

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS MODAL PARA EVALUAR EL IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEBIDO A LA GENERACIÓN EÓLICA.

**Evaluar el nivel de amortiguamiento y determinación de los
modos críticos para múltiples escenarios de un sistema de
potencia.**

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

GABRIEL ALFREDO RODRÍGUEZ PROAÑO

gabriel.rodriiguezp92@gmail.com

DIRECTOR: Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA (PhD)

jose.osculllo@epn.edu.ec

DMQ, 18 febrero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, GABRIEL ALFREDO RODRÍGUEZ PROAÑO 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.



Sr. GABRIEL ALFREDO RODRÍGUEZ PROAÑO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Gabriel Alfredo Rodríguez Proaño, bajo mi supervisión.



PhD. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

ESTUDIANTE: Sr. Gabriel Alfredo Rodríguez Proaño

DIRECTOR: Prof. Dr. José Antonio Oscullo Lala (PhD)

DEDICATORIA

A mi hijo Damián que me ha inspirado y que con su amor me ha dado fuerzas para poder alcanzar este objetivo. Cada logro obtenido es por y para ti.

A mis padres y mi hermano por haberme brindado apoyo incondicional y la oportunidad de culminar esta meta.

AGRADECIMIENTO

A mi profesor y director Dr. José Antonio Oscullo Lala (PhD), por su gran dedicación, esfuerzo y esmero, por todos sus consejos y apoyo para poder culminar este trabajo satisfactoriamente, buscando siempre la excelencia, razón por la que le guardo una gran estima y respeto como persona y profesional.

A mi familia, en especial a mis padres Yolanda y Calixto, a mi hermano Alejandro, que sin su apoyo incondicional en los momentos más difíciles nunca hubiera podido culminar exitosamente esta etapa de mi vida ya que me dieron fuerzas para continuar.

A mi muy amado hijo Damián por haberme llenado de sonrisas, abrazos y de mucho amor, siendo muy comprensivo cuando no pude estar él por alcanzar esta meta.

A mis amigos y compañeros de carrera que han sido apoyo y motivación durante las largas jornadas de estudio.

Finalmente, quiero agradecer a mis profesores de Ingeniería Eléctrica que han compartido su conocimiento para mi formación profesional y personal.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT.....	IX
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General	4
1.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Alcance	5
2 MARCO TEÓRICO	6
2.1 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	6
2.1.1 Fenómenos Electromecánicos	6
2.1.2 Clasificación de la Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia [10]	7
2.1.3 Ecuación de Oscilación [17], [18].....	9
2.1.4 Estabilidad de Pequeña Señal [17].....	11
2.2.1 Representación de Espacios de Estado [22].....	14
2.2.2 Linealización [14], [22].....	15
2.2.3 Propiedades de la Matriz de Estado	17
2.2.4 Tipos de Modos de Oscilación [25], [24].....	19
3 METODOLOGÍA.....	22
3.1 Descripción Metodológica	22
3.1.1 Procesamiento de datos con Python	22
3.1.2 Análisis Modal de Escenarios utilizando PowerFactory de DIgSILENT.....	24
3.1.3 Trayectoria de modos críticos en Python.....	27
4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UN SISTEMA DE PRUEBA	30
4.1 Características del Sistema New England de 39 barras	30
4.1.1 Descripción General	30
4.2 Casos de Estudio	32
4.2.1 Análisis del Caso base	32

4.2.2	Análisis en el generador oscilante “G02”	34
4.2.3	Análisis en generador térmico “G04”	38
4.2.4	Análisis en un generador eléctricamente alejado de la barra oscilante “G10”	42
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
5.1	Conclusiones	45
5.2	Recomendaciones	45
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	47
7	ANEXOS	49

GLOSARIO

SEP : Sistemas eléctricos de potencia.

DPL : DlgSILENT Programming Language.

RMS : Simulación en tiempo en PowerFactory.

