

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA HÍBRIDA PARA LA  
SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES DE POTENCIA PARA  
AMORTIGUAR OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA DE  
MANERA ADAPTATIVA, UTILIZANDO DESCOMPOSICIÓN DE LA  
SEÑAL, TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y EL MÉTODO DEL RESIDUO.**

**SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE SISTEMA DE  
POTENCIA MEDIANTE UNA METODOLOGIA HIBRIDA USANDO  
EL MÉTODO DEL RESIDUO Y EL ALGORITMO MVMO.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
“ELECTRICIDAD”**

**JAIRO ADRIÁN TOAPANTA GRANIZO**

**DIRECTOR: Dr. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA**

**carlos.gallardo@epn.edu.ec**

**DMQ, marzo 2022**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, JAIRO ADRIÁN TOAPANTA GRANIZO 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.

---

**JAIRO ADRIÁN TOAPANTA GRANIZO**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JAIRO ADRIÁN TOAPANTA GRANIZO, bajo mi supervisión.

---

**Dr. CARLOS FABIAN GALLARDO QUINGATUÑA**  
**DIRECTOR**

Certificamos que revisamos el presente trabajo de integración curricular.

---

**REVISOR1 DEL TRABAJO DE  
INTEGRACIÓN CURRICULAR**

---

**REVISOR2 DEL TRABAJO DE  
INTEGRACIÓN CURRICULAR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante 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.

JAIRO ADRIÁN TOAPANTA GRANIZO

Dr. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA

## **DEDICATORIA**

Este trabajo va dedicado primeramente a Dios, por todas sus bendiciones, a lo largo de mi vida personal y académica, por su amor en todo momento y por todo lo que soy y me ha dado.

A mis padres Kleber y Luz, por su paciencia y por su constante apoyo en la toma de decisiones académicas y personales y por enseñarme los valores que ahora conservo.

A mis hermanos Rubén y Jerry, que han estado junto a mí, compartiendo momentos buenos y malos.

A mis amigos que formaron parte de mi vida personal y académica.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, porque nunca me ha dejado solo y me ha bendecido en el transcurso de la vida.

A mis padres Kleber y Luz, porque me han enseñado a ser una persona de bien y porque siempre han estado pendientes de lo que necesitaba para mi vida personal y académica.

Al Dr. Carlos Gallardo, por ser mi director y por asesorarme en la realización del presente trabajo.

A Ramiro Benavidez, por el apoyo en la realización de este trabajo.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO .....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos .....	2
1.3 Alcance .....	3
1.4 Marco teórico.....	4
1.4.1 Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	4
1.4.2 Estabilidad de pequeña señal.....	5
1.4.3 Análisis modal .....	6
1.4.4 Representación de espacio de estados .....	7
1.4.5 Valores propios.....	8
1.4.6 Vectores propios (autovectores) .....	9
1.4.7 Factores de participación.....	9
1.4.8 Observabilidad y controlabilidad .....	10
1.4.9 Análisis de residuos.....	10
1.4.10 Estabilizadores de sistema de potencia (PSS).....	11
1.4.11 Algoritmo de Optimización del Mapeo de la Media-Varianza (MVMO).....	12
2 METODOLOGÍA .....	12
2.1 Algoritmo MVMO aplicado a sistemas eléctricos de potencia .....	15
2.2 Sintonización de los parámetros del PSS mediante el método del residuo para obtener la ganancia. ....	16
2.3 Criterio de selección del método, para realizar el ajuste de ganancias... ..	18
2.4 Sistema de 39 barras New England .....	19
2.4.1 Demanda Mínima New England .....	20
2.4.2 Demanda mínima real New England.....	21
2.4.3 Demanda Media New England. ....	22
2.4.4 Demanda Media New England con PSS activos y algoritmo MVMO.....	23
2.4.5 Cálculo de ganancias con el residuo.....	24

2.4.6	Demanda Media Real New England. ....	26
2.4.7	Demanda Máxima New England.....	27
2.4.8	Demanda Máxima con PSS activos y algoritmo MVMO.....	28
2.4.9	Cálculo de las ganancias con el residuo demanda máxima .....	29
2.4.10	Demanda Máxima Real New England .....	31
2.5	Aplicación de la metodología al Sistema Nacional Interconectado. ....	32
2.5.1	Caracterización de los escenarios del SNI.....	33
2.5.2	Demanda mínima (P03).....	33
2.5.3	Demanda Mínima (P03) con PSS activos y algoritmo MVMO .....	35
2.5.4	Cálculo de ganancias de los PSS con el residuo para demanda mínima (P03). 37	
2.5.5	Demanda mínima real (P03R) .....	39
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	40
3.1	Resultados .....	40
3.1.1	Demanda media real sistema de prueba New England.....	40
3.1.2	Demanda máxima real.....	41
3.1.3	Análisis dinámico del sistema New England de 39 barras. ....	43
3.1.4	Demanda media real .....	43
3.1.5	Demanda máxima.....	44
3.1.6	Demanda media real (P12R) Sistema Nacional Interconectado.....	45
3.1.7	Demanda máxima real (P19R) Sistema Nacional Interconectado.....	47
3.1.8	Análisis Dinámico Sistema Nacional Interconectado.....	48
3.1.9	Demanda media real (P12R) .....	48
3.1.10	Demanda máxima real (P19R) Sistema Nacional Interconectado.....	50
3.2	Conclusiones.....	51
3.3	Recomendaciones.....	52
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54
5	ANEXOS.....	57

## RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla una metodología híbrida para sintonizar estabilizadores de sistema de potencia (PSS), que combina el algoritmo MVMO y el método del residuo, con la finalidad de mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia en los modos poco amortiguados, presentes en sistemas eléctricos como producto de perturbaciones. El algoritmo MVMO previamente desarrollado en trabajos anteriores y el método del residuo son usados para encontrar los parámetros de sintonización de los estabilizadores de sistema de potencia e implementados para diferentes puntos de operación como demanda máxima, media, mínima. La metodología híbrida consiste en hacer uso de las ganancias obtenidas e identificar cual mejora el amortiguamiento de una manera óptima para adaptarla al sistema, tomando en consideración que un sistema simulado frente a un real presenta diferencias. El cálculo del residuo parte de realizar un análisis modal y como resultado se obtiene la matriz de estados  $A$ , a partir de este punto, se realiza el cálculo de los factores de participación en la herramienta computacional Python. El cálculo del residuo hace uso de la matriz de entradas y salidas  $B$  y  $C$ , que se obtienen siguiendo la misma metodología que en [6], para calcular las ganancias necesarias para la correcta sintonización de los controladores del sistema de potencia.

Esta metodología es aplicada al sistema de prueba New England de 39 barras y al Sistema Nacional Interconectado (SNI) mediante una aplicación computacional desarrollada en lenguaje Python y la herramienta computacional Power Factory de DlgSILENT.

**PALABRAS CLAVE:** Modo, Autovalor, Residuo, Factor de Participación.



## ABSTRACT

In the present work, a hybrid methodology for tuning power system stabilizers (PSS) is developed combining the MVMO algorithm and the residual method, with gain adjustment, to improve the damping of low frequency oscillations in underdamped modes present in electrical systems because of disturbances. The MVMO algorithm previously developed in previous works and the residual method are used to find the tuning parameters of the power system stabilizers and implemented for different operating points such as maximum, average, and minimum demand. The hybrid methodology consists of making use of the obtained gains and identifying which one improves the damping in an optimal way to adapt it to the system, taking into consideration that a simulated system versus a real one presents differences. The calculation of the residue starts by performing a modal analysis and as a result the state matrix  $A$  is obtained, from this point a comparison of the participation factors obtained in Power Factory and those calculated in the Python computational tool is performed. The residual calculation makes use of the matrix of inputs and outputs  $B$  and  $C$ , which are obtained following the same methodology as in [6], to calculate the necessary gains for the correct tuning of the power system controllers.

This methodology is applied to the 39-bus New England test system and the Sistema Nacional Interconectado (SNI) through a computer application developed in Python language and DlgSILENT's Power Factory computational tool.

**KEYWORDS:** Mode, Eigenvalue, Residual, Participation Factor.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El constante crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) en el mundo implica mejorar la forma en la que se opera dichos sistemas, esto se logra gracias a la inclusión de nuevas tecnologías que permiten visualizar e identificar el comportamiento de los parámetros de un SEP.

Para lograr un manejo adecuado del sistema, se ha visto la necesidad de investigar nuevas metodologías para mejorar el funcionamiento de la red de energía eléctrica y optimizar recursos para su operación. Dentro de los problemas a los que se somete un sistema eléctrico está la pérdida de la estabilidad asociada con las oscilaciones de los rotores en generadores sincrónicos. Estas oscilaciones se producen por constantes perturbaciones que pueden ser de cualquier naturaleza y severidad, sin embargo, en la mayoría de los casos son pequeños cambios producto de la conexión o desconexión de carga y la interacción con las masas rodantes de los generadores, como respuesta a estas variaciones.[1]

Los generadores necesitan del sistema de excitación para amortiguar las oscilaciones, dentro de ellas las electromecánicas y así evitar posibles condiciones de inestabilidad y como elemento fundamental para evitar estos problemas se recurre a los llamados estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) [1].

Para el correcto funcionamiento de los PSS es necesario corregir o sintonizar sus parámetros esto se logra mediante estudios de pequeña señal usando la técnica de análisis modal [3], [4].

En el presente trabajo se ha planteado de idea de una metodología híbrida que permita realizar correcciones en la sintonización de los PSS incluyendo un algoritmo heurístico y el método del residuo. Todo esto en el marco de que un sistema eléctrico simulado frente a un sistema eléctrico real presenta ciertas diferencias con respecto a los puntos de operación y parámetros con los que se realiza una simulación.

Como punto de partida se realiza el análisis modal para el sistema de prueba de 39 barras New England en el software Power Factory, relacionado con los autovalores, auto vectores derechos e izquierdos y factores de participación. A partir de la matriz de estados (A) del sistema, se realiza los respectivos cálculos en el módulo Python para obtener los factores de participación y proceder con el método híbrido.

Se hace uso de la técnica heurística y el método del residuo para obtener las ganancias de los PSS con la que los estabilizadores puedan mejorar el amortiguamiento de dichas oscilaciones que pueden llevar al sistema a una condición de inestabilidad.

Se toma en consideración hacer uso de las constantes de tiempo obtenidas con el algoritmo heurístico, para el cálculo de las ganancias con el residuo con los PSS desactivados.

Luego se plantea el mismo sistema de prueba, pero llevado a la realidad (aproximación) en donde se marcará la diferencia con la simulación, principalmente variando generación y carga, y se aplica el método del residuo para realizar las correcciones necesarias, para que los parámetros asociados a las ganancias, de los estabilizadores de sistemas de potencia sean adecuados para amortiguar el sistema, en caso de que no se cumpla con el amortiguamiento mínimo establecido.

Lo mencionado anteriormente se realizará para diferentes escenarios de operación del sistema ya sean estos, demanda mínima, media, máxima.

Esta metodología es aplicada al sistema nacional interconectado (SNI).

## **1.1 Objetivo general**

Desarrollar una metodología híbrida para sintonizar controladores de sistema de potencia utilizando un algoritmo heurístico y el método del residuo en el dominio de la frecuencia.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Determinar los modos de oscilación electromecánicos inestables, utilizando factores de participación y residuos.
2. Realizar estudios de análisis modal para evaluar la estabilidad de pequeña señal en sistemas de prueba (39 barras New England) o sistemas existentes (SNI), para diferentes condiciones operativas.
3. Sintonizar controladores de potencia, definidos en trabajos previos o físicamente existentes (SNI) utilizando el método del Residuo y el algoritmo de Optimización de Mapeo Media-Varianza (MVMQ).
4. Crear una metodología híbrida para tener una sintonización adaptiva de los estabilizadores de potencia, aplicados a un sistema real.

### 1.3 Alcance

El presente trabajo aborda el tema de estabilidad de pequeña señal, en sistemas eléctricos de potencia usando análisis modal a través de una metodología híbrida que incluye el algoritmo MVMO y el método del residuo para sintonizar controladores de sistema de potencia (PSS), en el dominio de la frecuencia, en el sistema de prueba New England de 39 barras y el Sistema Nacional Interconectado (SNI) para diferentes escenarios de operación.

#### FASE DE DISEÑO O PLANTEAMIENTO

- Se realiza una revisión bibliográfica acerca del método del residuo aplicado a sistemas eléctricos de potencia, para sintonizar PSS y mejorar el amortiguamiento de los modos críticos.
- Se investiga acerca del algoritmo MVMO y su aplicación en sistemas eléctricos previamente realizados, para establecer la metodología híbrida con el método del residuo.
- Se hace uso de la técnica del análisis modal (autovalores, auto vectores y factores de participación), para aplicarlos en los sistemas mencionados.
- Se investiga la documentación del software Python para aplicar comandos de programación, al estudio de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.
- Se hace uso del software Power Factory de Digsilent para obtener la matriz de estados "A" de cualquier sistema eléctrico.

#### FASE DE IMPLEMENTACION

- Con el uso del software Power Factory de Digsilent se cargan los sistemas de prueba New England y SNI para obtener la matriz de estados A, matriz B de entradas y matriz C de salidas, de cada sistema, tomando en consideración que el objetivo principal del trabajo es la implementación de una metodología híbrida para sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia.
- Se programa en lenguaje programación Python, subrutinas que permiten realizar los cálculos de autovalores , autovectores y factores de participación para determinar en el dominio de la frecuencia los modos de oscilación que intervienen en posibles condiciones de inestabilidad en el sistema en estudio.

- Mediante el algoritmo MVMO, desarrollado en trabajos previos, se sintoniza los PSS en los sistemas mencionados, del cual se obtiene las constantes de tiempo, de adelanto y atraso, para usarlas en el método del residuo.
- Obtener con el método del residuo las ganancias que permiten a los controladores de sistemas de potencia tener un punto de operación adecuado, todo esto se realiza mediante programación.
- Una vez realizada la sintonización mediante los dos métodos, se aplica el método del residuo para ajustar las ganancias en el sistema real, en caso de no cumplir con el amortiguamiento mínimo establecido del 5%
- Mediante programación Python y DPL se realiza los cálculos anteriores mencionados y mediante un criterio de selección, será aplicado al método de sintonización que tenga mejor amortiguamiento.

## PRUEBAS Y ANALISIS DE RESULTADOS

- Se verifica el correcto funcionamiento del programa, realizando la simulación de los sistemas New England y SNI, donde se puede determinar la validez de la metodología híbrida.
- Mediante distintos escenarios de operación, en cada uno de los sistemas, se determina las condiciones de operación de los PSS.
- Mediante gráficas y tablas de resultados correspondientes, se puede evidenciar la validez de la metodología híbrida.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Estabilidad en Sistemas de Potencia.

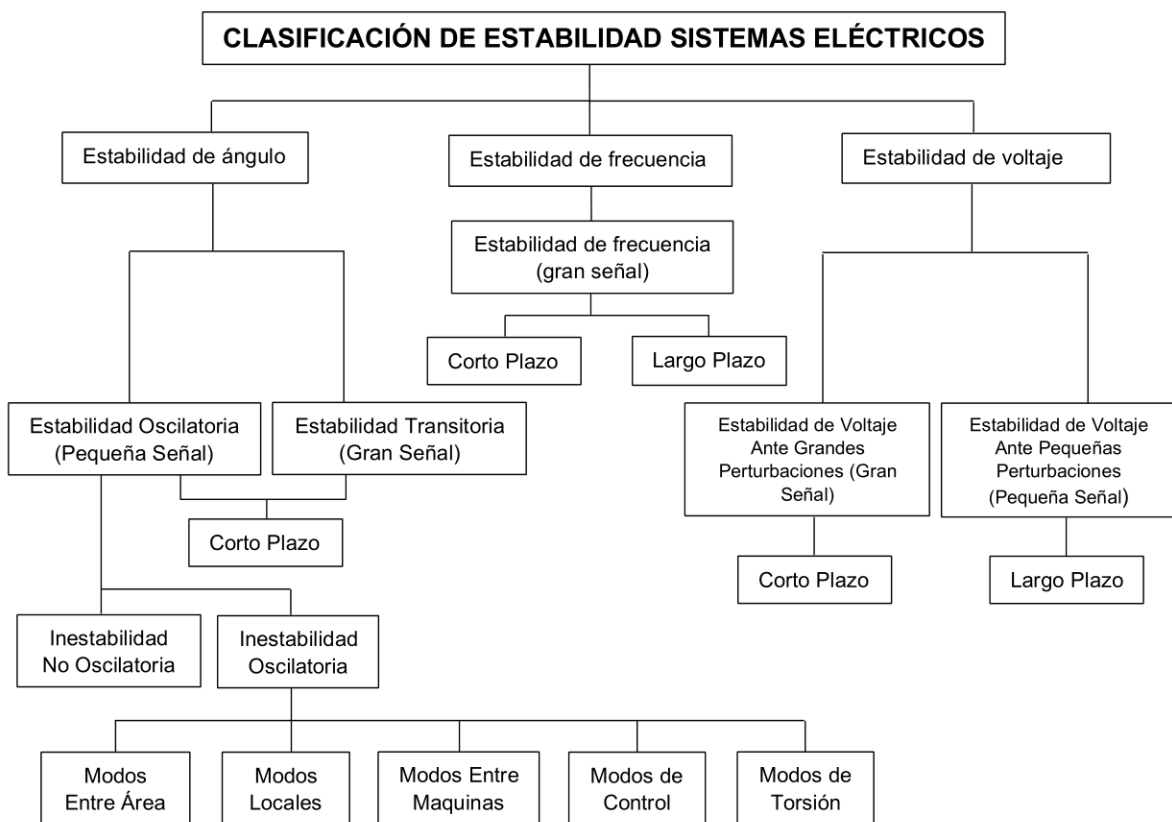
La estabilidad de sistemas de potencia puede ser definida como la habilidad que tiene un sistema eléctrico de mantener el equilibrio luego de ser sometido a una perturbación, con sus variables dentro de los límites normales de operación. Los sistemas eléctricos matemáticamente son altamente no lineales ya que operan en un ambiente de constantes cambios que se produce por variaciones de carga y generación. Cuando son sometidos a perturbaciones, la estabilidad depende de las condiciones iniciales de operación y de la naturaleza de la perturbación. [2]

En base a esta definición se hace una clasificación de los estudios de estabilidad tal como lo muestra la Figura 1.1.

El presente trabajo se enfoca en el estudio de la estabilidad de ángulo de pequeña señal por lo que se hará especial énfasis en sus definiciones y formulaciones matemáticas.

### 1.4.2 Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal también conocida con estabilidad de pequeñas perturbaciones se define como la capacidad de mantener el sincronismo cuando el sistema es sometido a pequeñas perturbaciones. Una perturbación se considera pequeña cuando las ecuaciones que describen el sistema pueden ser linealizadas [4].



**Figura 1.1** Clasificación de Estabilidad [3].

La inestabilidad resultante puede ser de dos formas:

- Incremento continuo del ángulo del rotor por falta de par sincronizante.
- Oscilaciones del rotor de amplitud creciente por falta de par de amortiguamiento.

Actualmente la estabilidad de pequeña señal en su mayoría, es un problema causado por falta de par de amortiguamiento y establecer la siguiente clasificación:

- a) Modos entre áreas: Un grupo de máquinas de un área oscila contra un grupo de otra área, normalmente interconectadas por una línea de transmisión (vinculo débil). Normalmente son oscilaciones en el orden de 0.2 a 0.7 Hz.
- b) Modos locales: Una maquina o planta oscila contra el resto de máquinas en la misma área y son oscilaciones que se localizan en una central eléctrica. El termino local se usa debido a que la oscilación se localiza en una planta o pequeña parte del sistema. Normalmente son frecuencias que oscilan en el orden de 0.8 a 1.8 Hz.
- c) Modos entre maquinas: Unidades de una central oscilando una contra otra, producidas por la interacción de los controles de las maquinas. Sus frecuencias se encuentran en el rango de 1.5 a 3 Hz.
- d) Modos de control: Oscilaciones producidas por los propios sistemas de control de las unidades, ajustadas de forma errónea tales como reguladores de velocidad, reguladores de voltaje, etc. Con frecuencias mayores a 4 Hz.
- e) Modos de torsión: Oscilaciones asociadas al eje de rotación del conjunto turbina-generador, producidas por la interacción de los elementos de potencia de la red como compensadores en serie o controles del sistema HVDC. Su rango de frecuencia esta entre 10 a 46 Hz. [2], [3], [4].

### **1.4.3 Análisis modal**

Los componentes de los sistemas de potencia matemáticamente tienen características altamente no lineales y la teoría que permite el estudio de la estabilidad angular de pequeña señal, está limitada a sistemas muy pequeños. [4]

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal de grandes sistemas se recurre a la técnica de análisis modal, la misma que se puede clasificarse como un método para análisis de sistemas dinámicos, aunque no realiza simulaciones en el tiempo. El método de análisis modal toma como punto de partida la linealización del modelo no lineal del sistema de potencia alrededor de un punto de equilibrio o denominado condición estable, a partir del cual se determina un conjunto de modos que representan la dinámica del sistema linealizado.

Mencionados modos están caracterizados por su frecuencia y amortiguamiento, y se determinan a partir de la matriz de estados del sistema, cuya información es valiosa para saber si un sistema es estable o no.

El análisis modal usa la técnica de autovalores y autovectores para determinar la estabilidad del sistema frente a pequeñas perturbaciones, y como resultado se puede

determinar la necesidad de sistemas de control o en caso de controladores existentes, su sintonización.

#### 1.4.4 Representación de espacio de estados

La modelación de sistemas dinámicos, como un sistema eléctrico, se realiza en base a un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales ordinarias de primer orden de la siguiente manera. [1], [3], [4].

$$\dot{x} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.1)$$

Con:

$n$ : Orden del sistema

$r$ : Número de entradas

$t$ : Tiempo

Si las derivadas de estado no son funciones explícitas del tiempo la Ecuación 1.1, puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1.2)$$

Donde:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Donde  $x$  son las variables de estado,  $\dot{x}$  son las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo,  $u$  contiene las entradas del sistema.

La ecuación que relaciona las entradas, salidas y variables de estado se puede escribir de la siguiente forma [3], [4]:

$$y = g(x, u) \quad (1.4)$$

Donde:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix} \quad (1.5)$$

Se tiene que  $y$  es el vector de salidas y  $g$  es el vector que relaciona las variables de entrada y salida con las variables de estado.



Mediante la linealización de las ecuaciones 1.2 y 1.4 alrededor de un punto de operación y considerando que se produce una pequeña perturbación se tiene:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (1.5)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (1.6)$$

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Con lo cual se tiene:

$\Delta x$ : Vector de estados de dimensión  $n$

$\Delta u$ : Vector de entradas de dimensión  $r$

$\Delta y$ : Vector de salidas de dimensión  $m$

$A$ : Matriz de estado de dimensión  $n \times n$

$B$ : Matriz de entradas o de control de dimensión  $n \times r$

$C$ : Matriz de salidas de dimensión  $m \times n$

$D$ : Matriz de transmisión directa de dimensión  $m \times r$

### 1.4.5 Valores propios

Los valores propios o autovalores se obtienen al resolver la ecuación característica de  $A$

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (1.7)$$

Los autovalores tienen la forma  $\lambda = \sigma + j\omega$  de donde se puede obtener la frecuencia de oscilación (1.8) y el factor amortiguamiento (1.9), y tienen las siguientes propiedades:

- Si la matriz  $A$  es real, los valores propios se presentan en pares conjugados.
- El número de variables de estado del sistema será igual al número autovalores o valores propios.
- Si los autovalores tienen parte real negativa se puede decir que el sistema presenta una respuesta estable.
- Por otro lado, si los autovalores tienen parte real positiva el sistema presenta una respuesta inestable.

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \text{ (Hz)} \quad (1.8)$$

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (1.9)$$

#### 1.4.6 Vectores propios (autovectores)

Para un autovalor  $\lambda_i$ , se obtiene un vector columna  $\Phi_i$  llamado autovector derecho que satisface:

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.10)$$

Para un autovalor  $\lambda_i$ , se obtiene un vector fila  $\Psi_i$  llamado autovector izquierdo que satisface:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.11)$$

Los autovectores derechos e izquierdos son normalizados de tal manera que:  $\Psi_i \Phi_i = 1$

#### 1.4.7 Factores de participación

Para medir la relación entre los modos y las variables de estado se tiene la siguiente relación llamada factores de participación en el cual intervienen los autovectores derechos y autovectores izquierdos [1], [3], [4]:

$$P_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (1.12)$$

Donde:

$\Phi_{ki}$ : Elemento de la  $k$ -ésima fila e  $i$ -ésima columna de  $\Phi$  ó  $k$ -ésima entrada del autovector derecho  $\Phi_i$ .

$\Psi_{ik}$ : Elemento de la  $i$ -ésima fila y  $k$ -ésima columna de  $\Psi$  ó  $k$ -ésima entrada del autovector izquierdo  $\Psi_i$ .

La matriz de participación permite medir el grado de participación de  $k$ -ésima variable de estado en la formación del  $i$ -ésimo modo oscilatorio, también se consigue tener un criterio aceptable de la posible ubicación de PSS's en el sistema de potencia [1], [4].

### 1.4.8 Observabilidad y controlabilidad

Los índices de controlabilidad y observabilidad dan una medida de la efectividad de la señal de control seleccionada (controlabilidad) y la efectividad de la señal de realimentación seleccionada (observabilidad) para el control del modo con amortiguamiento pobre seleccionado [4].

El índice de controlabilidad esta dado por la Ecuación 1.13 [1], [3].

$$B' = \Phi^{-1}B = \Psi B \quad (1.13)$$

Para determinar qué entrada  $j$  del sistema afecta mayoritariamente al modo  $k$ , se define el factor de controlabilidad dado por la ecuación 1.14:

$$B'_{kj} = \Psi(k, :)B(:, j) \quad (1.14)$$

Donde:

$\Psi(k, :)$  corresponde a la  $k$ -ésima fila de la matriz de autovectores izquierdos.

$B(:, j)$  corresponde a la  $j$ -ésima columna de la matriz de controlabilidad.

El índice de observabilidad está dado por la ecuación 1.15. [1], [3]

$$C' = C \Phi \quad (1.15)$$

De igual forma, para determinar qué salida  $i$  contiene más información del modo  $k$ , se define el factor de observabilidad dado por:

$$C'_{kj} = C(i, :)\Phi(:, k) \quad (1.16)$$

Donde:

$\Phi(:, k)$  corresponde a la  $k$ -ésima fila de la matriz de autovectores derechos.

$C(i, :)$  corresponde a la  $i$ -ésima columna de la matriz de observabilidad.

### 1.4.9 Análisis de residuos

A partir de la función de transferencia para un sistema con una entrada y una salida (SISO) se tiene:

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = C[sI - A]^{-1}B \quad (1.17)$$

Asumiendo:  $D = 0$

Sustituyendo se tiene:

$$G(s) = C\Phi\Psi(sI - A)^{-1}\Phi\Psi B = C\Phi[\Phi^{-1}(sI - A)\Psi^{-1}]^{-1}\Psi B \quad (1.18)$$

$$G(s) = C\Phi(sI - \Lambda)^{-1}\Psi B = \frac{C\Phi\Psi B}{s - \lambda} \quad (1.19)$$

En forma compacta se puede escribir como:

$$G_{ij} = \sum_{k=1}^n \frac{C(i, :)\Phi(:, k)\Psi(k, : )B(:, j)}{s - \lambda_k} = \sum_{k=1}^n \frac{R_{ij}}{s - \lambda_k} \quad (1.20)$$

Donde  $R_{ij}$  es el residuo:

$$R_{ij} = C(i, :)\Phi(:, k)\Psi(k, : )B(:, j) \quad (1.21)$$

El residuo evalúa el sistema, relacionando el comportamiento de sus entradas y salidas para un modo en particular. Se define como el producto entre la controlabilidad y observabilidad [2],[7].

Si los factores de observabilidad y controlabilidad son cero entonces el residuo también es cero.

#### 1.4.10 Estabilizadores de sistema de potencia (PSS)

Los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) son dispositivos diseñados para amortiguar los modos electromecánicos producto de pequeñas perturbaciones, esto se logra mediante la incorporación de una componente de torque eléctrico en el rotor del generador sincrónico. La componente de torque eléctrico se puede dividir en una componente en fase con el ángulo (par de sincronización) y una componente en fase con la velocidad (par de amortiguamiento) las dos actúan de manera que se oponen a los cambios de ángulo del rotor o velocidad respectivamente [8], [9].

La estructura de PSS comúnmente usada se presenta en la Figura 1.2, la cual está conformada por un bloque de ganancia, bloques de adelanto-atraso, un filtro washout y un bloque limitador.

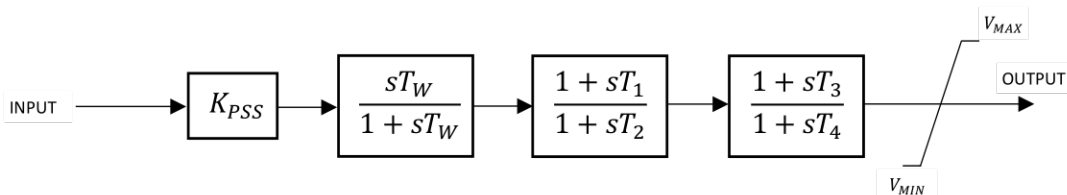


Figura 1.2. PSS convencional [9]

$T_1, T_3$  son las constantes de tiempo de adelanto con valores entre 0.2 y 1.5 segundos.

$T_2, T_4$  son las constantes de tiempo de adelanto con valores entre 0.02 y 0.15 segundos.

$T_W$  es la constante de tiempo de despeje, con valores entre 1 y 20 segundos.

$K_{PSS}$  es la ganancia del estabilizador con valores entre 0.1 y 100.

#### **1.4.11 Algoritmo de Optimización del Mapeo de la Media-Varianza (MVMO)**

Los algoritmos de optimización heurística son técnicas basadas en la búsqueda repetitiva de soluciones dentro de un espacio de posibles soluciones, al tratarse de un proceso estocástico no siempre se garantiza una solución óptima global, sin embargo, las soluciones son suficientemente buenas con tiempos relativamente cortos [12].

