmS puede considerarse como una "media ponderada" de las inercias individuales. La idea es que, cuando los dos generadores están en paralelo, la energía cinética total almacenada en el sistema y su capacidad para resistir cambios en la frecuencia se pueden combinar en una inercia equivalente (H_e).

La inercia equivalente del sistema (H_e) se puede calcular a partir de la relación entre las inercias de las máquinas individuales y sus contribuciones a la estabilidad del sistema [14].

Para un sistema de dos máquinas, el valor de (H_e) se determina como:

$$H_e = \frac{H_{ASG1} \cdot H_{ASG2}}{H_{ASG1} + H_{ASG2}} \quad (2.13)$$

2.7 ESTIMACIÓN DE INERCIA EQUIVALENTE DE CADA ÁREA

Conociendo la inercia equivalente del sistema H_e se puede estimar la inercia de cada área utilizando las ecuaciones (2.12), (2.13) y la relación cuantitativa K . Se parte de la relación entre las inercias de los generadores en cada área, expresada como $H_{ASG1} = K \cdot H_{ASG2}$, y se calculan los valores de la inercia equivalente de cada área como:

$$H_e = \frac{H_{ASG1} \cdot H_{ASG2}}{H_{ASG1} + H_{ASG2}} = \frac{(K \cdot H_{ASG2})H_{ASG2}}{K \cdot H_{ASG2} + H_{ASG2}} \quad (2.14)$$

Sacando como factor común H_{ASG2} se obtiene la siguiente ecuación:

$$H_{ASG2} = \frac{1 + K}{K} H_e \quad (2.15)$$

Finalmente, se determina H_{ASG1} mediante:

$$H_{ASG1} = K \cdot H_{ASG2} \quad (2.16)$$

2.8 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados de la metodología son la inercia equivalente del sistema H_e y las inercias equivalentes de cada área H_{ASG1} y H_{ASG2} , respectivamente. Estos resultados son comparados con los valores teóricos de inercia ingresados en PowerFactory. Para propósito de análisis, se calcula el error porcentual.

3 APLICACIÓN Y RESULTADOS

3.1 SISTEMA DE PRUEBA

3.1.1 DESCRIPCIÓN

La metodología descrita en el capítulo 2 se aplica al sistema IEEE New York – New England (16 generadores y 68 barras), cuyos datos se encuentran en los Anexos. Para simular mediciones PMU tipo ambiente se realizan pequeñas variaciones de carga durante todo el tiempo de simulación RMS, esto permite obtener los fasores de voltaje, corriente, frecuencia y potencia transferida.

La herramienta de cálculo se implementa en Python considerando que es un software de acceso gratuito y cuenta con varias librerías que facilitan los cálculos.

3.1.1.1 Sistema IEEE New York – New England (16 generadores y 68 barras)

El sistema IEEE New York – New England es ampliamente utilizado en estudios dinámicos de sistemas eléctricos. Este sistema en particular representa una red compleja que abarca una extensa área geográfica, con una considerable cantidad de generadores y barras. El sistema representa un sistema de potencia interconectado que comprende una parte del estado de Nueva York así como la región de Nueva Inglaterra en los Estados Unidos.

Para el modelado y simulación del sistema IEEE New York – New England se utiliza el programa PowerFactory de DlgSILENT. Los resultados son contrastados con los obtenidos mediante el programa ANAREDE [7].

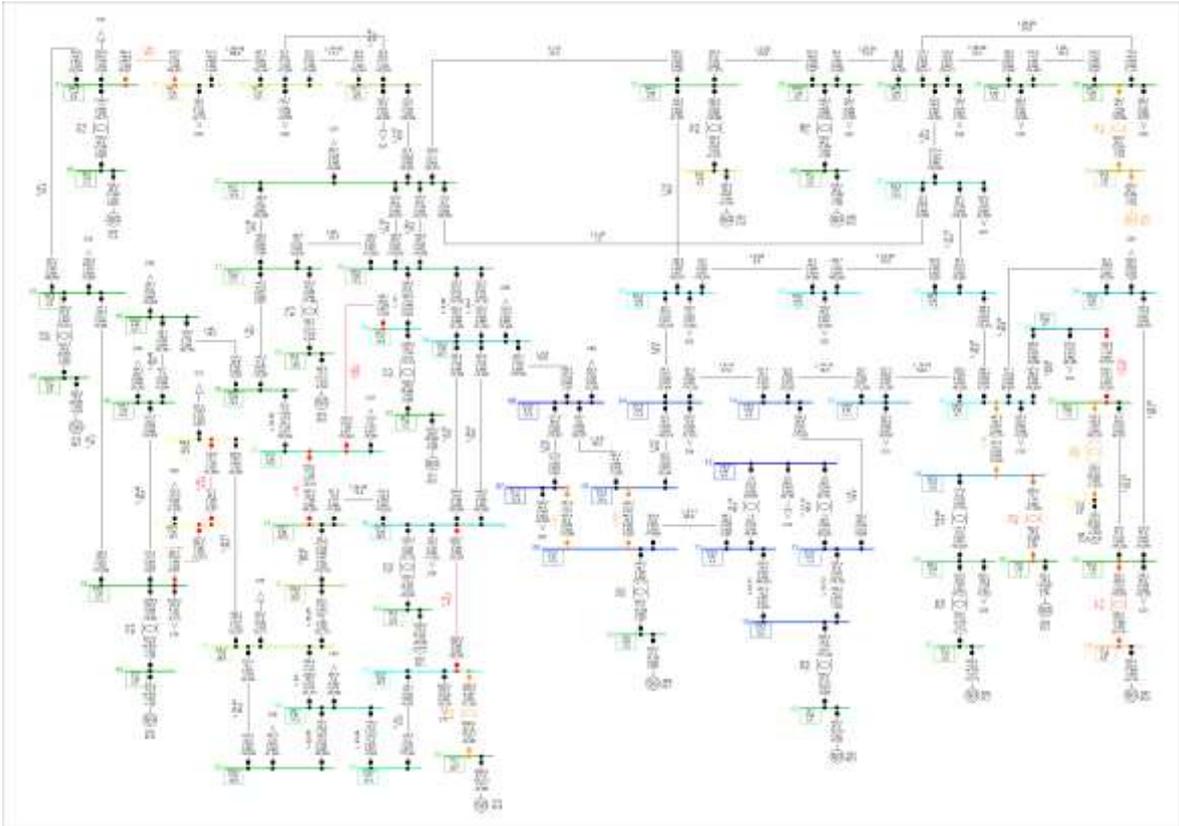


Figura 3.1 Sistema IEEE New York – New England (16 generadores y 68 barras)

3.1.2 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE MEDIANTE MEDICIONES SINCRUFASORIALES TIPO AMBIENTE

3.1.3 MODO DE OSCILACIÓN

3.1.3.1 Análisis modal, Definición de áreas y Conjuntos de corte

Para definir los conjuntos de corte se realiza el análisis modal del sistema, luego se ordenan los modos oscilatorios según la magnitud de su amortiguamiento; posteriormente, se analizan solamente los modos interárea, aquellos cuya frecuencia de oscilación está en el rango [0.1 – 0.8 Hz]. En el presente estudio se selecciona el modo 2 para el análisis de forma didáctica.

Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Ratio A1/A2	Log. decrement	Damping 1/s	Damping Ratio %	Damping Time Const. s
Mode 0002	-0.0061842	0.7219988	0.7217233	90.490916	0.11480181	8.7081284	1.0531171	0.0538412	0.0061842	0.0061842	161.69984662
Mode 0003	-0.0061842	-0.7219988	0.7217233	-90.490916	0.11480181	8.7081284	1.0531171	0.0538412	0.0061842	0.0061842	161.69984662
Mode 0006	-0.0104072	1.0507457	1.0507457	90.5874759	0.167271382	5.9787388	1.0642396	0.0622327	0.0104072	0.0994162	96.088707889
Mode 0007	-0.0104072	-1.0507457	1.0507457	-90.5874759	0.167271382	5.9787388	1.0642396	0.0622327	0.0104072	0.0994162	96.088707889
Mode 0004	-0.0074532	0.5135784	0.5136324	90.8314383	0.08173854	12.2341304	1.0954703	0.0911838	0.0074532	0.074532	134.16997631
Mode 0005	-0.0074532	-0.5135784	0.5136324	-90.8314383	0.08173854	12.2341304	1.0954703	0.0911838	0.0074532	0.074532	134.16997631
Mode 0010	-0.0667029	3.5277652	3.5284157	91.082128	0.58146445	1.7830366	1.1251486	0.1188017	0.0667029	1.0904504	14.991540223
Mode 0011	-0.0667029	-3.5277652	3.5284157	-91.082128	0.58146445	1.7830366	1.1251486	0.1188017	0.0667029	1.0904504	14.991540223
Mode 0008	-0.0605533	2.3682870	2.3690610	91.4846437	0.376924591	2.6330505	1.1742752	0.1606511	0.0605533	2.5580071	16.514337212
Mode 0009	-0.0605533	-2.3682870	2.3690610	-91.4846437	0.376924591	2.6330505	1.1742752	0.1606511	0.0605533	2.5580071	16.514337212
Mode 0012	-0.0904489	2.9530667	2.9544516	91.7541726	0.48995198	2.1278814	1.2122142	0.1924888	0.0904489	3.064795	11.055840286
Mode 0013	-0.0904489	-2.9530667	2.9544516	-91.7541726	0.48995198	2.1278814	1.2122142	0.1924888	0.0904489	3.064795	11.055840286
Mode 0014	-0.0934312	2.7107438	2.7123325	91.9740338	0.43142828	2.3178823	1.2418009	0.2165627	0.0934312	3.4440574	10.70352887
Mode 0015	-0.0934312	-2.7107438	2.7123325	-91.9740338	0.43142828	2.3178823	1.2418009	0.2165627	0.0934312	3.4440574	10.70352887
Mode 0016	-0.1162022	3.0313834	3.0336998	92.1952494	0.48249693	2.0727121	1.2723311	0.2008338	0.1162022	3.8304956	8.6096821782
Mode 0017	-0.1162022	-3.0313834	3.0336998	-92.1952494	0.48249693	2.0727121	1.2723311	0.2008338	0.1162022	3.8304956	8.6096821782
Mode 0025	-0.1921737	3.8583953	3.8631781	92.8513543	0.61408088	1.6284451	1.3674454	0.3129443	0.1921737	4.9749881	5.203249666
Mode 0026	-0.1921737	-3.8583953	3.8631781	-92.8513543	0.61408088	1.6284451	1.3674454	0.3129443	0.1921737	4.9749881	5.203249666
Mode 0022	-0.1495805	2.7381419	2.7422345	93.1268729	0.43578882	2.2948884	1.4095081	0.3451408	0.1495805	5.4547141	6.685362886
Mode 0023	-0.1495805	-2.7381419	2.7422345	-93.1268729	0.43578882	2.2948884	1.4095081	0.3451408	0.1495805	5.4547141	6.685362886
Mode 0028	-0.3404399	4.0080235	4.0224560	94.8550273	0.63706678	1.5670517	1.7052151	0.5338912	0.3404399	8.4834845	2.9373780531
Mode 0030	-0.3404399	-4.0080235	4.0224560	-94.8550273	0.63706678	1.5670517	1.7052151	0.5338912	0.3404399	8.4834845	2.9373780531
Mode 0001	-0.3892895	4.0864830	4.1148187	95.4205334	0.69197233	1.5338073	1.8168336	0.5970952	0.3892895	5.4604441	2.5687017711
Mode 0032	-0.3892895	-4.0864830	4.1148187	-95.4205334	0.69197233	1.5338073	1.8168336	0.5970952	0.3892895	5.4604441	2.5687017711
Mode 0033	-0.4391517	4.4244576	4.4481983	95.6883559	0.704174331	1.4201029	1.8057882	0.6236407	0.4391517	8.8770173	2.2771170472
Mode 0034	-0.4391517	-4.4244576	4.4481983	-95.6883559	0.704174331	1.4201029	1.8057882	0.6236407	0.4391517	8.8770173	2.2771170472

Figura 3. 2 Análisis modal (MODO 2).

Para el modo interárea seleccionado, se analizan los autovectores derechos (mode shape) considerando como variable de análisis el ángulo interno de los generadores. Se definen las áreas coherentes (ASG) y los conjuntos de corte. Considerando el vector propio derecho y la variable “ ϕ ” de los generadores sincrónicos se elabora el diagrama fasorial asociado al modo 2. Se observa que se forman 3 ASGs.

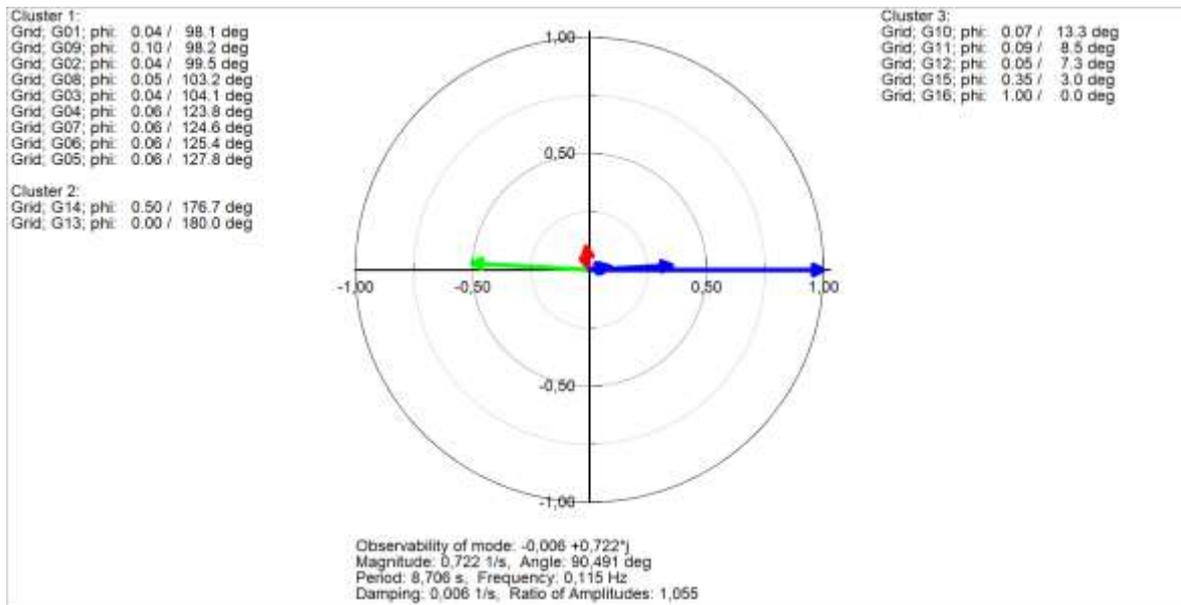


Figura 3.3 Diagrama Fasorial MODO 2.