RESUMEN

En el presente trabajo se estudia la estabilidad de pequeña señal del sistema de prueba New England de 39 barras modelado por PowerFactory de DIgSILENT, para lo cual se realiza una revisión del estado del arte del análisis modal como herramienta para la obtención de los modos oscilatorios de un SEP. Para su estudio y apoyándose en un script de Python, mediante el cual se utiliza el modo engine de PowerFactory, se determina de manera gráfica la evolución de la trayectoria de los modos de oscilación electromecánicos prestando especial atención en los modos críticos cuya frecuencia se encuentra entre 0.1 a 2 Hz. Para obtener los modos críticos para varios escenarios se propone un script desarrollado en DIgSILENT Programming Language (DPL) de PowerFactory, mismos que consideran la variación de la oferta de generación en esta nueva condición operativa se determina los modos del sistema mediante la herramienta de análisis modal disponible en PowerFactory. Finalmente, y con el objetivo de visualizar el efecto producido por el desplazamiento de los modos de oscilación críticos, a través de un cortocircuito en una línea de transmisión se busca observar la simulación RMS de variables del generador que varíe su potencia.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, estabilidad de pequeña señal, análisis modal, modos oscilatorios, nivel de amortiguamiento.

ABSTRACT

This work, the small-signal stability of 39-bar New England test system modeled by PowerFactory of DIgSILENT is studied, for which a review of the state of the art of modal analysis is carried out as a tool for obtaining the oscillatory modes of in SEP. For its study and based on a Python script, through engine mode PowerFactory is used, the evolution of the trajectory of the electromechanical oscillation modes is graphically determined, paying special attention to the critical modes whose frequency is between 0.1 to 2 Hz. To obtain the critical modes for various scenarios, a script developed in DIgSILENT Programming Language (DPL) of PowerFactory is proposed, that considering the variation of the generation offer in this new operating condition, determines the modes of the system using the modal analysis tool available in PowerFactory. Finally, and in order to visualize the effect produced by the displacement of the critical oscillation modes, through a short circuit in a transmission line, it is sought to observe the RMS simulation of generator variables that vary its power.

KEYWORDS: Stability of electrical power systems, small signal stability, modal analysis, oscillatory modes, damping level.

1 INTRODUCCIÓN

Para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han evolucionado hacia redes interconectadas muy complejas cuya dinámica depende de los elementos y equipos que integran la cadena de producción como son generadores, líneas de transmisión, cargas y diferentes elementos de control. Además, las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico de un SEP son no lineales, límites de los dispositivos y los elementos de control, entre otros. Esto conduce a la necesidad de realizar un adecuado análisis de la condición operativa en cada instante para conocer el nivel de estabilidad del sistema, situación que presenta un carácter especial en los sistemas de potencia que contienen la integración de las fuentes renovables para fines de generación eléctrica. [1]

Las condiciones de operación varían constantemente debido a la estocasticidad del consumo situación que determina que para su abastecimiento el sistema presenta una operación cuasi-estacionaria alrededor del punto de operación, siendo este fenómeno una condición natural. Para esta condición de operación, los parámetros del sistema se hallan dentro de rangos que permiten mantener el nivel de estabilidad y la seguridad del sistema. Sin embargo, estas condiciones operativas al presentar perturbaciones provocan la variación del balance de la oferta y la demanda, las cuales llevan al surgimiento de oscilaciones electromecánicas que condicionan los límites operativos de los distintos elementos del sistema o pueden causar inestabilidad en el sistema si estas oscilaciones electromecánicas no son adecuadamente amortiguadas. [2], [3]

Para analizar la estabilidad oscilatoria en el sistema existen diferentes métodos que estudian por un lado la respuesta del mismo en función de la frecuencia y por otro lado el lugar geométrico de los valores propios de la matriz de estado del sistema, mediante los cuales obtener información relevante sobre la estabilidad del sistema, entre las principales son [4]:

- Lugar geométrico de las raíces de la ecuación característica de la ecuación de estado.
- Respuesta en frecuencia.
- **Análisis Modal.**

La metodología de lugar geométrico de las raíces consiste en una herramienta que combina conceptos del análisis en el dominio del tiempo y de la frecuencia mediante la cual se identifican las raíces del sistema, siendo de gran utilidad en el ajuste de la ganancia de

los reguladores automáticos de voltaje y de estabilizadores de potencia presentes en un SEP. [4], [5]