Estos algoritmos han sido aplicados para resolver funciones de optimización aplicados al mundo real. Por las características propias de cada problema, la exigencia computacional varía, por lo tanto, se hace necesaria la búsqueda de nuevos algoritmos para que su adaptación al problema sea óptima y con menor esfuerzo de software y hardware. [13]

En [13] se presenta de manera detallada el desarrollo del Algoritmo de Optimización de Mapeo de la Media Varianza (MVMO).

El algoritmo MVMO al igual que otros, basa su procedimiento en la búsqueda sobre la población, mediante técnicas de selección, mutación y cruce tomadas del comportamiento propio de la naturaleza. El MVMO procesa la información mediante la transformación de los genes mutados de la descendencia en función de la Media y Varianza de la mejor población [13].

## **2 METODOLOGÍA**

En el presente capítulo se presenta la metodología propuesta para el cumplimiento de los objetivos planteados:

- a) En esta etapa se realiza una revisión bibliográfica acerca de los métodos de ubicación, sintonización y ajuste de parámetros de los PSS, con el fin de reducir el amortiguamiento de los modos críticos del sistema de potencia. Además, se investiga acerca de métodos de análisis modal para el estudio de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos.

Actualmente existen varios métodos para sintonización de PSS, los cuales son óptimos para solucionar el problema de estabilidad angular asociados a pequeñas perturbaciones, según fuentes bibliográficas. Dentro de estos, se ha seleccionado

los siguientes: Uno heurístico basado en una técnica de mapeo para la cumplir una función objetivo, conocido como algoritmo de Optimización de Mapeo de la Media-Varianza (MVMO) y uno basado en el desplazamiento de la parte real del modo crítico, para que cumpla con un objetivo establecido, conocido como Método del Residuo.

Mencionado objetivo al cual hacen referencia los dos métodos es el amortiguamiento. Este parámetro da una medida de cuan estable es un sistema eléctrico, mientras más alto es este valor el sistema es más estable, por otro lado, en un sistema eléctrico para distintos escenarios y condiciones de operación, este parámetro varía, con lo cual se hace necesario realizar una sintonización adaptiva de los PSS de manera que tenga un comportamiento adecuado frente a los constantes cambios a los que se enfrenta el sistema.

- b) Hipotéticamente se ha definido diferencias entre un sistema simulado y un sistema de potencia real, en relación con: condiciones operativas, perturbaciones, generación, carga y dentro de los cuales también se considera los parámetros que involucran la estabilidad de pequeña señal entre otros. Por tal motivo, se ha planteado una metodología híbrida que combina el algoritmo MVMO y el método del Residuo para ser aplicado tanto a un sistema simulado como a una aproximación de un sistema real, de tal forma que se puede corregir o ajustar los parámetros el PSS.
- c) La metodología híbrida, consiste en aplicar un criterio de selección, sobre los métodos de sintonización planteados, de tal manera que cada uno debe cumplir con ciertas características, para que pueda ser seleccionado en el sistema real definido, con lo cual se habilita la posibilidad de descartar el método que no cumpla.
- d) Para hacer uso de los métodos de sintonización de PSS anteriormente mencionados, es necesario recurrir a herramientas computacionales como: Power Factory de DlgSILENT, en donde se define los sistemas eléctricos en estudio, adicionalmente se carga el algoritmo MVMO en lenguaje DPL (DlgSILENT Programming Language) y se hace uso del cálculo de análisis modal con el fin de obtener la matriz de estados A del sistema; y lenguaje de programación Python, en donde se realiza un conjunto de subrutinas para el cálculo de: autovalores, autovectores derechos e izquierdos, factores de participación residuos y el método del residuo.

Dentro de la metodología se incluye un conjunto de subrutinas desarrolladas en lenguaje de programación Python con extensión (.py), las cuales permiten: la intercomunicación con PowerFactory de forma interactiva y ejecutar cálculos.

Según el nombre de cada archivo se presenta las funciones de cada uno.

1. Uno\_Config.py, el cual permite realizar las siguientes operaciones:
  - a) Selección del escenario de operación del sistema en estudio.
  - b) Activar o desactivar los PSS.
2. Dos\_MVMO.py, realiza las siguientes operaciones:
  - a) Ejecutar algoritmo MVMO en lenguaje DPL desarrollado en trabajos previos.
  - b) Cargar en los PSS, los mejores parámetros de sintonización encontrados por el algoritmo.
3. Tres\_Analisis\_Modal.py, realiza las siguientes acciones:
  - c) Configura los parámetros de salida y directorio donde se guarda la información del análisis modal en los siguientes formatos: Amat.mtl, VariableToldx\_Amat.txt y VariableToldx\_Jacobian.txt, que corresponde a: matriz de estados A, variables de estado del sistema y variables de salida y entrada.
4. Cuatro\_Cálculo\_Residuo.py, que realiza las siguientes operaciones:
  - a) Lectura de la Matriz A, del sistema en estudio.
  - b) Lectura de los archivos: Amat.mtl, VariableToldx\_Amat.txt y VariableToldx\_Jacobian.txt
  - c) Cálculos y sus respectivas graficas de: autovalores (polos), autovectores derechos e izquierdos, factor de participación, controlabilidad, observabilidad y residuos.
5. Cinco\_Metodo\_Residuo.py, realiza las siguientes acciones:
  - a) Cálculo de ganancias Kpss, a partir de los residuos calculados en Cuatro\_Cálculo\_Residuo.py, con los PSS desactivados.
  - b) Exportar ganancias calculadas de los PSS hacia Power Factory
6. Seis\_ajuste.py, realiza las siguientes acciones.

- a) Cálculo con el método del residuo, de las ganancias de ajuste, con los PSS activos.
- b) Exportar las ganancias de ajuste calculadas de los PSS hacia PowerFactory.

Es importante mencionar que para ejecutar cada uno de los archivos con extensión .py, previamente descritos, es necesario cargar en Power Factory: el sistema de potencia motivo de estudio y el algoritmo MVMO desarrollado en lenguaje DPL.

## 2.1 Algoritmo MVMO aplicado a sistemas eléctricos de potencia

El objetivo del MVMO en sistemas eléctricos de potencia, es disminuir las oscilaciones del sistema, en los modos críticos, mediante la obtención de los parámetros de sintonización de los PSS, ya que ha dado resultados óptimos en su ejecución según [12], [13].

El algoritmo MVMO debe ser adaptado al problema e inicializado según los parámetros de interés dentro de los límites establecidos  $[min, max]$ , luego se cumple un proceso iterativo en donde se evalúa la mejor solución mediante el fitness, una vez aplicado los operadores de mutación y cruce. Y finaliza cuando se alcanza la condición objetivo o cuando se termina el número de repeticiones definidas.

Inicialmente se define una posible solución candidata, de las variables de decisión  $x_i$  de manera aleatoria según la ecuación 2.1.

$$x_i^{ini} = x_i^{min} + rand(x_i^{max} - x_i^{min}), \quad i = 1, 2, \dots, D \quad (2.1)$$

Las soluciones candidatas deben ser normalizadas dentro del rango  $[0,1]$ .

El proceso de evaluación del fitness se realiza mediante la aplicación de las variables de decisión, en un modelo matemático para determinar los valores de las restricciones y función objetivo. Luego se genera un archivo solución, en cual es lleno con las soluciones encontradas con el fitness en cada iteración. De este archivo, se calcula la media, función de mapeo y varianza, de las variables de optimización, luego de cada actualización de la tabla, según la ecuación 2.2, 2.3 y 2.4 respectivamente [12].

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j) \quad (2.2)$$

$$s_i = -\ln(v_i) * f_s \quad (2.3)$$

$$\bar{v}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(j) - \bar{x}_i)^2 \quad (2.4)$$

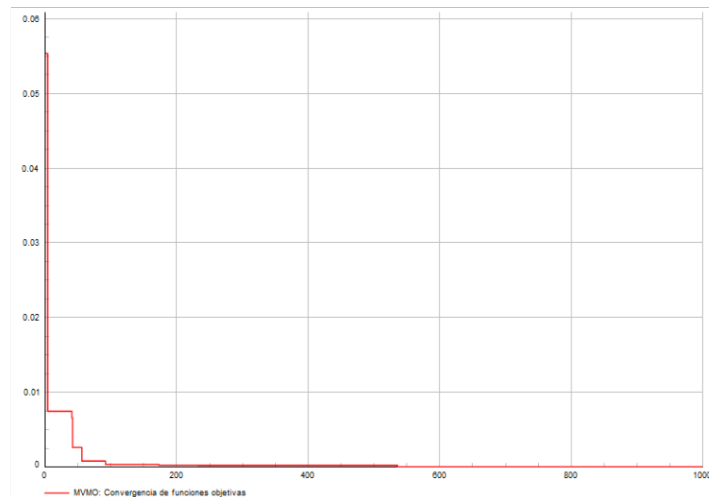


Donde:

$\bar{x}_i$ : corresponde al valor inicializado de  $x_i$  y  $\bar{v}_i$  se establece en 1 para la condición inicial.  $s_i$  es una entrada de la función de mapeo que interviene en la forma de su característica geométrica y  $f_s$  es el factor de escalamiento que controla la función de mapeo y el proceso de búsqueda [12], [13].

De la primera posición del archivo solución se toma el progenitor, del que se genera la primera descendencia, el cual, mediante cruce y mutación se reproducirá una nueva generación para las siguientes iteraciones.

La convergencia de la función objetivo del algoritmo MVMO, se establece en un valor cercano a cero según la Figura 2.1.



**Figura 2.1.** Convergencia del algoritmo.

Un registro detallado sobre el flujograma y demás funciones usadas en el algoritmo MVMO se muestra en [12] y [13].

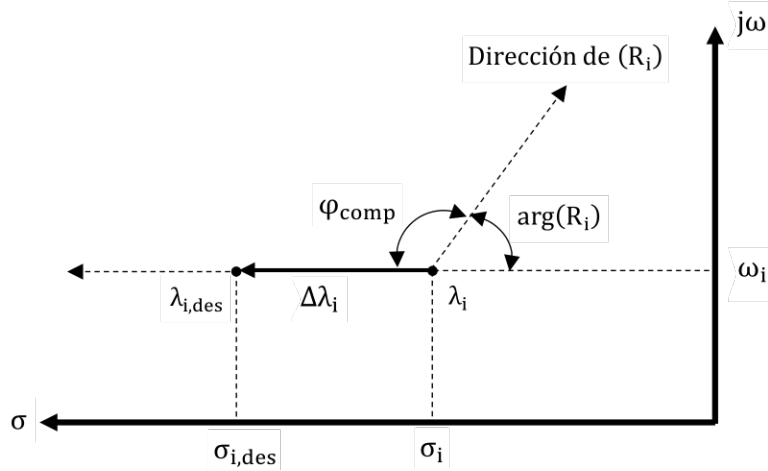
## **2.2 Sintonización de los parámetros del PSS mediante el método del residuo para obtener la ganancia.**

La sintonización de los PSS consiste en determinar sus parámetros de tal forma que se incremente el amortiguamiento de los modos críticos. Esto se logra llevando la parte real del modo crítico  $\lambda_i$  hacia la izquierda del plano complejo.

Este método hace uso de la función de transferencia del controlador usado para amortiguar las oscilaciones de potencia [11] según en la ecuación 2.5.

$$H_{PSS} = K_{PSS} \frac{sT_W}{1 + sT_W} \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \frac{1 + sT_3}{1 + sT_4} \quad (2.5)$$

El residuo está formado por un módulo y ángulo  $[|R_i|, \arg(R_i)]$ , por tanto, puede ser representado en el plano complejo, el ángulo da la dirección y el módulo indica la mayor sensibilidad del modo ante la realimentación de la señal de entrada y salida [11].



**Figura 2.2.** Movimiento del modo crítico  $\lambda_i$  en el plano complejo

Las constantes de tiempo de adelanto ( $T_1=T_3$ ) y atraso ( $T_2 = T_4$ ) pueden calcularse mediante las siguientes expresiones [10]:

$$\Phi_{comp} = 180 - \arg(R_i) \quad (2.6)$$

$$A_c = \frac{1 - \sin\left(\frac{\Phi_{comp}}{2}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\Phi_{comp}}{2}\right)} \quad (2.7)$$

$$T_1 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}} \quad T_2 = \alpha_c T_1 \quad (2.8)$$

De igual forma para el cálculo de la ganancia  $K_{PSS}$ , se tiene la siguiente formulación:

$$\Sigma_{i,des} = -\frac{\xi_{i,des} \omega_i}{\sqrt{1 - \xi_{i,des}^2}} \quad (2.9)$$

$$|\Delta\lambda_i| = |\sigma_i - \sigma_{i,des}| = K_{PSS} |R_i| |H_{PSS}| \quad (2.10)$$

$$K_{PSS} = \frac{|\Delta\lambda_i|}{|R_i| |H_{PSS}|} \quad (2.11)$$

Donde:

$\sigma_{i,des}$ : Parte real del modo cuyo amortiguamiento debe cumplir un amortiguamiento mínimo deseado.

$\xi_{i,des}$ : Razón de amortiguamiento deseada para el modo crítico.

Para el presente trabajo, se hace uso de las constantes de tiempo de adelanto-atraso, obtenidas con el algoritmo MVMO, puesto que, para realizar los ajustes necesarios, la metodología centra su atención en obtener las ganancias de los PSS.

### 2.3 Criterio de selección del método, para realizar el ajuste de ganancias.

El análisis de estabilidad de pequeña señal, haciendo uso del análisis modal, ha sido usado para identificar los modos que tienen relación de amortiguamiento bajos. Cada modo de oscilación, como se mencionó anteriormente viene identificado por una parte real y una parte imaginaria  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ , de donde se puede obtener la relación de amortiguamiento ( $\xi$ ) como lo muestra la ecuación 1.9. Este parámetro es usado para determinar, cual método de sintonización mejora la estabilidad del sistema real en mayor grado.

Para sistemas simulados, se considera que, al ejecutar los métodos de sintonización con el algoritmo MVMO y el residuo, el amortiguamiento del modo crítico cumple con el mínimo establecido, entonces el amortiguamiento de cada método  $\xi_{MVMO}$  y  $\xi_{Residuo}$  puede ser evaluado en el sistema real.

Para un sistema de potencia real, se tiene que el amortiguamiento mínimo establecido a cumplir es  $\xi_{min}$ , que debe ser el mismo amortiguamiento mínimo usando en el sistema simulado, por lo tanto, al aplicar los métodos de sintonización planteados, se seleccionará según los siguientes casos:

1. Si  $\xi_{MVMO} > \xi_{min}$  y  $\xi_{Residuo} > \xi_{min}$

Si  $\xi_{MVMO} > \xi_{Residuo} \rightarrow \xi_{MVMO}$  óptimo, no se necesita ajuste.

Si  $\xi_{Residuo} > \xi_{MVMO} \rightarrow \xi_{Residuo}$  óptimo, no se necesita ajuste.

2. Si  $\xi_{MVMO} < \xi_{min}$  y  $\xi_{Residuo} < \xi_{min}$

Si  $\xi_{MVMO} > \xi_{Residuo} \rightarrow \xi_{MVMO}$  debe ser ajustado con el método del residuo.

Si  $\xi_{Residuo} > \xi_{MVMO} \rightarrow \xi_{Residuo}$  debe ser ajustado con el método del residuo.

3. Si  $\xi_{MVMO} > \xi_{min}$  y  $\xi_{Residuo} < \xi_{min}$

$\xi_{MVMO}$  óptimo, no se necesita ajuste

4. Si  $\xi_{MVMO} < \xi_{min}$  y  $\xi_{Residuo} > \xi_{min}$

$\xi_{Residuo}$  óptimo, no se necesita ajuste.

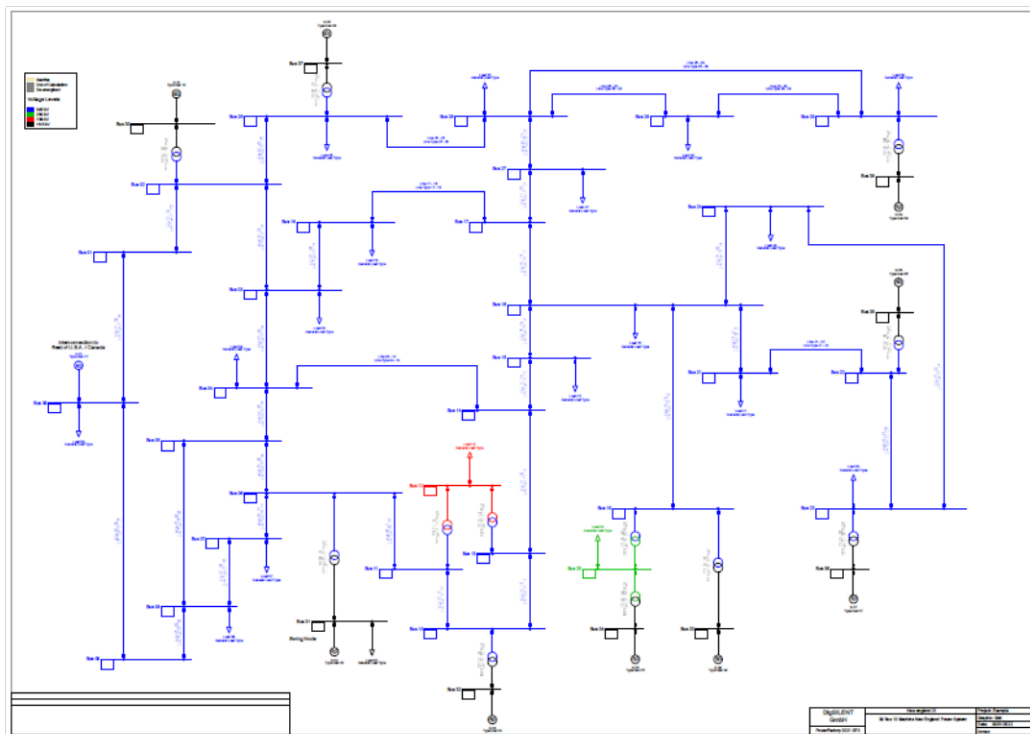
Donde:

$\xi_{MVMO}$ : Relación de amortiguamiento, del modo crítico obtenido con el algoritmo MVMO en el escenario simulado.

$\xi_{Residuo}$ : Relación de amortiguamiento, del modo crítico obtenido con el residuo, en el escenario simulado.

## 2.4 Sistema de 39 barras New England

El diagrama unifilar del sistema de 39 barras New England ha sido usado por diversas ocasiones para realizar distintos tipos de análisis, el mismo que pertenece un sistema de transmisión de alto voltaje del noreste de EE. UU. de la zona de Nueva Inglaterra, el cual está conformado por 39 barras, 10 generadores, 19 cargas, 34 líneas y 12 transformadores, cuya frecuencia nominal es de 60 Hz y opera con un voltaje nominal de 345 kV.



**Figura 2.3.** Diagrama unifilar del sistema de 39 barras New England.

Para empezar con el análisis de pequeña señal para el sistema de 39 barras New England se hacen las siguientes consideraciones:

- Inicialmente se asume, que los estabilizadores del sistema de potencia ya están ubicados según [15], y se muestra en la Tabla 2.1, puesto que el objetivo del trabajo es sintonizar y ajustar PSS's.

**Tabla 2.1.** Generadores que incluyen PSS activos [15]

<b>Generador</b>	<b>PSS</b>
G 05	PSS 5
G 06	PSS 6
G 09	PSS 9
G 10	PSS 10

- La aproximación que se realiza para evaluar el sistema New England como real es, variar generación y carga, en un porcentaje pequeño para no incurrir en un alto margen de error, que se detalla posteriormente en la definición de escenarios de operación.
- En el sistema New England, se realiza el análisis para 3 escenarios de operación: Demanda mínima, Demanda media y Demanda máxima; en donde también se incluye la aproximación del sistema real para los 3 escenarios llamados: Demanda Mínima Real, Demanda Media Real y Demanda Máxima Real.

El coeficiente de amortiguamiento mínimo que se ha definido es de 5%, para evaluar la estabilidad del sistema.

#### 2.4.1 Demanda Mínima New England

En el escenario de demanda mínima, para determinar si hay modos críticos, se ejecuta el cálculo de análisis modal sin incluir PSS y se presenta los resultados de los modos con menor amortiguamiento según la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2.** Análisis modal demanda mínima sin PSS

<b>Sistema de 39 barras New England</b>				
<b>Modos: Demanda Mínima sin PSS</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00026	-0.597337	7.310467	1.163497	8.143841
00027	-0.597337	-7.310467	1.163497	8.143841
00044	-0.839596	7.875182	1.2533742	10.60121
00045	-0.839596	-7.875182	1.2533742	10.60121

En la Tabla 2.2, se puede evidenciar que para esta condición de demanda no existen modos con relación de amortiguamiento menor al 5%, por tanto, el sistema es estable. De

igual forma en la Figura 2.4, se puede ver en el plano complejo, que no hay modos al lado derecho de la pendiente que representa el amortiguamiento ( $\xi=5\%$ ).

Puesto que no existen modos críticos en la condición de demanda mínima, no es necesaria una sintonización de los dispositivos de control PSS.

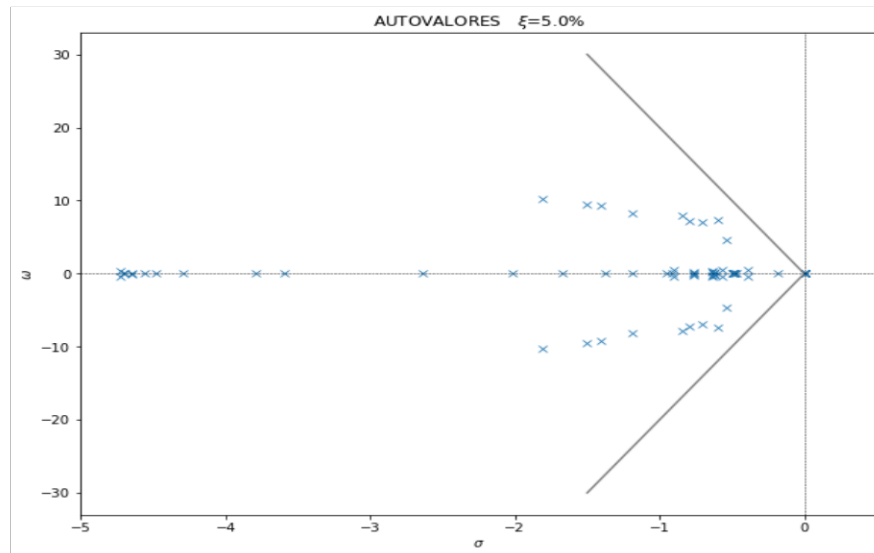


Figura 2.4. Modos o autovalores para demanda mínima sin PSS.

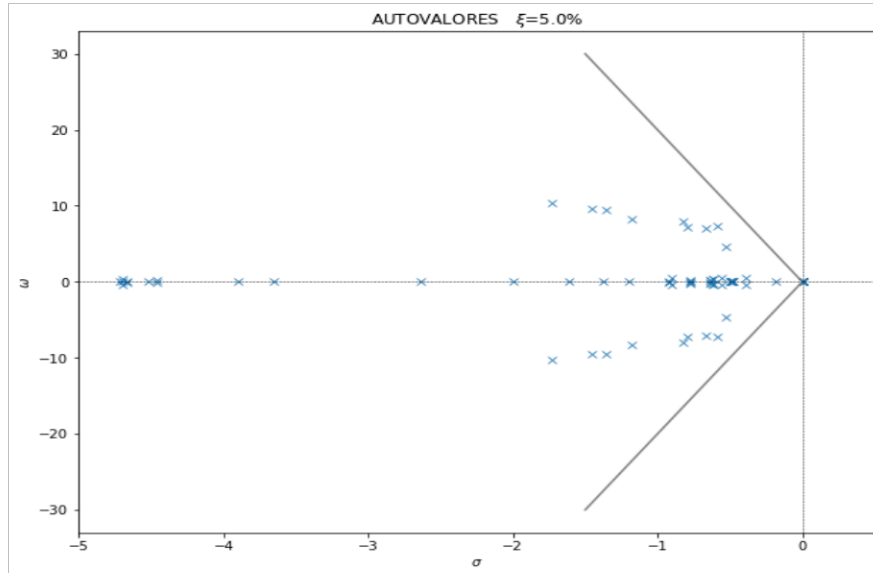
### 2.4.2 Demanda mínima real New England.

El siguiente paso es realizar una primera aproximación para crear escenario de demanda mínima real, en donde se ha incrementado 10% en generación y carga, en relación con el escenario de demanda mínima y marcar una diferencia con un escenario simulado y se procede con el análisis modal para el cálculo de los modos como se muestra en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Análisis modal demanda mínima real sin PSS

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Mínima Real sin PSS				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00026	-0.587539	7.296228	1.161230	8.026665
00027	-0.587539	-7.296228	1.161230	8.026665
00036	-0.663849	7.014234	1.116350	9.422218
00037	-0.663849	-7.014234	1.116350	9.422218

En la Tabla 3, se puede ver que, para la condición de demanda mínima real, no existen modos críticos, por lo tanto, el sistema es amortiguado. En la Figura 2.5, se presenta gráficamente la no existencia de modos con amortiguamiento menor al 5%.



**Figura 2.5.** Modos o autovalores para demanda mínima real sin PSS.

En los escenarios de Demanda Mínima y Demanda Mínima Real, los modos con el menor amortiguamiento que corresponden a: 8.143% y 8.026% respectivamente para el Modo 26, cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido, por lo tanto, no es necesario realizar un ajuste.

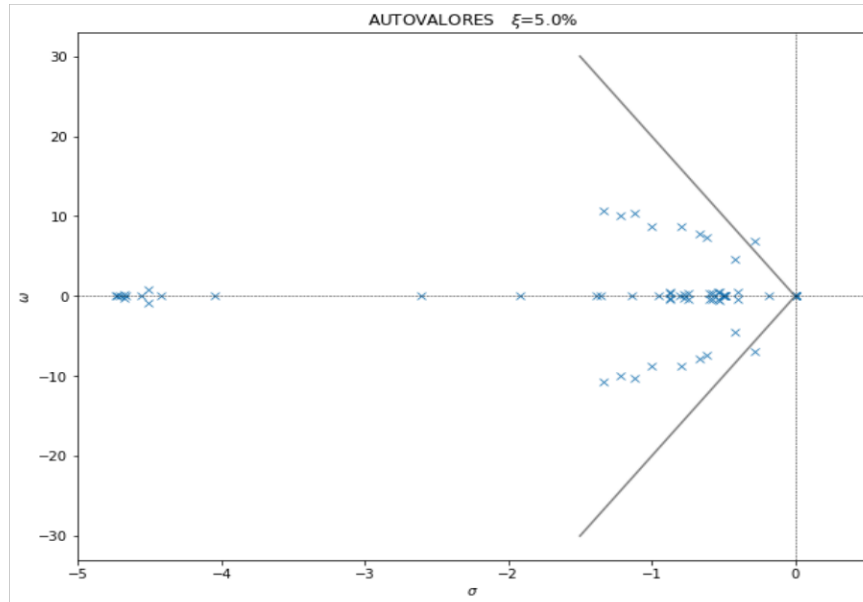
### 2.4.3 Demanda Media New England.

En el escenario de demanda media, para determinar si hay modos críticos, se ejecuta el cálculo de análisis modal sin incluir PSS y se presenta los resultados de los modos con menor relación de amortiguamiento según la Tabla 2.4.

**Tabla 2.4.** Análisis modal demanda media sin PSS

<b>Sistema de 39 barras New England</b>				
<b>Modos: Demanda Media sin PSS</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00012	-0.28340	6.94667	1.105597	4.07634
00013	-0.28340	-6.94667	1.105597	4.07634
00034	-0.61560	7.33067	1.166713	8.368242
00035	-0.61560	-7.33067	1.166713	8.368242

En la Tabla 2.4, se puede ver que para esta condición de demanda existe un modo local (12-13) según su frecuencia de amortiguamiento, menor al 5%, por tanto, el sistema es poco amortiguado. En la Figura 2.6, se puede ver gráficamente que existe un modo oscilatorio al lado derecho de la pendiente, que representa el amortiguamiento ( $\xi=5\%$ ).



**Figura 2.6.** Modos o autovalores para demanda media sin PSS.

Ahora que se tiene identificado el modo crítico, el siguiente paso es activar los PSS que se indican en la Tabla 2.1.

Como consecuencia de incluir los PSS en el sistema de potencia, el número de variables de estado del sistema aumenta y con ello la matriz de estados A incrementa su dimensión.

#### 2.4.4 Demanda Media New England con PSS activos y algoritmo MVMO.

En la Tabla 2.5, se presenta los resultados al ejecutar el algoritmo MVMO, en donde se evidencia que no existen modos con amortiguamiento menor al 5% cumpliendo así la función objetivo propia del algoritmo heurístico.