Además, analizando los factores de participación de la variable “ ϕ ” de los generadores en el modo de oscilación 2, se concluye que los generadores G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7,

G8, G9, G10, G11, G12 y G13 tiene muy poca participación. Por tanto, se considerarán solamente dos ASG:

$$ASG1 = \{G14\}$$

$$ASG2 = \{G15, G16\}$$

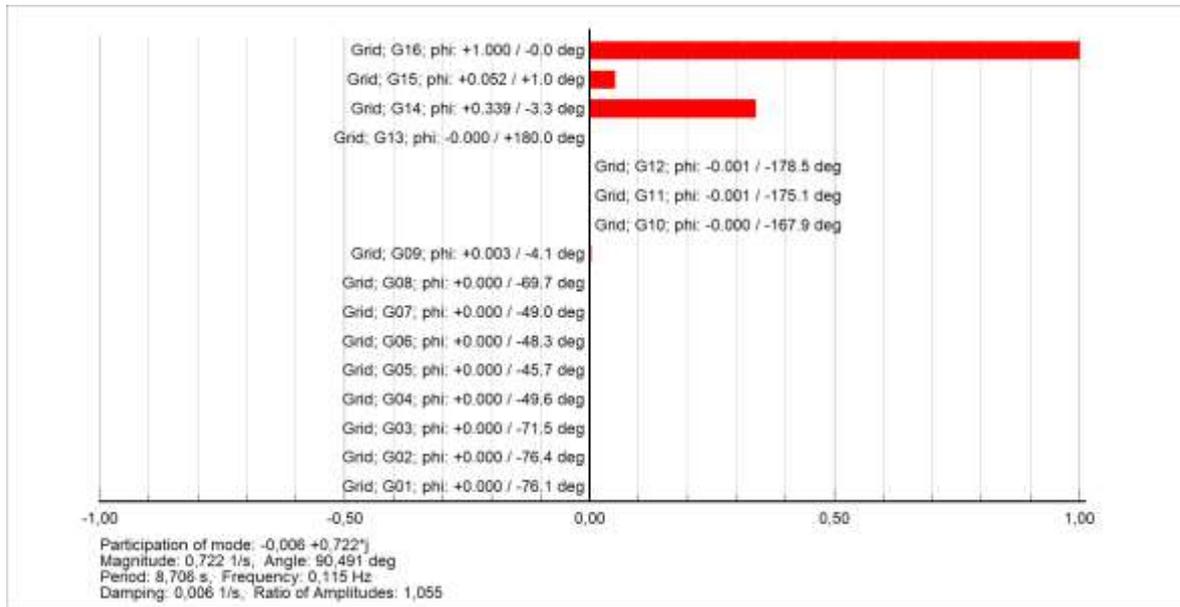


Figura 3.4 Factor de participación MODO 2.

Usando el diagrama unifilar del sistema, se determinan que las siguientes líneas de interconexión entre los ASG forman el conjunto de corte:

$$N = \{L/T 41 - 40, L/T 41 - 42\}$$

Las barras frontera son las siguientes:

$$M = \{B40, B41, B42\}$$

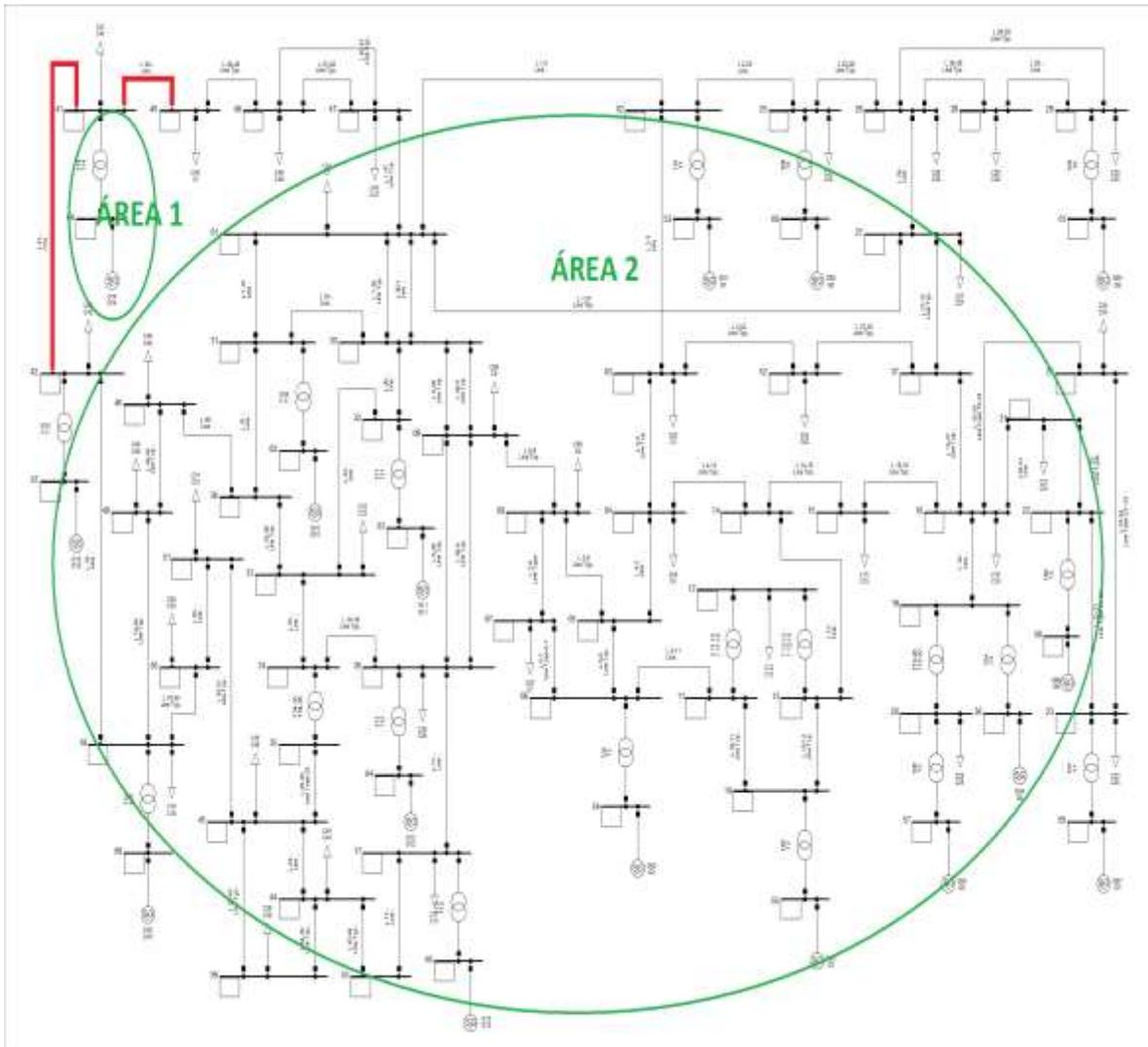


Figura 3.5 Definición de áreas y conjuntos de corte MODO 2.

3.1.3.2 Simulación de mediciones PMU

En base al modo de oscilación (modo 2) y su correspondiente conjunto de corte se debe determinar el ETmS y obtener las mediciones PMUs de voltaje, corriente, frecuencia y potencia.

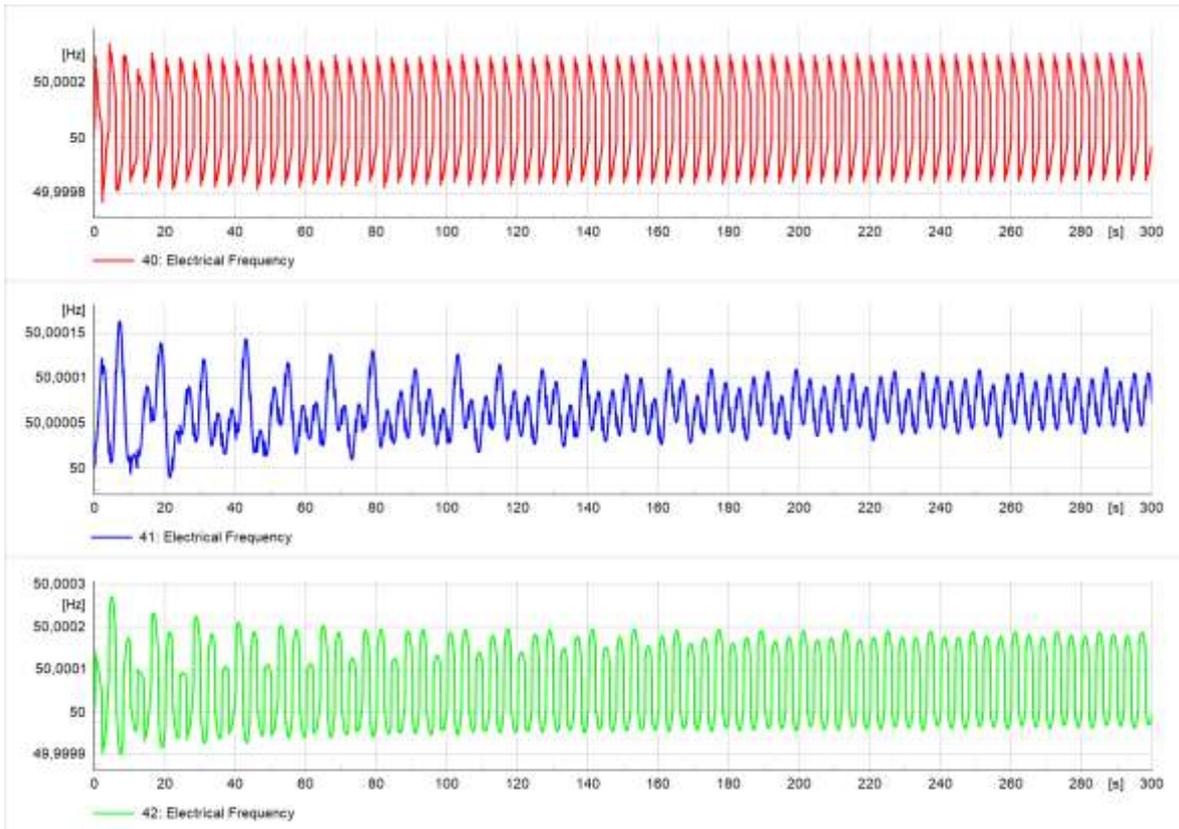


Figura 3. 6 Frecuencia en las barras 40, 41 y 42.

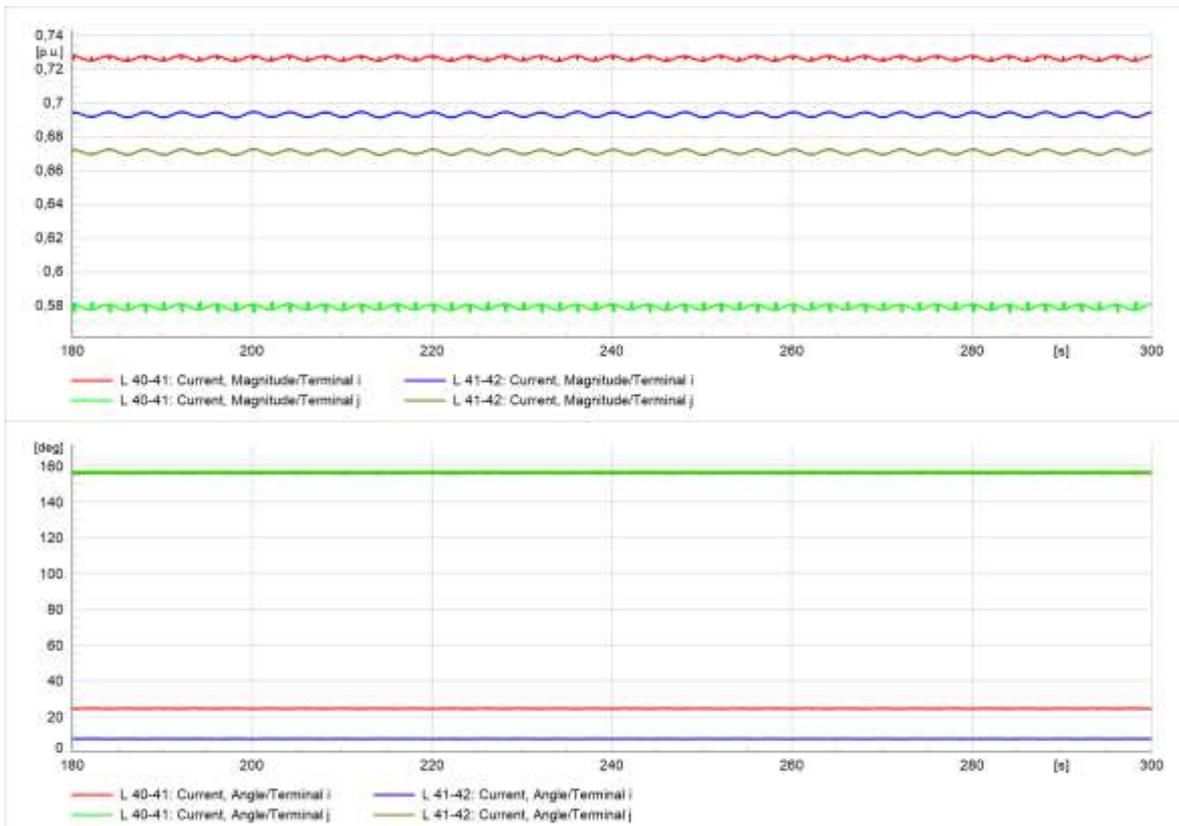


Figura 3. 7 Corrientes a través de LT 40-41 y LT 41-42.

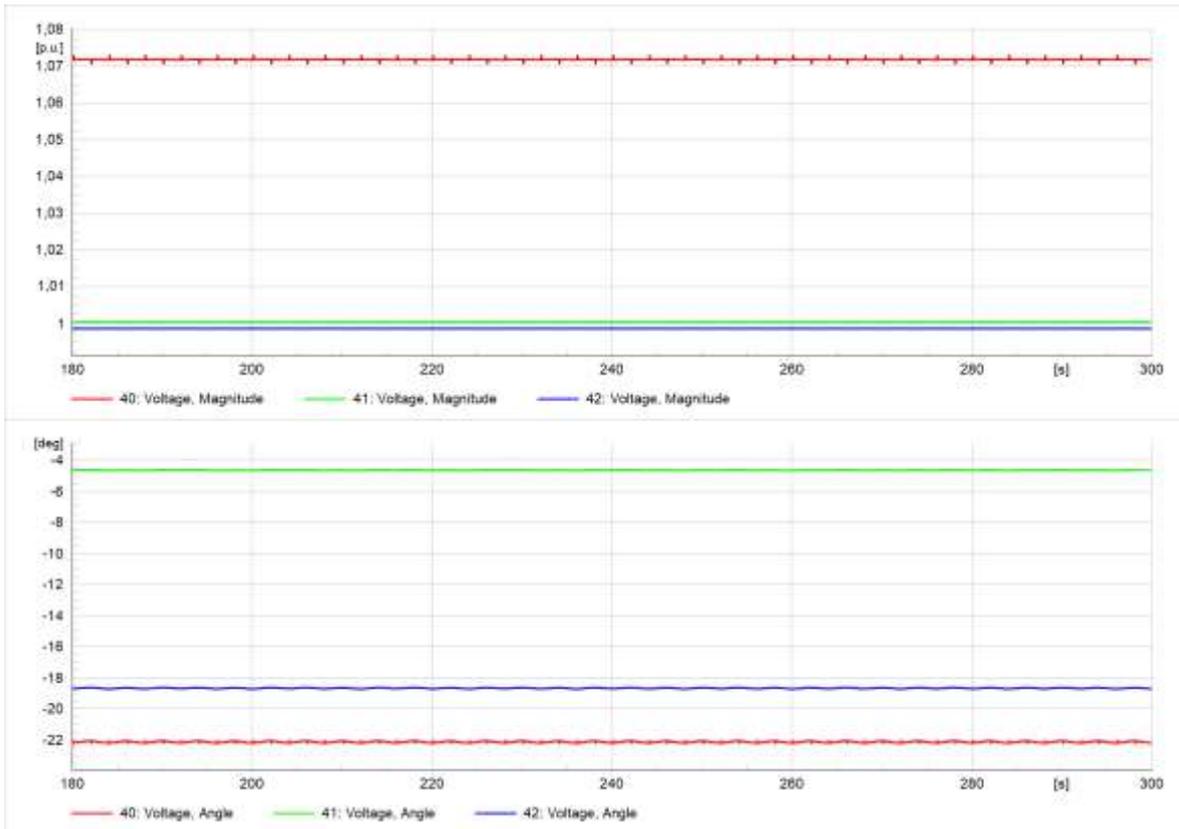


Figura 3. 8 Voltajes en las barras 40, 41 y 42.