La técnica de respuesta en frecuencia se basa en la elaboración y análisis de los diagramas de Bode y Nyquist obtenidos de la representación de funciones de transferencia. [4], [5]

En este trabajo se utiliza la herramienta de análisis modal, la cual se basa en la linealización de las ecuaciones que modelan el sistema, alrededor de una condición de operación y determinar el nivel de estabilidad. Todo esto mediante el análisis del nivel de amortiguamiento de las oscilaciones obtenido del procesamiento de los valores propios también conocidos como modos de oscilación del sistema para las diferentes condiciones de operación, como se presenta en la Figura 1.1. [4], [6]

El análisis modal permite determinar los valores propios de la matriz de estado de un sistema mismos que se distribuyen en el plano complejo y de acuerdo a su ubicación determinan el nivel de estabilidad que presenta el sistema para la condición operativa analizada. Cuando estos se encuentran en el semiplano izquierdo se considera al sistema estable, mientras que si se encuentra en el semiplano derecho es un indicativo de que el sistema presenta inestabilidad. Si el modo de oscilación se ubica en el eje imaginario, el mismo presentará oscilaciones no amortiguadas de tal forma que el sistema se encuentra en una condición marginalmente estable, tal como se muestra en la Figura 1.1. [7]

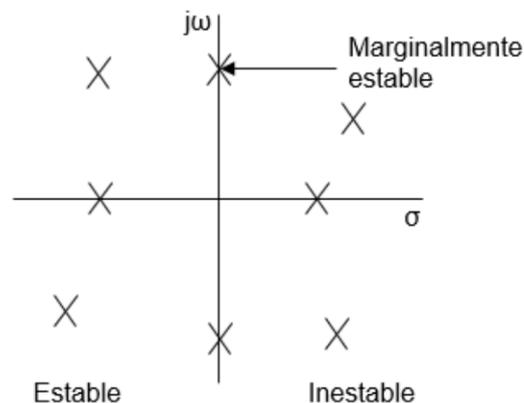


Figura 1.1. Ubicación de los modos de oscilación en el plano complejo. [7]

En la Figura 1.2 se observa la representación gráfica para un valor propio de par conjugado cuya razón del nivel de amortiguamiento (ζ) la determina la ecuación 1.1. [7]

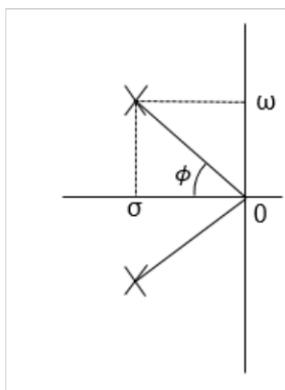


Figura 1.2 Representación gráfica de un par conjugado [7]

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (1.1)$$

Donde:

ζ = Razón del Nivel de Amortiguamiento.

σ = Parte real del modo oscilatorio (amortiguamiento)

ω = Parte imaginaria del modo oscilatorio (frecuencia del modo).

ϕ = Ángulo del modo oscilatorio.

Por medio del nivel de amortiguamiento y la frecuencia se identifica los modos críticos y no críticos para la estabilidad del sistema entendiéndose como modos críticos aquellos que presentan una razón de amortiguamiento inferior a la establecida por criterios definidos ya sea por la experiencia en la operación del sistema o por consideraciones normativas del código de red, que generalmente se consideran sobre el 5%. [4]

La herramienta matemática del análisis modal es una de las técnicas principales aplicadas al SEP cuando se realizan estudios de estabilidad oscilatoria, lo que ha determinado el desarrollo de varios softwares comerciales o desarrollados de manera específica para un sistema particular. En el caso del país se utiliza el módulo de análisis modal de PowerFactory de DlgSILENT, el cual permite obtener la distribución gráfica de los modos de oscilación en el plano complejo, sus parámetros (parte real, parte imaginaria, magnitud, ángulo, amortiguamiento, entre otros parámetros) para el caso del escenario analizado. Situación que no permite conocer evolución en el plano complejo de la dinámica de los modos ante diversas condiciones operativas. [8] Así, resulta interesante desarrollar un aplicativo mediante el cual sea posible conocer por parte del operador de la herramienta de análisis modal de forma gráfica la evolución de los modos críticos que afecten la estabilidad oscilatoria del sistema.