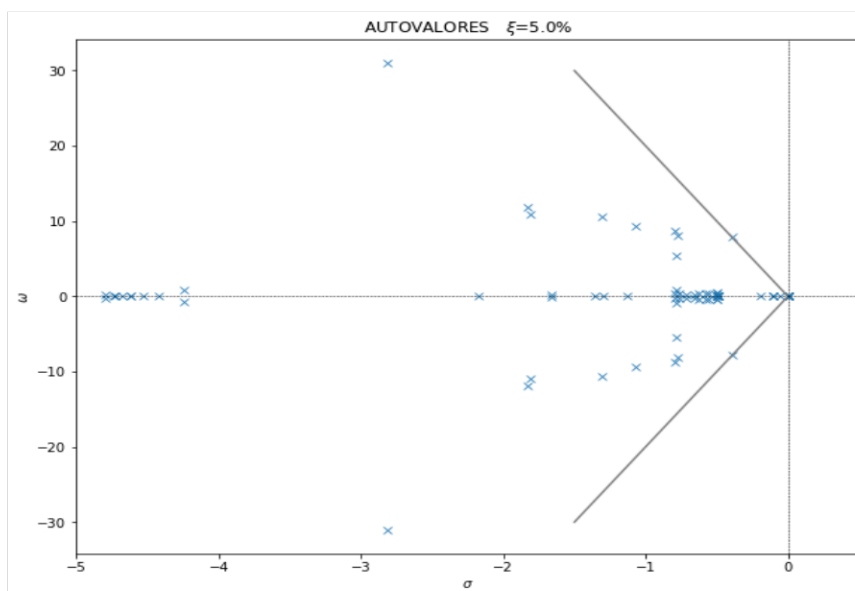
**Tabla 2.5.** Análisis modal demanda media con PSS y MVMO

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Media con PSS y algoritmo MVMO				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00016	-0.39447	7.878934	1.25397	5.00043
00017	-0.39447	-7.87893	1.25397	5.00043
00042	-0.77226	8.088164	1.287271	9.50478



00043	-0.77226	-8.08816	1.287271	9.50478
-------	----------	----------	----------	---------

En la Figura 2.7, se puede ver gráficamente en el plano complejo que, para esta condición de demanda, no hay modos con amortiguamiento menor al 5% por lo que es un sistema amortiguado.



**Figura 2.7.** Modos o autovalores para demanda media con PSS y MVMO.

Al ejecutar el algoritmo heurístico, los parámetros de los PSS, mueven de manera aleatoria a los modos, por lo tanto, no necesariamente se tienen los mismos modos antes y después de ejecutar el algoritmo MVMO como se ve en las Tablas 2.4 y 2.5.

En la Tabla 2.6, se presentan los valores de las ganancias y constantes de tiempo de adelanto y retraso, luego de ejecutar el algoritmo MVMO, para el escenario de demanda media.

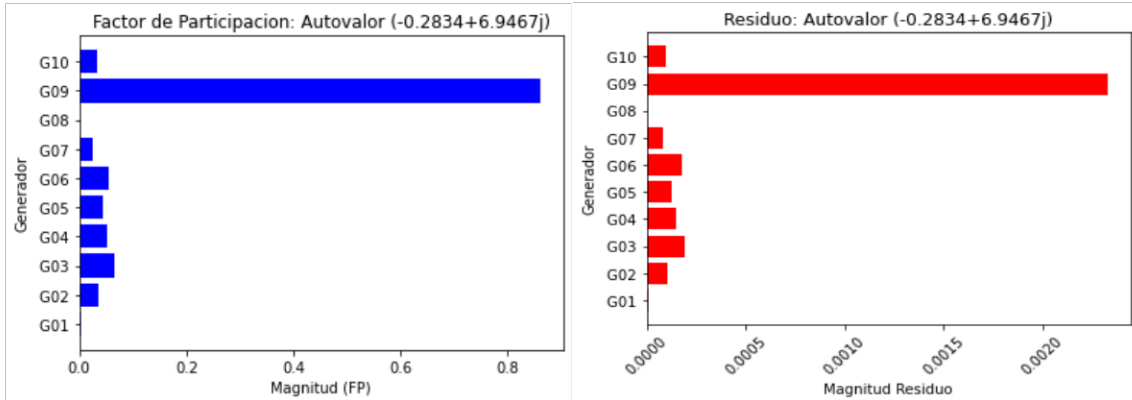
**Tabla 2.6.** Parámetros de sintonización de PSS con el algoritmo MVMO.

PSS	K <sub>pss</sub>	T <sub>w</sub>	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>3</sub>	T <sub>4</sub>
PSS 5	36.469	10	0.05284	0.02247	0.05857	0.00517
PSS 6	35.866	10	0.12119	0.01122	0.02601	0.00999
PSS 9	84.749	10	0.12186	0.02161	0.16608	0.01324
PSS 10	80.801	10	0.03730	0.34809	0.14164	0.01054

#### 2.4.5 Cálculo de ganancias con el residuo.

Para el cálculo de las ganancias con el residuo, primeramente, se toma las constantes de tiempo obtenidas con el algoritmo MVMO, y se desactivan los PSS. Al ejecutar el archivo Cuatro\_Calculo\_Residuo.py se obtiene la magnitud del residuo, asociado al generador que

aporta en mayor medida en la formación del modo crítico. En la Figura 2.8, se muestra los factores de participación y residuos asociados al modo inestable.



**Figura 2.8.** Factores de participación y residuos asociados al modo crítico.

En la Figura 2.8, se puede ver que el generador G09 tiene mayor magnitud, por lo tanto, se usa su residuo para el cálculo de la ganancia. Al ejecutar el archivo Cinco\_Metodo\_Residuo.py se calcula la ganancia  $K_{pss}$  y se carga en el PSS. Luego se realiza el análisis modal para verificar su respuesta obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 2.7.

**Tabla 2.7.** Parámetros de sintonización del PSS, residuo.

PSS	$K_{pss}$	$T_w$	T1	T2	T3	T4
PSS 5	33.5406	10	0.05284	0.02247	0.05857	0.00517
PSS 6	24.98856	10	0.12119	0.01122	0.02601	0.00999
PSS 9	19.2639	10	0.12186	0.02161	0.16608	0.01324
PSS 10	40.53348	10	0.03730	0.34809	0.14164	0.01054

Según la Tabla 2.4, al tratarse de un modo local, cuya frecuencia de amortiguamiento es 1.105 Hz y su amortiguamiento es 4.0763%, el PSS del G09, cuya participación es mayor, será el encargado de llevar al modo a la zona segura e incrementar su amortiguamiento, tal como lo muestra la Tabla 2.8.

**Tabla 2.8.** Análisis modal demanda media con PSS y método del residuo

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Media con PSS y método del residuo				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00028	-0.517070	7.654358	1.218229	6.739884
00029	-0.517070	-7.65436	1.218229	6.739884
00046	-0.792419	8.700344	1.384703	9.070364
00047	-0.792419	-8.70034	1.384703	9.070364

## 2.4.6 Demanda Media Real New England.

En el escenario de demanda media real, se varía la generación en un 10%, con respecto a demanda media, de tal manera que se aproxima a un sistema real. Con el fin de verificar el funcionamiento de los parámetros obtenidos con el algoritmo MVMO y el Residuo. En la Tabla 2.9, se presenta los modos con menor amortiguamiento, luego de ejecutar el análisis modal con los parámetros del MVMO y el Residuo.

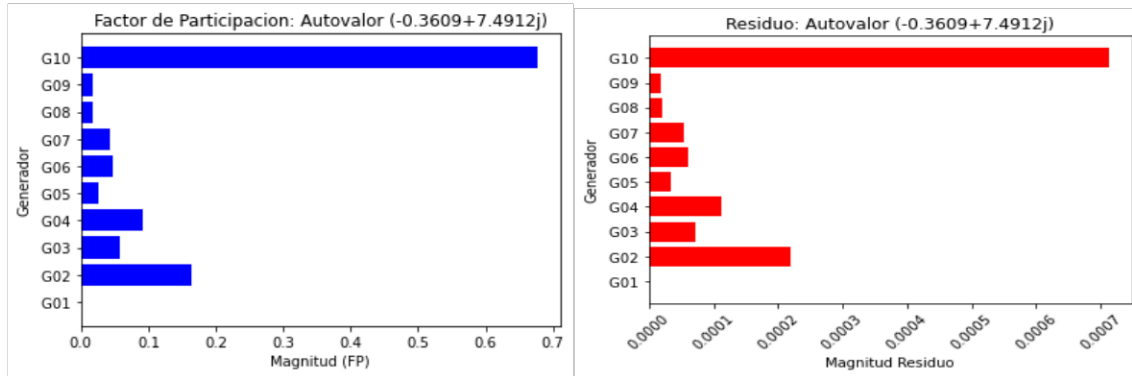
**Tabla 2.9.** Análisis modal demanda media real con PSS y método del residuo.

<b>Sistema de 39 barras New England</b>					
<b>Modos: Demanda Media Real con MVMO y método del residuo</b>					
<b>METODO</b>	<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortig. [Hz]</b>	<b>Relación de Amortig. [%]</b>
<b>MVMO</b>	00039	-0.72437	8.259827	1.254464	1.926202
	00040	-0.72437	-8.25983	1.254464	1.926202
<b>Residuo</b>	00016	-0.38175	7.91178	1.259199	4.819436
	00017	-0.38175	-7.91178	1.259199	4.819436

Para los dos métodos aplicados, se evidencia según la Tabla 2.9, que, al llevarlos a una aproximación de un sistema real, no se cumple con el amortiguamiento del 5%.

De los dos métodos se establece que, al aplicar el criterio de selección, el mejor rendimiento tiene el Residuo, por lo que presenta un valor de amortiguamiento mayor, que el obtenido con el MVMO, por lo tanto, los parámetros de sintonización del residuo serán seleccionados para realizar el ajuste.

Para que los parámetros del PSS puedan ser llevados a la realidad, se necesita realizar un ajuste y esto se logra mediante el método del residuo, en donde primeramente se evalúa cual es el generador que aporta en mayor medida en la formación de este modo. Según la Figura 2.9, se ve que el generador G10 es el que más aporta en la formación del modo con bajo amortiguamiento.



**Figura 2.9.** Factores de participación y residuos asociados al modo crítico escenario de demanda media real.

Para el cálculo de la ganancia de ajuste, se debe seleccionar los parámetros de sintonización del residuo y activar los estabilizadores de sistemas de potencia. A partir del análisis modal, se obtiene la matriz A, que incluye la influencia de los PSS sobre el sistema, mediante la cual se calcula los residuos que se presentan en la Figura 2.9.

El ajuste se logra al ejecutar el archivo Seis\_Ajuste.py.

Los parámetros obtenidos junto con los modos se presentan en el apartado de resultados.

### 2.4.7 Demanda Máxima New England.

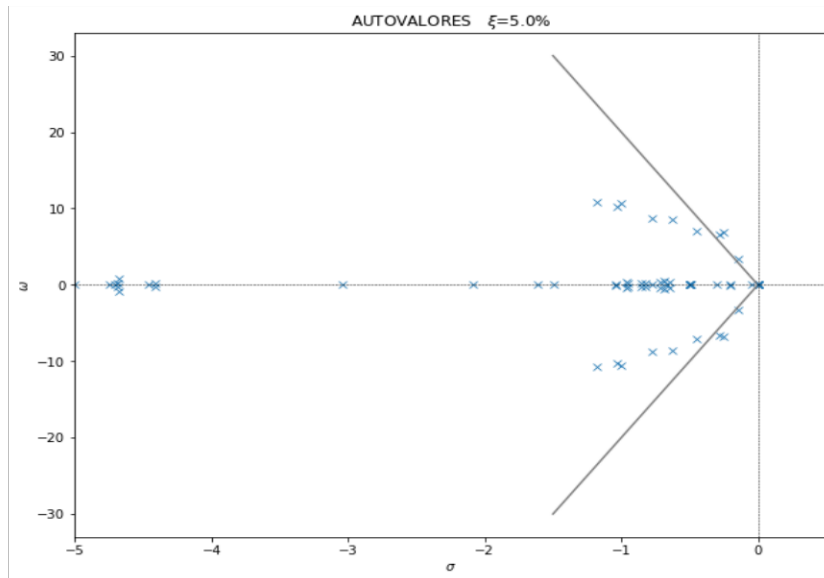
Al igual que en el escenario de demanda mínima y media, para determinar si existe modos críticos, se ejecuta un análisis modal sin incluir PSS y se presenta los resultados de los modos con menor relación de amortiguamiento según la Tabla 2.13.

**Tabla 2.13.** Análisis modal demanda máxima sin PSS

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Máxima sin PSS				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00015	-0.1433	3.34664	0.53263	4.2779
00016	-0.1433	-3.34664	0.53263	4.2779
00019	-0.25064	6.8475	1.08981	3.65780
00020	-0.25064	-6.8475	1.08981	3.65780
00021	-0.28475	6.5859	1.04818	4.31955
00022	-0.28475	-6.5859	1.04818	4.31955

Se puede ver que para esta condición de demanda existe un modo interáreas y dos modos locales, con relación de amortiguamiento menor al 5%, por tanto, el sistema es pobremente

amortiguado. En la Figura 2.10, se puede ver gráficamente, los modos críticos en el plano complejo, al lado derecho de la pendiente, que representa el amortiguamiento ( $\xi=5\%$ ).



**Figura 2.10.** Modos o autovalores para demanda máxima sin PSS.

#### 2.4.8 Demanda Máxima con PSS activos y algoritmo MVMO

Una vez identificados los modos críticos según la Tabla 2.13, de igual forma que en demanda media, se activa los PSS y se ejecuta el algoritmo MVMO para obtener los parámetros de sintonización, para amortiguar al sistema según la tabla 2.14

**Tabla 2.14.** Parámetros de sintonización de PSS con el algoritmo MVMO.

PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS 5	53.8762	10	0.127482	0.016554	0.028666	0.006275
PSS 6	17.07279	10	0.061771	0.005895	0.053742	0.004012
PSS 9	86.57304	10	0.070257	0.016044	0.159028	0.050602
PSS 10	15.33406	10	0.25892	2.54627	0.190141	0.01427

En la Tabla 2.15, se puede ver que al ejecutar el algoritmo MVMO, para este escenario de operación, todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido.

**Tabla 2.15.** Análisis modal demanda máxima sin PSS

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Máxima con PSS y algoritmo MVMO				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00020	-0.3371	6.733455	1.07166262	5.000012
00021	-0.3371	-6.73345	1.07166262	5.000012

00039	-0.64094	8.627746	1.37314844	7.408422
00040	-0.64094	-8.62775	1.37314844	7.408422

En la Figura 2.11, se presenta gráficamente en el plano complejo, los modos luego de realizar el cálculo de análisis modal, en donde, el modo con amortiguamiento del 5%, se posiciona sobre la recta.

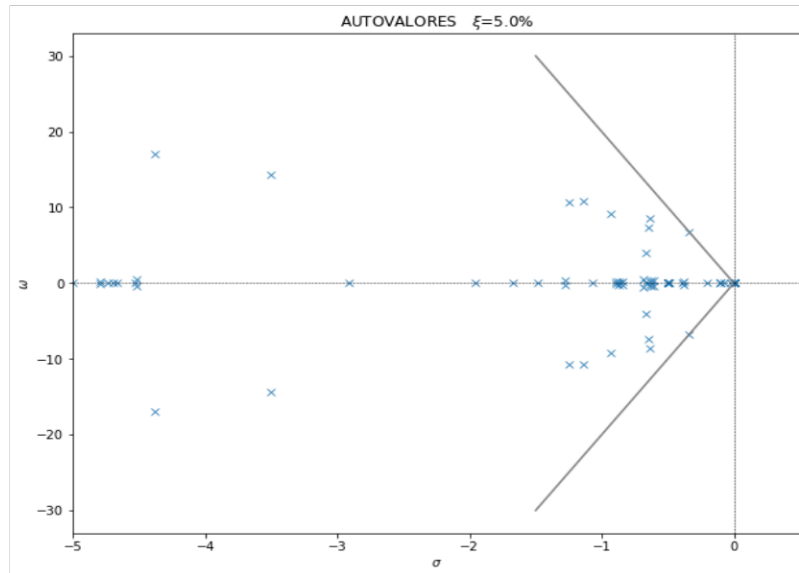


Figura 2.11. Modos o autovalores, demanda máxima con el MVMO.

### 2.4.9 Cálculo de las ganancias con el residuo demanda máxima

Para el cálculo de las ganancias con el residuo, se toma las constantes de tiempo adelanto-atraso obtenidas con el algoritmo MVMO, y se desactivan los PSS. En la Figura 2.12, se muestra los factores de participación y residuos asociados al modo inter-área, donde el generador G01 aporta mayormente en la formación del modo según el residuo.

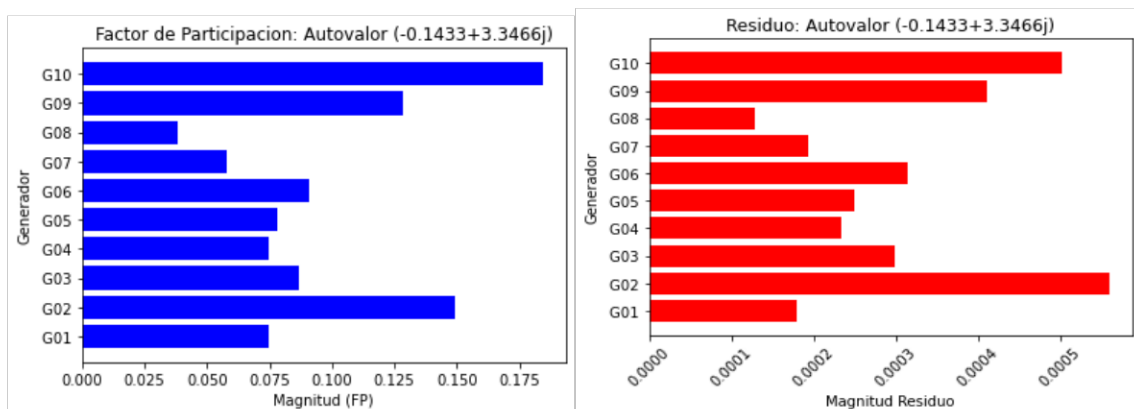
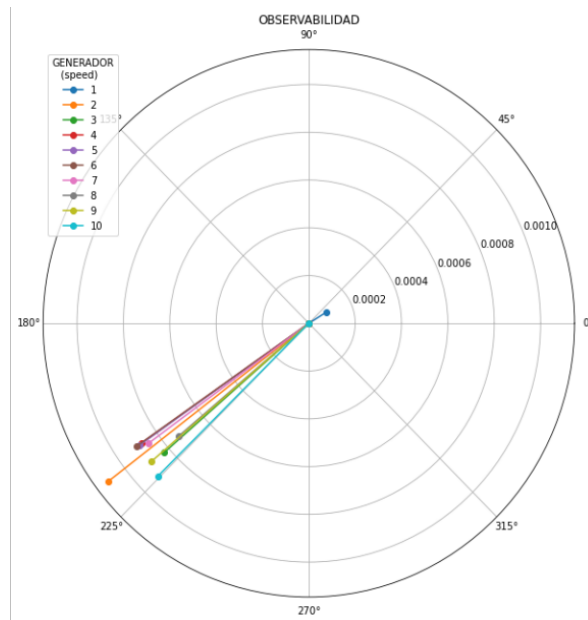


Figura 2.12. Factor de participación y residuos modo inter-área.

Puesto que, en el sistema en estudio no se considera hacer uso del PSS asociado al generador G01, el cálculo del residuo se realiza con el aporte de los generadores G05, G06, G09 y G10.

Los modos inter-área son formados por la interacción de varios generadores, de diferentes áreas, por lo tanto, se identifica a través del grafico de fasores de observabilidad, cuáles son las áreas que se forman.

En la Figura 2.13, se identifica que para el modo inter-área  $(-0.1433+3.3466j)$  y su respectivo conjugado, se forma 4 áreas, dentro de las cuales se observa que el generador G01, que representa la interconexión con EE. UU. y Canadá, forma un área representativa que oscila en contra del sistema New-England.



**Figura 2.13.** Gráfico de observabilidad del modo inter-área.

Una vez ejecutado el archivo Cinco\_Metodo\_Residuo.py, se obtiene las ganancias  $K_{pss}$ , asociadas a los generadores que participan en la formación del modo. En la Tabla 2.16, se observa que las ganancias de todos los PSS varía, ya que se trata de un modo inter-área.

**Tabla 2.16.** Parámetros de sintonización (ganancia) del PSS con el Residuo.

PSS	$K_{pss}$	$T_w$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$T_4$
PSS 5	30.03394	10	0.127482	0.016554	0.028666	0.006275
PSS 6	23.72417	10	0.061771	0.005895	0.053742	0.004012
PSS 9	18.28154	10	0.070257	0.016044	0.159028	0.050602
PSS 10	9.871867	10	0.25892	2.54627	0.190141	0.01427

Con los resultados de la Tabla 2.16, se activa los PSS y se realiza el cálculo de análisis modal, para ver cuál es el comportamiento de las ganancias en el escenario de demanda máxima y en la Tabla 2.17, se presenta los modos con menor amortiguamiento.

**Tabla 2.17.** Análisis modal demanda máxima PSS y residuo.

<b>Sistema de 39 barras New England</b>				
<b>Modos: Demanda Máxima con PSS y Residuo</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00022	-0.34503	6.710614	1.0680274	5.134844
00023	-0.34503	-6.71061	1.0680274	5.134844
00037	-0.64178	8.623767	1.3725152	7.421523
00038	-0.64178	-8.62377	1.3725152	7.421523

En la Tabla 2.16, se evidencia que, al ejecutar el análisis modal con las ganancias obtenidas con el residuo, todos los modos críticos se desplazan hacia la zona de amortiguamiento mayor al 5%.

#### 2.4.10 Demanda Máxima Real New England

En el escenario de demanda máxima real, se varia generación y carga, con respecto a demanda máxima, de tal manera que se aproxima a un sistema real. El objetivo es verificar el funcionamiento de los parámetros obtenidos con el algoritmo MVMO y el residuo. En la Tabla 2.17, se presenta los modos críticos, luego de ejecutar el análisis modal con los parámetros del MVMO y el Residuo.

**Tabla 2.17.** Análisis modal, demanda máxima real con PSS y residuo.

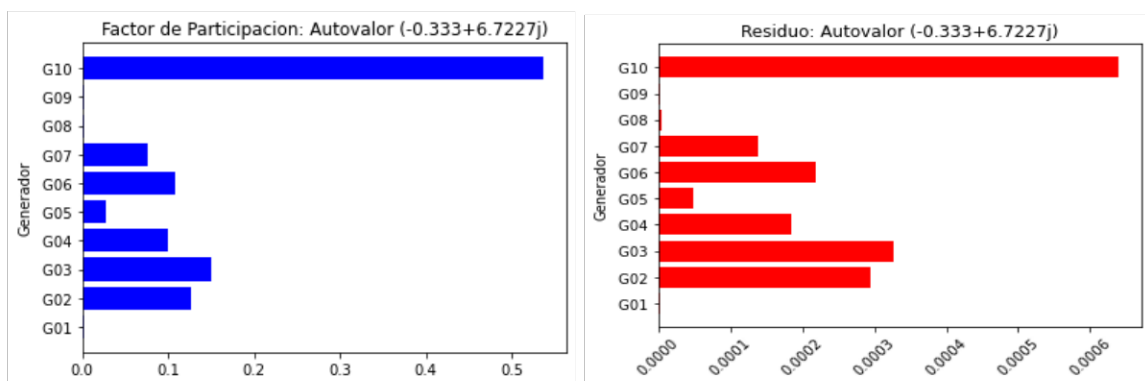
<b>Sistema de 39 barras New England</b>					
<b>Modos: Demanda Máxima Real con MVMO y residuo</b>					
<b>METODO</b>	<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
<b>MVMO</b>	0017	-0.33295	6.7227	1.0699	4.94657
	0018	-0.33295	-6.7227	1.0699	4.94657
<b>RESIDUO</b>	0019	-0.33018	6.67033	1.0616	4.94392
	0020	-0.33018	-6.67033	1.0616	4.94392

En la Tabla 2.17, se puede ver que los modos obtenidos con el algoritmo MVMO y residuo, no cumplen con el amortiguamiento del 5%, por lo tanto, es necesario realizar el ajuste para que los modos incrementen su amortiguamiento.



De los dos métodos se establece, según el criterio de selección del método, que el mejor rendimiento tiene el algoritmo MVMO, por lo que presenta un valor de amortiguamiento mayor que el obtenido con el residuo, por lo tanto, el algoritmo heurístico, será seleccionado para realizar el ajuste.

Para que los parámetros del PSS puedan ser llevados a la realidad, se necesita realizar un ajuste y esto se logra mediante el método del residuo, en donde primeramente se evalúa cual es el generador que aporta en mayor medida en la formación del modo. Según la Figura 2.14, se ve que el generador G10, tiene mayor participación en la formación del modo con bajo amortiguamiento.



**Figura 2.14.** Factores de participación y residuos asociados al modo crítico.

Para el cálculo de la ganancia de ajuste, se debe seleccionar los parámetros de sintonización del algoritmo MVMO y activar los estabilizadores de sistemas de potencia,

A partir del análisis modal, se obtiene la matriz A, que incluye la influencia de los PSS sobre el sistema, mediante la cual se calcula los residuos.

El ajuste se logra al ejecutar el archivo Seis\_Ajuste.py, donde se carga los resultados de ganancias de ajuste en Power Factory y se realiza el cálculo de análisis modal.

Los parámetros de sintonización y modos obtenidos se presentan en el apartado de resultados.

## 2.5 Aplicación de la metodología al Sistema Nacional Interconectado.

Para validar la metodología propuesta, se realiza el análisis en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), el mismo que se encuentra dividido por zonas, según la ubicación geográfica, estas son: Zona Santa Rosa – Totoras, Zona Quito, Zona Santo Domingo-Quevedo, Zona Molino, Zona Salitral y Zona Pascuales.

Además, el sistema cuenta con interconexiones internacionales con Colombia y Perú, modelados mediante equivalentes dinámicos para la evaluación del SNI [16].

La razón de amortiguamiento mínima establecida para evaluar el sistema es de 5%.

Los escenarios de operación seleccionados son P03, P12 y P19, que corresponden a demanda mínima, demanda media y demanda máxima, y para la aplicación de la metodología se establece que los escenarios reales son P05, P14 y P21, denominados P03R, P12R y P21R, que corresponden a demanda mínima real, demanda media real y demanda máxima real respectivamente.

### 2.5.1 Caracterización de los escenarios del SNI.

Según las condiciones operativas de demanda y despacho, cada escenario cuenta con distintos generadores activos. En el Anexo I, se muestra la tabla de los generadores activos marcados con “x”, para los escenarios de demanda seleccionados.

El componente desarrollado, como se mencionó anteriormente, parte de estabilizadores de sistemas de potencia ubicados, por lo tanto, para el Sistema Nacional Interconectado se hace uso de los PSS determinados en [17], los cuales se resume junto con los generadores asociados según la Tabla 2.18.

**Tabla 2.18.** Generadores y PSS seleccionados.

<b>GENERADOR</b>	<b>PSS</b>
G_HEMB_DPER_U1	PSS_42_DPR1
G_HEMB_PAUT_U5	PSS_08_Paute_1_10
CM_HEMB_SOPL_U1	PSS_13_Sopl_1_3
G_TTGA_MAC1_U2	PSS_17_MACH2
G_TTGA_MAC2_TM2	PSS_19_MACH_II
G_TTVA_GZEV_TV3	PSS_29_TV3
G_HPAS_AGOY_U1	PSS_30_Ago1
G_HPAS_CCS_U1	PSS_32_CCS_1_4
G_HPAS_SFRA_U2	PSS_37_SF2

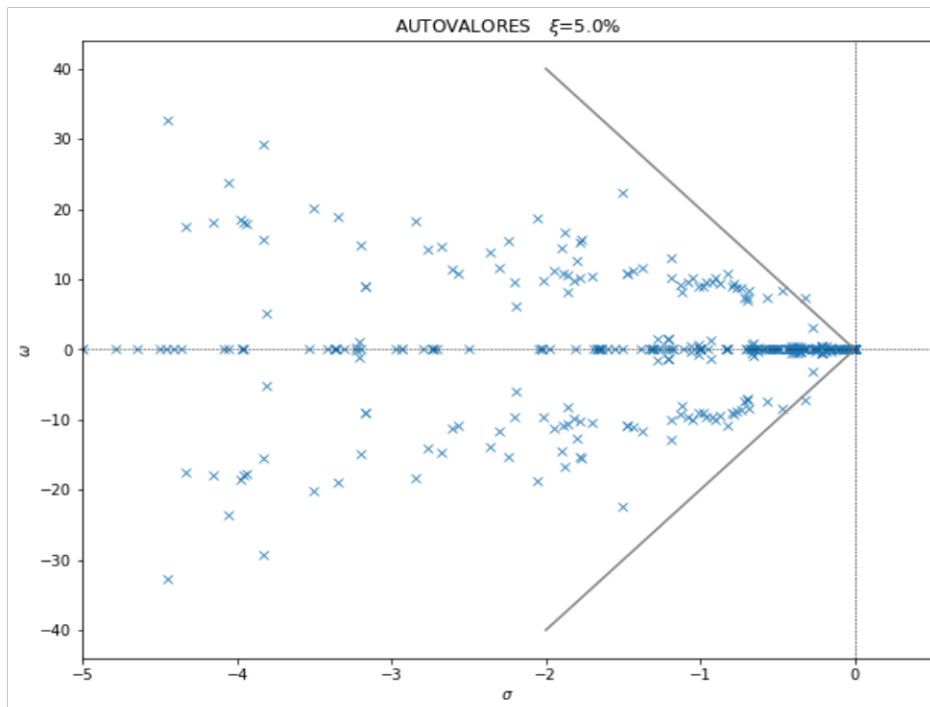
### 2.5.2 Demanda mínima (P03)

En el escenario de demanda mínima, para verificar si existen modos críticos, se realiza el cálculo de análisis modal, sin incluir los PSS y en Tabla 2.19, se muestra los modos con menor amortiguamiento obtenidos.

**Tabla 2.19.** Análisis modal SNI demanda mínima (P03) sin PSS

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Mínima P03 sin PSS</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00100	-0.32072	7.302341	1.162203	4.387907
00101	-0.32072	-7.302341	1.162203	4.387907
00138	-0.47196	8.430150	1.3417002	5.589823
00139	-0.47196	-8.430150	1.3417002	5.589823

En la Tabla anterior, se puede ver que hay un modo con amortiguamiento menor al 5%, y por su frecuencia se clasifica dentro de los modos locales. En la Figura 2.15, se presenta los modos en el plano complejo, asociados al escenario de demanda mínima P03 sin PSS.



**Figura 2.15.** Modos para demanda mínima P03 sin PSS.

En la Figura 2.16, se puede observar la presencia del modo poco amortiguado al lado derecho de la pendiente, que representa el amortiguamiento del 5%. Por lo tanto, para este modo se realiza el cálculo de los factores de participación y residuos de los generadores que aportan en mayor medida, en la formación de este modo.