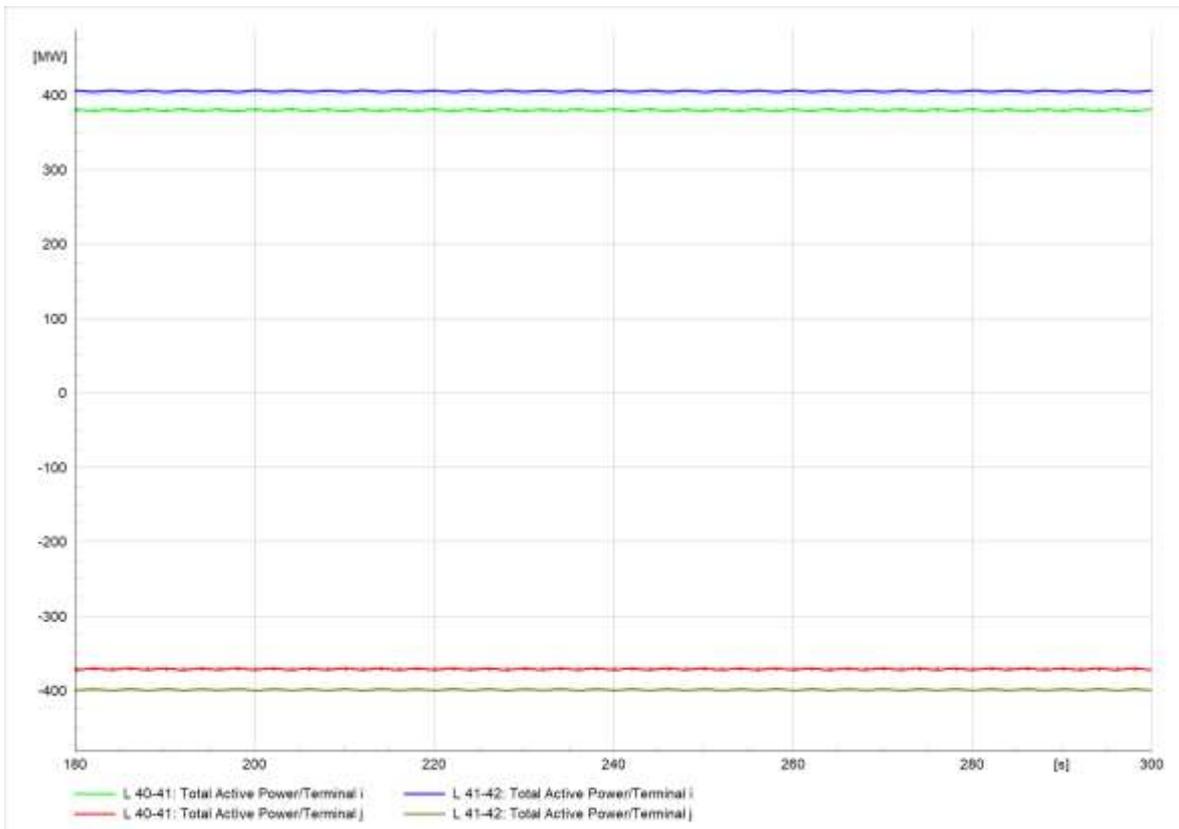


Figura 3. 9 Potencia transferida a través de LT 40-41 y LT 41-42.

3.1.3.3 Cálculo de Ángulo Equivalente

Para calcular los ángulos equivalentes de cada área: δ_{ASG1} y δ_{ASG2} se usan las mediciones de voltaje y corriente obtenidas de las PMU.

Para el área $ASG1$

$$\overline{I_{ASG1}} = I_{41-40} \angle \alpha_{41-40} + I_{41-42} \angle \alpha_{41-42}$$

$$\overline{V_{ASG1}} = V_{41} \angle \theta_{41}$$

Para el área $ASG2$

$$\overline{I_{ASG2}} = I_{40-41} \angle \alpha_{40-41} + I_{40-41} \angle \alpha_{42-41}$$

$$\overline{V_{ASG2}} = \frac{1}{2} (V_{40} \angle \theta_{40} + V_{42} \angle \theta_{42})$$

Posteriormente, se procede a calcular el ángulo equivalente de cada area.

$$\delta_{ASG1} = \cos^{-1}(V_{ASG1} \cos \alpha_{ASG1}) - \alpha_{ASG1}$$

$$\delta_{ASG2} = \cos^{-1}(V_{ASG2} \cos \alpha_{ASG2}) - \alpha_{ASG2}$$

Y, finalmente, se calcula el ángulo de potencia equivalente del sistema: δ_e

$$\delta_e = \delta_{ASG1} - \delta_{ASG2}$$

A continuación, se presenta una gráfica de la variación temporal del ángulo de potencia equivalente del sistema.

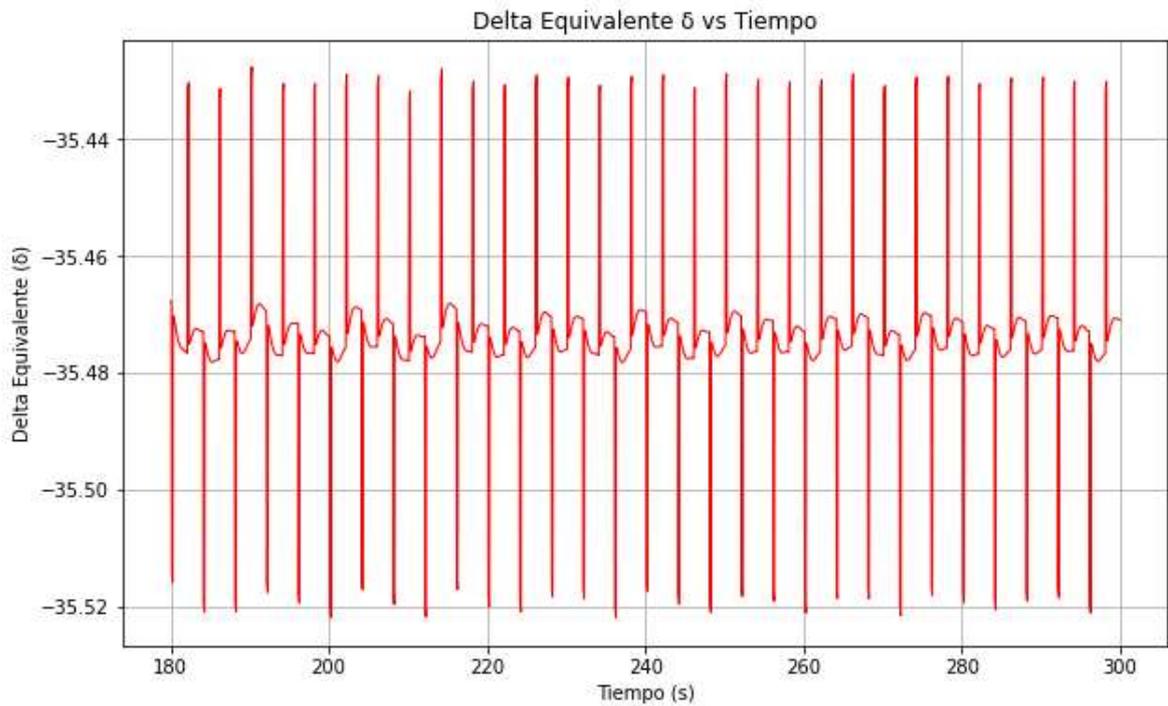


Figura 3.10 Ángulo de potencia equivalente (δ_e).

3.1.3.4 Estimación modal de la frecuencia promedio de cada área

Se calcula la frecuencia promedio de cada área con el objetivo de minimizar el ruido, considerando la frecuencia medida en terminales de cada generador. Para el caso del modo 2, la frecuencia promedio de cada área se calcula de la siguiente manera:

$$f_{ASG1} = \frac{H_{G14}f_{66}}{H_{G14}}$$

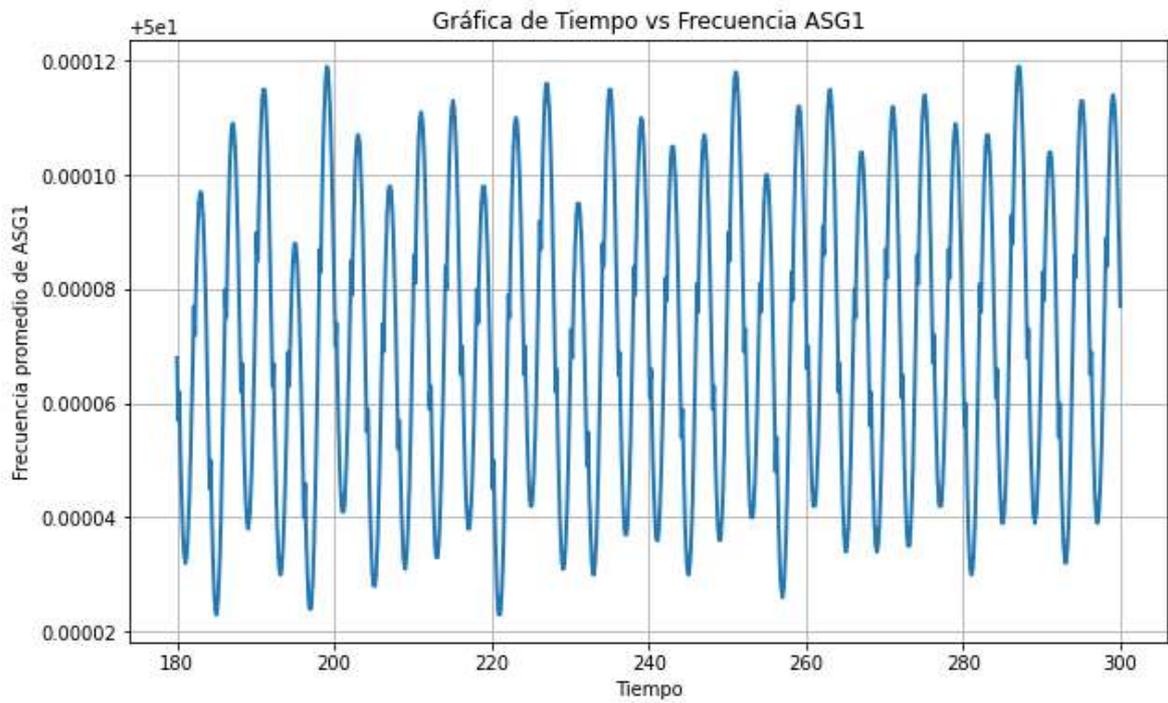


Figura 3. 11 Frecuencia promedio de ASG1.

La frecuencia promedio del ASG2 se calcula de la siguiente manera:

$$f_{ASG2} = \frac{H_{G15}f_{67} + H_{G16}f_{68}}{H_{G15} + H_{G16}}$$

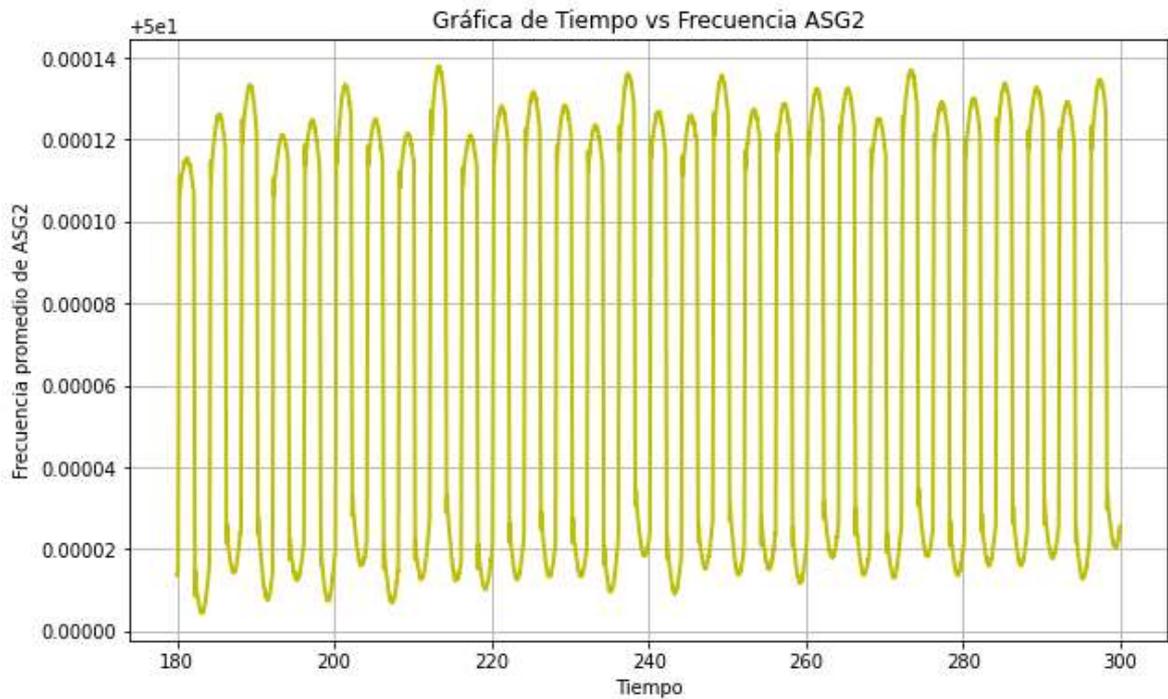


Figura 3. 12 Frecuencia promedio de ASG2.

3.1.3.5 Cálculo de relación de entre inercias de cada área

Usando los valores propios (λ) y vectores propios (φ) obtenidos de la estimación modal de la frecuencia promedio de cada área se calcula K:

$$\frac{H_{ASG1}}{H_{ASG2}} = \frac{Re \left\{ \frac{\varphi_{ASG2}}{\lambda^2 \varphi_{ASG1}} \right\}}{Re \left\{ \frac{\varphi_{ASG1}}{\lambda^2 \varphi_{ASG2}} \right\}} = K$$

Para el modo de oscilación 2, se obtiene el siguiente resultado.

Tabla 3. 1 Relación cuantitativa de inercias por áreas.

Modo 2	HASG1/HASG2
K	1,2038

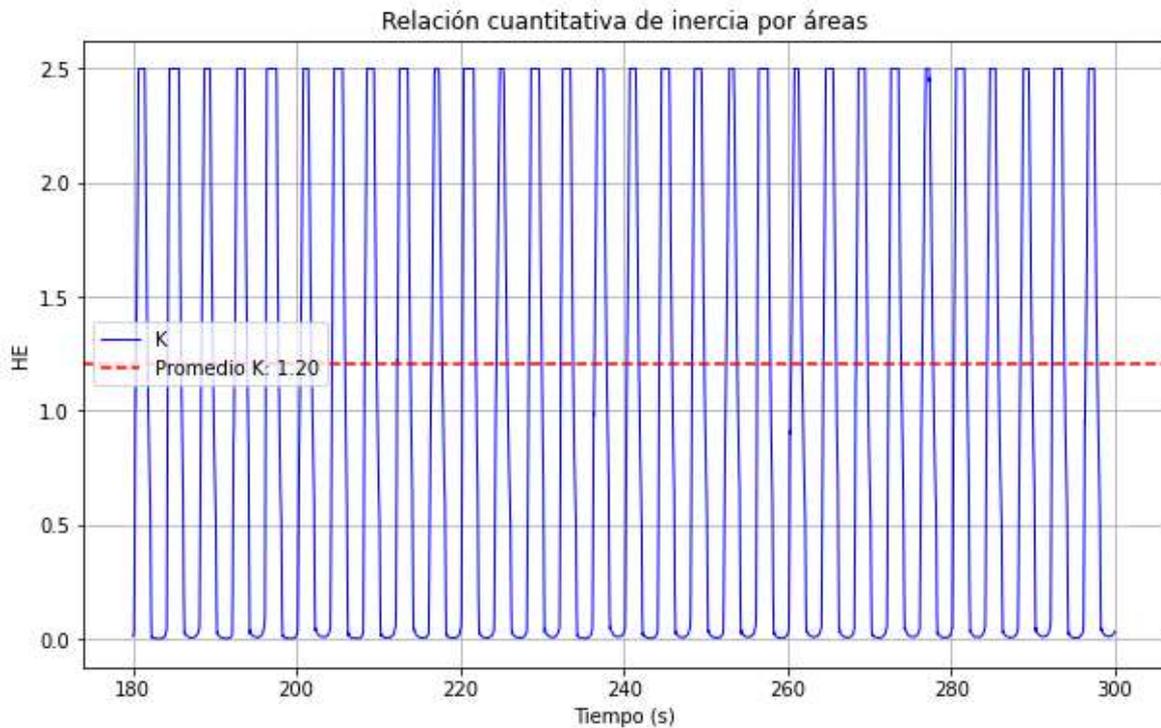


Figura 3. 13 Variación de la relación cuantitativa de inercia por áreas en el tiempo (K).