En base a lo señalado, este trabajo busca solventar esta desventaja de la herramienta de análisis modal y desarrollar una metodología, a través, del cual obtener la trayectoria de los modos de oscilación seleccionados del módulo de análisis modal de PowerFactory implementado un script desarrollado en DlgSILENT Programming Language (DPL) con lo cual obtener la evolución de los modos de oscilación críticos y a través del modo interactivo, acoplar esto con Python para determinar la trayectoria de la dinámica de estos modos de oscilación considerando diferentes escenarios posibles de operación.

Debido a que la dinámica de los modos de oscilación depende de la matriz de estado del sistema, la cual depende de los parámetros del sistema y de la condición operativa, en este trabajo únicamente se considerará modificar la oferta de la generación considerando una falla trifásica, con lo que se busca observar la trayectoria de los modos de oscilación críticos y con ello determinar el nivel de estabilidad oscilatoria que presenta el sistema.

1.1 Objetivo General

El trabajo busca desarrollar una metodología de análisis modal de un sistema eléctrico para determinar la evolución de los valores propios ante escenarios de oferta utilizando PowerFactory de DlgSILENT.

1.2 Objetivos Específicos

Para poder cumplir con el objetivo general planteado, se deben desarrollar los siguientes objetivos específicos:

1. Realizar una revisión del estado del arte del análisis modal aplicada a escenarios de un SEP, recopilando información para su modelación mediante un software especializado.
2. Desarrollar una metodología que utilice análisis modal para obtener la evolución de los valores propios ante escenarios de oferta empleando PowerFactory de DlgSILENT.
3. Aplicar la metodología desarrollada considerando un sistema de prueba.
4. Analizar el nivel de amortiguamiento de los modos críticos obtenidos mediante análisis modal ante escenarios de oferta obtenidos a través de la metodología propuesta.

1.3 Alcance

La mayor parte de los problemas que podrían llevar a un SEP al colapso se deben a un pobre amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas producidas por perturbaciones o la condición normal de operación dada la condición cuasi-estacionaria a fin de que en cada instante exista el balance entre la generación y la demanda, en especial cuando los elementos que conforman el sistema eléctrico alcanzan sus límites operativos, o debido a una no adecuada configuración de los elementos de control. Por lo que es necesario realizar estudios que permitan al operador del sistema predecir la trayectoria de los modos de oscilación y con ello anticipar acciones para mitigar la posible degradación del nivel de estabilidad ante las oscilaciones electromagnéticas, es decir, analizar multiescenarios y obtener de manera gráfica la trayectoria de los modos críticos en cada condición operativa. [9]

La metodología desarrollada se la aplicara al sistema de prueba New England de 39 barras mediante un script en Python que, a través del modo engine de PowerFactory, ejecute un script desarrollado en DPL para analizar diferentes escenarios de operación considerando la variación de potencia activa en un generador seleccionado por el usuario y en cada escenario se determine los modos de oscilación mediante el módulo de análisis modal presente en PowerFactory, la información de los modos de oscilación seleccionados mediante un script desarrollado en Python se procese la información obtenida para determinar el desplazamiento de los modos con lo que se puede determinar el nivel de amortiguamiento que alcance el sistema.

Para el desarrollo de la metodología es importante resaltar que se considera lo siguiente:

- Los modos de oscilación del sistema son determinados en cada escenario operativo variando la potencia activa de un generador seleccionado por el usuario respetando sus límites operativos, con lo cual se modifica el balance generación-demanda.
- A fin de observar el impacto de oscilaciones electromecánicas se considera un escenario de falla trifásica a fin de observar el impacto en la dinámica de la trayectoria de los modos de oscilación.

La variación de potencia del generador seleccionado debe ser tal que permita obtener diferentes escenarios que permita observar la trayectoria del movimiento de los modos de oscilación.