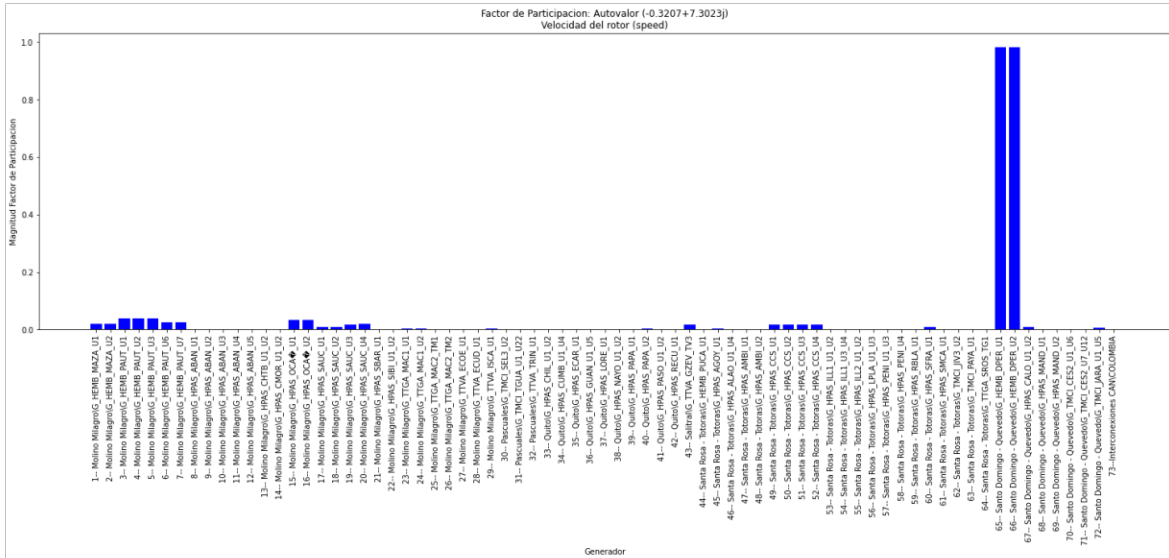


Figura 2.17. Factores de participación asociados al modo crítico.

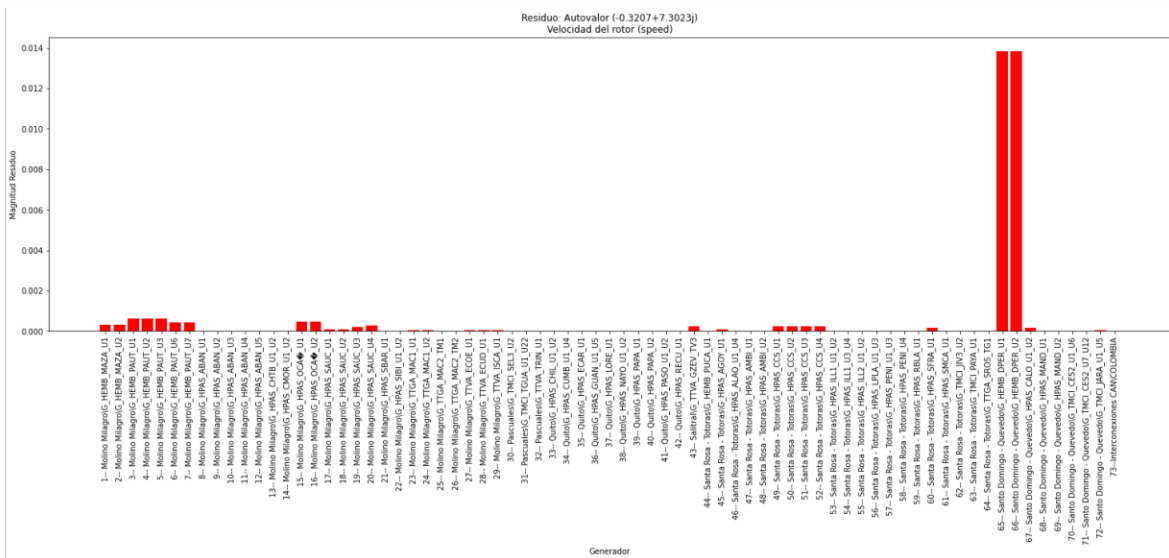


Figura 2.18. Residuos asociados al modo crítico.

En la Figura 2.17 y 2.18, se evidencia que los generadores que aportan en mayor medida para la formación del modo crítico son, las unidades 1 y 2 de la central Daule-Peripa, correspondientes a la Zona Santo Domingo.

### 2.5.3 Demanda Mínima (P03) con PSS activos y algoritmo MVMO

Una vez identificados los modos críticos, se ejecuta el algoritmo heurístico para obtener los parámetros de sintonización de los PSS para este escenario de demanda.

En la Tabla 2.20, se presenta los parámetros de sintonización de los PSS, luego de ejecutar el algoritmo MVMO.

**Tabla 2.20.** Parámetros de sintonización de PSS con el algoritmo MVMO.

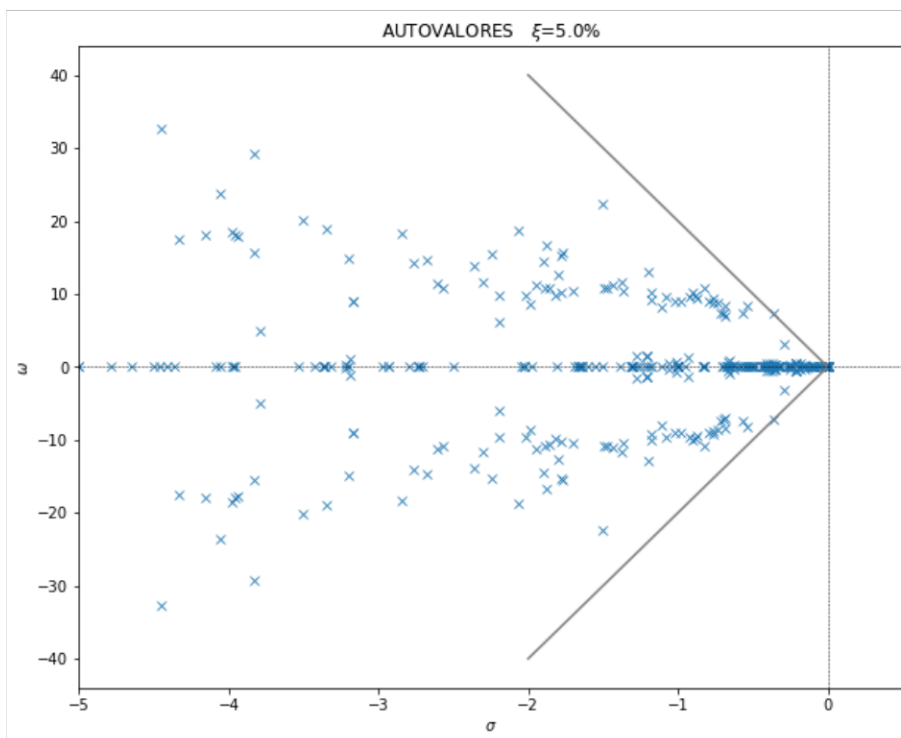
PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_08_Paute_1_10	62.5402	10	0.168245	0.02279	0.010469	0.003839
PSS_13_Sopl_1_3	48.9234	10	0.014651	0.002422	0.199957	0.018442
PSS_17_MACH2	70.1297	10	0.196953	0.174442	0.032177	0.005307
PSS_19_MACH_II	37.4591	10	0.026801	0.003258	0.174905	0.011751
PSS_29_TV3	27.09632	10	0.120588	0.010752	0.038901	0.004452
PSS_30_Ago1	91.49541	10	0.073622	0.007733	0.092221	0.009633
PSS_32_CCS_1_4	40.39362	10	0.10342	0.010656	0.163485	0.046828
PSS_37_SF2	16.0064	10	0.082534	0.041695	0.198857	0.014908
PSS_42_DPR1	6.10053	10	0.193952	0.020395	0.051384	0.013811

Al cargar los parámetros de sintonización de la Tabla 2.20 en Power Factory, y realizar el cálculo de análisis modal con los PSS activos, en el escenario de demanda mínima, todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido del 5%, según la Tabla 2.21.

**Tabla 2.21.** Análisis modal SNI demanda mínima (P03) con PSS y MVMO

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Mínima P03 con PSS y algoritmo MVMO</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00118	-0.36339	7.258662	1.155252	5.00005
00119	-0.36339	-7.25866	1.155252	5.00005
00154	-0.54286	8.320241	1.324207	6.510667
00155	-0.54286	-8.32024	1.324207	6.510667

En la Figura 2.19, se muestra los modos resultantes luego realizar el cálculo de análisis modal, con los parámetros del algoritmo MVMO. En donde se ve que el modo local y su correspondiente conjugado, cuya frecuencia es 1.15Hz, se ubica sobre la pendiente que representa el amortiguamiento del 5%, por lo tanto, el sistema es mayormente amortiguado.



**Figura 2.19.** Modos, demanda mínima P03 con PSS y MVMO.

#### 2.5.4 Cálculo de ganancias de los PSS con el residuo para demanda mínima (P03).

Para el cálculo de las ganancias con el residuo, se toma las constantes de tiempo obtenidas con el algoritmo MVMO, y con los PSS desactivados se ejecuta el archivo Cuatro\_Calculo\_Residuo.py, para obtener la magnitud del residuo y posterior cálculo de la ganancia, según la Tabla 2.22.

Al tratarse de un modo local con frecuencia de 1.15 Hz y relación de amortiguamiento de 4.38%, según la Tabla 2.19, el encargado de llevar el modo a la zona segura e incrementar su amortiguamiento, es el estabilizador de sistema de potencia PSS<sub>42\_DPR1</sub>, asociado al generador CM\_HEMB\_DPER\_U1 (Unidad 1 de la central Daule-Peripa).

**Tabla 2.22.** Ganancias para demanda mínima, residuo .

PSS	Kpss
PSS_08_Paute_1_10	22.5402
PSS_13_Sopl_1_3	58.46942
PSS_17_MACH2	87.77838
PSS_19_MACH_II	77.95988
PSS_29_TV3	14.57888

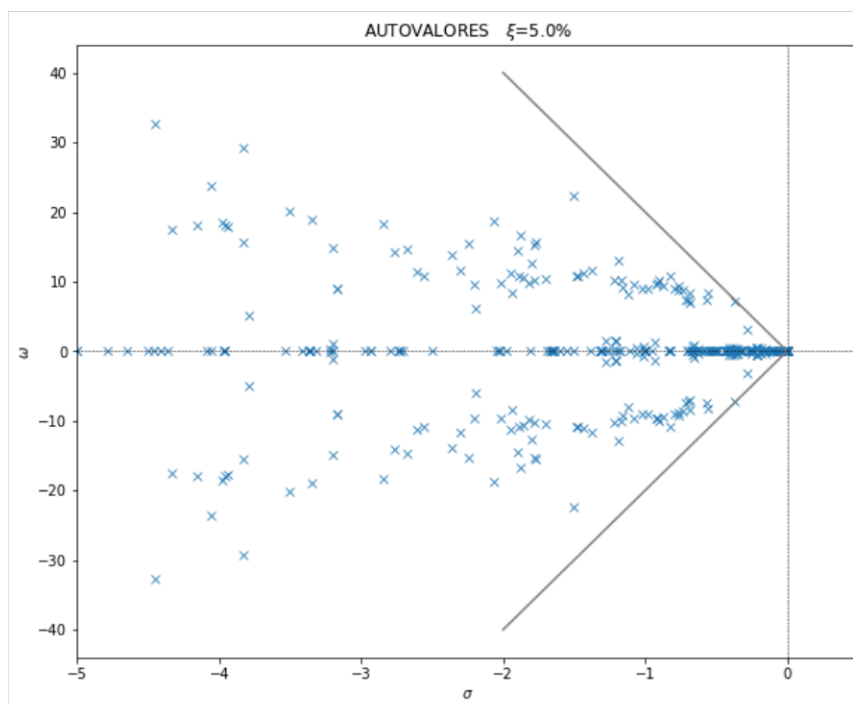
PSS_30_Ago1	42.02789
PSS_32_CCS_1_4	13.6712
PSS_37_SF2	16.0064
PSS_42_DPR1	8.0182

Luego de activar los PSS y ejecutar el análisis modal, se puede visualizar en la Tabla 2.23, que todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido del 5%.

**Tabla 2.23.** Análisis modal SNI demanda mínima (P03) con PSS y residuo

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Mínima P03 con PSS y residuo.</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00121	-0.375	7.245002	1.153078	5.169083
00122	-0.375	-7.245	1.153078	5.169083
00272	-1.50262	22.28995	3.547555	6.725986
00273	-1.50262	-22.2899	3.547555	6.725986

En la Figura 2.20, se puede ver que todos los modos se ubican en el lado izquierdo de la pendiente, cumpliendo así, el amortiguamiento mínimo establecido.



**Figura 2.20.** Modos demanda mínima P03 con PSS y residuo.

### 2.5.5 Demanda mínima real (P03R)

En el escenario (P03R), se tiene un incremento de carga del 10%, y generación del 5%. El propósito es probar la sintonización con los dos métodos descritos y verificar si es necesario un ajuste, en caso de no cumplir con el amortiguamiento del 5%.

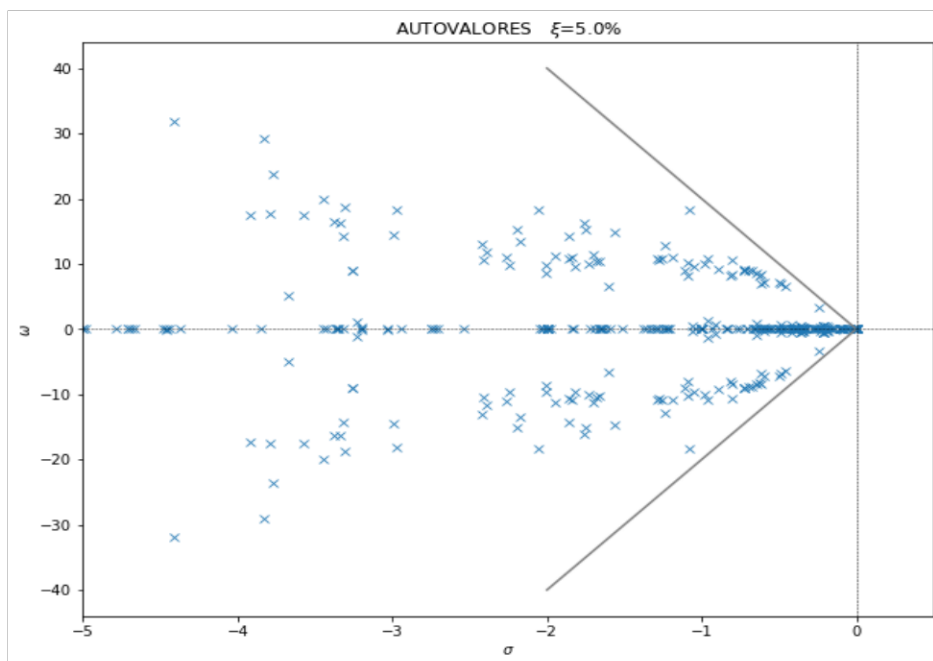
Al incluir los parámetros de sintonización obtenidos con el MVMO y residuo, en el escenario P03R y ejecutar el cálculo de análisis modal con PSS activos, se puede ver que, con los parámetros del algoritmo heurístico, se tiene un modo con relación de amortiguamiento del 4.931%, mientras que con el residuo es de 5.061% tal como lo muestra la Tabla 2.24.

**Tabla 2.24.** Análisis modal demanda mínima (P03R) con PSS y residuo.

<b>Sistema de 39 barras New England</b>					
<b>Modos: Demanda Mínima Real (P03R) con MVMO y método del residuo</b>					
<b>METODO</b>	<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
<b>MVMO</b>	000125	-0.36102	7.312467	1.163815	4.931015
	000126	-0.36102	-7.31247	1.163815	4.931015
<b>RESIDUO</b>	000127	-0.36997	7.299654	1.161776	5.061763
	000128	-0.36997	-7.29965	1.161776	5.061763

Al comparar los datos de la Tabla 2.24, se puede determinar que, para este escenario de operación no es necesario realizar un ajuste, puesto que, al sintonizar los PSS con las ganancias obtenidas con el residuo, todos los modos se ubican en el lado izquierdo de la pendiente de amortiguamiento del 5%, como lo muestra la Figura 2.21.





**Figura 2.21.** Modos, demanda mínima real P03R con PSS y residuo.

Para los escenarios de demanda media (P12), (P12R) y demanda máxima (P19), (P19R) del Sistema Nacional Interconectado (SNI), se sigue el mismo procedimiento planteado y usado en el sistema de prueba New England. El análisis modal para estos escenarios se presenta en el Anexo II.

### 3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 Resultados

##### 3.1.1 Demanda media real sistema de prueba New England.

Las ganancias obtenidas con el residuo y con el ajuste de ganancias con el método del residuo, se presentan en la Tabla 3.1, donde se puede ver que la ganancia del PSS 10, asociado al generador que más participa, ha cambiado su valor.

**Tabla 3.1.** Parámetros de ajuste aplicados sobre el residuo.

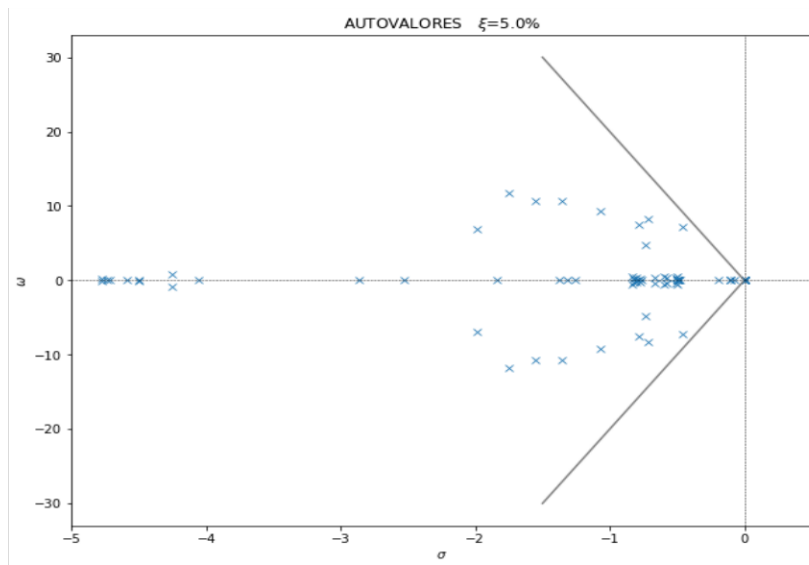
PSS	Kpss residuo	Kpss ajuste
PSS 5	33.5406	33.5406
PSS 6	24.98856	24.98856
PSS 9	19.26393	19.26396
PSS 10	13.34644	13.34644

La Tabla 3.2, corresponde a los modos calculados mediante análisis modal, luego de aplicar el ajuste de ganancias con el método del residuo, en donde se puede observar que todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido.

**Tabla 3.2.** Ajuste del modo crítico en demanda media Real

<b>Sistema de 39 barras New England</b>				
<b>Modos: Demanda Media real con PSS y ajuste de ganancia</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00017	-0.4578	7.154574	1.138686	6.385689
00018	-0.4578	-7.15457	1.138686	6.385689
00037	-0.71853	8.246571	1.312482	8.680208
00038	-0.71853	-8.24657	1.312482	8.680208

Al realizar el ajuste de ganancias, sobre los parámetros de sintonización obtenidos con el método del residuo, se puede ver que el amortiguamiento del modo es de 6.385%, siendo este el más bajo, por lo que el sistema es mayormente amortiguado, por lo tanto, todos los modos están ubicados a la izquierda de la recta representativa del amortiguamiento mínimo establecido, según la Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Modos, demanda media real con ajuste de ganancias

### 3.1.2 Demanda máxima real.

Los parámetros de las ganancias, obtenidas con el algoritmo heurístico y con el ajuste de ganancias con el método del residuo se presentan en la Tabla 3.3, donde se puede ver que la ganancia del PSS 10, asociado al generador que más participa ha cambiado su valor.

**Tabla 3.3.** Parámetros de ajuste aplicados sobre el MVMO.

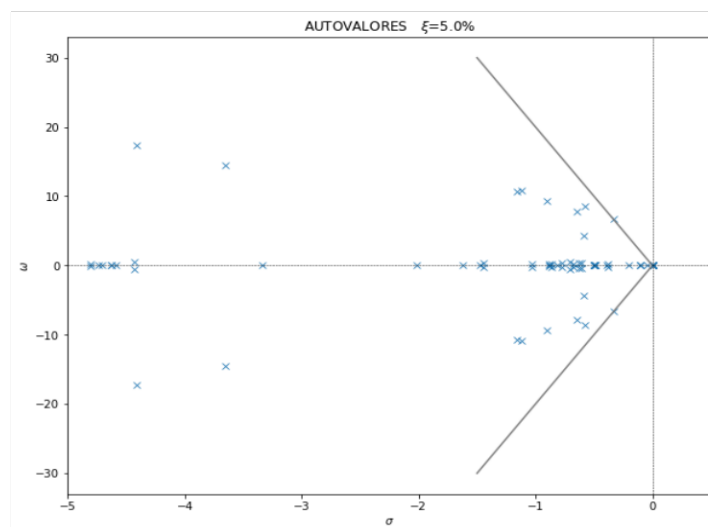
PSS	Kpss MVMO	Kpss ajuste
PSS 5	53.8762	53.8762
PSS 6	17.07279	17.07279
PSS 9	86.57304	86.57304
PSS 10	15.33406	5.458729

En la Tabla 3.4 se presenta los modos resultantes luego de aplicar el ajuste de ganancias con el método del residuo, donde se puede ver que todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido.

**Tabla 3.4.** Análisis modal demanda máxima PSS, ajuste de ganancias.

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Máxima con PSS y ajuste de ganancia				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00017	-0.33603	6.687634	1.06437	5.01828
00018	-0.33603	-6.68763	1.06437	5.01828
00030	-0.57494	8.589714	1.367095	6.67837
00031	-0.57494	-8.58971	1.367095	6.67837

Al realizar el ajuste de ganancias sobre los parámetros de sintonización obtenidos con el algoritmo heurístico, se puede ver según la Tabla 3.4, que el amortiguamiento del modo para esta condición de demanda es de 5.01828%, por lo tanto, todos los modos se ubican en la izquierda de la recta, cumpliendo así con el amortiguamiento mínimo establecido, según la Figura 3.2.



**Figura 3.2.** Modos, demanda media real con ajuste de ganancias

### 3.1.3 Análisis dinámico del sistema New England de 39 barras.

Luego de realizar el estudio de estabilidad de pequeña señal, se realiza el análisis dinámico del sistema de prueba, mediante la ejecución de fallas, para determinar la respuesta de los generadores y el comportamiento de los parámetros de sintonización obtenidos, sobre los estabilizadores de sistemas de potencia en el dominio del tiempo.

Para evaluar la sintonización de la metodología híbrida, se realiza una falla trifásica en la línea L16-17 al 1s, y el despeje a 1 ciclo después de producida la falla. Se evalúa la respuesta oscilatoria de la potencia activa de los generadores G01, G09 y G10.

### 3.1.4 Demanda media real

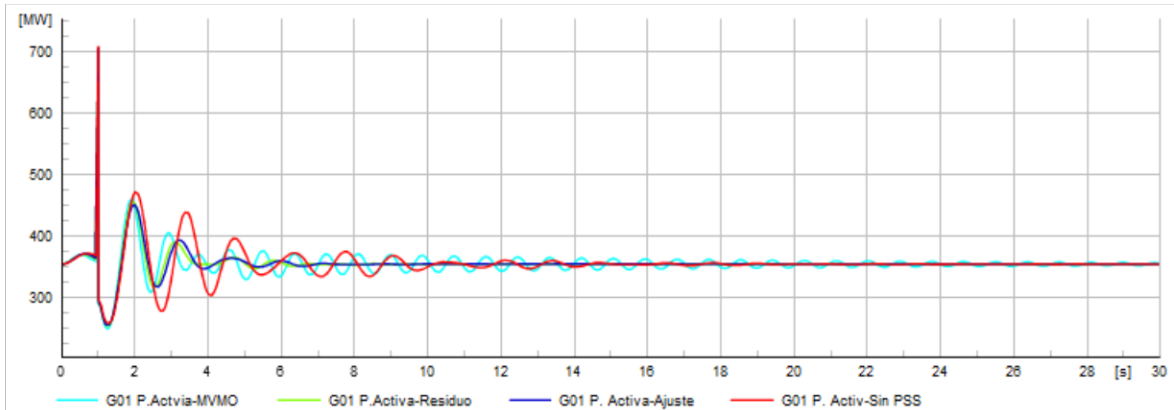


Figura 3.3. Potencia Activa Generador G01

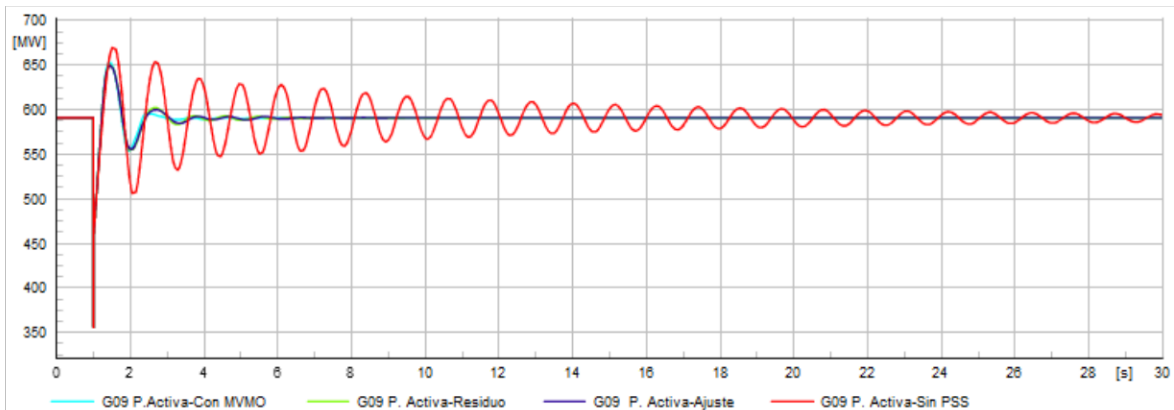
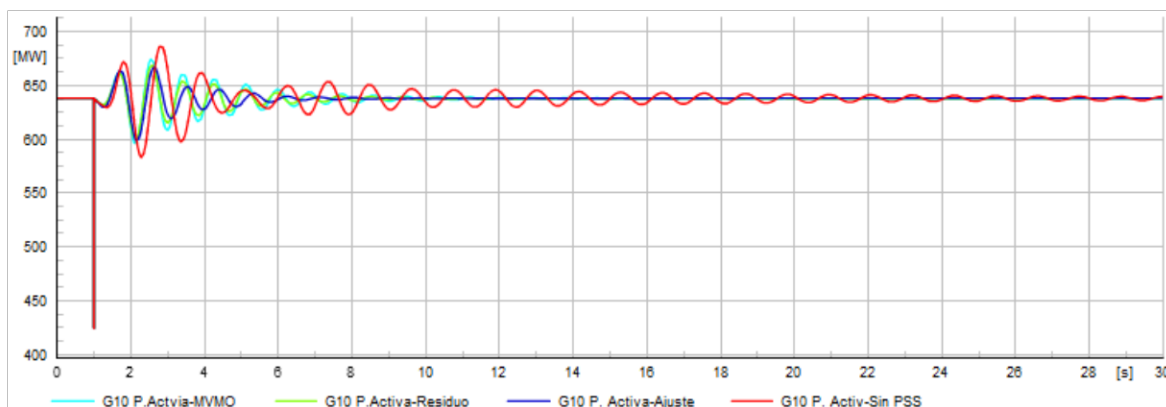


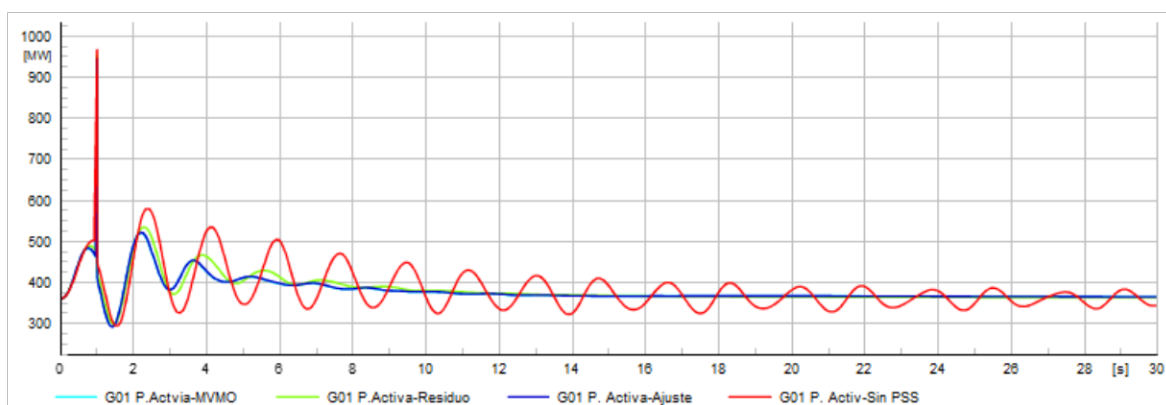
Figura 3.4. Potencia Activa Generador G09.