3.1.3.6 Cálculo de la inercia equivalente del sistema

Se deben estimar H_e y D_e a partir de las siguientes ecuaciones:

$$H_e = \frac{8\omega_n P_{e0} \cot(\delta_{e0})}{16\rho^2 - 64\pi^2 f_d^2}$$

$$D_e = 4\rho H_e$$

Usando los valores de P_{e0} y δ_{e0} previamente calculados, se obtiene:

Tabla 3. 2 Inercia Equivalente.

	Modo 2
H Equivalente	129,9054

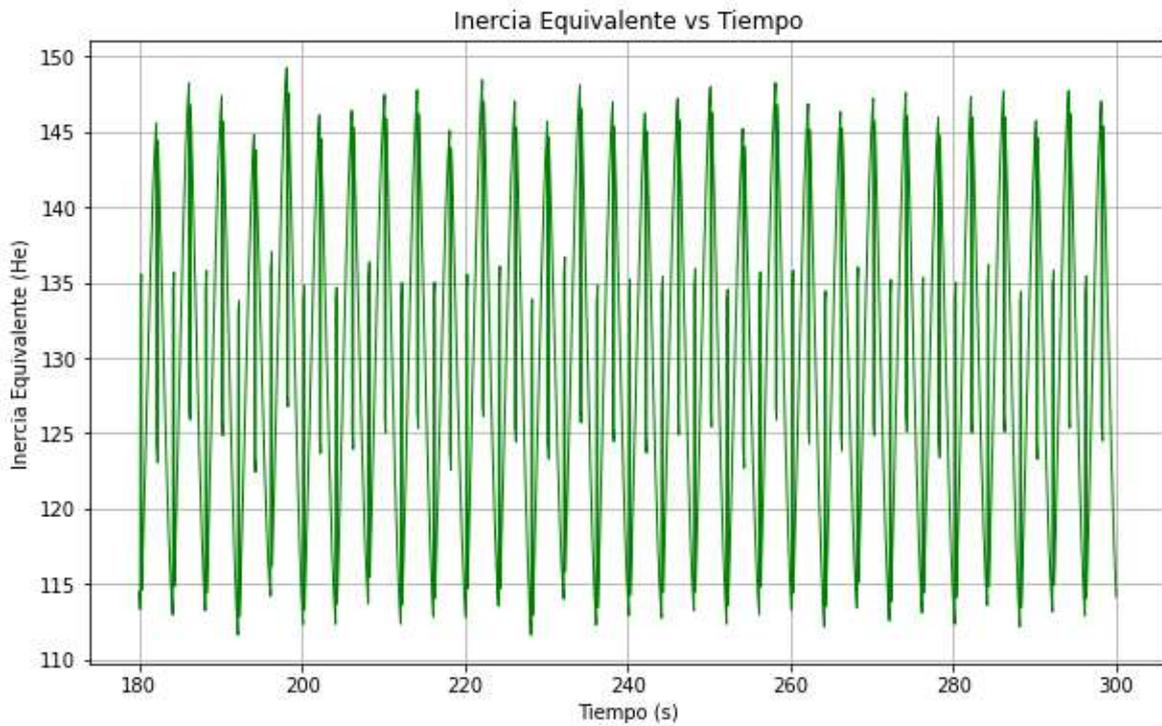


Figura 3. 14 Variación de la inercia equivalente en el tiempo (H_e).

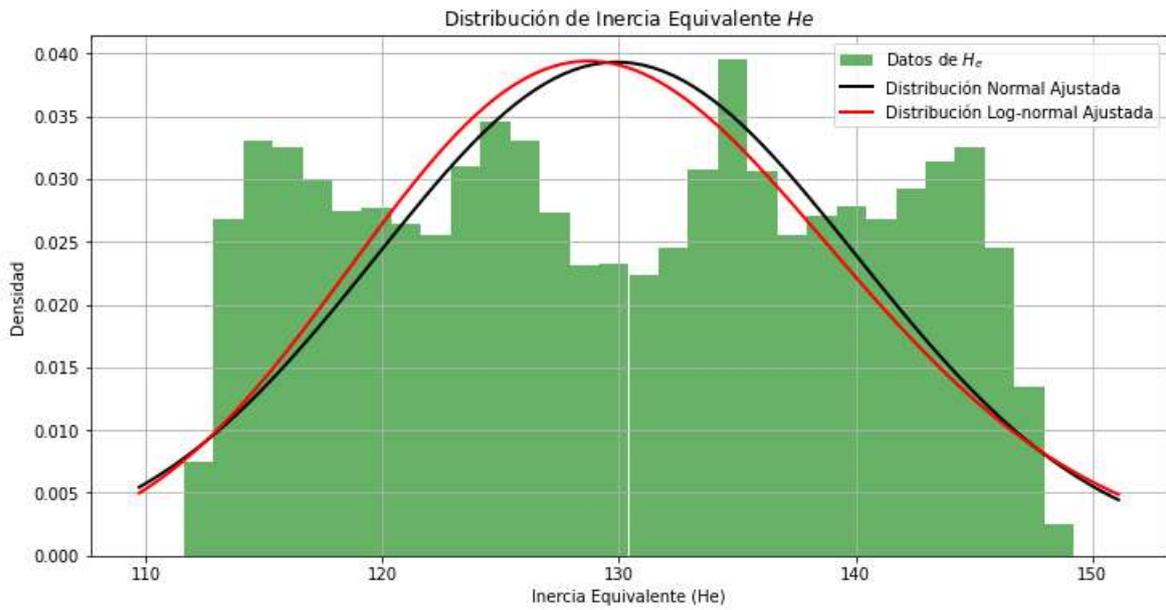


Figura 3. 15 Distribución de la inercia equivalente.

3.1.3.7 Cálculo de inercia equivalente de cada área

Conociendo la inercia equivalente del sistema (H_e) y la constante K, se procede a calcular la inercia equivalente de cada área.

$$H_{ASG2} = \frac{1 + K}{K} H_e$$

$$H_{ASG2} = \frac{1 + 1,2038}{1,2038} * 129,9054$$

$$H_{ASG2} = 237,8157$$

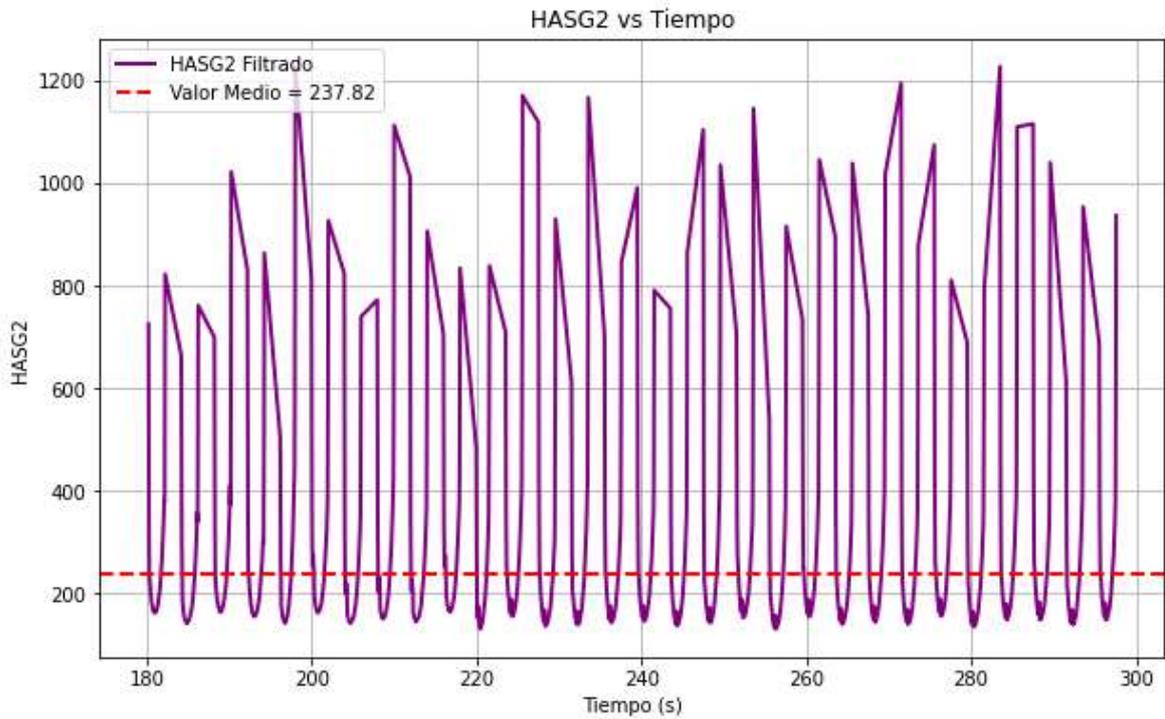


Figura 3. 16 Variación de la inercia equivalente (H_{ASG2}) en el tiempo.

$$H_{ASG1} = K \cdot H_{ASG2}$$

$$H_{ASG1} = 1,2038 \cdot 237,8157$$

$$H_{ASG1} = 286,8157$$

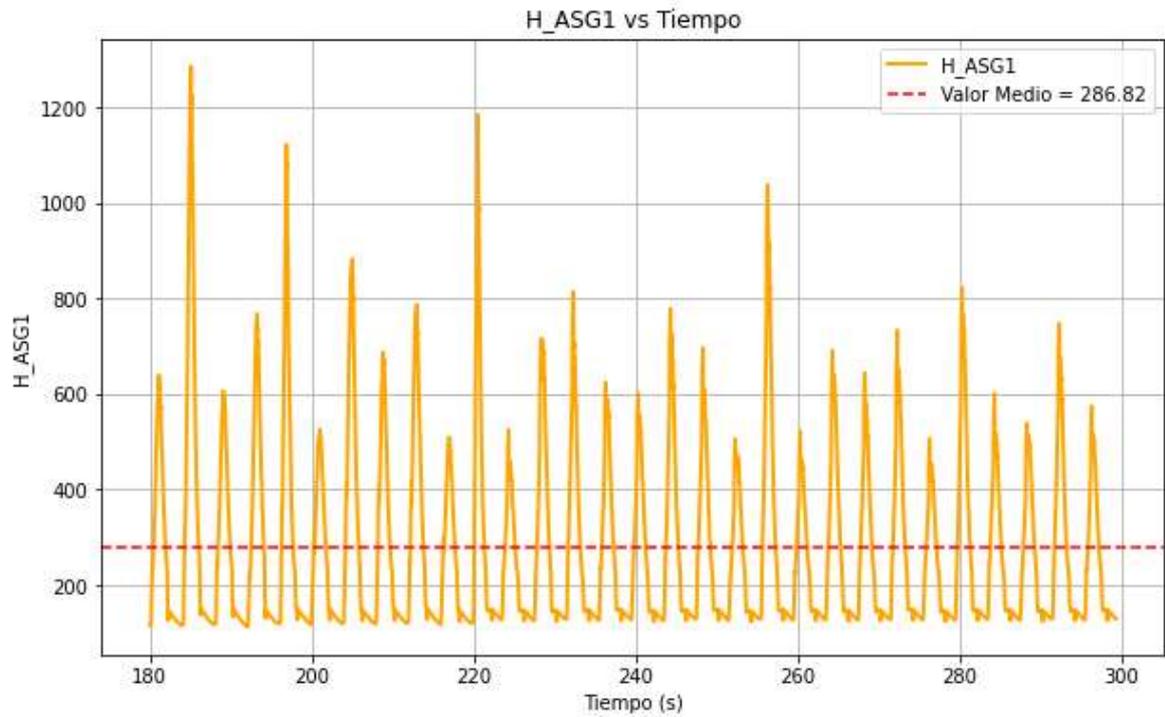


Figura 3. 17 Variación de la inercia equivalente (H_{ASG1}) en el tiempo.

3.1.3.8 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Tabla 3. 3 Comparación inercia equivalente, inercia por áreas.

Modo 2	Valor Calculado	Valor Teórico	Error %
H_e	129,91	135,29	3,98
H_{ASG1}	286,82	300	4,39
H_{ASG2}	237,82	246,43	3,50

La comparación de resultados muestra un error de 3.50% en el cálculo de la inercia H_{ASG2} lo que nos permite confirmar que la metodología utilizada permite estimar la inercia equivalente de forma razonable. Cuando se analizan los valores de la inercia equivalente H_{ASG1} y la inercia equivalente del sistema H_e el error es de 4.39% y 3.98%, respectivamente.

3.2 MODO DE OSCILACIÓN (Modo 6)

Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Ratio A1/A2	Log. decrement	Damping 1/s	Damping Ratio %	Damping Time Const. s
Mode 0002	-0,0061842	0,7216968	0,7217233	90,480916	0,11488161	8,7061284	1,0531771	0,0528412	0,0061842	0,8588792	161,69984862
Mode 0003	-0,0061842	-0,7216968	0,7217233	-90,480916	0,11488161	8,7061284	1,0531771	0,0528412	0,0061842	0,8588792	161,69984862
Mode 0006	-0,0104072	1,0507457	1,0507973	90,5874759	0,16723128	5,9797388	1,0420089	0,2622327	0,0104072	0,9904162	96,088707889
Mode 0007	-0,0104072	-1,0507457	1,0507973	-90,5874759	0,16723128	5,9797388	1,0420089	0,2622327	0,0104072	0,9904162	96,088707889
Mode 0004	-0,0074532	0,5135784	0,5136324	90,8314383	0,08173854	12,2341304	1,0954782	0,0811838	0,0074532	1,4310827	134,16897833
Mode 0005	-0,0074532	-0,5135784	0,5136324	-90,8314383	0,08173854	12,2341304	1,0954782	0,0811838	0,0074532	1,4310827	134,16897833
Mode 0010	-0,0667029	3,5277852	3,5284157	91,8832128	0,56148445	1,7810566	1,1261466	0,1088017	0,0667029	1,8904504	14,991940223
Mode 0011	-0,0667029	-3,5277852	3,5284157	-91,8832128	0,56148445	1,7810566	1,1261466	0,1088017	0,0667029	1,8904504	14,991940223
Mode 0008	-0,0005533	2,3682879	2,3690810	91,4840437	0,37850459	2,6535905	1,1742752	0,1800511	0,0005533	2,5300071	16,514357212
Mode 0009	-0,0005533	-2,3682879	2,3690810	-91,4840437	0,37850459	2,6535905	1,1742752	0,1800511	0,0005533	2,5300071	16,514357212
Mode 0012	-0,0904499	2,9530667	2,9544516	91,7543728	0,40995161	2,1278814	1,2122142	0,1924488	0,0904499	3,0814795	11,055840286
Mode 0013	-0,0904499	-2,9530667	2,9544516	-91,7543728	0,40995161	2,1278814	1,2122142	0,1924488	0,0904499	3,0814795	11,055840286
Mode 0014	-0,0934312	2,7877438	2,7123535	91,6740338	0,43142828	2,3178623	1,2418009	0,2165627	0,0934312	3,4446574	10,703052887
Mode 0015	-0,0934312	-2,7877438	2,7123535	-91,6740338	0,43142828	2,3178623	1,2418009	0,2165627	0,0934312	3,4446574	10,703052887
Mode 0016	-0,1162022	3,0313834	3,0316098	92,1852484	0,48245965	2,0727121	1,2723351	0,2408139	0,1162022	3,8304956	8,6056821788
Mode 0017	-0,1162022	-3,0313834	3,0316098	-92,1852484	0,48245965	2,0727121	1,2723351	0,2408139	0,1162022	3,8304956	8,6056821788
Mode 0025	-0,1921737	3,8583953	3,8631781	92,8512543	0,61408368	1,6284451	1,3674454	0,3129443	0,1921737	4,9744881	5,208249666
Mode 0026	-0,1921737	-3,8583953	3,8631781	-92,8512543	0,61408368	1,6284451	1,3674454	0,3129443	0,1921737	4,9744881	5,208249666
Mode 0022	-0,1489305	3,7381419	3,7422245	93,1288729	0,43578882	2,3948894	1,4095081	0,3432408	0,1489305	5,4547141	6,683361886
Mode 0023	-0,1489305	-3,7381419	3,7422245	-93,1288729	0,43578882	2,3948894	1,4095081	0,3432408	0,1489305	5,4547141	6,683361886
Mode 0029	-0,3404399	4,0880235	4,0224500	94,8550273	0,81789676	1,5076517	1,7052151	0,5936612	0,3404399	8,4534845	2,9173754551

Figura 3. 18 Análisis modal (MODO 6).