2 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta el concepto de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, de manera particular se analizará la estabilidad oscilatoria, su origen y la herramienta de análisis modal como técnica para su estudio.

2.1 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia están presentando un incremento de su nivel de oscilatorio, que ha hecho disminuir su nivel de estabilidad debido a una mayor presencia de elementos y dispositivos como generación distribuida, generadores en base a tecnología fotovoltaica, eólica, FACTS, cargas flexibles, etc. Esta situación ha llevado a que se requiera un alto número de elementos de control y monitoreo cuya respuesta debe ser rápida y oportuna, situación que determina la necesidad de contar con herramientas que permitan conocer con un tiempo adecuado la posible dinámica que presente el sistema de manera más eficiente y robusta. [10]

El término estabilidad aplicado a un sistema eléctrico de potencia se constituye en la capacidad del mismo para recobrar una condición operativa estable después de haberse presentado una perturbación. [10]

En la literatura especializada se analiza la clasificación de la estabilidad de un SEP, mismas que dependen de las condiciones de operación y del tipo de perturbaciones como se presenta en la sección 2.1.2.

2.1.1 Fenómenos Electromecánicos

Un SEP se modela mediante ecuaciones diferenciales no lineales, cuyo comportamiento depende de los diferentes elementos que lo conforman, sus características y tiempos de respuesta. Esto produce que variaciones en la generación u otro tipo de perturbaciones introduzcan diferentes fenómenos en el sistema, las cuales surgen a diferente rango temporal y lugar en el SEP. Tal como se muestra en la Figura 2.1. Entre los principales fenómenos se presentan: [6]

- Magnéticos: Son los fenómenos más rápidos, los cuales ocurren en las líneas de transmisión.
- Electromagnéticos: Se producen en los devanados de armadura, campo y amortiguadores de las máquinas eléctricas.

- **Electromecánicos:** Se originan en los rotores de los generadores y sus sistemas de control.
- **Termodinámicos:** Son fenómenos más lentos, los cuales se producen en generadores de gas y vapor.

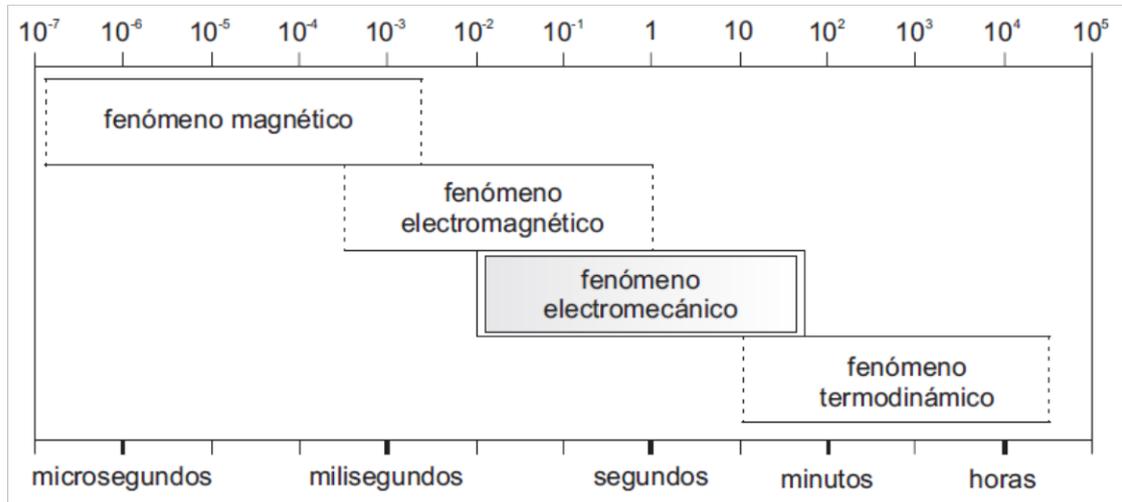


Fig. 2.1 Fenómenos dinámicos en el SEP. [6]