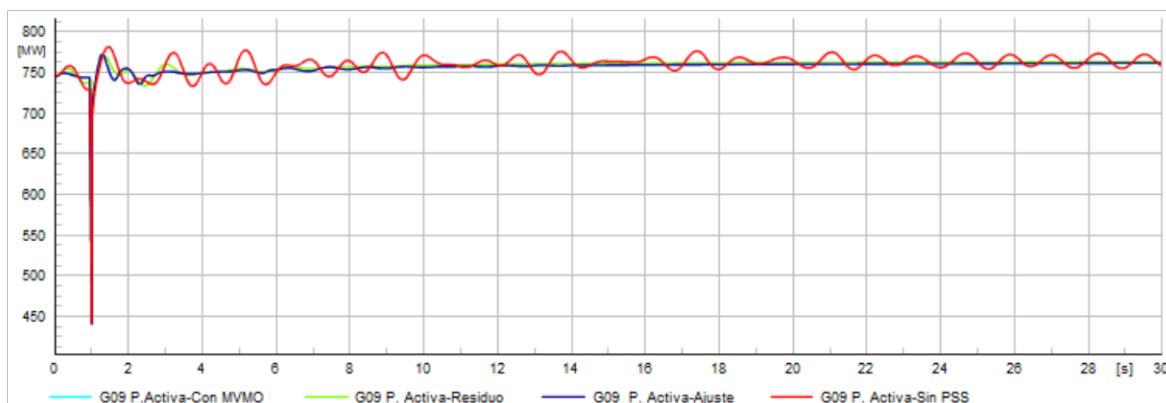
**Figura 3.5.** Potencia Activa Generador G10.

En las Figuras 3.3, 3.4 y 3.5 se puede ver que, al aplicar el algoritmo MVMO y el Residuo, en el escenario de demanda media real, la señal de potencia activa de los generadores presenta oscilaciones poco amortiguadas y en el dominio de la frecuencia, el modo no cumple con el amortiguamiento del 5%, por lo tanto, cuando se realiza el ajuste de ganancias en el PSS, la señal de potencia activa (azul), mejora su amortiguamiento y en el dominio de la frecuencia el modo cumple con el amortiguamiento, por encima del mínimo establecido.

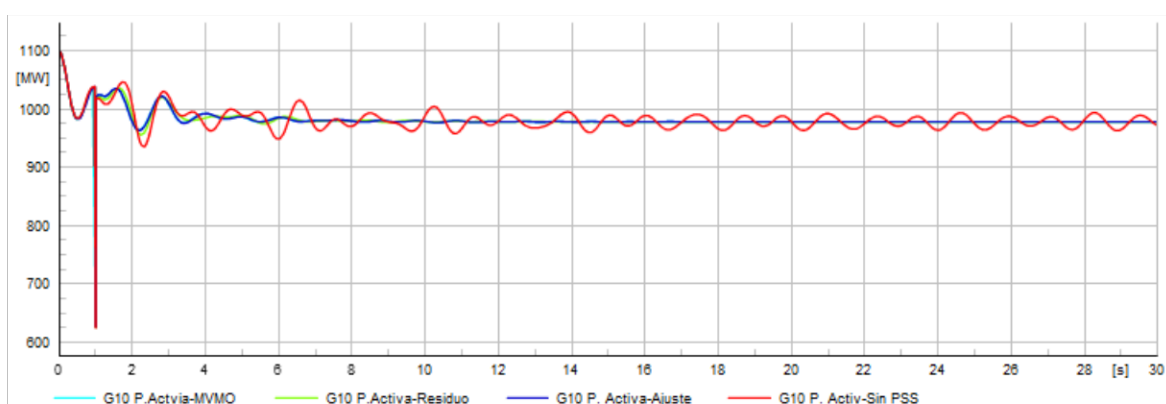
### 3.1.5 Demanda máxima



**Figura 3.6.** Potencia Activa Generador G01.



**Figura 3.7.** Potencia Activa Generador G09.



**Figura 3.8.** Potencia Activa Generador G10.

En las Figuras 3.6, 3.7 y 3.7 se puede ver que al sintonizar los PSS con los parámetros de ganancia del residuo, la señal de potencia activa (verde), amortigua la señal, sin embargo, en el dominio de la frecuencia el modo se posiciona sobre el límite del amortiguamiento mínimo deseado del 5%, mientras que, con el ajuste de ganancias usando el método residuo, la señal de potencia activa (azul), de los generadores presenta un mejor amortiguamiento.

### 3.1.6 Demanda media real (P12R) Sistema Nacional Interconectado.

Las ganancias obtenidas con el residuo y con el ajuste de ganancias con el método del residuo, se presentan en la Tabla 3.5, donde se puede ver que la ganancia del estabilizador de sistemas de potencia PSS\_42\_DPR1, asociado al generador que más participa ha cambiado su valor, producto del ajuste.

**Tabla 3.5.** Parámetros de ajuste aplicados sobre el residuo.

PSS	Kpss residuo	Kpss ajuste
PSS_13_Sopl_1_3	38.2679	38.2679
PSS_17_MACH2	51.923	51.923

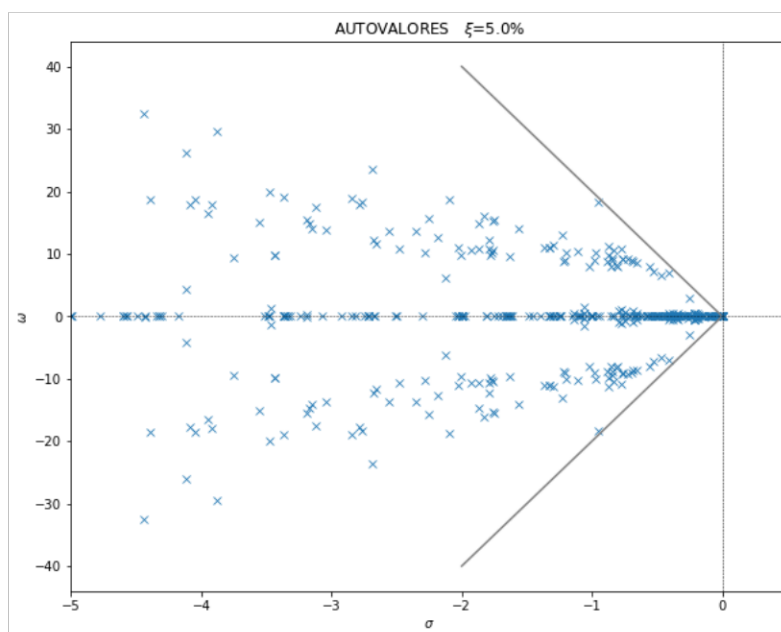
PSS_19_MACH_II	60.311	60.311
PSS_29_TV3	20.674	20.674
PSS_30_Ago1	26.01212	26.01212
PSS_32_CCS_1_4	39.0285	39.0285
PSS_37_SF2	12.25895	12.25895
PSS_42_DPR1	34.31	47.412

En la Tabla 3.6, se presenta los modos con menor amortiguamiento resultantes, luego de aplicar el ajuste de ganancias, con el método del residuo, donde se puede ver que todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido.

**Tabla 3.6.** Análisis modal demanda media real (P12R) con ajuste de ganancias.

<b>Sistema Nacional Interconectado</b>				
<b>Modos: Demanda Media con PSS y ajuste de ganancia</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00163	-0.41402	6.947253	1.10569	5.948926
00164	-0.41402	-6.94725	1.10569	5.948926
00259	-0.9546	18.36403	2.922727	5.191192
00260	-0.9546	-18.364	2.922727	5.191192

Al realizar el ajuste, sobre los parámetros de sintonización obtenidos con el residuo, el amortiguamiento del modo, para esta condición de demanda es 5.191192%, por lo tanto, todos los modos se ubican en la izquierda de la recta, cumpliendo así con el amortiguamiento mínimo establecido, según la Figura 3.9.



**Figura 3.9.** Modos, demanda media real (P12R) con ajuste de ganancias

### 3.1.7 Demanda máxima real (P19R) Sistema Nacional Interconectado.

Las ganancias obtenidas con el residuo y con el ajuste de ganancias con el método del residuo, se presentan en la Tabla 3.7, donde se ve que la ganancia del estabilizador de sistemas de potencia PSS\_42\_DPR1, asociado al generador que más participa ha cambiado su valor, como resultado del ajuste.

**Tabla 3.7.** Parámetros de ajuste aplicados sobre el residuo.

PSS	Kpss residuo	Kpss ajuste
PSS_13_Sopl_1_3	18.38829	18.38829
PSS_17_MACH2	45.78338	45.78338
PSS_19_MACH_II	33.57331	33.57331
PSS_29_TV3	58.37093	58.37093
PSS_30_Ago1	10.61343	10.61343
PSS_32_CCS_1_4	15.59401	15.59401
PSS_37_SF2	45.37502	45.37502
PSS_42_DPR1	54.00588	77.727

En la Tabla 3.7, se presenta los modos con menor amortiguamiento resultantes, donde se puede ver que todos los modos cumplen con el amortiguamiento mínimo establecido.

**Tabla 3.7.** Análisis modal demanda máxima real (P19R) con ajuste de ganancias.

Sistema de 39 barras New England				
Modos: Demanda Máxima con PSS y ajuste de ganancia				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00165	-0.35593	6.988078	1.112187	5.086746
00166	-0.35593	-6.98808	1.112187	5.086746
00321	-1.10003	18.36706	2.923208	5.978453
00322	-1.10003	-18.3671	2.923208	5.978453

Al realizar el ajuste de ganancias sobre los parámetros de sintonización obtenidos con el residuo, el amortiguamiento del modo para este escenario de operación es 5.0867%, por lo tanto, todos los modos se ubican en la izquierda de la recta, cumpliendo así con el amortiguamiento mínimo establecido, según la Figura 3.10.



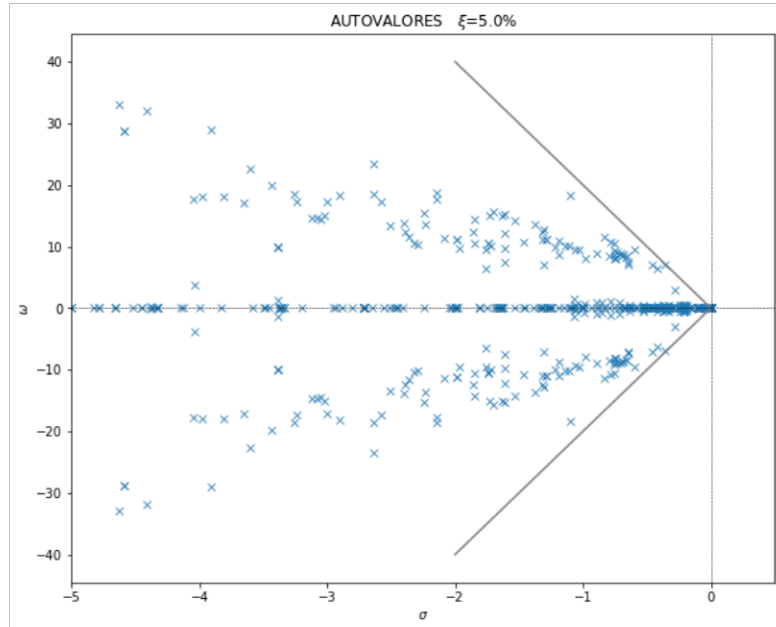


Figura 3.10. Modos, demanda máxima real (P19R) con ajuste de ganancias

### 3.1.8 Análisis Dinámico Sistema Nacional Interconectado.

Para evaluar la sintonización de la metodología híbrida, usando el ajuste con el método del residuo, se realiza una falla trifásica en la línea Santa Rosa-Totoras al 1s, y el despeje a 1 ciclo después de producida la falla.

### 3.1.9 Demanda media real (P12R)

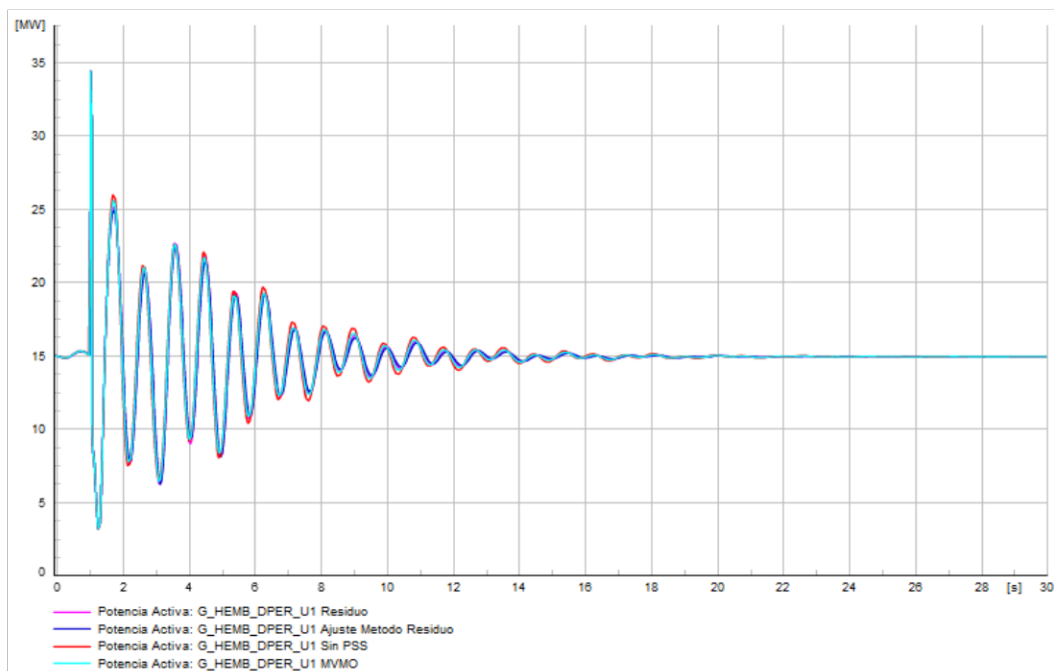
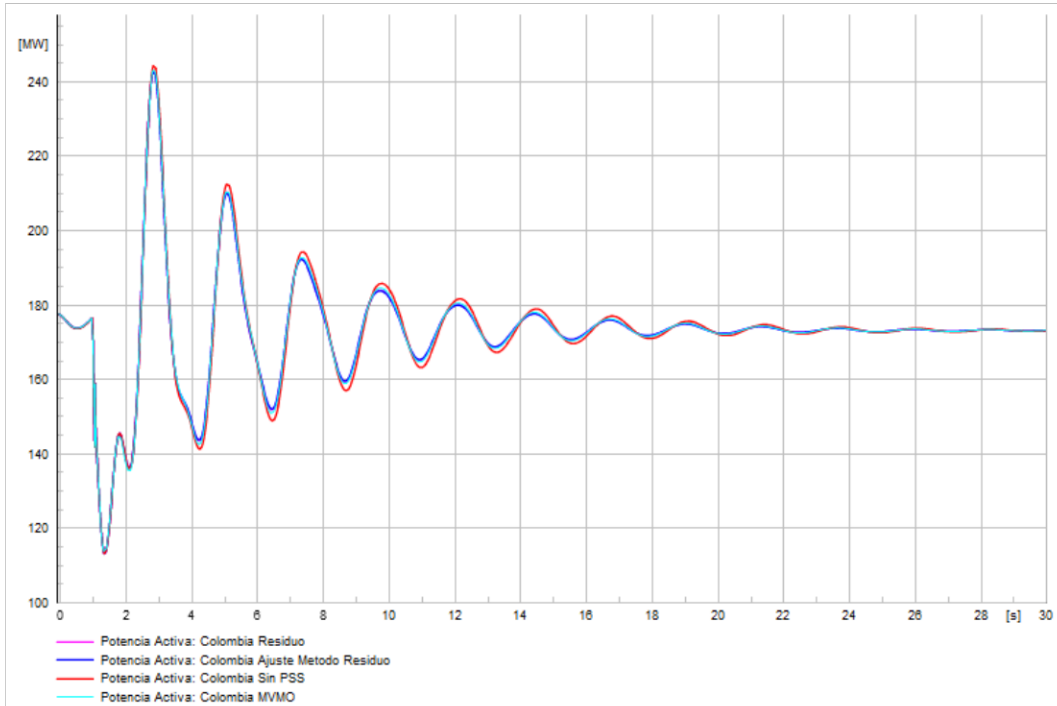
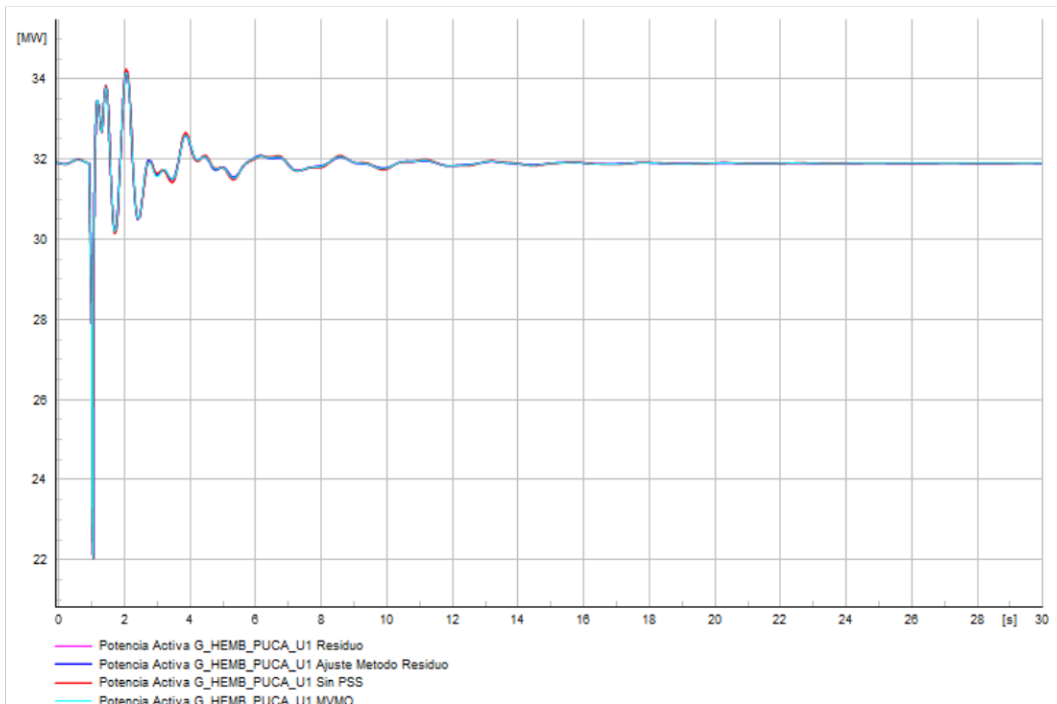


Figura 3.9. Potencia Activa Generador G\_HEMB\_DPER\_U1.



**Figura 3.10.** Potencia Activa Generador Interconexión Colombia.



**Figura 3.11.** Potencia Activa Generador G\_HEMB\_PUCA\_U1.

En las Figuras 3.9, 3.10 y 3.11, se puede ver que las oscilaciones de potencia activa presentes en el sistema, al producirse un cortocircuito en la Línea de transmisión Santa Rosa-Totoras, no presenta gran diferencia para cada método de sintonización, puesto que la diferencia entre el amortiguamiento del modo con respecto al amortiguamiento mínimo

establecido es relativamente pequeña. Sin embargo, al aplicar el ajuste con el Método del residuo, en el dominio de la frecuencia, el modo pasa a cumplir con el amortiguamiento deseado.

### 3.1.10 Demanda máxima real (P19R) Sistema Nacional Interconectado.

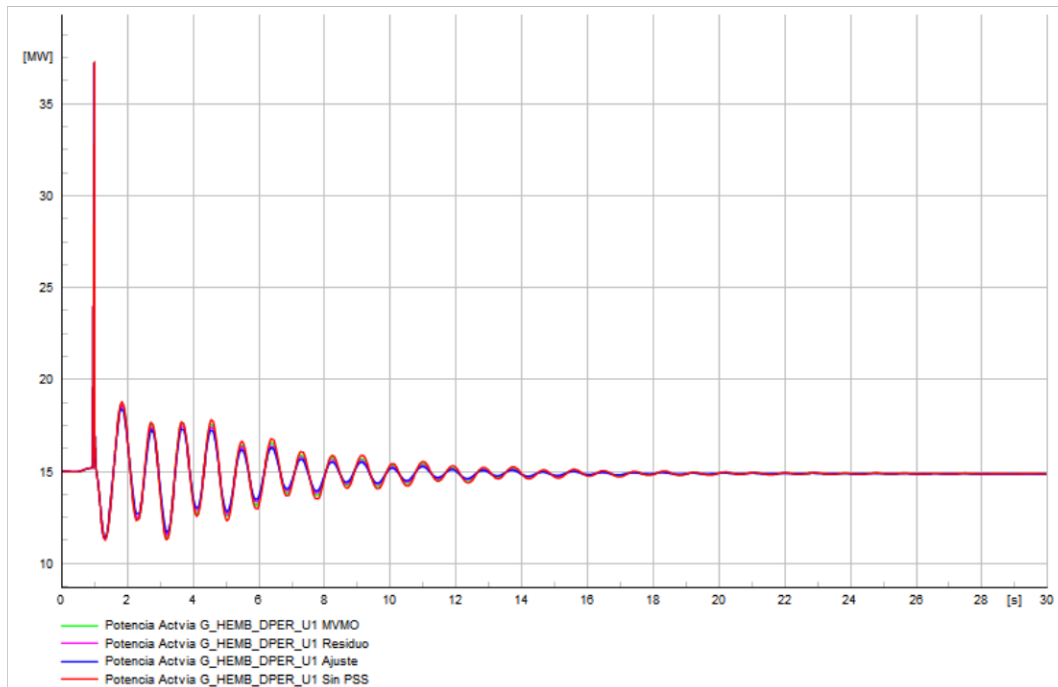


Figura 3.12. Potencia Activa Generador G\_HEMB\_DPER\_U1.

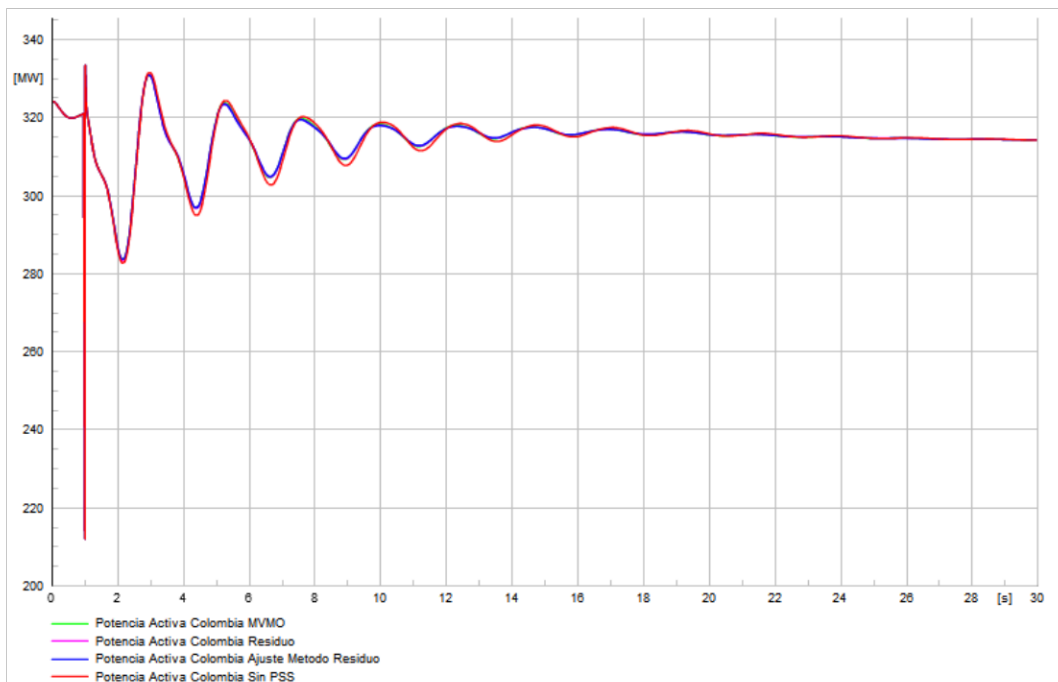
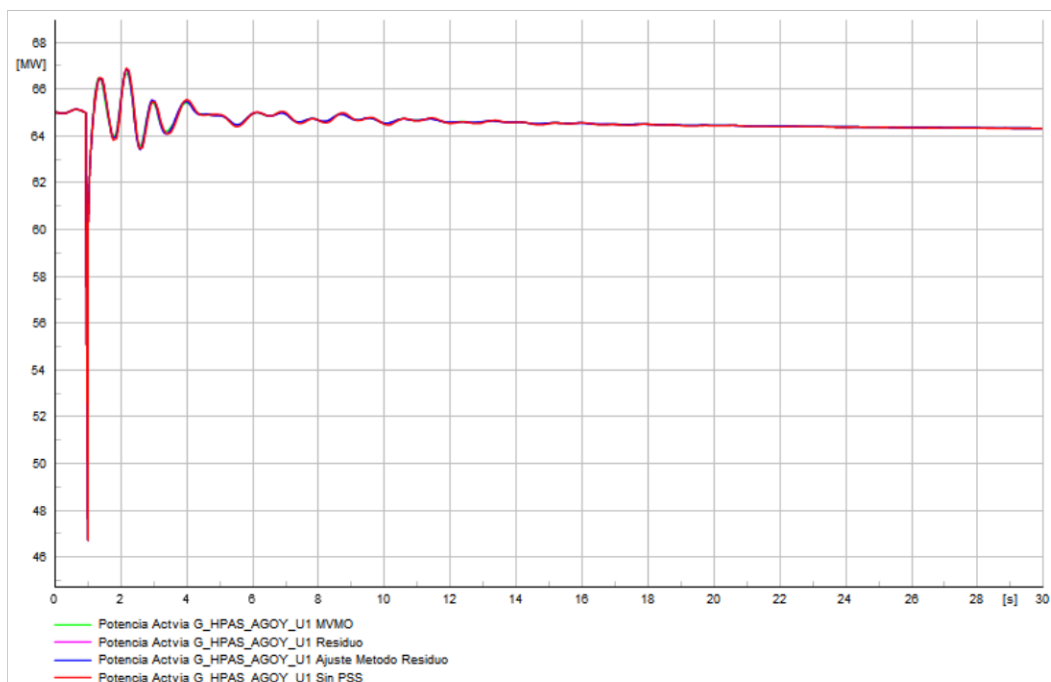


Figura 3.13. Potencia Activa Interconexión Colombia.



**Figura 3.13.** Potencia Activa Generador G\_HPAS\_AGOY\_U1.

En las Figuras 3.11, 3.12 y 3.13, se puede ver que las oscilaciones más representativas en relación con los métodos de sintonización están presentes en la unidad U1 de la central Daule-Peripa. Al aplicar los métodos de sintonización, de igual manera que en el escenario de demanda media real (P12R), la diferencia entre el amortiguamiento del modo y el amortiguamiento mínimo es relativamente pequeña.

## 3.2 Conclusiones

- El uso de los factores de participación y residuos, asociados a la variable de estado, velocidad, brindaron información acertada sobre los generadores que aportan en mayor grado, para la formación de los modos críticos, simplificando la búsqueda del generador que necesita de controladores.
- El cálculo de las ganancias de los estabilizadores de sistemas de potencia, con los dos métodos, permite tener un rango de valores de ganancias más amplio, y para diferentes condiciones de operación pueden llegar a ser útiles.
- Cuando se realiza el cálculo de las ganancias con el residuo, usando las constantes de tiempo de adelanto-atraso obtenidas con el algoritmo heurístico, se tiene resultados aceptables, permitiendo mover los modos hacia la zona segura de amortiguamiento.

- El criterio de selección permite identificar, el método que da mayor estabilidad a los sistemas de potencia, para los escenarios simulados y reales, tomando como referencia el amortiguamiento mínimo establecido, que para el presente estudio es del 5%, sin embargo, el criterio puede ser aplicado para diferentes razones de amortiguamiento.
- La metodología híbrida planteada, brinda mayor robustez en la selección de los parámetros relacionados con las ganancias al comparar dos métodos, sin embargo, la metodología puede ser ampliada a más de dos métodos de sintonización usando diferentes técnicas de sintonización.
- Al aplicar la metodología híbrida en los sistemas estudiados, se demostró que puede ser aplicada en sistemas de potencia reales, con parámetros obtenidos en tiempo real, ya que para todos los casos de estudio se mejoró el amortiguamiento de los modos.
- En el sistema de prueba New England, se pudo constatar que la metodología propuesta, en el dominio de la frecuencia, mejora el amortiguamiento de los modos críticos, y en el dominio del tiempo las señales son amortiguadas de forma considerablemente, debido a que es un sistema relativamente pequeño.
- En el Sistema Nacional Interconectado, de igual manera, la metodología propuesta, brinda resultados aceptables en el dominio de la frecuencia, sin embargo, al tratarse de un sistema de gran dimensión, en el dominio del tiempo, las oscilaciones no presentan amortiguamientos considerables, debido a que, los modos críticos encontrados para cada escenario están cerca del amortiguamiento mínimo establecido del 5% y las oscilaciones encontradas con cada método se sobreponen.
- Cuando se realiza el ajuste sobre el método de sintonización seleccionado, a partir de obtener un modo crítico, las ganancias serán iguales a excepción de la ganancia del PSS asociado al generador que más participa en la formación del modo.

### **3.3 Recomendaciones**

- Se recomienda verificar, que las constantes de tiempo adelanto-atraso calculadas por el algoritmo MVMO, cumplan con una compensación de fase y una frecuencia de corte según [21], puesto que el presente trabajo se enfoca principalmente en el cálculo de las ganancias de los PSS.