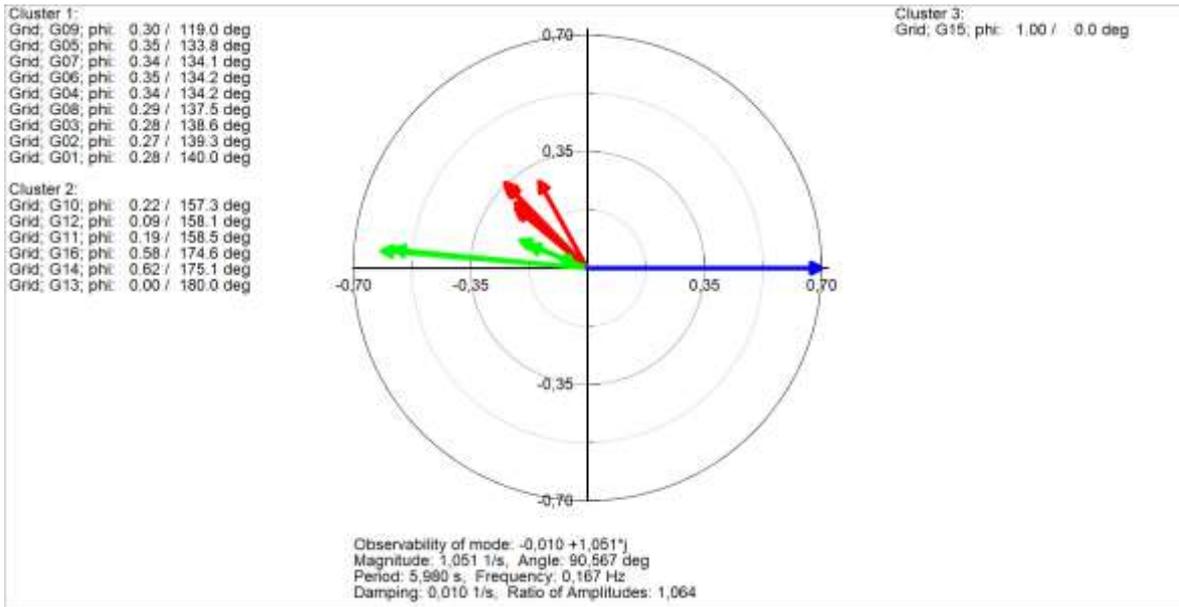


Figura 3. 19 Diagrama Fasorial MODO 6.

Además, analizando los factores de participación de la variable “phi” de los generadores en el modo de oscilación 2, se concluye que los generadores G13 y G15 tiene muy poca participación. Por tanto, se considerarán solamente dos ASG:

$$ASG1 = \{G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9\}$$

$$ASG2 = \{G10, G11, G12, G14\}$$

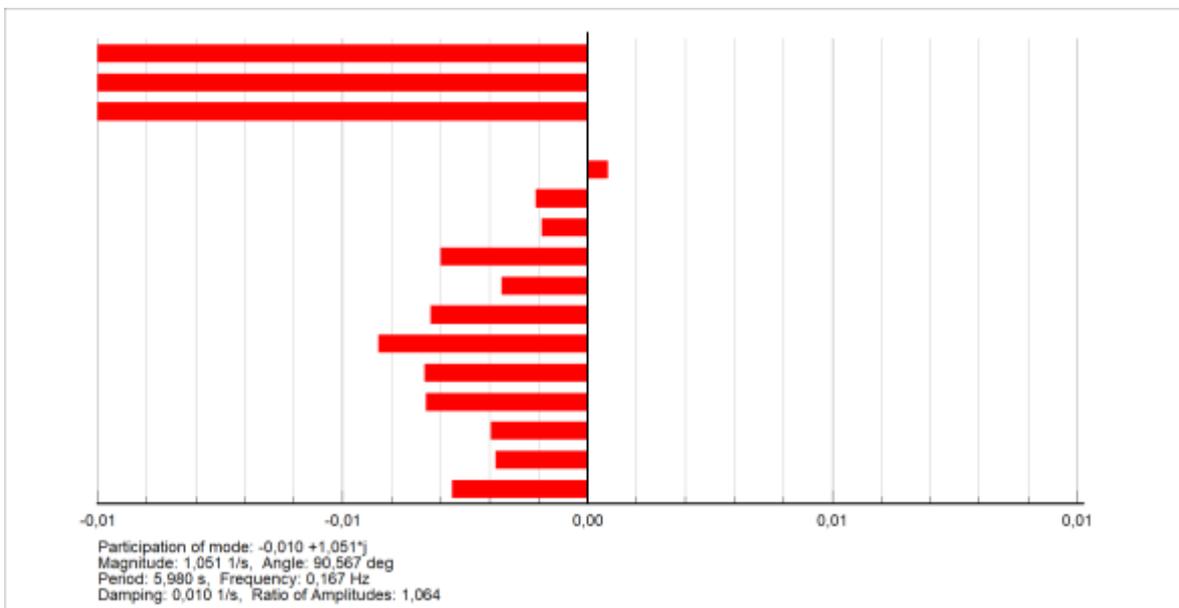


Figura 3. 20 Factor de participación MODO 6.

Usando el diagrama unifilar del sistema, se determinan que las siguientes líneas de interconexión entre los ASG forman el conjunto de corte:

$$N = \{L/T 01 - 02 ; L/T 01 - 27 ; L/T 08 - 09\}$$

Las barras frontera son las siguientes:

$$M = \{B01 ; B02 ; B27 ; B08 ; B09\}$$

Se repite el proceso indicado en la sección 3.1 para determinar la inercia equivalente de las áreas mostradas en la Figura 3.18. Esta división del SEP ocurre cuando se considera el modo oscilatorio 6.

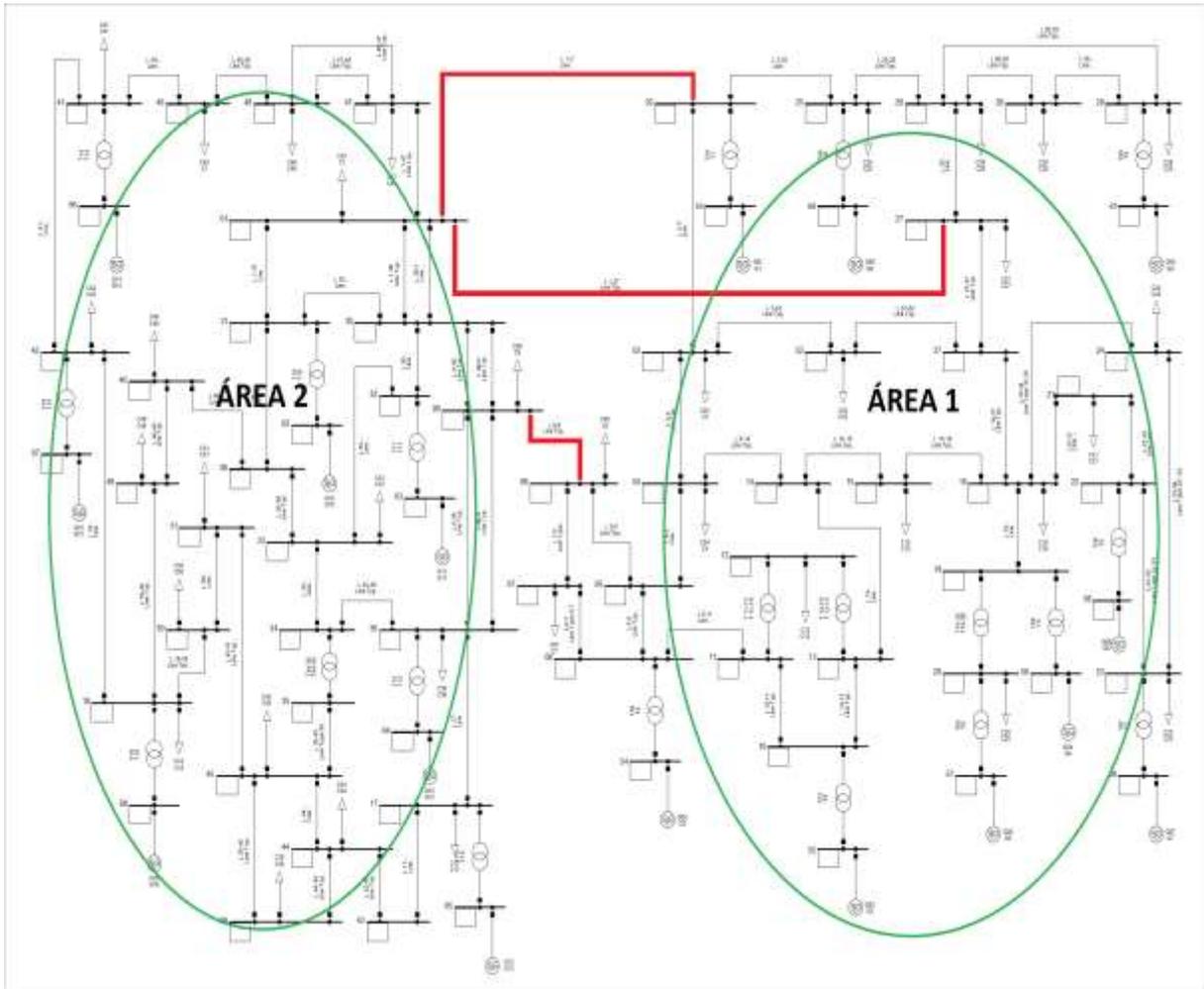


Figura 3. 21 Definición de áreas y conjuntos de corte MODO 6.

Mediciones PMUs simuladas de voltaje y frecuencia en barras frontera, corriente y potencia transferida por las líneas de interconexión se presentan a continuación:

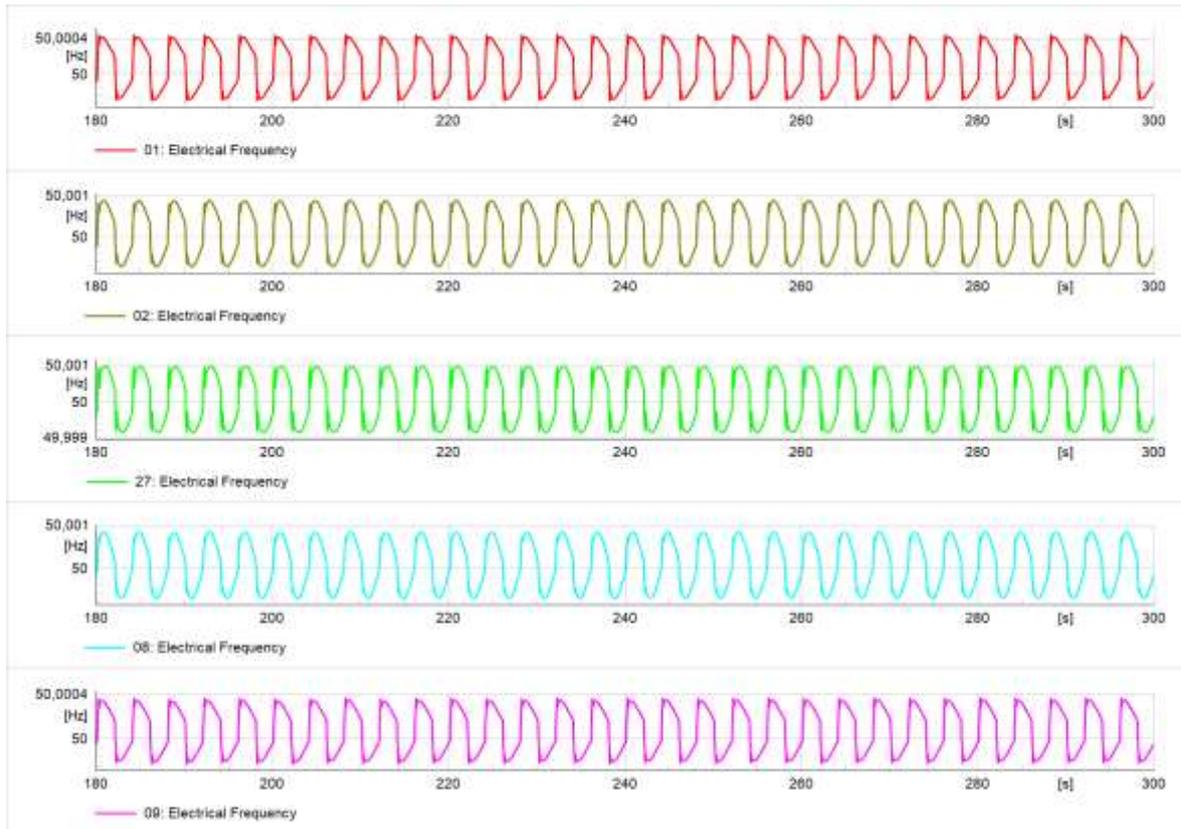


Figura 3. 22 Frecuencia en las barras 1, 2, 8, 9 y 27.