En el presente trabajo se estudian los fenómenos electromecánicos, cuyas oscilaciones tienen una duración en el orden de las decenas de los milisegundos hasta las decenas de segundos, tal como se observa en la Figura 2.1. A esta escala de tiempo también se encuentran las oscilaciones de las masas rotativas de generadores y motores, operación de sistemas de protección, tiempos de respuesta de los dispositivos de control de voltaje y accionamientos por lo que las oscilaciones electromecánicas con una deficiente o nula amortiguación pueden originar la operación de los elementos de control con los que cuenta el sistema de potencia. [6]

2.1.2 Clasificación de la Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia [10]

Para un adecuado estudio de la estabilidad de un SEP hace necesario clasificar las diferentes perturbaciones que se pueden presentar según las características del fenómeno al que se encuentra expuesta la red eléctrica tal como se muestra en la Figura 2.2, donde se observan los siguientes tipos de estabilidad: [10], [11], [12]

- **Estabilidad del ángulo del rotor:** Se relaciona con la capacidad de las máquinas interconectadas entre sí para mantenerse en sincronismo durante su operación y,

busca que el SEP al ser sometido ante una perturbación, retorne a un punto de sincronismo. Se clasifica en: [10], [13]

- **Estabilidad de pequeña señal:** Es la capacidad de las máquinas para mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones como variación de la oferta o la demanda. Este tipo de estabilidad será tratada en detalle en la sección 2.1.4.
- Estabilidad transitoria: Es la capacidad de las máquinas para mantener el sincronismo ante perturbaciones severas como puede ser la pérdida de unidades de generación, deslastre de carga o cortocircuitos.
- Estabilidad de Voltaje: Es la capacidad del SEP para mantener el nivel de voltaje en todas las barras del sistema dentro de rangos permisibles luego de haber sido sometido a una perturbación. Se clasifica en:
 - Estabilidad de Voltaje a Corto Plazo.
 - Estabilidad de Voltaje a Largo Plazo.
- Estabilidad de Frecuencia: Se relaciona con la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de límites aceptables, luego de haber sido sometido a una perturbación que provoque un desequilibrio entre la demanda y la oferta y clasificándose de la siguiente manera: [10], [14]
 - De corta duración.
 - De larga duración.
- Estabilidad de Resonancia: En un SEP existen intercambios de energía entre la red eléctrica y el bloque turbina-generator que pueden oscilar a una o más de las frecuencias naturales del sistema. La resonancia subsincrónica comprende variables mecánicas y eléctricas de las oscilaciones asociadas al bloque turbina-generator cuando se conecta a un sistema de compensación serie. Este fenómeno se clasifica en: [10], [15]
 - Resonancia Torsional: Se relaciona con la resonancia producida cuando la frecuencia natural de la compensación serie y la frecuencia mecánica torsional del bloque turbina-generator son iguales.

- Resonancia Eléctrica: Se relaciona con la resonancia que surge cuando la frecuencia natural de la compensación serie y la frecuencia de las características eléctricas del generador son iguales.
- Estabilidad por Driven - Converter: En los últimos años dada la alta penetración de fuentes de energía basada en convertidores electrónicos de potencia como son: generación fotovoltaica, y generación eólica. La estabilidad del SEP puede ser afectada por la dinámica de la interconexión a la red eléctrica de este tipo de fuentes de energías renovables, debido a que sus controladores pueden acoplar las oscilaciones electromecánicas de las máquinas con las oscilaciones electromecánicas transitorias de la red. Se clasifica en: [10], [16]
 - De rápida interacción.
 - De lenta interacción.