- Para que el conjunto de scripts realizados, pueda ser aplicados en distintos sistemas, se recomienda verificar la correcta lectura de los archivos .txt ya que mediante estos se identifica el nombre de cada variable de estado.
- Es importante mencionar que para aplicar la metodología híbrida, se necesita de un sistema previamente modelado en Power Factory, en donde se incluya los estabilizadores del sistema de potencia.
- Es necesario verificar el tipo de estabilizador de sistemas de potencia que se usa, ya que la función de transferencia aplicada en el método del residuo depende estrictamente de su estructura.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Mc-Graw-Hill, 1994
- [2] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [3] C. Gallardo, "Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica", Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [4] C. Biteznik, "Modelado Lineal de Sistemas de Potencia. Aplicación al análisis de Estabilidad de Pequeña Señal", Tesis doctoral, UNLP, 2015.
- [5] Cai. L, "Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems", Tesis doctoral, 2004.
- [6] E. Guanochanga, M. Ocaña, " Ubicación de un Control de Modos Deslizantes y Pss's con el Objetivo de Amortiguar Oscilaciones Electromecánicas Utilizando el Método Del Residuo y Fuzzy", Tesis de Ingenieria, 2018.
- [7] A. Khairuddin, *Development of Power System Dynamic for Damping Oscillation*, 2008
- [8] M.J. Gibbard, P. Pourbeik and D.J. Vowles, "Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems", University of Adelaide Press, Adelaide, 2015.
- [9] P. Bikash and C. Balarko, "Robust Control in Power Systems", M. A. Pai and Alex Stankovic, 2005.
- [10] F. Dussaud, "An Application of Modal Analysis in Electric Power Systems to Study Interarea Oscillations", 2015.
- [11] J. A. Oscullo and C. F. Gallardo, "Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 01, pp. 24-31, January 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9049458.

- [12] J. Cepeda *et al*, "Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DlgSILENT PowerFactory". En F. Gonzalez-Longatt and J. Rueda (eds.), *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, Power Systems, 2014, pp. 267-295. DOI 10.1007/978-3-319-12958-7\_12
- [13] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy and N. Worawat, "A Mean-Variance Optimization algorithm," *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/CEC.2010.5586027.
- [14] F. Armendariz, D. Panchi and H. Arcos, "Sintonización de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano – Aplicación y Comparación de Métodos Heurísticos en Ambiente Multi-máquina", *Revista Técnica "energía"*. No. 14, Pp. 26-32, enero 2018.
- [15] M. Cuichan, "Ubicación de Estabilizadores de Potencia y el Control Realimentación de Estados Para Amortiguar Oscilaciones Electromecánicas de Baja Frecuencia Utilizando Redes Neuronales", Tesis de Ingeniería, enero 2018.
- [16] H. Flores, "Desarrollo de una Metodología Multi-máquina para la Ubicación y Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia de Forma Automática", Tesis de Maestría, en Ingeniería Eléctrica, 2016.
- [17] P. Sauer, M. Pai and J. Chow, "Power System Dynamic and Stability with Synchronous Measurement and Power System Toolbox", New York, NY: Wiley, 2017.
- [18] H. Silva, H. Pulgar, J. Mauricio, "Flywheel energy storage model, control and location for improving stability: The Chilean Case", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 4, pp 3111-3119, 2017.
- [19] R. Farmer and B. Agrawal, "State-of-the-art technique for power system stabilizer tuning," *Power Engineering Review*, IEEE, vol. PER-3, pp. 38–38, March 1983.
- [20] N. Martins and L. T. G. Lima, "Determination of suitable locations for power system stabilizers and static var compensators for damping electromechanical oscillations in large scale power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1455–1469, Nov 1990.



[21] P. Verdugo, "Metodología de Sintonización de Parámetros del Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS) utilizando el Programa Computacional Digsilent Power Factory", Tesis de Ingeniería, marzo 2012.

## **5 ANEXOS**

ANEXO I. Tabla de generadores activos por escenario de demanda para el Sistema Nacional Interconectado.

ANEXO II. Análisis modal y aplicación de la metodología, de los escenarios de demanda media (P12) y demanda máxima (P19), del Sistema Nacional Interconectado.

ANEXO III. Scripts desarrollados en lenguaje de programación Python para la configuración del escenario de demanda, ejecución del algoritmo MVMO en forma remota, análisis modal, cálculo de factores de participación y residuos, método del residuo y ajustes de ganancias.

## ANEXO I

1. Generadores activos según el escenario de demanda para el Sistema Nacional Interconectado.

Generadores activos según el escenario de demanda.

<b>ESCENARIO</b>						
<b>GENERADOR</b>	<b>P03</b>	<b>P03R</b>	<b>P12</b>	<b>P12R</b>	<b>P19</b>	<b>P19R</b>
COLOMBIA	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_DPER_U1	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_DPER_U2	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_MAZA_U1	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_MAZA_U2	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U1	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U2	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U3	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U4			x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U6	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U7	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PAUT_U8					x	x
G_HEMB_PUCA_U1	x	x	x	x	x	x
G_HEMB_PUCA_U2			x	x	x	x
G_HEMB_SOPL_U1			x	x	x	x
G_HPAS_ABAN_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ABAN_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ABAN_U3	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ABAN_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ABAN_U5	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_AGOY_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_AGOY_U2			x	x	x	x
G_HPAS_ALAO_U1_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_AMBI_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_AMBI_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CALO_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CCS_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CCS_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CCS_U3	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CCS_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CHIL_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CHTB_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CMOR_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_CUMB_U1_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ECAR_U1	x	x	x	x	x	x

G_HPAS_GUAN_U1_U5	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ILL1_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ILL1_U3_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_ILL2_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_LORE_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_LPLA_U1_U3	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_MAND_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_MAND_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_NAYO_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_OCAÑ_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_OCAÑ_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_PAPA_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_PAPA_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_PASO_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_PENI_U1_U3	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_PENI_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_RBLA_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_RECU_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SAUC_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SAUC_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SAUC_U3	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SAUC_U4	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SBAR_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SFRA_U1	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SFRA_U2			x	x	x	x
G_HPAS_SIBI_U1_U2	x	x	x	x	x	x
G_HPAS_SMCA_U1	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_CCAS_U1_U4					x	x
G_TMCI_CES2_U1_U6	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_CES2_U7_U12	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_DAYU_U1			x	x	x	x
G_TMCI_GROC_U1_U8					x	x
G_TMCI_GUA2_U1					x	x
G_TMCI_GUA2_U2					x	x
G_TMCI_JARA_U10_U14			x	x	x	x
G_TMCI_JARA_U1_U5	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_JARA_U6_U9			x	x	x	x
G_TMCI_JIV3_U1					x	x
G_TMCI_JIV3_U2	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_JIV3_U3			x	x	x	x
G_TMCI_LAFA_U1_U4					x	x
G_TMCI_LORE_U1			x	x	x	x
G_TMCI_MAN2_U1_U12			x	x	x	x
G_TMCI_PAYA_U1	x	x	x	x	x	x

G_TMCI_SEL2_U1_U53			x	x	x	x
G_TMCI_SEL3_U1			x	x	x	x
G_TMCI_SEL3_U2	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_TGUA_U1_U22	x	x	x	x	x	x
G_TMCI_TGUA_U26_U38			x	x	x	x
G_TMCI_TGUA_U39_U51			x	x	x	x
G_TTGA_ASAN_TG2					x	x
G_TTGA_EQUI_U2					x	x
G_TTGA_EQUI_U3					x	x
G_TTGA_EQUI_U4					x	x
G_TTGA_MAC1_U1	x	x	x	x	x	x
G_TTGA_MAC1_U2	x	x	x	x	x	x
G_TTGA_MAC2_TM1	x	x	x	x	x	x
G_TTGA_MAC2_TM2	x	x	x	x	x	x
G_TTGA_MAC2_TM4					x	x
G_TTGA_SROS_TG1	x	x	x	x	x	x
G_TTVA_ECOE_U1	x	x	x	x	x	x
G_TTVA_ECUD_U1	x	x	x	x	x	x
G_TTVA_GZEV_TV3	x	x	x	x	x	x
G_TTVA_ISCA_U1	x	x	x	x	x	x
G_TTVA_TRIN_U1	x	x	x	x	x	x

## ANEXO II

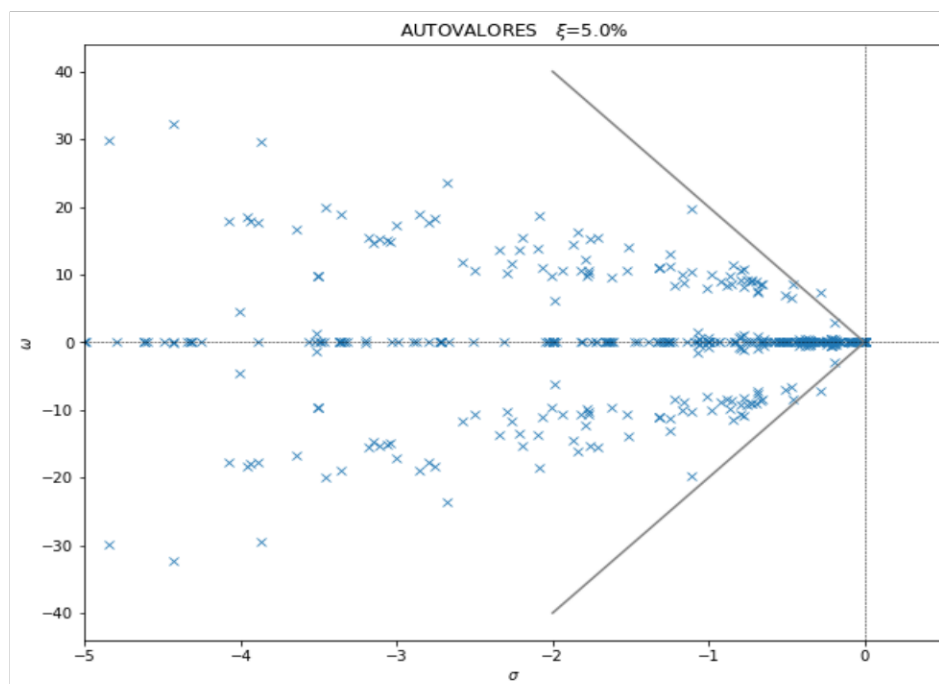
### 1. ANALISIS MODAL DEMANDA MEDIA (P12)

Modos de oscilación con menor amortiguamiento, para demanda media (P12) sin la activación de PSS.

**Tabla 1.** Análisis modal SNI demanda media (P12) sin PSS

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Media P12 sin PSS</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00121	-0.27727	7.284067	1.159295	3.803773
00122	-0.27727	-7.28407	1.159295	3.803773
00167	-0.46142	8.49654	1.352266	5.422654
00168	-0.46142	-8.49654	1.352266	5.422654

Modos en el plano complejo para el escenario de demanda media (P12) del Sistema Nacional Interconectado sin la activación de PSS.



**Figura 2.** Modos o autovalores para demanda media P12 sin PSS.

Factores de participación para el escenario de demanda media (P13) sin la activación de PSS.



## 2. DEMANDA MEDIA (P12) CON PSS ACTIVOS Y ALGORITMO MVMO

Parámetros de sintonización de los PSS con el algoritmo MVMO, para demanda media con PSS incluidos.

**Tabla 2.** Parámetros de sintonización de PSS con el algoritmo MVMO.

PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_08_Paute_1_10	62.54	10	0.08234	0.00385	0.184373	0.103467
PSS_13_Sopl_1_3	28.03453	10	0.130943	0.011379	0.05789	0.002642
PSS_17_MACH2	45.02334	10	0.545632	0.054452	0.56965	0.036287
PSS_19_MACH_II	69.17011	10	0.085058	0.043964	0.16925	0.131035
PSS_29_TV3	1.564839	10	0.042651	0.02012	0.041264	0.003878
PSS_30_Ago1	74.24568	10	0.199397	0.013641	0.199543	0.013376
PSS_32_CCS_1_4	80.01945	10	0.603705	0.124	0.124509	0.034354
PSS_37_SF2	47.07433	10	0.118454	0.008481	0.170633	0.01407
PSS_42_DPR1	15.7291	10	0.12724	0.0153	0.14056	0.014497

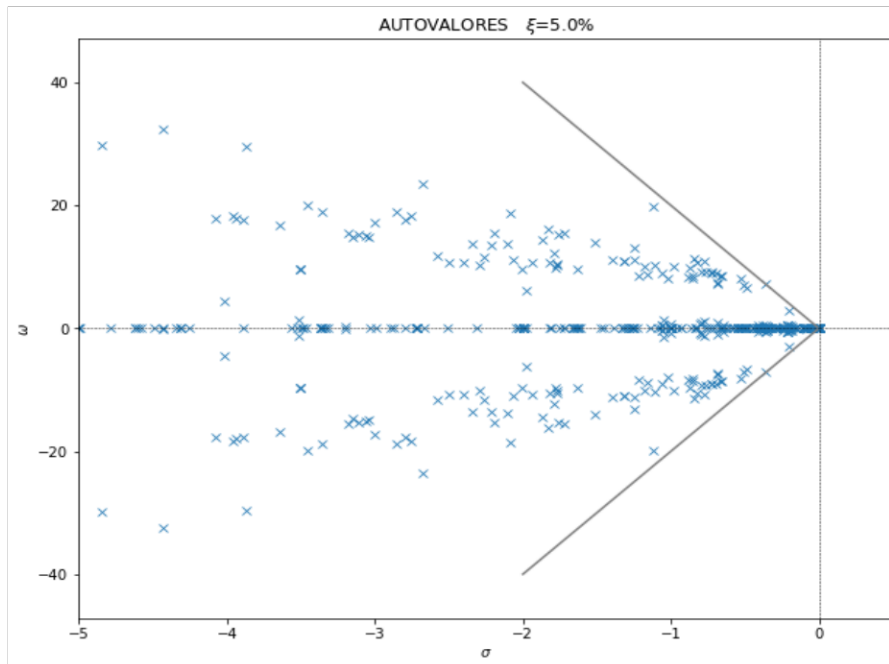
Modos o autovalores con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda media (P12), con la activación de PSS y la ejecución del algoritmo MVMO.

**Tabla 4.** Análisis modal SNI demanda media (P12) con PSS y MVMO

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Media P12 con PSS y algoritmo MVMO</b>				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00147	-0.35708	7.131911	1.135079	5.000584
00148	-0.35708	-7.13191	1.135079	5.000584
00291	-1.12174	19.76995	3.146486	5.664872
00292	-1.12174	-19.77	3.146486	5.664872

Modos en el plano complejo cercanos a la recta pendiente representativa del amortiguamiento del 5%, para el escenario de demanda media (P12) con los parámetros de sintonización del algoritmo MVMO.





**Figura 5.** Modos o autovalores demanda media P12 con PSS y MVMO.

### 3. CÁLCULO DE GANANCIAS DE LOS PSS CON EL RESIDUO PARA DEMANDA MEDIA (P12).

Parámetros de sintonización con el residuo para demanda media (P12) sin activación de los PSS.

**Tabla 5.** Parámetros de sintonización del PSS

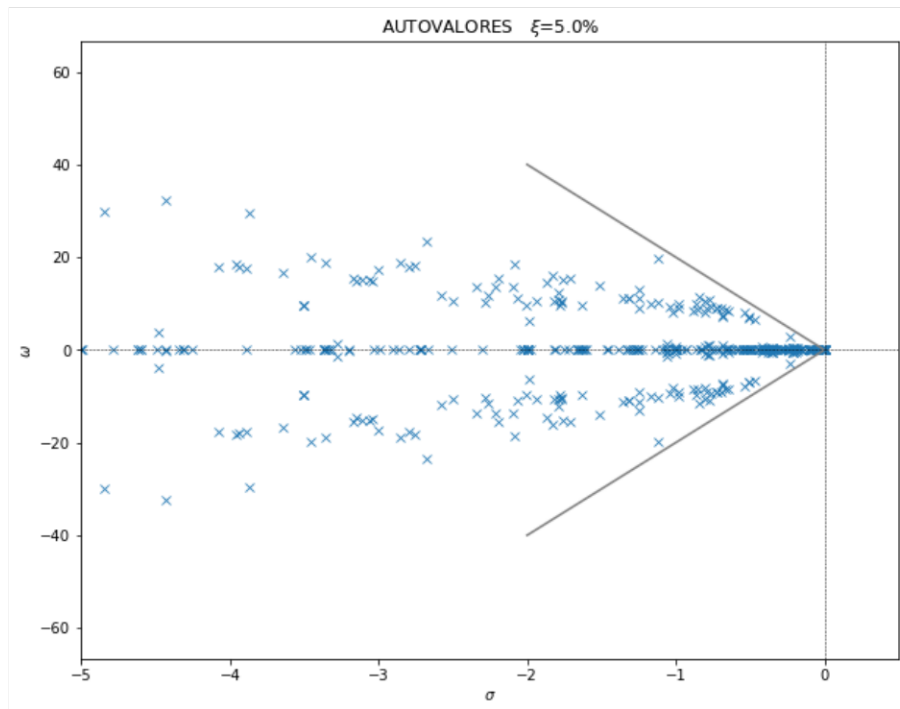
PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_13_Sopl_1_3	38.2679	10	0.130943	0.011379	0.05789	0.002642
PSS_17_MACH2	51.923	10	0.545632	0.054452	0.56965	0.036287
PSS_19_MACH_II	60.311	10	0.085058	0.043964	0.16925	0.131035
PSS_29_TV3	20.674	10	0.042651	0.02012	0.041264	0.003878
PSS_30_Ago1	26.01212	10	0.199397	0.013641	0.199543	0.013376
PSS_32_CCS_1_4	39.0285	10	0.603705	0.124	0.124509	0.034354
PSS_37_SF2	12.25895	10	0.118454	0.008481	0.170633	0.01407
PSS_42_DPR1	34.31	10	0.12724	0.0153	0.14056	0.014497

Modos o autovalores con menor amortiguamiento, con PSS activos y residuo para el escenario de demanda media (P12).

**Tabla 4.** Análisis modal SNI demanda media (P12) con PSS y residuo

Sistema Nacional Interconectado SNI				
Modos: Demanda Media P12 con PSS y residuo.				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00192	-0.53473	7.976647	1.269523	6.688625
00193	-0.53473	-7.97665	1.269523	6.688625
00292	-1.11675	19.76827	3.146218	5.640212
00293	-1.11675	-19.7683	3.146218	5.640212

Modos en el plano complejo cercanos a la recta pendiente representativa del amortiguamiento del 5%, para el escenario de demanda media (P12) con los parámetros de sintonización del residuo.



**Figura 6.** Modos o autovalores demanda media P12 con PSS y residuo.

## 4. DEMANDA MEDIA REAL (P12R)

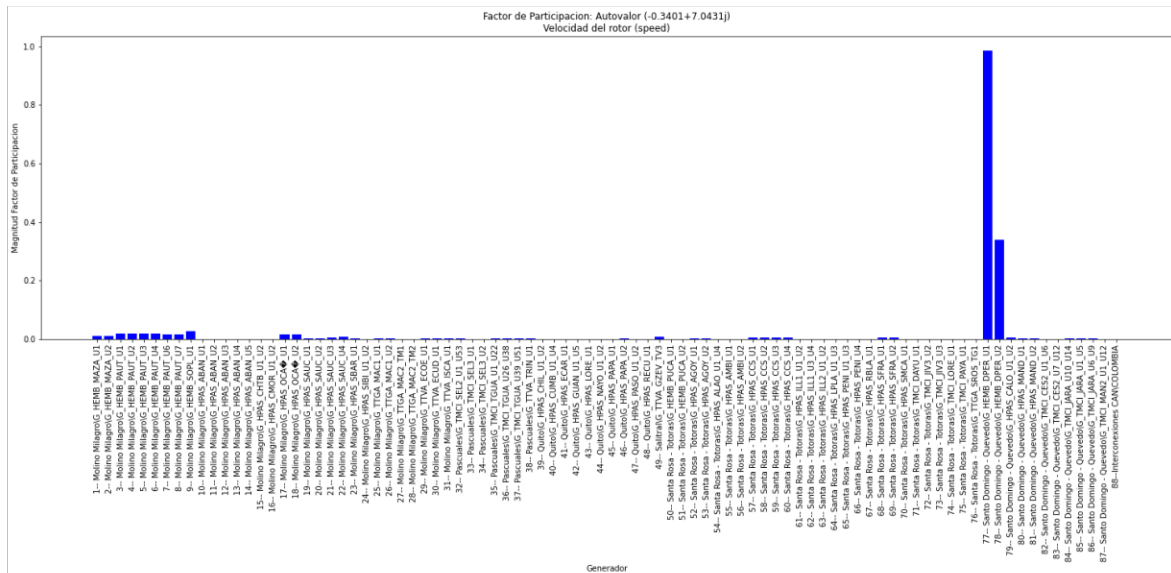
Modos con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda media real (P12R), con el algoritmo heurístico y el residuo.

**Tabla 5.** Análisis modal demanda media real (P12R) con PSS y residuo.

Sistema de 39 barras New England					
Modos: Demanda Media Real (P12R) con MVMO y método del residuo					
METODO	Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
MVMO	00134	-0.33697	7.040805	1.120579	4.780429
	00135	-0.33697	-7.0408	1.120579	4.780429
RESIDUO	00136	-0.34013	7.043147	1.120952	4.823542
	00137	-0.34013	-7.04315	1.120952	4.823542

De los dos métodos se establece que el mejor rendimiento tiene el Residuo, por lo que presenta un valor de amortiguamiento más cercano al 5%, por lo tanto, los parámetros de sintonización del residuo serán seleccionados para realizar el ajuste.

Factores de participación para el escenario de demanda media real (P12R) asociados al modo crítico.



**Figura 7.** Factores de participación asociados al modo crítico obtenido del residuo.

Magnitud del residuo para el escenario de demanda media (P12), sin la activación de PSS.

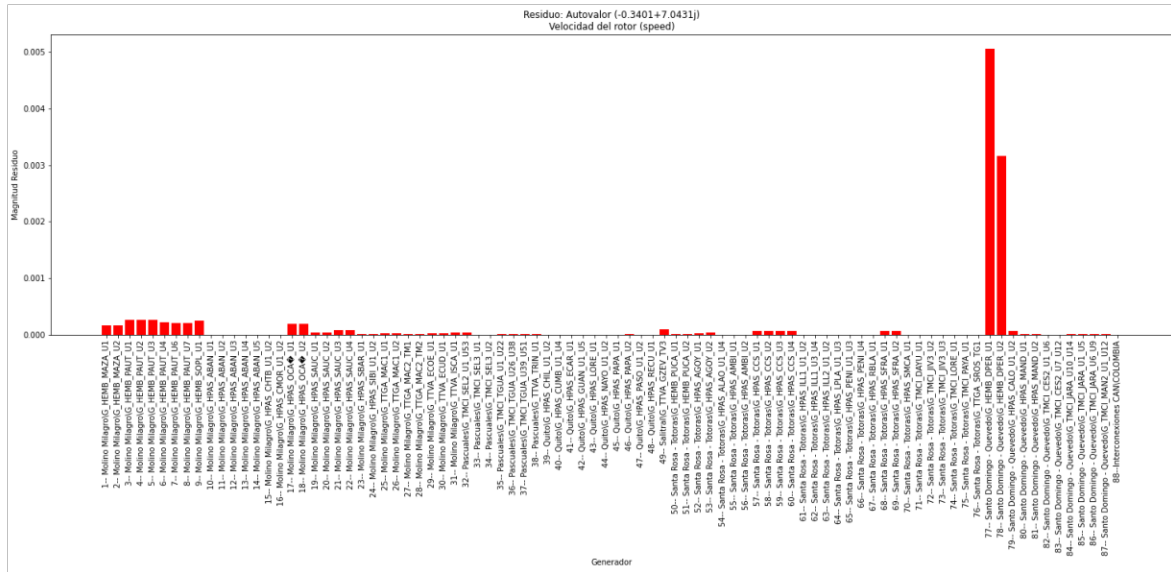


Figura 8. Magnitud del residuo, asociado al modo crítico.

Ganancias de ajuste, obtenidas con el método del residuo para el escenario de demanda media real (P12R).

Tabla 6. Ajuste de ganancias con el método del residuo (P12R)

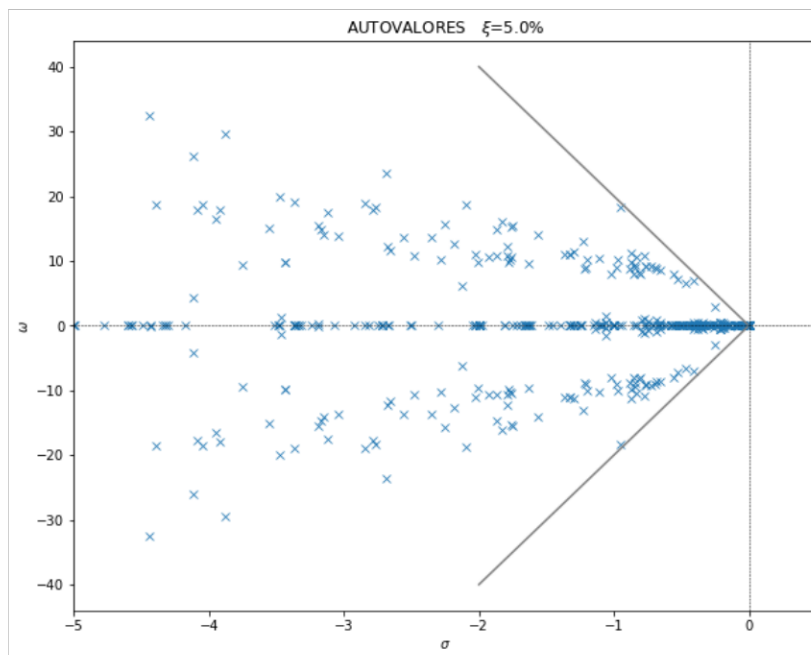
PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_13_Sopl_1_3	38.2679	10	0.130943	0.011379	0.05789	0.002642
PSS_17_MACH2	51.923	10	0.545632	0.054452	0.56965	0.036287
PSS_19_MACH_II	60.311	10	0.085058	0.043964	0.16925	0.131035
PSS_29_TV3	20.674	10	0.042651	0.02012	0.041264	0.003878
PSS_30_Ago1	26.01212	10	0.199397	0.013641	0.199543	0.013376
PSS_32_CCS_1_4	39.0285	10	0.603705	0.124	0.124509	0.034354
PSS_37_SF2	12.25895	10	0.118454	0.008481	0.170633	0.01407
PSS_42_DPR1	47.412	10	0.12724	0.0153	0.14056	0.014497

Modos con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda media real (P12R) luego del cálculo de análisis modal, una vez aplicados los parámetros de ajuste de ganancias con el método del residuo.

**Tabla 7.** Análisis modal demanda media real (P12R) con ajuste de ganancias.

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Media Real P12R con ajuste de ganancias.</b>				
<b>Modo</b>	<b>Parte Real [1/s]</b>	<b>Parte Imaginaria [rad/s]</b>	<b>Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]</b>	<b>Relación de Amortiguamiento [%]</b>
00259	-0.9546	18.36403	2.922727	5.191192
00260	-0.9546	-18.364	2.922727	5.191192
00163	-0.41402	6.947253	1.10569	5.948926
00164	-0.41402	-6.94725	1.10569	5.948926

Modos en el plano complejo, cercanos a la recta representativa del amortiguamiento mínimo del 5%, para el escenario P12R.



**Figura 9.** Modos o autovalores demanda media real P12R con ajuste de ganancias.

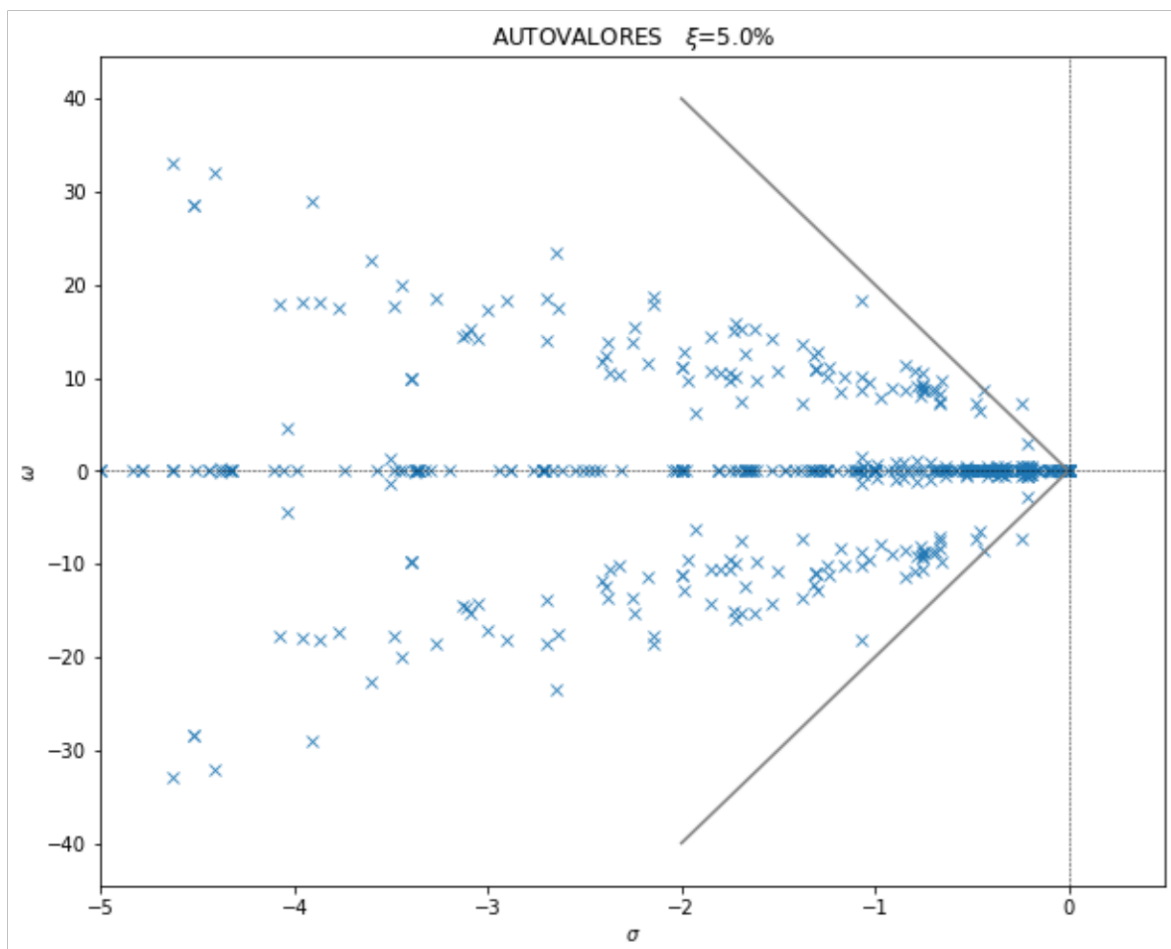
## 5. ANALISIS MODAL DEMANDA MAXIMA (P19)

Modos de oscilación con menor amortiguamiento, para demanda media (P12) sin la activación de PSS.