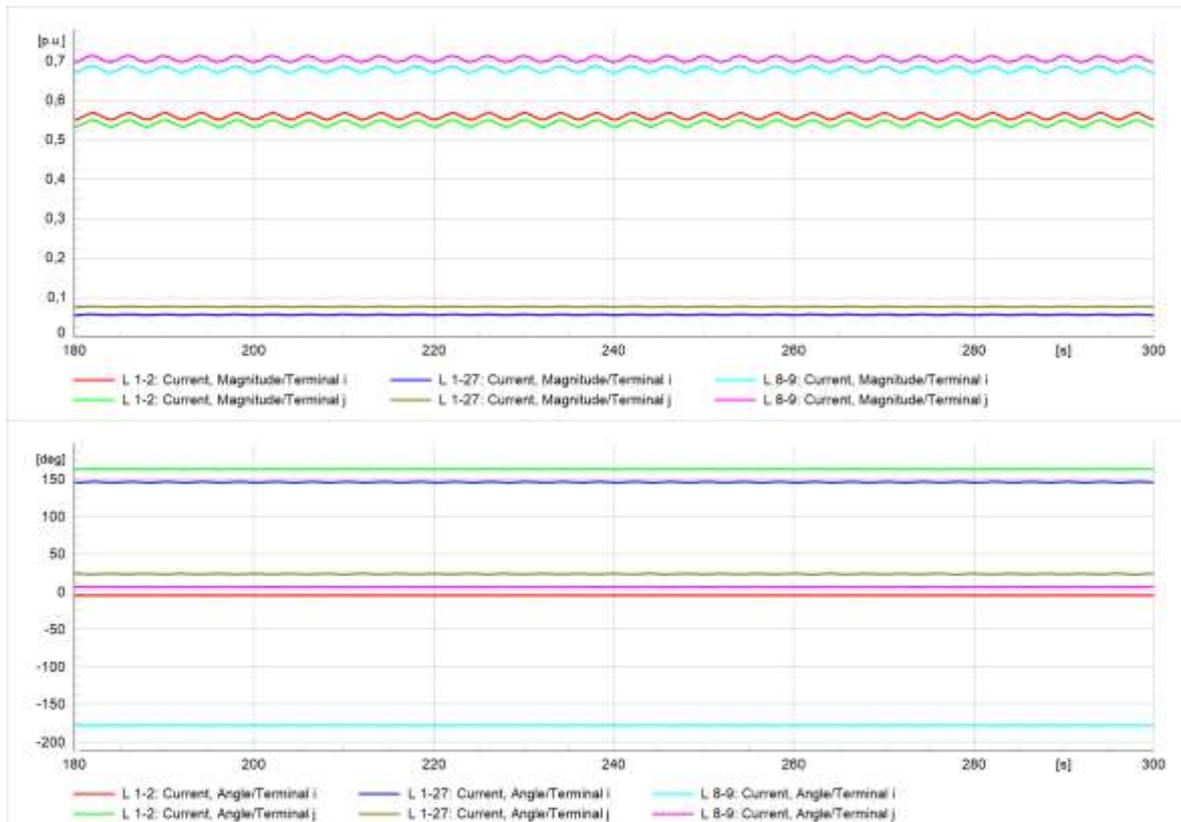


Figura 3. 23 Corrientes a través de LT 1-2, 1-27 y 8-9.

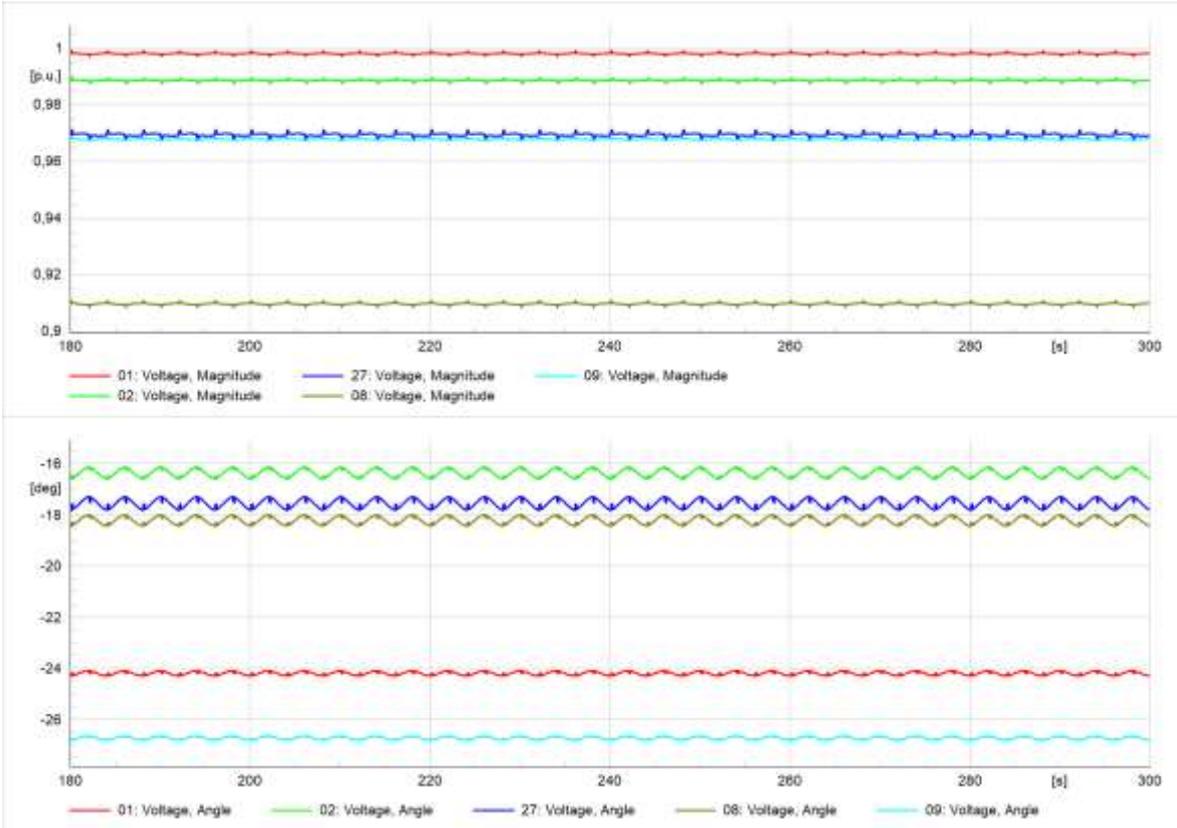


Figura 3. 24 Voltajes en las barras 1, 2, 8, 9 y 27.

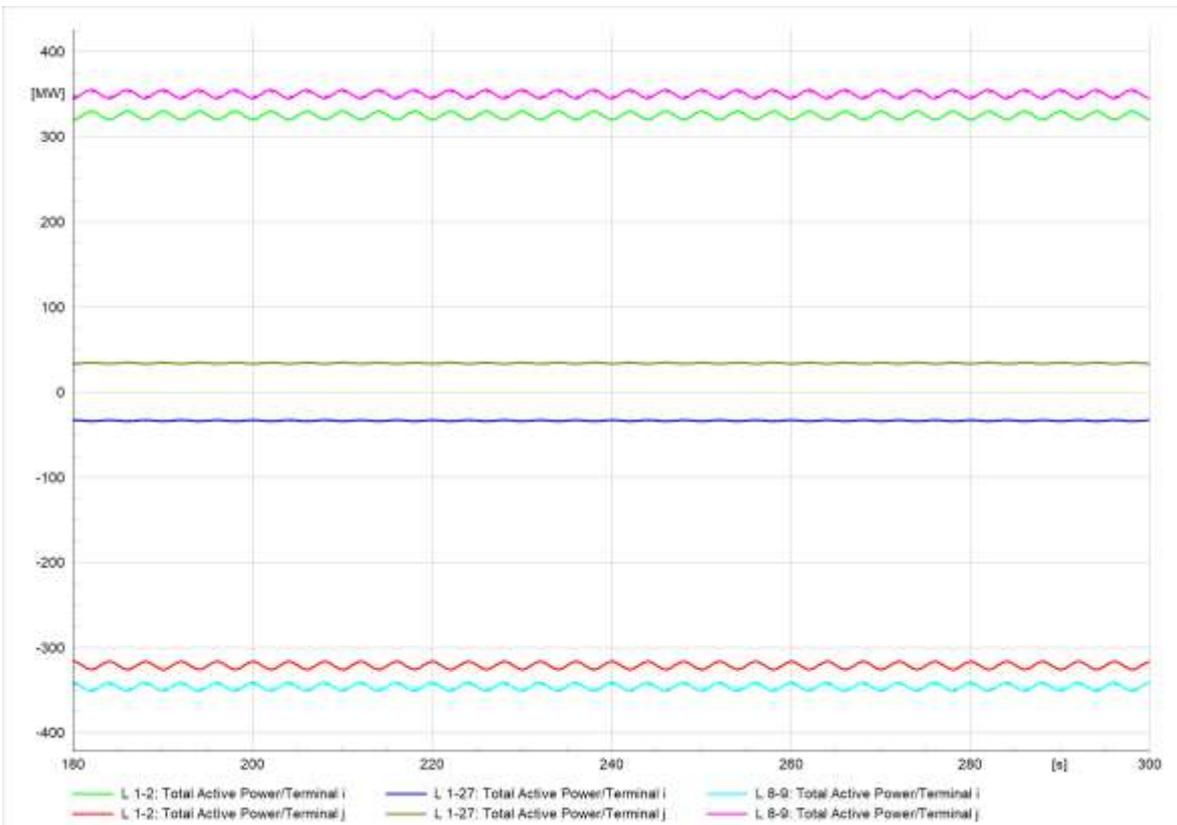


Figura 3. 25 Potencia transferida a través de LT 1-2, LT 1-27 y LT8-9.

A continuación, se presenta una gráfica de la variación temporal del ángulo de potencia equivalente del sistema.

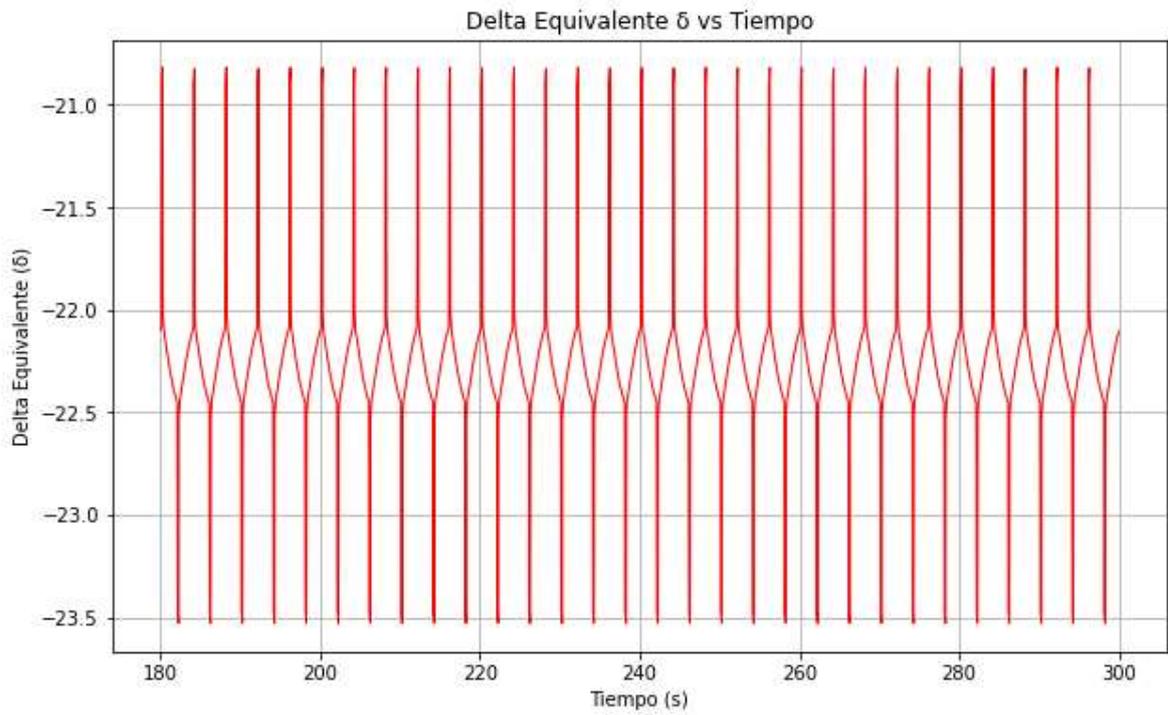


Figura 3. 26 Ángulo de potencia equivalente (δ_e).

La frecuencia promedio del ASG1 se calcula de la siguiente manera:

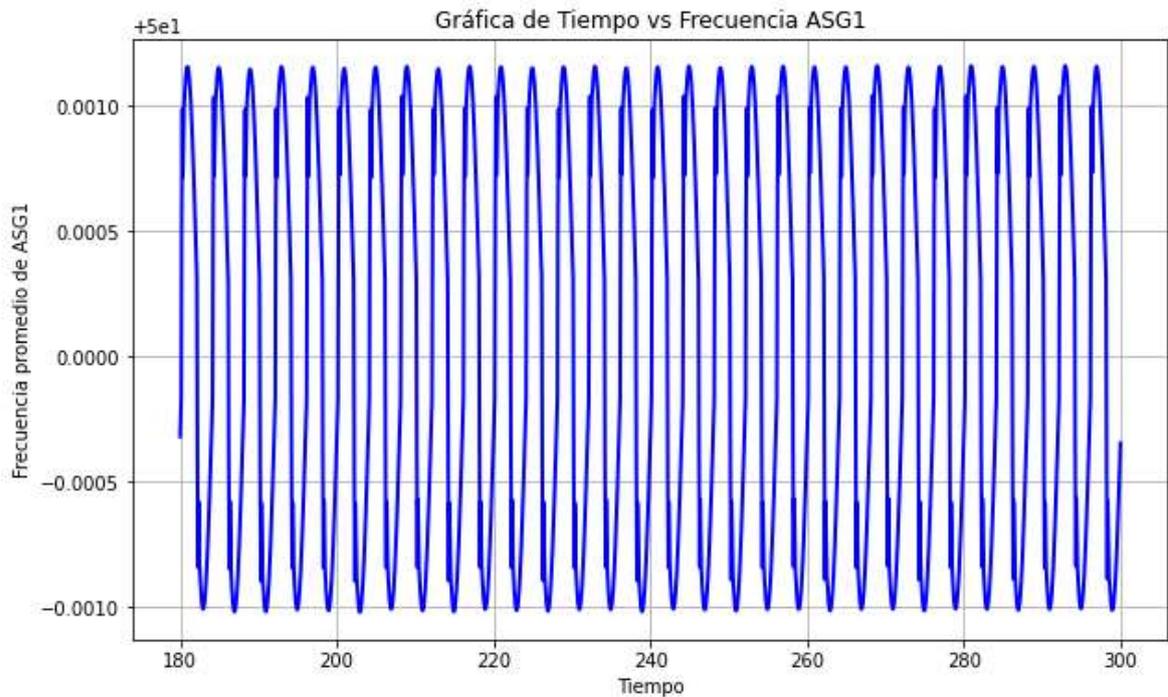


Figura 3. 27 Frecuencia promedio de ASG1.

La frecuencia promedio del ASG2 se calcula de la siguiente manera:

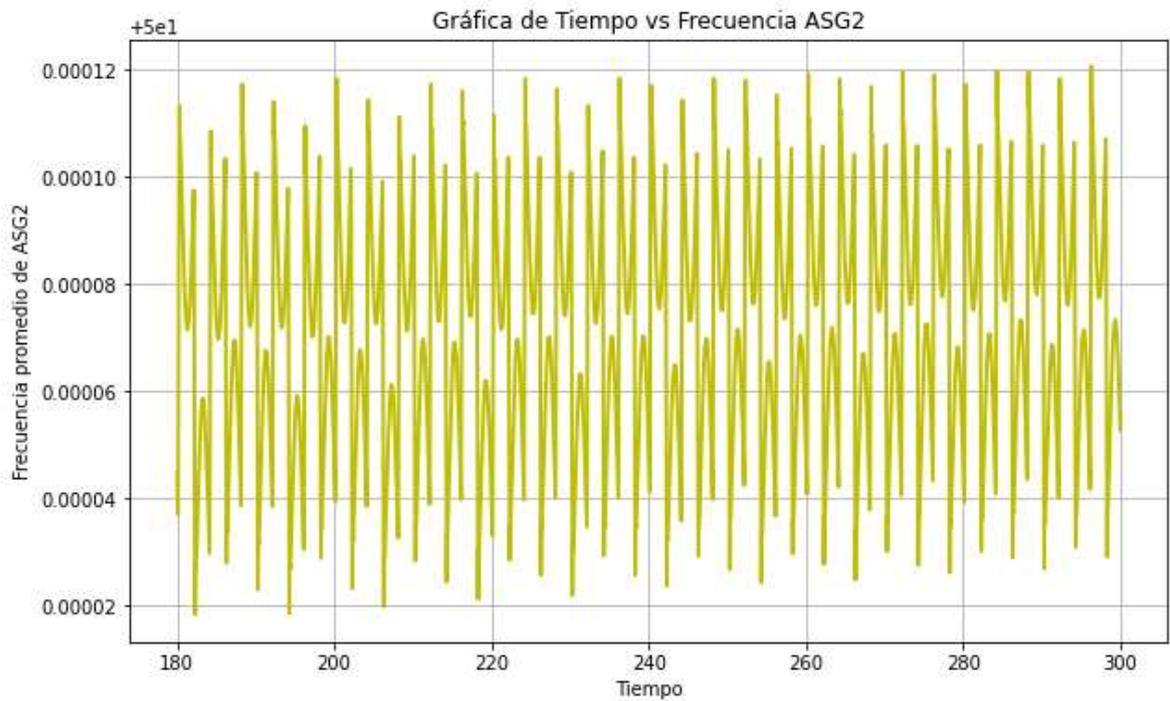


Figura 3. 28 Frecuencia promedio de ASG2.