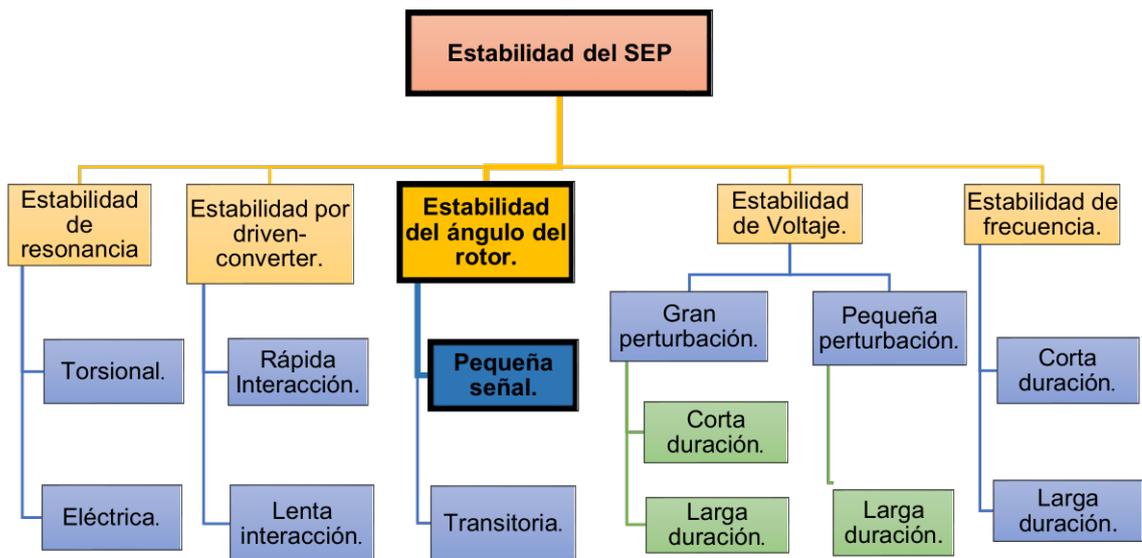


Figura 2.2. Clasificación de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. [10]

2.1.3 Ecuación de Oscilación [17], [18]

La ecuación de oscilación muestra el comportamiento de las oscilaciones del rotor de un generador sincrónico trifásico, donde el movimiento de su rotor se basa en la Segunda Ley de Newton mediante la ecuación 2.1.

$$J\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (2.1)$$

Donde:

J : Es el momento de inercia total de las masas rotativas, en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$.

α_m : Es la aceleración angular del rotor, en rad/s^2 .

T_m : Es el torque mecánico suministrado por la turbina menos las pérdidas mecánicas, en $\text{N}\cdot\text{m}$.

T_e : Es el torque eléctrico producido por la potencia trifásica de salida y pérdidas en $\text{N}\cdot\text{m}$.

T_a : Es el torque acelerante en $\text{N}\cdot\text{m}$.

Cuando el generador se encuentra operando en condiciones de estado estable, el torque mecánico y el torque eléctrico son iguales, de tal forma que el torque acelerante es igual a cero por lo que el rotor se mueve a velocidad sincrónica. Cuando el torque mecánico es superior al torque eléctrico, el torque acelerante es positivo incrementando la velocidad angular. Cuando el torque eléctrico es mayor al torque mecánico, el torque acelerante es negativo disminuyendo la velocidad de giro del rotor.

La aceleración angular del rotor se define mediante la ecuación 2.2 y la velocidad angular mediante la ecuación 2.3, las cuales se reemplazan en la ecuación 2.1 obteniéndose la ecuación 2.4

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \quad (2.2)$$

$$\omega_m = \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (2.3)$$

Donde:

ω_m : Es la velocidad angular del rotor del generador en rad/s .

θ_m : Es la posición angular del rotor con respecto al eje estacionario en rad .

$$J \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (2.4)$$

La ecuación 2.4 puede ser reescrita mediante la ecuación 2.6, en función del ángulo eléctrico del rotor y del coeficiente de inercia M definido mediante la ecuación 2.5.

$$M = \frac{2H}{\omega_{syn}} \quad (2.5)$$

$$M \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (2.6)$$

Donde:

$\delta(t)$: Es el ángulo eléctrico del rotor en radianes eléctricos por segundo.

H : Es la constante de inercia en segundos.

ω_{syn} : Es la velocidad angular sincrónica del rotor en rad/s.

Es importante incluir en la ecuación 2.6 el efecto de las pérdidas mecánicas producidas por la ventilación y fricción por la rotación del rotor y el efecto de componentes eléctricos asociados a la carga mediante el coeficiente de amortiguamiento [7], [18], resultando la ecuación 2.7.

$$M \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} + D \frac{d\delta(t)}{dt} = T_m(t) - T_e(t) \quad (2.7)$$

Donde:

D: Es el coeficiente de amortiguamiento en N·m·s.