**Tabla 8.** Análisis modal SNI demanda máxima (P19) sin PSS

Sistema Nacional Interconectado SNI				
Modos: Demanda Máxima P19 sin PSS				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00127	-0.24341	7.282242	1.159005	3.340593
00128	-0.24341	-7.28224	1.159005	3.340593
00184	-0.44111	8.625172	1.372739	5.107484
00185	-0.44111	-8.62517	1.372739	5.107484

Modos en el plano complejo para el escenario de demanda máxima (P19) del Sistema Nacional Interconectado sin la activación de PSS.



**Figura 10.** Modos o autovalores para demanda máxima P19 sin PSS.

Factores de participación para el escenario de demanda máxima (P19) sin la activación de PSS.

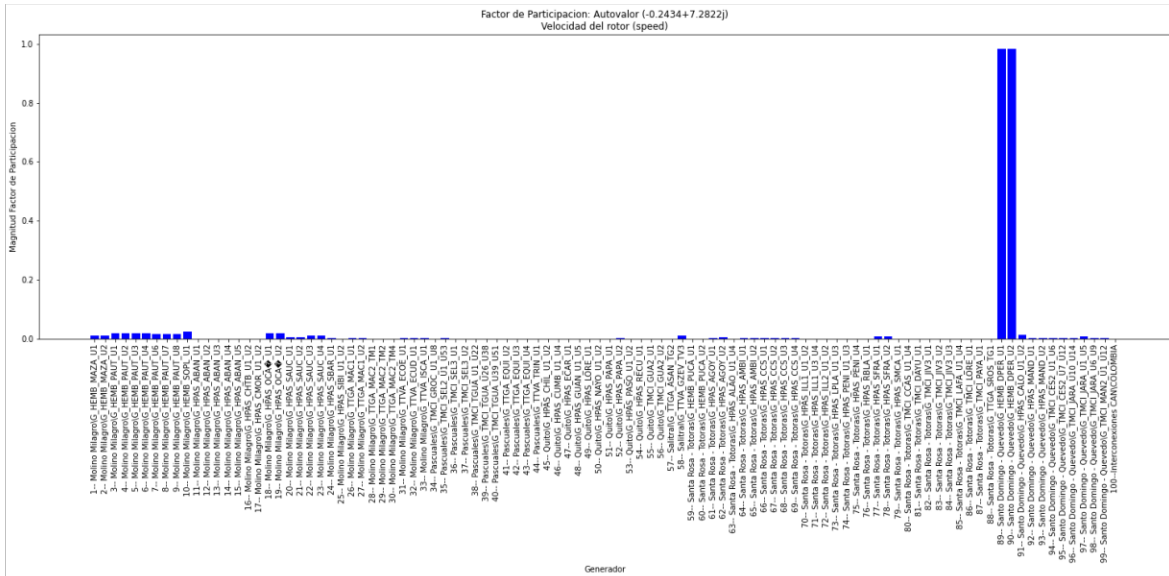


Figura 11. Factores de participación asociados al modo crítico.

Magnitud del residuo para el escenario de demanda máxima (P19), sin la activación de PSS.

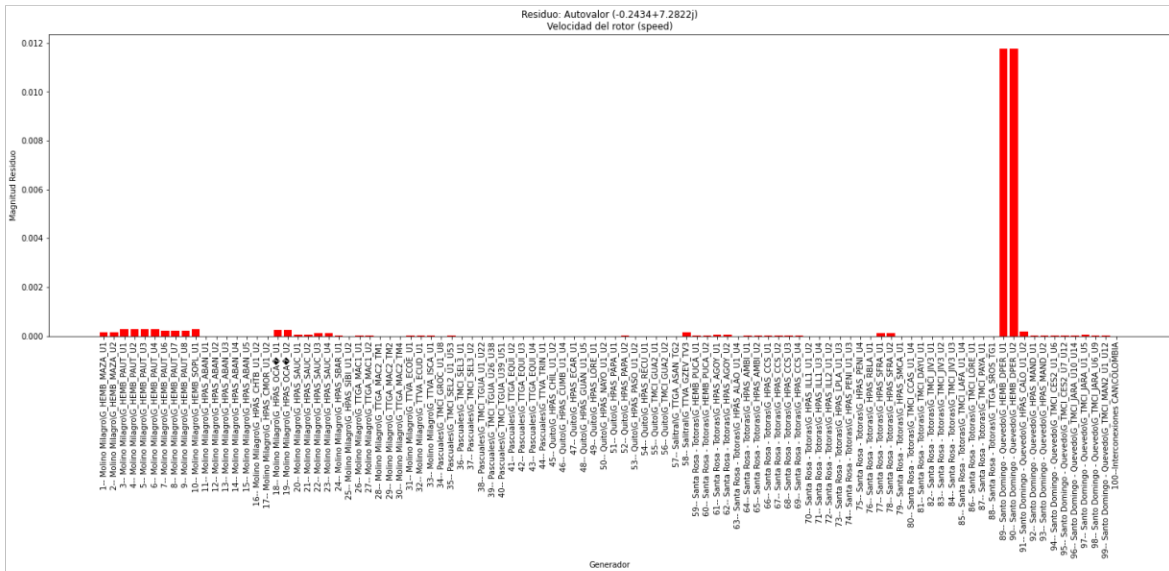


Figura 12. Residuos asociados al modo crítico.

## 6. DEMANDA MÁXIMA (P19) CON PSS ACTIVOS Y ALGORITMO MVMO

Parámetros de sintonización de los PSS con el algoritmo MVMO, para demanda máxima con PSS incluidos.

**Tabla 9.** Parámetros de sintonización de PSS con el algoritmo MVMO, P19.

PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_13_Sopl_1_3	49.026	10	0.17951	0.06802	0.17537	0.03779
PSS_17_MACH2	30.9132	10	0.06813	0.03535	0.07043	0.010837
PSS_19_MACH_II	60.1092	10	0.084951	0.01467	0.2495	0.006361
PSS_29_TV3	19.93609	10	0.17578	0.05659	0.01286	0.008917
PSS_30_Ago1	45.0983	10	0.4571	0.09396	0.04786	0.096513
PSS_32_CCS_1_4	69.08533	10	0.34207	0.0127	0.17795	0.077925
PSS_37_SF2	15.09732	10	0.099674	0.02599	0.4809	0.02469
PSS_42_DPR1	25.129	10	0.0562	0.01397	0.0184	0.03091

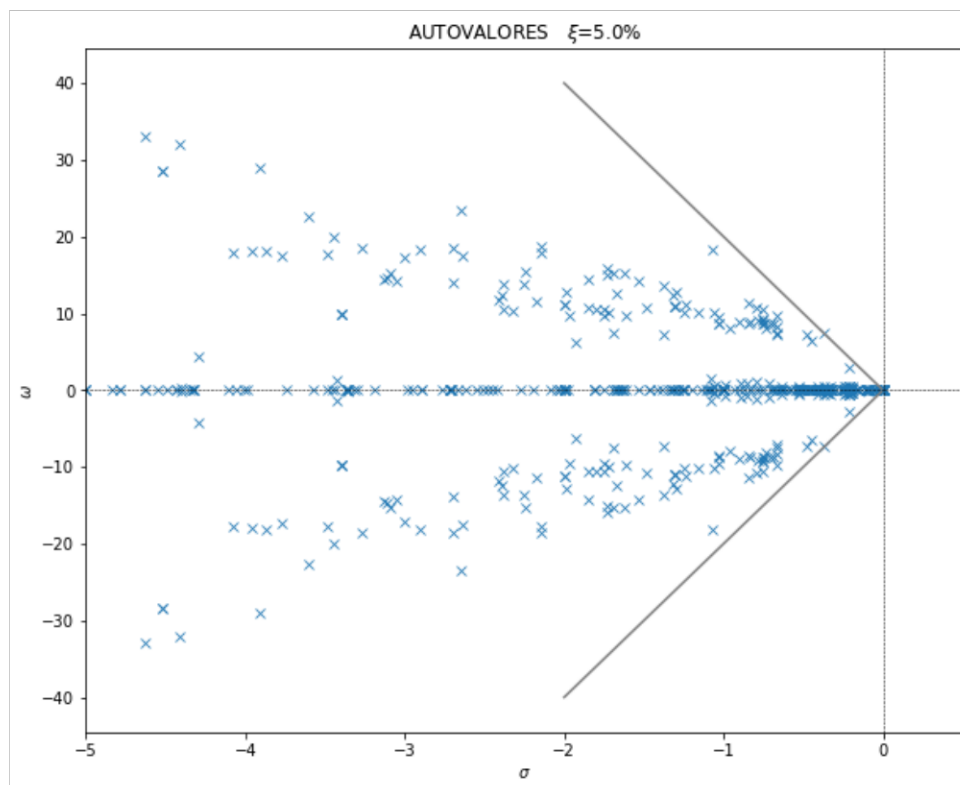
Modos o autovalores con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda máxima (P19), con la activación de PSS y la ejecución del algoritmo MVMO.

**Tabla 10.** Análisis modal SNI demanda mínima (P03) con PSS y MVMO

<b>Sistema Nacional Interconectado SNI</b>				
<b>Modos: Demanda Máxima P19 con PSS y algoritmo MVMO</b>				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00167	-0.36545	7.296095	1.16121	5.002554
00168	-0.36545	-7.29609	1.16121	5.002554
00318	-1.06951	18.23548	2.902267	5.854954
00319	-1.06951	-18.2355	2.902267	5.854954

Modos en el plano complejo cercanos a la recta pendiente representativa del amortiguamiento del 5%, para el escenario de demanda máxima (P19) con los parámetros de sintonización del algoritmo MVMO.





**Figura 13.** Modos o autovalores demanda máxima P19 con PSS y MVMO.

## 7. CÁLCULO DE GANANCIAS DE LOS PSS CON EL RESIDUO PARA DEMANDA MÁXIMA (P19).

Parámetros de sintonización con el residuo para demanda máxima (P19) sin activación de los PSS

**Tabla 11.** Parámetros de sintonización del PSS

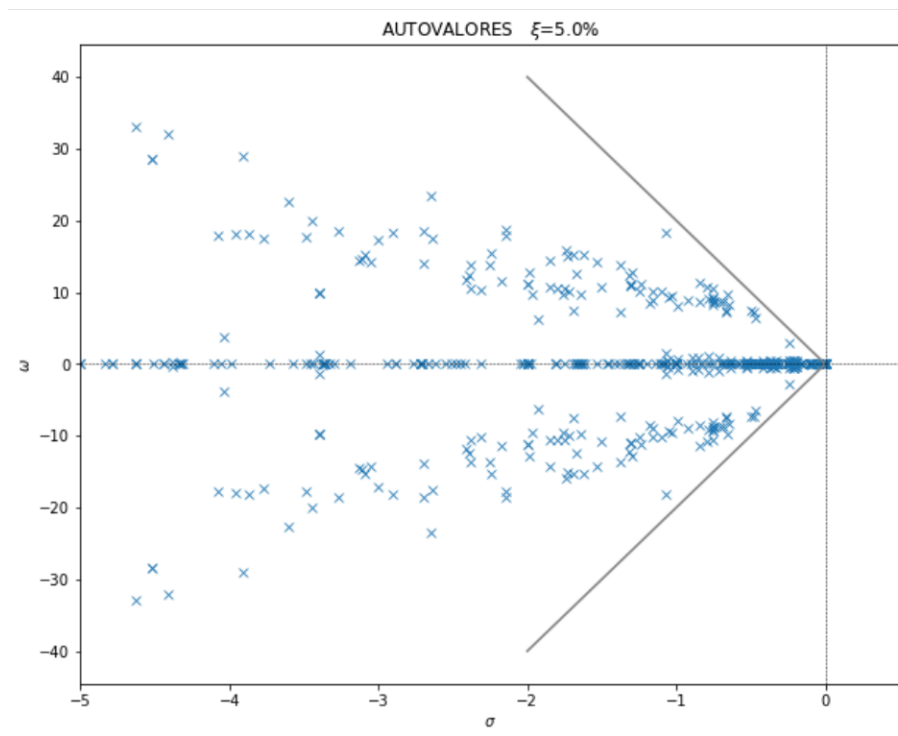
PSS	K <sub>pss</sub>	T <sub>w</sub>	T1	T2	T3	T4
PSS_13_Sopl_1_3	18.38829	10	0.17951	0.06802	0.17537	0.03779
PSS_17_MACH2	45.78338	10	0.06813	0.03535	0.07043	0.010837
PSS_19_MACH_II	33.57331	10	0.084951	0.01467	0.2495	0.006361
PSS_29_TV3	58.37093	10	0.17578	0.05659	0.01286	0.008917
PSS_30_Ago1	10.61343	10	0.4571	0.09396	0.04786	0.096513
PSS_32_CCS_1_4	15.59401	10	0.34207	0.0127	0.17795	0.077925
PSS_37_SF2	45.37502	10	0.099674	0.02599	0.4809	0.02469
PSS_42_DPR1	54.00588	10	0.0562	0.01397	0.0184	0.03091

Modos o autovalores con menor amortiguamiento, con PSS activos y residuo para el escenario de demanda máxima (P12)

**Tabla 12.** Análisis modal SNI demanda media (P19) con PSS y residuo

Sistema Nacional Interconectado SNI				
Modos: Demanda Máxima P19 con PSS y residuo.				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
00200	-0.47678	7.20537	1.14677	6.602553
00201	-0.47678	-7.20537	1.14677	6.602553
00318	-1.07004	18.23528	2.902235	5.857891
00319	-1.07004	-18.2353	2.902235	5.857891

Modos en el plano complejo cercanos a la recta pendiente representativa del amortiguamiento del 5%, para el escenario de demanda máxima (P19) con los parámetros de sintonización del residuo.



**Figura 14.** Modos o autovalores demanda mínima P03 con PSS y residuo.

## 8. DEMANDA MÁXIMA REAL (P19R)

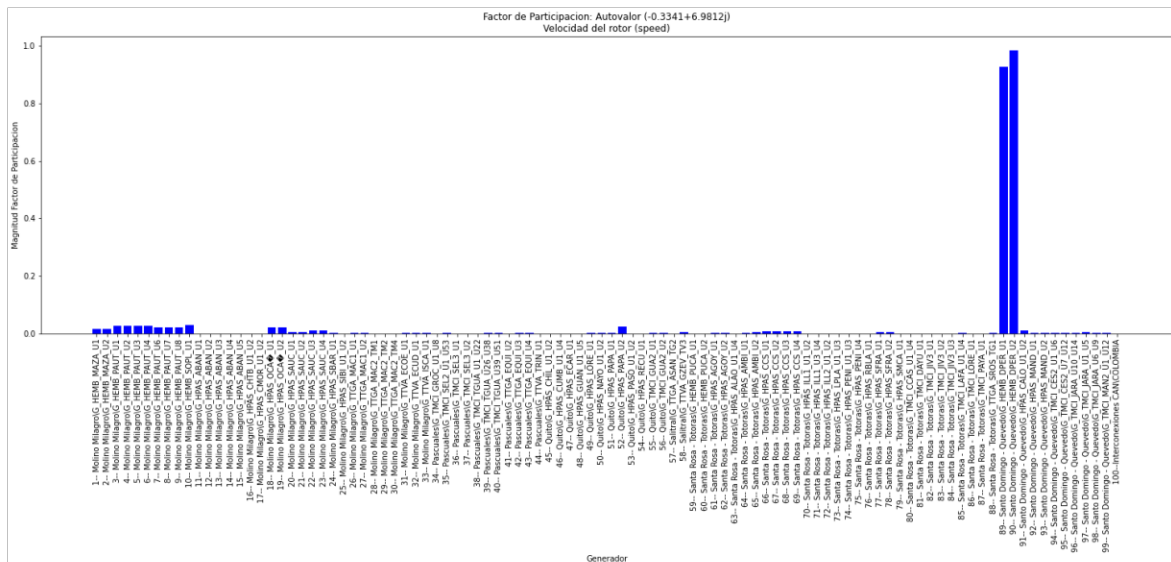
Modos con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda media real (P12R), con el algoritmo heurístico y el residuo.

**Tabla 13.** Análisis modal demanda máxima real (P19R) con PSS y residuo.

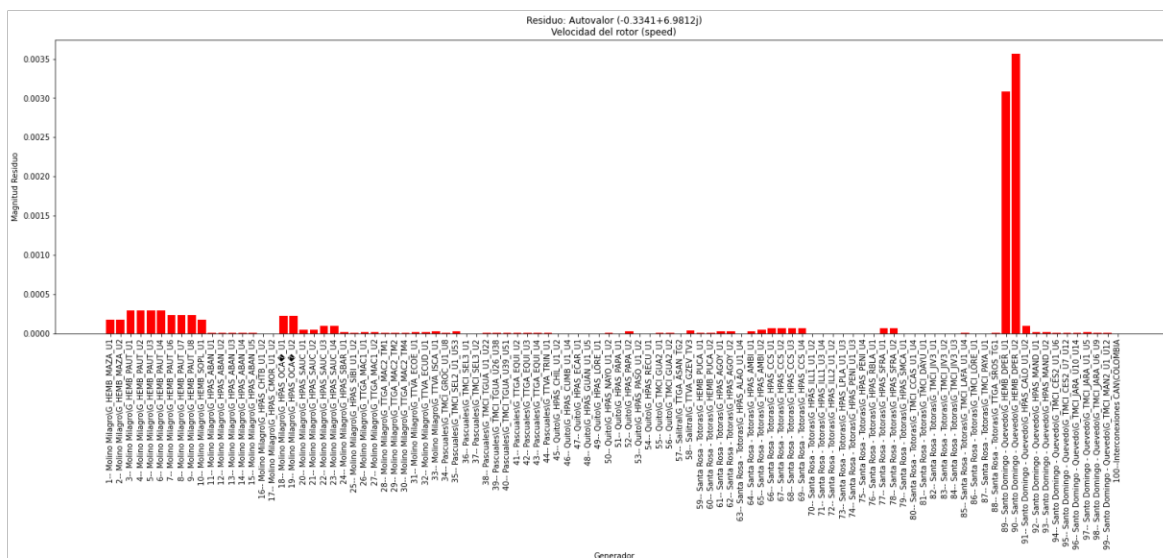
Sistema de 39 barras New England					
Modos: Demanda Máxima Real (P19R) con MVMO y método del residuo					
METODO	Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]
MVMO	00143	-0.30513	6.976405	1.110329	4.36962
	00144	-0.30513	-6.97641	1.110329	4.36962
RESIDUO	00155	-0.33411	6.981225	1.111096	4.780419
	00156	-0.33411	-6.98123	1.111096	4.780419

De los dos métodos se establece que el mejor rendimiento tiene el Residuo, por lo que presenta un valor de amortiguamiento más cercano al 5%, por lo tanto, los parámetros de sintonización del residuo serán seleccionados para realizar el ajuste.

Factores de participación para el escenario de demanda máxima real (P19R) con los parámetros del residuo asociados al modo crítico.



**Figura 15.** Factores de participación asociados al modo crítico obtenido del residuo.



**Figura 16.** Magnitud del residuo, asociado al modo crítico.

Ganancias de ajuste, obtenidas con el método del residuo para el escenario de demanda máxima real (P19R).

**Tabla 14.** Ajuste de ganancias con el método del residuo (P12R)

PSS	Kpss	Tw	T1	T2	T3	T4
PSS_13_Sopl_1_3	18.38829	10	0.17951	0.06802	0.17537	0.03779
PSS_17_MACH2	45.78338	10	0.06813	0.03535	0.07043	0.010837
PSS_19_MACH_II	33.57331	10	0.084951	0.01467	0.2495	0.006361
PSS_29_TV3	58.37093	10	0.17578	0.05659	0.01286	0.008917
PSS_30_Ago1	10.61343	10	0.4571	0.09396	0.04786	0.096513
PSS_32_CCS_1_4	15.59401	10	0.34207	0.0127	0.17795	0.077925
PSS_37_SF2	45.37502	10	0.099674	0.02599	0.4809	0.02469
PSS_42_DPR1	77.727	10	0.0562	0.01397	0.0184	0.03091

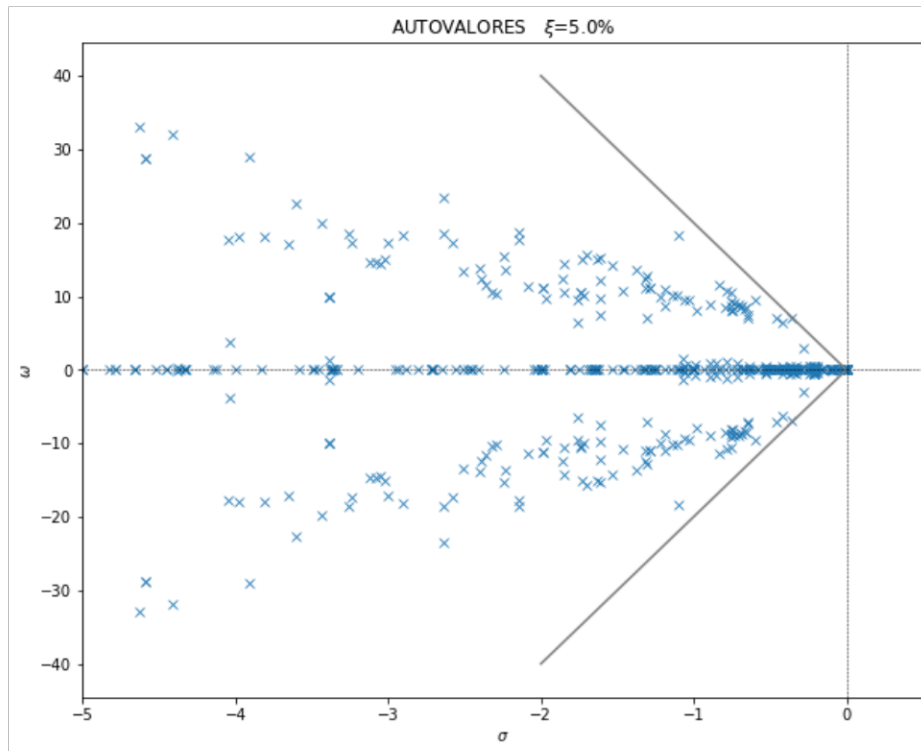
Modos con menor amortiguamiento, para el escenario de demanda máxima real (P19R) luego del cálculo de análisis modal, una vez aplicados los parámetros de ajuste de ganancias con el método del residuo.

**Tabla 15.** Análisis modal demanda media real (P12R) con ajuste de ganancias.

Sistema Nacional Interconectado SNI				
Modos: Demanda Media Real P12r con ajuste de ganancias.				
Modo	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Frecuencia de Amortiguamiento [Hz]	Relación de Amortiguamiento [%]

00165	-0.35593	6.988078	1.112187	5.086746
00166	-0.35593	-6.98808	1.112187	5.086746
00321	-1.10003	18.36706	2.923208	5.978453
00322	-1.10003	-18.3671	2.923208	5.978453

Modos en el plano complejo, cercanos a la recta representativa del amortiguamiento mínimo del 5%, para el escenario P19R.



**Figura 17.** Modos o autovalores demanda media real P12R con ajuste de ganancias.

## ANEXO III

Abrir y configurar sistema de potencia en estudio (Uno\_Config.py)

```
1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR-----
4 #-----ABRIR SISTEMA Y CONFIGURAR ESCENARIOS-----
5
6 #-----IMPORTAR LIBRERÍAS-----
7 import numpy as np
8 import sys
9 sys.path.append(r"C:\Program Files\DIGSILENT\PowerFactory 2021 SP3\Python\3.8")
10 import powerfactory as pf
11
12 #-----ABRIR POWER FACTORY EN MODO INTERACTIVO-----
13
14 app=pf.GetApplication()
15 app.Show()
16
17 usuario=app.GetCurrentUser()
18 proyecto=app.ActivateProject('SNI_Residuo') #Acceder al nombre del proyecto
19 prj=app.GetActiveProject()
20
21 #-----NOMBRE DE LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN-----
22
23 print('ESCENARIOS DE OPERACIÓN:\n.....\n')
24 print('P03\nP03R\nP12\nP12R\nP19\nP19R')
25
26 v1=input(str('INGRESE EL NOMBRE DEL ESCENARIO: '))
27 #Acceder a los Escenarios de Operacion
28 FoldOperScens=app.GetProjectFolder('study')
29 for OperScen in FoldOperScens.GetContents(v1):
30     OperScen.Activate()
31
32 #Acceder a objetos mediante diccionarios
33 pss_dic={}
34 estab=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmDsl*') #Cargar todos los pss del sistema
35 for i in estab:
36     pss_dic[i.loc_name]=i #acceder al atributo de la variable
37
38 #-----ACTIVAR O DESACTIVAR PSS-----
39 print('\nESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA')
40 va2=int(input('PARA ACTIVAR DIGITE "0" PARA DESACTIVAR DIGITE "1" : '))
41 if va2==1:
42     print('\nPSS's DESACTIVADOS ')
43 else:
44     print('PSS's ACTIVOS')
45
46 #-----NUMERO DE GENERADOR CON PSS-----
47 # ESTA INFORMACION SE VERIFICA EN LA GRAFICA DEL RESIDUO, SE TOMA EL NUMERO DEL
48 # GENERADOR ACTIVO QUE TIENE PSS SEGUN EL ESCENARIO DE OPERACION. Y SEGUN EL
49 #INDICE SE UBICA DE MENOR A MAYOR LA LISTA CON LOS PSS
50
51 if v1=='P03':
52     genpss=np.array([24, 26, 43, 45, 49, 65])
53     pss=['PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II', 'PSS_29_TV3', 'PSS_30_Ago1',
54         'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_42_DPR1',]
55 elif v1=='P03R':
56     genpss=np.array([14, 16, 20, 36, 68, 70])
57     pss=['PSS_29_TV3', 'PSS_30_Ago1', 'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_42_DPR1',
58         'PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II']
59 elif v1=='P12':
60     genpss=np.array([9, 26, 28, 49, 52, 57, 69, 77])
61     pss=['PSS_13_Sopl_1_3', 'PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II', 'PSS_29_TV3',
62         'PSS_30_Ago1', 'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_37_SF2', 'PSS_42_DPR1']
63 elif v1=='P12R':
64     genpss=np.array([9, 26, 28, 49, 52, 57, 69, 77])
65     pss=['PSS_13_Sopl_1_3', 'PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II', 'PSS_29_TV3',
66         'PSS_30_Ago1', 'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_37_SF2', 'PSS_42_DPR1']
67 elif v1=='P19':
68     genpss=np.array([10, 27, 29, 58, 61, 66, 78, 89])
69     pss=['PSS_13_Sopl_1_3', 'PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II', 'PSS_29_TV3',
70         'PSS_30_Ago1', 'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_37_SF2', 'PSS_42_DPR1']
71 elif v1=='P19R':
72     genpss=np.array([10, 27, 29, 58, 61, 66, 78, 89])
73     pss=['PSS_13_Sopl_1_3', 'PSS_17_MACH2', 'PSS_19_MACH_II', 'PSS_29_TV3',
74         'PSS_30_Ago1', 'PSS_32_CCS_1_4', 'PSS_37_SF2', 'PSS_42_DPR1']
75
76 for i in pss:
77     ACPSS=app.GetFromStudyCase('ComElmDsl')
78     pss_dic[i.outserv]=va2
79
80 #-----FIN-----
```

## Ejecutar algoritmo MVMO de forma remota (Dos\_MVMO.PY)

```
1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----EJECUCION DE ALGORITMO MVMO REMOTO EN DPL-----
4 #-----TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR-----
5
6 #-----IMPORTAR LIBRERÍAS-----
7 import sys
8 sys.path.append(r"C:\Program Files\DIGSILENT\PowerFactory 2021 SP3\Python\3.8")
9 import powerfactory as pf
10 app=pf.GetApplication()
11 #Abri PF en modo Engine
12 usuario=app.GetCurrentUser()
13 proyecto=app.ActivateProject('SNI_Residuo') #Acceder al nombre del proyecto
14 prj=app.GetActiveProject()
15
16 #-----EJECUTAR MVMO-----
17
18 FoldOperScript=app.GetProjectFolder('script')
19 for OperScript in FoldOperScript.GetContents('MVMO'):
20     OperScript.Execute()
21
22 #-----CARGAR MEJORES PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN-----
23
24 Cargarbestpar=app.GetProjectFolder('script')
25 for cargapar in FoldOperScript.GetContents('Load_Best_Param'):
26     cargapar.Execute()
27
28 #-----FIN-----
```

## Ejecutar Análisis modal en forma remota (Tres\_Analisis\_Modal.py)

```
1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR-----
4 #-----ANÁLISIS MODAL-----
5
6 #-----IMPORTAR LIBRERÍAS-----
7 import sys
8 sys.path.append(r"C:\Program Files\DIGSILENT\PowerFactory 2021 SP3\Python\3.8")
9 import powerfactory as pf
10
11 #-----ABRIR POWER FACTORY EN MODO INTERACTIVO-----
12
13 app=pf.GetApplication()
14 usuario=app.GetCurrentUser()
15 proyecto=app.ActivateProject('SNI_Residuo_MVMO')#Acceder al nombre del proyecto
16 prj=app.GetActiveProject()
17
18 #-----CONFIGURAR PARÁMETROS PARA ANÁLISIS MODAL-----
19
20 Amod=app.GetFromStudyCase('ComMod')
21 Amod.initMode=1 #Verificar condiciones iniciales
22 Amod.iLeft=1
23 Amod.iRight=1
24 #Amod.iPart=1
25 Amod.iSysMatsMatl=1 #Exportar Matriz A desde Power Factory
26 #Amod.iEvalMatl=1
27 #Amod.iLEVMatl=1
28 #Amod.iREVMatl=1
29 #Amod.iPartMatl=1
30 Amod.dirMatl=r'C:\Users\User\Desktop\SNI'
31 Amod.Execute()
32
33 #-----FIN-----
```