Para el modo de oscilación 6, se obtiene el siguiente resultado.

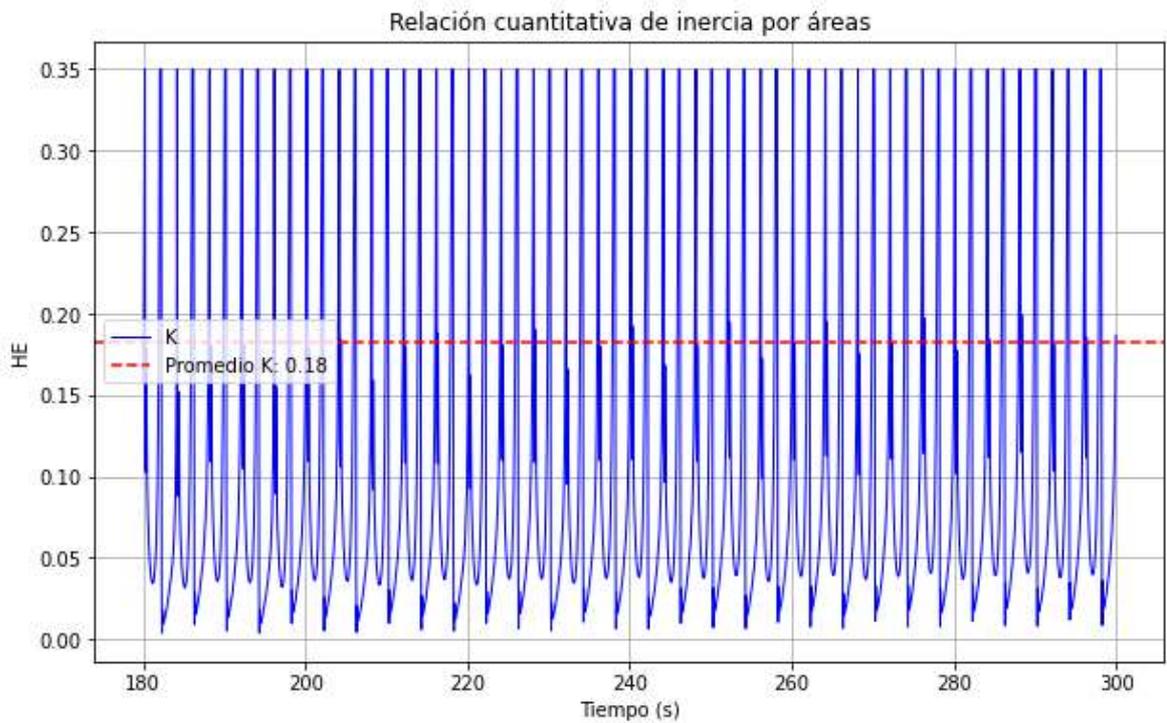


Figura 3. 29 Variación de la relación cuantitativa de inercia por áreas en el tiempo (K).

Tabla 3. 4 Relación cuantitativa de inercias por áreas.

Modo 6	HASG1/HASG2
K	0,1828

Usando los valores de P_{e0} y δ_{e0} previamente calculados, se obtiene:

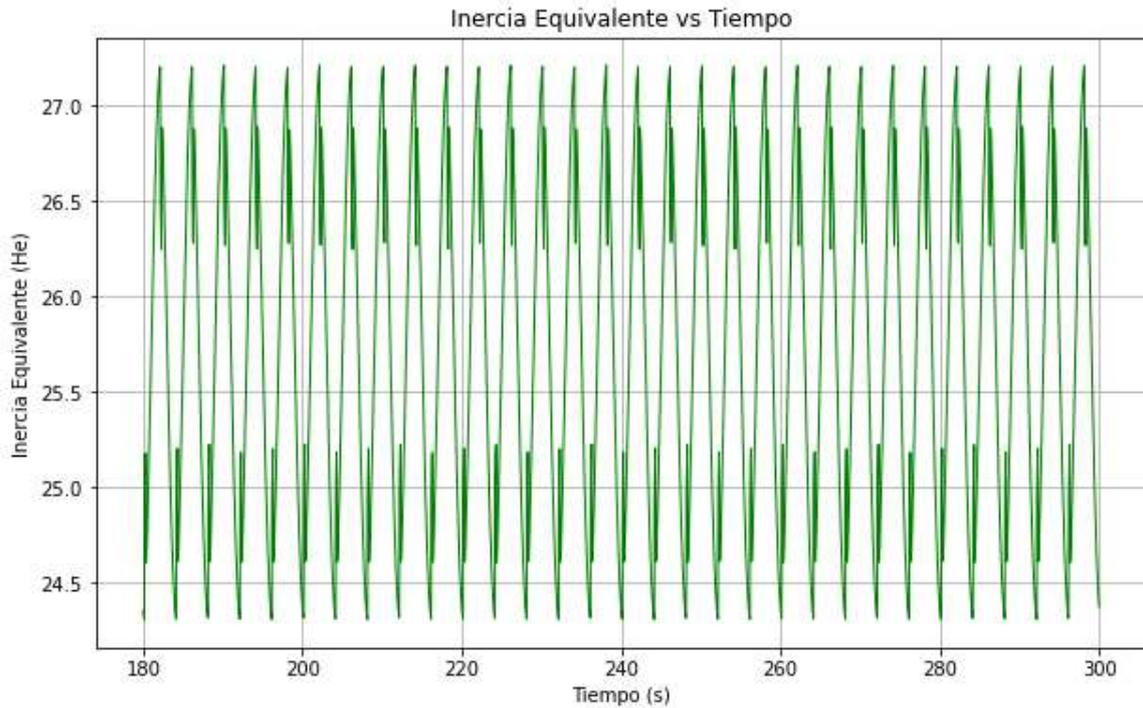


Figura 3. 30 Variación de la inercia equivalente en el tiempo (H_e).

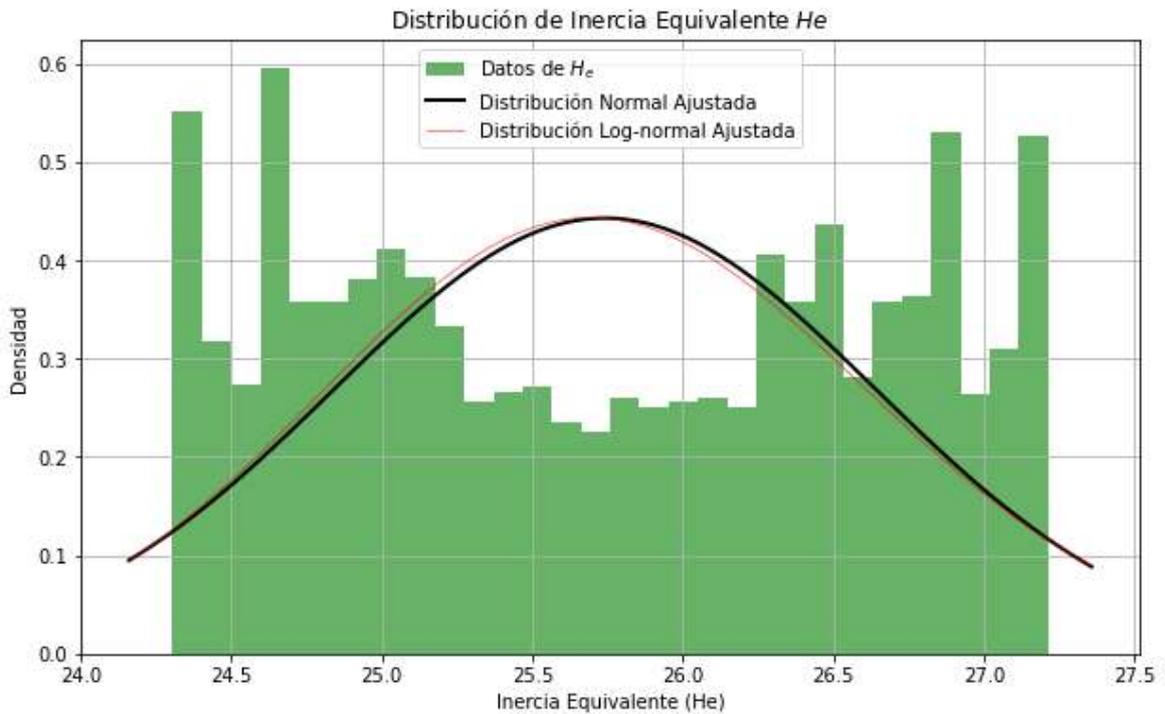


Figura 3. 31 Distribución de la inercia equivalente.

	Modo 2
H Equivalente	25,7410

Tabla 3. 5 Inercia equivalente.

	Modo 6
H Equivalente	25,7410

A continuación, se presenta la variación temporal de las inercias equivalentes de cada área.

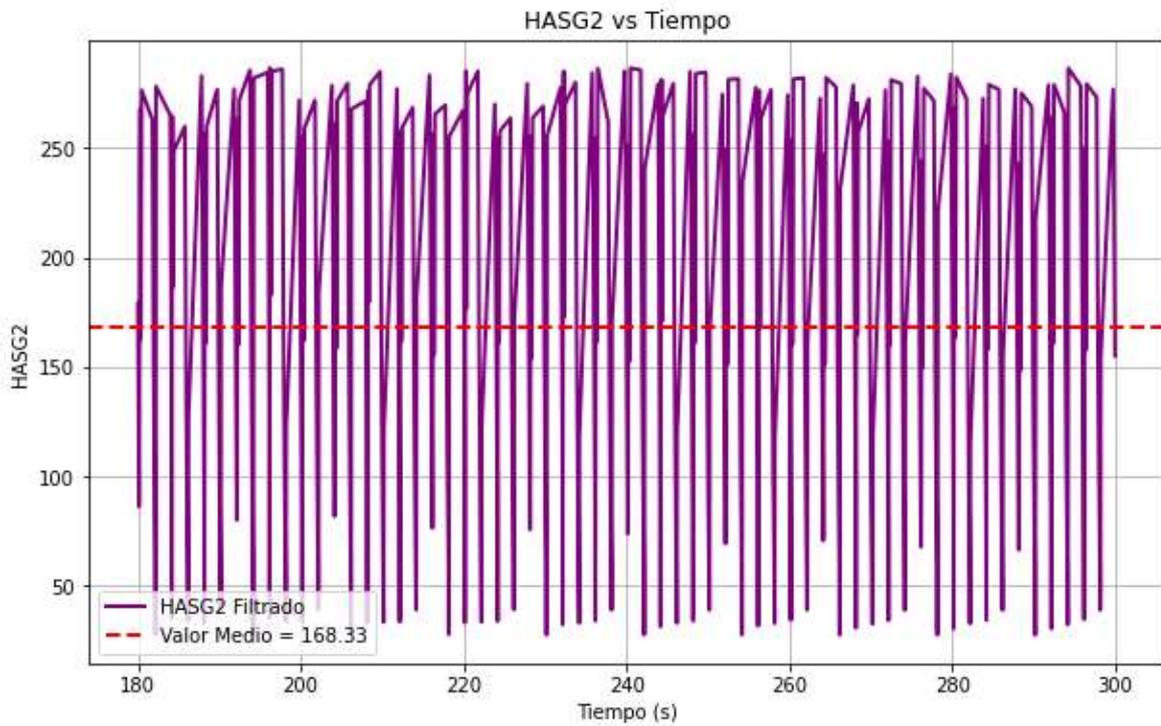


Figura 3. 32 Variación de la inercia equivalente (H_{ASG2}) en el tiempo.

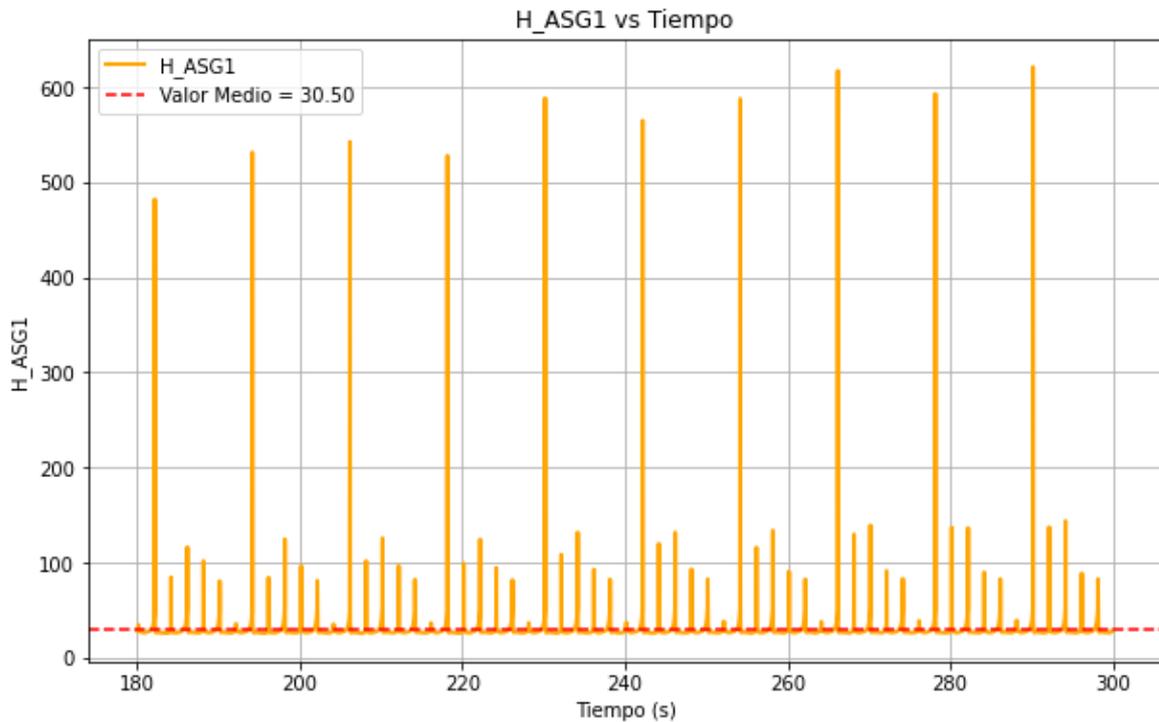


Figura 3. 33 Variación de la inercia equivalente (H_{ASG1}) en el tiempo.

Finalmente, se presenta la comparación entre los resultados de la estimación de la inercia equivalente mediante la metodología presentada y los valores teóricos calculados.

Tabla 3. 6 Comparación inercia equivalente, inercia por áreas.