## Cálculo y gráficas de factores de participación y residuos (Cuatro\_Calculo\_Residuo.py)

```

1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR-----
4 #-----CÁLCULO DEL RESIDUO A PARTIR DE LA MATRIZ A-----
5
6 #-----IMPORTAR LIBRERÍAS-----
7 import numpy as np
8 import pandas as pd
9 import cmath
10 from scipy.sparse import coo_matrix
11 from numpy import round
12 from matplotlib import pyplot
13 import warnings
14 import sys
15 warnings.filterwarnings("ignore")
16
17 #-----LECTURA MATRIZ A-----
18
19 f = open('Amat.mtl','r') #Abrir archivo .mtl como una lista
20 lines = f.readlines()
21 for linea in f: #Leer cada linea del archivo .mtl
22     f.close()
23 row=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para filas
24 col=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para columnas
25 Dato=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para datos
26 cont = 0 # contador para guardar I, J y ML en row, col y datos respectivamente
27 for i in lines: #para cada elemento de la lista
28     M=i.split() #Separar en base a la posicion de cada elemento de la matriz
29     ML=np.asfarray(M)
30     I=np.array(ML[0])-1 #Subindices necesarios para formar la matriz
31     row[cont]=int(I)
32     J=np.array(ML[1])-1 #Subindices necesarios para formar la matriz
33     col[cont]=int(J)
34     Dato[cont]=np.array(ML[2])
35     cont+=1
36 dim_filas = max(row)
37 dim_col = max(col)
38 if dim_filas >= dim_col:
39     dim = int(dim_filas)+1
40 else:
41     dim = int(dim_col)+1
42 # MATRIZ "A" EN FORMATO DE MATRIZ
43 Ax=coo_matrix((Dato,(row,col)),shape=(dim, dim)).toarray() #Matriz A cuadrada
44 f = open('Jacobian.mtl','r')
45 lines = f.readlines()
46 for linea in f: #Leer cada linea del archivo
47     f.close()
48 row=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para filas
49 col=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para columnas
50 Dato=np.zeros([len(lines)]) #arreglo de ceros con longitud de lines para datos
51 cont = 0 # contador para guardar I, J y ML en row, col y datos respectivamente
52 for i in lines: #para cada elemento de la lista
53     M=i.split()# Separar cada elemento que conforma la matriz
54     ML=np.asfarray(M)
55     I=np.array(ML[0])-1 #Subindices necesarios para formar la matriz
56     row[cont]=int(I)
57     J=np.array(ML[1])-1 #Subindices necesarios para formar la matriz
58     col[cont]=int(J)
59     Dato[cont]=np.array(ML[2])
60     cont+=1
61 dim_filas = max(row)
62 dim_col = max(col)
63 if dim_filas >= dim_col:
64     dim1 = int(dim_filas)+1
65 else:
66     dim1 = int(dim_col)+1
67 Jacob=coo_matrix((Dato,(row,col)),shape=(dim1, dim1)).toarray()
68
69 #-----AUTOVALORES Y AUTOVECTORES DERECHOS-----
70
71 AV,AVd=np.linalg.eig(Ax)
72 Ax=round(Ax,4)
73 AVa=np.asarray(AV)
74 AVa=round(AVa,4)
75 AVdmodulo=np.abs(AVd)
76 AVdangulo=np.angle(AVd, deg=True)
77 AVdn = AVd / AVdmodulo.max(axis=0)
78 #AVdn=round(AVdn,6)

```



```

79 #-----GRÁFICA AUTOVALORES Y AMORTIGUAMIENTO-----
80
81 x = [ele.real for ele in AVa]
82 y = [ele.imag for ele in AVa]
83 pyplot.figure(figsize=(10, 8))
84 pyplot.scatter(x, y, marker='x', linewidths=0.8)
85 pyplot.axhline(y=0, color="black", linewidth=0.5, linestyle="--")
86 amort=float(input('INGRESAR EL VALOR DEL AMORTIGUAMIENTO EN PORCENTAJE (%): '))
87 amort=amort/100
88 pendiente=1/amort # Aproximacion
89 x=np.arange(-amort*40, 0, 0.01 ) #Ajuste del rango de valores para la grafica
90 y1=-pendiente*x
91 pyplot.plot(x,y1, color='grey')
92 y2=pendiente*x
93 pyplot.plot(x,y2, color='grey')
94 pyplot.axvline(color="black", linewidth=0.5, linestyle="--")
95 # SI SE DESEA VER TODOS LOS POLOS SE DEBE CAMBIAR EL VALOR NEGATIVO POR
96 # UN VALOR MAS NEGATIVO
97 pyplot.xlim(-5, 0.5) #LIMITAR EJE DEL GRAFICO
98 pyplot.title('AUTOVALORES ' r'$\xi$' + str(round(amort*100,2))+'%')
99 pyplot.ylabel(r'$\omega$')
100 pyplot.xlabel(r'$\sigma$')
101 pyplot.show()
102
103 #-----CÁLCULO AMORTIGUAMIENTO-----
104 sigma=AVa.real
105 omega=AVa.imag
106 Frecuencia=abs(omega/(2*np.pi)) #Frecuencia de amortiguamiento
107 amortiguamiento=[0]
108 for i in range(dim):
109     amortiguamiento=-sigma/((sigma**2)+(omega**2)**(1/2))
110 inda=np.where(amortiguamiento < amort) #Indice de los polos problema
111 lst=set().union(*inda)
112 lst=sorted(lst)
113 PP=AVa[inda] #Polos problema
114 minamort=min(amortiguamiento)
115 am=amortiguamiento*100 #Amortiguamiento de los polos problema
116 polos={'AUTOVALORES ':PP,'FRECUENCIA (Hz)':Frecuencia[inda],
117        'AMORTIGUAMIENTO (%)':am[inda],'INDICE':lst}
118 datapolos=pd.DataFrame(polos)
119 if minamort<amort:
120     print('\nLOS POLOS CON AMORTIGUAMIENTO MENOR A',
121           round(amort*100,2),'% SON:\n')
122     print(datapolos.to_string(index=False))
123 else:
124     sys.exit(print('\nNO HAY POLOS CON AMORTIGUAMIENTO MENOR AL',
125                  round(amort*100,2),'%'))
126
127 var1=int(input('INGRESE EL INDICE DEL POLO PARA SU ANÁLISIS: '))
128
129 #-----CÁLCULO DE AUTOVECTORES IZQUIERDOS Y NORMALIZACIÓN-----
130 AVi=np.linalg.inv(AVd)
131 #AVi=round(AVi,4)
132 AVit=AVi.transpose()
133 AVitmodulo=np.abs(AVit)
134 AVit=AVit/AVitmodulo.max(axis=0)
135 #AVit=round(AVit,4)
136 AVitn=AVit.transpose()
137 AVic=np.conj(AVi)
138 AVitc=np.conj(AVit)
139 AVitcn=np.conj(AVitn)
140
141 #-----CÁLCULO DE FACTORES DE PARTICIPACIÓN-----
142
143 FP=np.zeros([len(AVd),len(AVic)],dtype=complex)
144 for i in range (len(AVd)):
145     FP[:,i]=AVd[:,i]*AVic[i,:] #AVi o AVic (+ -)
146 FaPa=np.asarray(FP)
147 #FaPa=round(FaPa,4)
148 FaPamodulo=np.abs(FaPa)
149 FaPan = FaPa/FaPamodulo.max(axis=0)
150 #FaPan=round(FaPan,4)
151
152 #-----NOMBRE DE LAS VARIABLES DE ESTADO-----
153
154 #MODIFICAR ARCHIVO PARA MEJOR LECTURA DE DATOS
155 modificar=open("VariableToIdx_Amat.txt", 'r')
156 nuevo=open('VariableToIdx-Amat.txt', 'w')
157 for i in modificar:
158     nuevo.write(i.replace('Matrix column index; Model name; State variable',
159                          'Variables'))
160 modificar.close()
161 nuevo.close()
162

```

```

163 g=pd.read_csv('VariableToIdx-Amat.txt', header=0, engine='python',dtype=object)
164 nombres=g[' Variables'].str.split('\s+',expand=True)
165 nombres.columns=['borrar','Matrix column index', 'Model name','State variable']
166 g=nombres.drop(['borrar'],axis=1)
167 VE=g['State variable']+g['Model name']
168
169 #-----GRÁFICA DE FACTORES DE PARTICIPACIÓN-----
170
171 b=0.05 # VALORES A FILTRAR
172 ff=AVa[var1]
173 FPr=FaPa.real
174 FPrn=FPr/FPr.max(axis=0)
175 colFP = FPrn[:,var1]
176 fpreal=colFP.real
177 #CREAR DATA-FRAME PARA FILTRAR FACTORES DE PARTICIPACIÓN
178 FACPART={'VALORES': fpreal, 'VAR EST':VE}
179 dataframe=pd.DataFrame(FACPART)
180 filtro1=dataframe['VALORES']>b
181 filtro2=dataframe['VALORES']<=-b
182 val_filtrados=dataframe[~filtro1 ^ ~filtro2]
183 #convertir a serie para graficar
184 VALOR=val_filtrados['VALORES'].squeeze()
185 VALORVE=val_filtrados['VAR EST'].squeeze()
186 freq_series = pd.Series(VALOR) # to convert in series
187 pyplot.figure(figsize=(12, 8))
188 ax = freq_series.plot(kind='barh', color='b', grid=True)
189 ax.set_title('FACTORES DE PARTICIPACION: AUTOVALOR ' + str(ff))
190 ax.set_yticklabels(VALORVE)
191 #Etiquetas en grafico de barras
192 rects = ax.patches
193 # For each bar: Place a label
194 for rect in rects:
195     # Get X and Y placement of label from rect.
196     x_value = rect.get_width()
197     y_value = rect.get_y() + rect.get_height() / 2
198     space = 1 # Number of points between bar and label. Change to your liking.
199     ha = 'left' # Vertical alignment for positive values
200     if x_value < 0: # If value of bar is negative: Place label left of bar
201         space *= -1 # Invert space to place label to the left
202         ha = 'right' # Horizontally align label at right
203     label = "{:.4f}".format(x_value) # Use X value as label and format number
204     # Create annotation
205     pyplot.annotate(
206         label, # Use `label` as label
207         (x_value, y_value), # Place label at end of the bar
208         xytext=(space, 0), # Horizontally shift label by `space`
209         textcoords="offset points", # Interpret `xytext` as offset in points
210         va='center', # Vertically center label
211         ha=ha) # Horizontally align label differently for
212                # positive and negative values.
213
214 #-----GRÁFICA OBSERVABILIDAD-----
215
216 c=0.1 # VALORES A FILTRAR
217 colAVd = AVdn[:,var1]
218 AVdreal=colAVd.real
219 #CREAR DATA FRAME PARA FILTRAR OBSERVABILIDAD
220 AUTOVD={'VALORES': AVdreal, 'VAR EST':VE}
221 dataframe=pd.DataFrame(AUTOVD)
222 filtro1=dataframe['VALORES']>c
223 filtro2=dataframe['VALORES']<=-c
224 val_filtrados=dataframe[~filtro1 ^ ~filtro2]
225 #convertir a serie para graficar
226 VALOR=val_filtrados['VALORES'].squeeze()
227 VALORVE=val_filtrados['VAR EST'].squeeze()
228 freq_series = pd.Series(VALOR) # to convert in series
229 pyplot.figure(figsize=(12, 8))
230 ax = freq_series.plot(kind='barh', color='r', grid=True)
231 ax.set_title('OBSERVABILIDAD: AUTOVALOR ' + str(ff))
232 ax.set_yticklabels(VALORVE)
233 #Etiquetas en grafico de barras
234 rects = ax.patches
235 # For each bar: Place a label
236 for rect in rects:
237     # Get X and Y placement of label from rect.
238     x_value = rect.get_width()
239     y_value = rect.get_y() + rect.get_height() / 2
240     space = 1 # Number of points between bar and label. Change to your liking.
241     ha = 'left' # Vertical alignment for positive values
242     if x_value < 0: # If value of bar is negative: Place label left of bar
243         space *= -1 # Invert space to place label to the left
244         ha = 'right' # Horizontally align label at right
245     label = "{:.4f}".format(x_value) # Use X value as label and format number
246     # Create annotation

```

```

247     pyplot.annotate(
248         label, # Use `label` as label
249         (x_value, y_value), # Place label at end of the bar
250         xytext=(space, 0), # Horizontally shift label by `space`
251         textcoords="offset points", # Interpret `xytext` as offset in points
252         va='center', # Vertically center label
253         ha=ha) # Horizontally align label differently for
254                # positive and negative values.
255
256 #-----GRÁFICA CONTROLABILIDAD-----
257
258 d=0.01 # VALORES A FILTRAR
259 colAVi =AVitc[:,var1] #AVit ó AVtic (+ ó -)
260 AVireal=colAVi.real
261 AVirealn = AVireal /AVireal.max(axis=0)
262 #CREAR DATA FRAME PARA FILTRAR CONTROLABILIDAD
263 AUTOVD={'VALORES': AVirealn, 'VAR EST':VE}
264 dataframe=pd.DataFrame(AUTOVD)
265 filtro1=dataframe['VALORES']>=d
266 filtro2=dataframe['VALORES']<=-d
267 val_filtrados=dataframe[~filtro1 ^ ~filtro2]
268 #convertir a serie para graficar
269 VALOR=val_filtrados['VALORES'].squeeze()
270 VALORVE=val_filtrados['VAR EST'].squeeze()
271 freq_series = pd.Series(VALOR) # to convert in series
272 pyplot.figure(figsize=(12, 8))
273 ax = freq_series.plot(kind='barh', color='g', grid=True)
274 ax.set_title('CONTROLABILIDAD: AUTOVALOR ' + str(ff))
275 ax.set_yticklabels(VALORVE)
276 #Etiquetas en grafico de barras
277 rects = ax.patches
278 # For each bar: Place a label
279 for rect in rects:
280     # Get X and Y placement of label from rect.
281     x_value = rect.get_width()
282     y_value = rect.get_y() + rect.get_height() / 2
283     space = 1 # Number of points between bar and label. Change to your liking.
284     ha = 'left' # Vertical alignment for positive values
285     if x_value < 0: # If value of bar is negative: Place label left of bar
286         space *= -1 # Invert space to place label to the left
287         ha = 'right' # Horizontally align label at right
288     label = "{:.4f}".format(x_value) # Use X value as label and format number
289
290 # Create annotation
291 pyplot.annotate(
292     label, # Use `label` as label
293     (x_value, y_value), # Place label at end of the bar
294     xytext=(space, 0), # Horizontally shift label by `space`
295     textcoords="offset points", # Interpret `xytext` as offset in points
296     va='center', # Vertically center label
297     ha=ha) # Horizontally align label differently for
298            # positive and negative values.
299
300 #-----LECTURA DE ARCHIVO (Jacobian.txt)-----
301 import numpy as np
302 import pandas as pd
303 modificarJ=open('VariableToIdx_Jacobian.txt', 'r')
304 nuevoJ=open('.txt', 'w')
305 for xb in modificarJ:
306     nuevoJ.write(xb.replace('Matrix column index; Model name; State variable',
307                            'Variables'))
308
309 modificarJ.close()
310 nuevoJ.close()
311
312 modificarJa=open('1.txt', 'r')
313 nuevoJa=open('1.txt', 'w')
314 for xa in modificarJa:
315     nuevoJa.write(xa.replace(' Matrix', ' Matrix'))
316
317 modificarJa.close()
318 nuevoJa.close()
319
320 modificarJac=open('1.txt', 'r')
321 nuevoJac=open('2.txt', 'w')
322 for xa in modificarJac:
323     nuevoJac.write(xa.replace('; ', '\t '))
324
325 modificarJac.close()
326 nuevoJac.close()
327
328 arjacob=pd.read_csv('2.txt', header=0) # Abrir archivo .txt
329 h=arjacob[' Variables'].str.split('\s+',expand=True)
330 h.columns = ['bornar', 'Matrix', 'Model', 'State']
331 valor1=h['Matrix']
332 valor2=h['Model']
333 valor3=h['State']
334 tt=pd.DataFrame({'Matrix':valor1, 'Model':valor2, 'State':valor3})

```

```

331 tt['State']=tt['State'].str.replace(' ','')
332
333 speed=tt[tt['State']=='speed ']
334 xspeed=tt[tt['State']=='xspeed ']
335 xspeed=xspeed.drop(xspeed['Model']=='
336     'Zona Molino Milagro\G_EOLI_VILL_U1_U11.ElmGenstat'].index)
337 xspeed=xspeed.drop(xspeed['Model']=='
338     'Zona Santa Rosa - Totoras\G_FOTO_GSOL_U1_U4.ElmGenstat'].index)
339 prr=tt[tt.Model.str.contains('.ElmSym')]
340 irbus1=tt[tt.Model.str.contains('.ElmSym') & tt.State.isin(['ir:bus1'])]
341
342 nb1=h.index[h['State']=='Output signal']
343 nb1=nb1[0] # acceder al índice
344
345 lista=list(range(1,len(speed)+1,1))
346 #lista=str(lista)
347 lis=pd.DataFrame({'numeros':lista})
348 lis.numeros=lis.numeros.astype(str)
349 bab=speed['Model'] #+lis['numeros']
350 bi=[i.replace('.ElmSym', '') for i in bab]
351 var=[i.replace('Zona', '') for i in bi]
352 xvar=lis['numeros'] + '--' +var
353
354
355 #ACCEDER AL VALOR NUMERICO EN LA COLUMNA 'Matrix'
356 speed=np.asarray(speed['Matrix'])
357 irbus1=np.asarray(irbus1['Matrix'])
358 xspeed=np.asarray(xspeed['Matrix'])
359
360 speed=pd.to_numeric(speed)
361 irbus1=pd.to_numeric(irbus1)
362 xspeed=pd.to_numeric(xspeed)
363 #MATRICES B Y C
364 ZFP=len(speed)
365 ZB=len(irbus1)
366 ZC=len(xspeed)
367 #MATRIZ BC
368 nj=len(Jacob)
369 Ctest=(nj-dim,dim)
370 Ctest=np.zeros(Ctest)
371 for i in range(dim+1,nj):
372     for j in range(dim):
373         k=i-dim
374         Ctest[k,j]=Jacob[i,j]
375
376 #-----MATRIZ B-----
377
378 nb=nb1-2 #-2 para acceder al número en la columna 'Matrix', no al índice
379 B = (nb-dim,dim)
380 B = np.zeros(B)
381 for i in range(nb-dim):
382     B[i,:] = Ctest[i,:]
383 B1=B.T
384 #-----MATRIZ C-----
385
386 nc = nj - nb
387 C = (nc,dim)
388 C = np.zeros(C)
389 for i in range(nc):
390     for j in range(dim):
391         C[i,j] = Ctest[i+nb-dim,j]
392
393 #-----FACTORES DE PARTICIPACIÓN ASOCIADOS A LA VELOCIDAD-----
394
395 FaPan=np.abs(FaPan)
396 FPa = (ZFP, 1)
397 FPa= np.zeros(FPa)
398 for i in range(ZFP):
399     FPa[i]=FaPan[speed[i]-1,var1] #-1 para acceder al índice
400 y = np.zeros(len(FPa))
401 for i in range(len(FPa)):
402     y[i] = FPa[i]
403 #-----GRÁFICA FACTORES DE PARTICIPACION (speed)-----
404
405 pyplot.figure(5,figsize=(26,7))
406 pyplot.bar(xvar, y, 0.8, color='blue')
407 pyplot.xticks(rotation=90)
408 pyplot.title('Factor de Participacion: Autovalor '+ str(ff)+
409     '\nVelocidad del rotor (speed)')
410 pyplot.xlabel('Generador')
411 pyplot.ylabel('Magnitud Factor de Participacion')
412 #pyplot.grid()
413 fig=pyplot.gcf()
414

```

```

415 #-----CÁLCULO DEL RESIDUO-----
416 ZZB = np.zeros(ZC)
417 ZZC = np.zeros(ZC)
418 for i in range(ZC):
419     ZZB[i] = irbus1[i]-dim
420     ZZC[i] = xspeed[i]-nb
421 rr=np.zeros(ZC, dtype=complex)
422
423 for i in range(ZC):
424     ZZB = ZZB[i]-1
425     ZZC = ZZC[i]-1
426     ZZB = ZZB.astype(int)
427     ZZC = ZZC.astype(int)
428     Xtest = (C[ZZC,:])@AVdn[:,var1]
429     Xtest2 = (-AVitcn[var1,:])@B1[:,ZZB]
430     Xfinal = Xtest*Xtest2
431     rr[i] = Xfinal
432 r = np.abs(rr)
433 #Modulo del residuo
434 #rang = np.angle(rr, deg=True) #Angulo del residuo en grados
435 #rrad=rang*(np.pi/180) #Angulo del residuo en radianes
436
437 #-----GRÁFICA RESIDUO VELOCIDAD-----
438
439 pyplot.figure(6,figsize=(26,7))
440 r=r*10
441 pyplot.bar(xvar,r,0.8,color='red')
442 pyplot.xticks(rotation=90)
443 pyplot.title('Residuo: Autovalor ' + str(ff)+'\nVelocidad del rotor (speed)')
444 pyplot.xlabel('Generador')
445 pyplot.ylabel('Magnitud Residuo')
446 #pyplot.grid()
447 fig = pyplot.gcf()
448
449 #-----OBSERVABILIDAD PHASOR PLOT-----
450
451 CAVd=np.zeros([ZFP,1],dtype=complex)
452 for i in range(ZFP):
453     CAVd[i]=-AVd[speed[i]-1,var1] #-1 para acceder al indice
454 list_z_abs = [np.abs(z) for z in CAVd]
455 list_z_angle = [cmath.phase(z) for z in CAVd]
456 pyplot.figure(7)
457 pyplot.axes(projection = "polar")
458 figu = pyplot.gcf()
459 figu.set_size_inches(20, 20)
460 pyplot.title("OBSERVABILIDAD")
461 for z in CAVd:
462     xx=np.where(CAVd == z)
463     xx=np.array(xx)
464     xx=np.delete(xx, 1, axis=0)
465     xx=int(xx)
466     pyplot.polar([0, cmath.phase(z)], [0, np.abs(z)], label=xx+1, marker="o")
467 pyplot.legend(bbox_to_anchor=(1,1), loc='upper right',
468             title='GENERADOR\n (speed)')
469 ax = pyplot.gca()
470 ax.grid(True) # gca = get current axes
471 pyplot.show()
472
473 #-----CONTROLABILIDAD PHASOR PLOT-----
474
475 CAVi=np.zeros([ZFP,1],dtype=complex)
476 for i in range(ZFP):
477     CAVi[i]=AVitc[speed[i]-1,var1] #-1 para acceder al indice
478 list_j_abs = [abs(j) for j in CAVi]
479 list_j_angle = [cmath.phase(j) for j in CAVi]
480 pyplot.figure(8)
481 pyplot.axes(projection = "polar")
482 figu = pyplot.gcf()
483 figu.set_size_inches(20, 20)
484 pyplot.title("CONTROLABILIDAD")
485 for j in CAVi:
486     co=np.where(CAVi == j)
487     co=np.array(co)
488     co=np.delete(co, 1, axis=0)
489     co=int(co)
490     pyplot.polar([0, cmath.phase(j)], [0, abs(j)], label=co+1, marker="o")
491 pyplot.legend(bbox_to_anchor=(1,1), loc='upper right',
492             title='GENERADOR\n (speed)')
493 #ax = pyplot.gca()
494 ax.grid(True) # gca = get current axes
495 pyplot.show()
496
497 #-----FIN-----

```

## Cálculo de las ganancias con el residuo (Cinco\_Residuo.py)

```

1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR-----
4 #-----CÁLCULAR GANANCIAS DE SINTONIZACIÓN POWER FACTORY-----
5 #-----RESIDUO-----
6
7 #-----IMPORTAR LIBRERIAS-----
8 import numpy as np
9 import sys
10 sys.path.append(r"C:\Users\User\Desktop\SNI\5.-Metodo_Residuo_Ganancias SNI")
11 from Cuatro_Calculo_Residuo import r, omega, var1, sigma
12 from Uno_Config_SNI import genpss, pss
13 #from Cuatro_Calculo_Residuo_SNI import r, omega, var1, sigma
14 sys.path.append(r"C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2021 SP3\Python\3.8")
15 import powerfactory as pf
16 app=pf.GetApplication()
17
18 #-----CARGAR TODOS LOS PSS DEL SISTEMA-----
19
20 #Acceder a objetos mediante diccionarios
21 pss_dic={}
22 estab=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmDs1') #Cargar todos los pss del sistema
23 for i in estab:
24     pss_dic[i.loc_name]=i #Acceder al atributo de la variable
25
26 #-----IMPORTAR CONSTANTES DE TIEMPO DE LOS PSS-----
27 #Nombre de PSS activos en el sistema
28
29 T1=np.zeros([len(pss),1])
30 T2=np.zeros([len(pss),1])
31 T3=np.zeros([len(pss),1])
32 T4=np.zeros([len(pss),1])
33 for x in range(0,len(pss)):
34     inpss=pss[x]
35     T1[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T1')
36     T2[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T2')
37     T3[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T3')
38     T4[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T4')
39
40 #-----RESIDUO-----
41
42 for i in range(len(genpss)):
43     indpss=r[genpss-1] #Valor del residuo para los generadores con PSS
44     Ed=0.05
45     Tw=10
46     #AMORTIGUAMIENTO OBJETIVO DESEADO
47     Sd=-(Ed*omega[var1])/np.sqrt(1-Ed**2)
48     Deltalambda=abs(sigma[var1]-Sd)
49
50 #-----MODOS-----
51
52 Hpss=np.zeros([len(pss),1])
53 Kps=np.zeros([len(pss),1])
54 for x in range(0,len(pss)):
55     #Función de transferencia
56     Hpss[x]=np.abs((Tw*sigma[var1])/(1+sigma[var1]*Tw))*
57     ((1+sigma[var1]*T1[x])/(1+sigma[var1]*T2[x]))*
58     ((1+sigma[var1]*T3[x])/(1+sigma[var1]*T4[x]))
59     Kps[x]=(Deltalambda/(Hpss[x]*indpss[x]))
60
61
62 for x in range(0,len(pss)):
63     inpss=pss[x]
64     pss_dic[inpss].SetAttribute('e:params:Kw',float(Kps[x]))
65
66
67 #-----FIN-----

```

## Ajuste de ganancias con el método del residuo (Seis\_Ajuste.py)

```

1 #-----ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL-----
2 #-----FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA-----
3 #-----TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR-----
4 #-----AJUSTE DE GANANCIAS DE SINTONIZACIÓN-----
5 #-----CON EL METODO DEL RESIDUO-----
6
7 #-----IMPORTAR LIBRERIAS-----
8 import numpy as np
9 import sys
10 #sys.path.append(r"C:\Users\User\Desktop\SNI\5.-Metodo_Residuo_Ganancias SNI")
11 #from Cuatro_Calculo_Residuo import r, omega, var1, sigma, Frecuencia
12 from Uno_Config_SNI import genpss, pss
13 from Cuatro_Calculo_Residuo_SNI import r, omega, var1, sigma, Frecuencia
14 #sys.path.append(r"C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2021 SP3\Python\3.8")
15 import powerfactory as pf
16 app=pf.GetApplication()
17
18 #-----CARGAR TODOS LOS PSS DEL SISTEMA-----
19
20 #Acceder a objetos mediante diccionarios
21 pss_dic={}
22 estab=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmDsl*') #Cargar todos los pss del sistema
23 for i in estab:
24     pss_dic[i.loc_name]=i #Acceder al atributo de la variable
25
26 #-----IMPORTAR CONSTANTES DE TIEMPO DE LOS PSS-----
27 #Nombre de PSS activos en el sistema
28
29 T1=np.zeros([len(pss),1])
30 T2=np.zeros([len(pss),1])
31 T3=np.zeros([len(pss),1])
32 T4=np.zeros([len(pss),1])
33 for x in range(0,len(pss)):
34     inpss=pss[x]
35     T1[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T1')
36     T2[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T2')
37     T3[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T3')
38     T4[x]=pss_dic[inpss].GetAttribute('e:params:T4')
39
40 #-----METODO DEL RESIDUO-----
41
42
43 for i in range(len(genpss)):
44     indpss=r[genpss-1] #Valor del residuo para los generadores con PSS
45     Ed=0.05
46     Tw=10
47     #AMORTIGUAMIENTO OBJETIVO DESEADO
48     Sd=-(Ed*omega[var1])/np.sqrt(1-Ed**2)
49     Deltalambda=abs(sigma[var1]-Sd)
50
51 #-----MODOS INTER-ÁREA-----
52
53 if 0.3<Frecuencia[var1]<=0.7:
54     Hpss=np.zeros([len(pss),1])
55     Kps=np.zeros([len(pss),1])
56     for x in range(0,len(pss)):
57         #Función de transferencia
58         Hpss[x]=np.abs((Tw*sigma[var1])/(1+sigma[var1]*Tw))*
59             ((1+sigma[var1]*T1[x])/(1+sigma[var1]*T2[x]))*
60             ((1+sigma[var1]*T3[x])/(1+sigma[var1]*T4[x]))
61         Kps[x]=(Deltalambda/(Hpss[x]*indpss[x]))
62
63     for x in range(0,len(pss)):
64         inpss=pss[x]
65         pss_dic[inpss].SetAttribute('e:params:Kw',float(Kps[x]))
66
67 #-----MODOS LOCALES-----
68
69 elif 0.7<Frecuencia[var1]<=1.5:
70     rmax=max(indpss)
71     indmax=np.where(indpss==rmax)
72     ind=int(indmax[0])
73     Hpss=np.abs((Tw*sigma[var1])/(1+sigma[var1]*Tw))*
74         ((1+sigma[var1]*T1[ind])/(1+sigma[var1]*T2[ind]))*
75         ((1+sigma[var1]*T3[ind])/(1+sigma[var1]*T4[ind]))
76     Kps=Deltalambda/(Hpss*rmax)
77
78     inpss=pss[ind]
79     pss_dic[inpss].SetAttribute('e:params:Kpss',float(Kps))
80
81 #-----FIN-----

```