Modo 6	Valor Calculado	Valor Teórico	Error %
H_e	25,74	26,54	3,04
H_{ASG1}	30,45	31,4	3,04
H_{ASG2}	166,58	171,76	3,01

La comparación de resultados muestra un error de 3.01% en el cálculo de la inercia H_{ASG2} lo que nos permite confirmar que la metodología utilizada permite estimar la inercia equivalente de forma razonable. Cuando se analizan los valores de la inercia equivalente H_{ASG1} y la inercia equivalente del sistema H_e el error es de 3.04% y 3.04%, respectivamente.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Con base en el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos, se concluye:

- La metodología presenta una estructura clara y detallada para la estimación de la inercia equivalente del SEP empleando mediciones sincrofasoriales. La metodología contempla representación del SEP como un Sistema Equivalente de dos Generadores (ETmS), para lo cual deben identificarse de forma precisa los conjuntos de corte y las barras frontera. Los conjuntos de corte determinan las interacciones de potencia entre áreas, mientras que las barras frontera definen los límites del modelo reducido. Las PMU deben ubicarse en las barras frontera para obtener voltajes, corrientes, potencia transferida. Se asume, además, mediciones de frecuencia en terminales del generador.
- El análisis modal y el diagrama fasorial (mode shapes) sirven para determinar las áreas coherentes (ASG). Sin embargo, al evaluar los factores de participación, se observó que muchos generadores tienen una participación muy baja, permitiendo simplificar el sistema a dos áreas significativas. Para el caso del modo de oscilación 2, estas áreas son: ASG1 (G14) y ASG2 (G15, G16).
- En el presente trabajo se consideró como valor de referencia la inercia equivalente teórica calculada a partir de los datos ingresados en programa PowerFactory, utilizando estos valores también se pudo estimar los valores de inercia equivalente por áreas, que a su vez permite obtener la relación cuantitativa de inercias por áreas.
- Los valores estimados de la inercia equivalente son cercanos a los valores teóricos, presentando errores bajos; para los casos de análisis fueron menores al 5%. Estos resultados indican que la metodología aplicada es efectiva para estimar la inercia equivalente de cada área y del SEP.
- La utilización de la herramienta computacional en el sistema de prueba académico IEEE New England – New England nos permite observar que los valores estimados de inercia equivalente a partir de mediciones PMUs se aproximan mucho a los valores teóricos de inercia equivalente.
- Los resultados obtenidos son razonablemente exactos, dentro de un rango aceptable. Estos errores relativamente bajos confirman que el enfoque es confiable, validando la

metodología para el análisis y la gestión de la estabilidad en sistemas eléctricos extensos. En conjunto, los resultados proporcionan una base sólida para la evaluación dinámica del SEP y destacan la aplicabilidad práctica del método en estudios de ingeniería.

4.2 RECOMENDACIONES

Con base en el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos, se recomienda:

- Para trabajos futuros se recomienda realizar la implementación de métodos específicos estimación modal para determinar la frecuencia de oscilación, amortiguamiento de los modos de oscilación, así como los mode shapes. Entre estos métodos se encuentran: ERA, ALIFD, RASSI, N4SID.
- En el presente trabajo, las variaciones de carga se simularon como eventos de conexión y desconexión de carga. Se recomienda en trabajos futuros simular variaciones de carga de tipo aleatorio, que representen de manera más fidedigna la variación real de la carga de un SEP.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281.
- [2] B. Tan, J. Zhao, M. Netto, V. Krishnan, V. Terzijac and Y. Zhang, "Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations," vol. 134, Enero 2022.
- [3] D. Yang et al., "Ambient-Data-Driven Modal-Identification-Based Approach to Estimate the Inertia of an Interconnected Power System," in IEEE Access, vol. 8, pp. 118799-118807, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004335.
- [4] S. Lawrence, "Balancing And Frequency Control," p. 41, 2021.
- [5] JM Carrasco et al. "Sistemas electrónicos de potencia para la integración en la red de fuentes de energía renovable: una encuesta", en IEEE Transactions on Industrial Electronics , vol. 53, núm. 4, págs. 1002-1016, junio de 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.878356.
- [6] Tuttelberg K, Kilter J, Wilson D, et al. Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements. IEEE Trans Power Syst Nov. 2018;33(6): 7249–57.
- [7] Zeng F, Zhang J, Zhou Y, et al. Online identification of inertia distribution in normal operating power system. IEEE Trans Power Syst Jul. 2020;35(4):3301–4.
- [8] Zhang J, Xu H. Online identification of power system equivalent inertia constant. IEEE Trans Industrial Electronics Oct. 2017;64(10):8098–107.
- [9] McKinney, W. (2010). Data Structures for Statistical Computing in Python. In Proceedings of the 9th Python in Science Conference (pp. 51-56). doi:10.25080/Majora-92bf1922-00a..
- [10] Hunter, J. D. (2007). Matplotlib: A 2D Graphics Environment. Computing in Science & Engineering, 9(3), 90-95. doi:10.1109/MCSE.2007.55.
- [11] Virtanen, P., Gommers, R., Oliphant, T. E., et al. (2020). SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python. Nature Methods, 17, 261-272. doi:10.1038/s41592-019-0686-2.
- [12] Python Software Foundation. (2023). *concurrent.futures — Launching parallel tasks*. In *Python 3.11.4 documentation*.
- [13] A. Gorbunov, A. Dymarsky, and J. Bialek, Estimation of parameters of a dynamic generator model from modal PMU measurements, IEEE Trans. Power Syst., vol. 35, no. 1, pp. 5362, Jan. 2020.
- [14] G. Cai, B. Wang, D. Yang, Z. Sun, and L. Wang, Inertia estimation based on observed electromechanical oscillation response for power systems, IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 6, pp. 42914299, Nov. 2019.

- [15] R. E. Larrea Moraga, "Análisis de la respuesta en frecuencia en sistemas de potencia con altos niveles de generación variable sin inercia," Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2015.
- [16] B. Pal and B. Chaudhuri, *Robust Control in Power Systems*. London, U.K.: Springer, 2005.
- [17] G. Rogers, Power System Oscillations. Cherry Tree Scientific Software: Springer Science+Business Media, LLC, 2013. ISBN 978-1-4613-7059-8. ISBN 978-1-4615-4561-3 (eBook). DOI: 10.1007/978-1-4615-4561-3.
- [18] F. E. Narváez Padilla, "Estimación de la inercia equivalente de un sistema de potencia usando mediciones sincrofasoriales: herramienta computacional, en lenguaje Python, para la estimación de la inercia equivalente del SEP empleando mediciones sincrofasoriales durante disturbios importantes que afectan el balance generación-carga", Tesis, EPN, Quito, feb. 2024.
- [19] M. Sun, Y. Feng, P. Wall, S. Azizi, J. Yu, y V. Terzija, «On-line power system inertia calculation using wide area measurements», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 325-331, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.013>.

6 ANEXOS

6.1.1.1 Modelo de las Líneas

Los datos de impedancia de las líneas para la red se presentan en la Tabla 1.1 (base de 100 MVA), incluyendo el coeficiente de transformación fuera de lo nominal (ONR) [16].

Barra i	Barra j	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	ONR
2	53	0	0,0181	0	1,025
6	54	0	0,025	0	1,07
10	55	0	0,02	0	1,07
19	56	0,0007	0,0142	0	1,07
20	57	0,0009	0,018	0	1,009
22	58	0	0,0143	0	1,025
23	59	0,0005	0,0272	0	1
25	60	0,0006	0,0232	0	1,025
29	61	0,0008	0,0156	0	1,025
31	62	0	0,026	0	1,04
32	63	0	0,013	0	1,04
36	64	0	0,0075	0	1,04
17	65	0	0,0033	0	1,04
41	66	0	0,0015	0	1
42	67	0	0,0015	0	1
18	68	0	0,03	0	1
36	17	0,0005	0,0045	0,032	-
49	18	0,0076	0,1141	1,16	-
16	19	0,0016	0,0195	0,304	-
19	20	0,0007	0,0138	0	1,06
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	-
21	22	0,0008	0,014	0,2565	-
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	-
23	24	0,0022	0,035	0,361	-
16	24	0,0003	0,0059	0,068	-
2	25	0,007	0,0086	0,146	-
25	26	0,0032	0,0323	0,531	-
37	27	0,0013	0,0173	0,3216	-
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	-
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	-
26	29	0,0057	0,0625	1,029	-
28	29	0,0014	0,0151	0,249	-
1	30	0,0008	0,0074	0,48	-
9	30	0,0019	0,0183	0,29	-

Barra i	Barra j	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	ONR
32	33	0,008	0,0099	0,168	-
33	34	0,0011	0,0157	0,202	-
35	34	0.0001	0.0074	0	0.946
34	36	0.0033	0.0111	1.45	-
9	36	0.0022	0.0196	0.34	-
9	36	0.0022	0.0196	0.34	-
16	37	0.0007	0.0089	0.1342	-
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	-
31	38	0,0011	0,0147	0,247	-
6	7	0,0006	0,0092	0,113	-
33	38	0,0036	0,0444	0,693	-
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	-
41	40	0,006	0,084	3,15	-
7	8	0,0004	0,0046	0,078	-
48	40	0,002	0,022	1,28	-
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	-
42	41	0,004	0,06	2,25	-
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	-
18	42	0,004	0,06	2,25	-
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	-
17	43	0,0005	0,0276	0	-
12	11	0,0016	0,0435	0	1,06
39	44	0	0,0411	0	-
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	-
43	44	0,0001	0,0011	0	-
12	13	0,0016	0,0435	0	1,06
35	45	0,0007	0,0175	1,39	-
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	-
39	45	0	0,0839	0	-
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	-
44	45	0,0025	0,073	0	-
14	15	0,0018	0,0217	0,366	-
38	46	0,0022	0,0284	0,43	-
15	16	0,0009	0,0094	0,171	-
1	47	0,0013	0,0188	1,31	-
1	27	0,032	0,32	0,41	-
47	48	0,0025	0,0268	0,4	-
50	18	0,0012	0,0288	2,06	-
47	48	0,0025	0,0268	0,4	-
46	49	0,0018	0,0274	0,27	-
45	51	0,0004	0,0105	0,72	-
50	51	0,0009	0,0221	1,62	-
37	52	0,0007	0,0082	0,1319	-
3	52	0,0011	0,0133	0,2138	-

Barra i	Barra j	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	ONR
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	-
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	-
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	-
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	-
16	37	0,0007	0,0089	0,1342	-
9	30	0,0019	0,0183	0,29	-
30	31	0,0013	0,0187	0,333	-
1	31	0,0016	0,0163	0,25	-
30	32	0,0024	0,0288	0,488	-

6.1.1.2 Modelo de las Cargas

Los datos necesarios para completar el flujo de carga están incluidos en la Tabla A.1.2 la barra 65 es el slack (barra de referencia) [16].

Bus	Generación		Carga	
	P[MW]	Q[MVAR]	P[MW]	Q[MVAR]
1	250	196,15	0	0
2	545	70,11	0	0
3	650	80,86	0	0
4	632	0,29	0	0
5	505	116,59	0	0
6	700	254,52	0	0
7	560	290,85	0	0
8	540	49,15	0	0
9	800	59,84	0	0
10	500	-12,73	0	0
11	1000	8,9	0	0
12	1350	275,65	0	0
13	3591	888,28	0	0
14	1785	47,61	0	0
15	1000	76,74	0	0
16	3379,6	93,94	0	0
17	0	0	6000	300
18	0	0	2470	123
19	0	0	0	0
20	0	0	680	103
21	0	0	274	115
22	0	0	0	0
23	0	0	248	85
24	0	0	309	-92

Bus	Generación		Carga	
	P[MW]	Q[MVAR]	P[MW]	Q[MVAR]
25	0	0	224	47
26	0	0	139	17
27	0	0	281	76
28	0	0	206	28
29	0	0	284	27
30	0	0	0	0
31	0.00	0.00	0.00	0.00
32	0.00	0.00	0.00	0.00
33	0.00	0.00	112.00	0.00
34	0.00	0.00	0.00	0.00
35	0.00	0.00	0.00	0.00
36	0.00	0.00	102.00	-19.50
37	0.00	0.00	0.00	0.00
38	0.00	0.00	0.00	0.00
39	0.00	0.00	267.00	12.60
40	0.00	0.00	65.63	23.53
41	0.00	0.00	1000.00	250.00
42	0.00	0.00	1150.00	250.00
43	0.00	0.00	0.00	0.00
44	0.00	0.00	267.60	4.84
45	0.00	0.00	208.00	21.00
46	0.00	0.00	150.70	28.50
47	0.00	0.00	203.10	32.59
48	0.00	0.00	241.20	2.20
49	0.00	0.00	164.00	29.00
50	0.00	0.00	100.00	-147.00
51	0.00	0.00	337.00	-122.00
52	0.00	0.00	158.00	30.00
53	0.00	0.00	252.70	118.60
54	0.00	0.00	0.00	0.00
55	0.00	0.00	322.00	2.00
56	0.00	0.00	200.00	73.60
57	0.00	0.00	0.00	0.00
58	0.00	0.00	0.00	0.00
59	0.00	0.00	234.00	84.00
60	0.00	0.00	208.80	70.80
61	0.00	0.00	104.00	125.00
62	0.00	0.00	0.00	0.00
63	0.00	0.00	0.00	0.00
64	0.00	0.00	9.00	88.00
65	0.00	0.00	0.00	0.00
66	0.00	0.00	0.00	0.00
67	0.00	0.00	320.00	153.00
68	0.00	0.00	329.00	32.00

6.1.1.3 Modelo de los Generadores

El sistema de 68 barras está compuesto por 16 generadores, y todos ellos están representados por un modelo de 6 órdenes, los datos dinámicos del generador se presentan en la tabla A.1.3 [16].

Gen	Bus	Base (MVA)	X_{lk} (p.u.)	X_d (p.u.)	X_d' (p.u.)	X_d'' (p.u.)	T_{d0}' (s)	T_{d0}'' (s)
G1	53	100	0.0125	0.1000	0.0310	0.025	10.2	0.05
G2	54	100	0.0350	0.2950	0.0697	0.05	6.56	0.05
G3	55	100	0.0304	0.2495	0.0531	0.045	5.7	0.05
G4	56	100	0.0295	0.2620	0.0436	0.035	5.69	0.05
G5	57	100	0.0270	0.3300	0.0660	0.05	5.4	0.05
G6	58	100	0.0224	0.2540	0.0500	0.04	7.3	0.05
G7	59	100	0.0322	0.2950	0.0490	0.04	5.66	0.05
G8	60	100	0.0280	0.2900	0.0570	0.045	6.7	0.05
G9	61	100	0.0298	0.2106	0.0570	0.045	4.79	0.05
G10	62	100	0.0199	0.1690	0.0457	0.04	9.37	0.05
G11	63	100	0.0103	0.1280	0.0180	0.012	4.1	0.05
G12	64	100	0.0220	0.1010	0.0310	0.025	7.4	0.05
G13	65	200	0.0030	0.0296	0.0055	0.004	5.9	0.05
G14	66	100	0.0017	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
G15	67	100	0.0017	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
G16	68	200	0.0041	0.0356	0.0071	0.0055	7.8	0.05

Gen	Bus	Rating (MVA)	X_q (p.u.)	X_q' (p.u.)	X_q'' (p.u.)	T_{q0}' (s)	T_{q0}'' (s)	H (s)	D
G1	53	100	0.069	0.028	0.25	1.5	0.035	42	4
G2	54	100	0.282	0.060	0.050	1.5	0.035	30.2	9.75
G3	55	100	0.237	0.050	0.045	1.5	0.035	35.8	10
G4	56	100	0.258	0.040	0.035	1.5	0.035	28.6	10
G5	57	100	0.310	0.060	0.050	0.44	0.035	26	3
G6	58	100	0.241	0.045	0.040	0.40	0.035	34.8	10
G7	59	100	0.292	0.045	0.040	1.5	0.035	26.4	8
G8	60	100	0.280	0.050	0.045	0.41	0.035	24.3	9
G9	61	100	0.205	0.050	0.045	1.96	0.035	34.5	14
G10	62	100	0.115	0.045	0.040	1.5	0.035	31	5.56
G11	63	100	0.123	0.015	0.012	1.5	0.035	28.2	13.6
G12	64	100	0.095	0.028	0.025	1.5	0.035	92.3	13.5
G13	65	200	0.0286	0.005	0.004	1.5	0.035	248	33
G14	66	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300	100
G15	67	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300	100
G16	68	200	0.0334	0.006	0.0055	1.5	0.035	225	50