2.1.4 Estabilidad de Pequeña Señal [17]

El análisis de la estabilidad de pequeña señal se relaciona con la capacidad que tienen las máquinas generadoras para mantener el sincronismo cuando se producen pequeñas perturbaciones debidas, principalmente, a la variación de la demanda y de la oferta, maniobra de líneas de transmisión y cortocircuitos. [17], [19] Estas perturbaciones provocan oscilaciones electromecánicas, las cuales no son deseables en el SEP, por lo que conocer de manera anticipada su presencia en la actualidad es una necesidad para el operador del sistema, situación que le permitirá tomar acciones a fin incrementar el nivel de amortiguamiento y así mantener la estabilidad del sistema. [20], [21]

Durante la operación de los sistemas eléctricos, las pequeñas perturbaciones ocurren frecuentemente por lo que el SEP debe tener la capacidad para adaptarse a condiciones de operación variables, es decir, debe mantenerse estable ante pequeñas perturbaciones y operar con normalidad. Este tipo de estabilidad puede ser afectada por diferentes factores como son las condiciones de operación iniciales, la interconexión entre los diferentes elementos que conforman la red eléctrica, las características de los elementos de control y el valor del torque eléctrico. La variación del torque eléctrico puede ser descompuesta en dos componentes (sincronizante y de amortiguamiento) como se muestra en la ecuación 2.8. [17], [22]

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.8)$$

Donde:

T_s : Coeficiente de torque sincronizante, el cual depende del punto de operación y de los parámetros del sistema eléctrico.

T_D : Coeficiente de torque de amortiguamiento, el cual depende de las características constructivas de las máquinas y de su punto de operación. [18]

$\Delta\delta$: Variación del ángulo del rotor.

$\Delta\omega$: Variación de la velocidad angular del rotor.

En base a la ecuación 2.8 se establece que la estabilidad del sistema se ve influenciada por ambos componentes, tal que un deficiente torque sincronizante propicia el surgimiento de inestabilidad no oscilatoria debido a un incremento del ángulo del rotor, mientras que un insuficiente torque de amortiguamiento origina inestabilidad oscilatoria debido a un incremento en la amplitud en las oscilaciones del rotor.

En la Figura 2.3 se presenta la variación del torque eléctrico que se descompone en sus dos componentes, donde se observa que existe un torque sincronizante y amortiguador positivos. Esta condición mantiene la estabilidad del sistema, de tal forma que las oscilaciones del ángulo del rotor decrecen hacia un valor constante como se observa en la Figura 2.4.

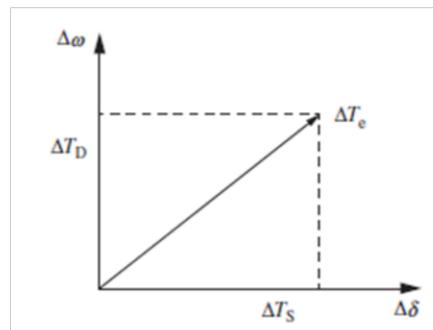


Figura 2.3. Variación del torque eléctrico con torque sincronizante y amortiguador positivos. [17]

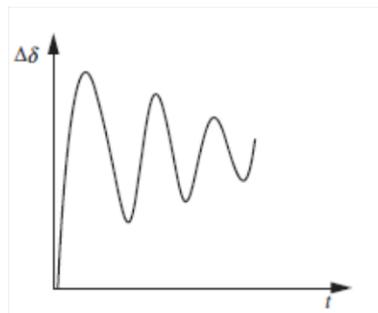


Figura 2.4. Variación del ángulo del rotor con torque sincronizante y amortiguador positivos. [17]

En la Figura 2.5 se observa una condición de variación de torque eléctrico donde se presenta un torque amortiguador negativo obteniéndose una respuesta oscilatoria del ángulo del rotor incrementa su magnitud, de tal forma que el sistema presenta inestabilidad tal como se muestra en la Figura 2.6.

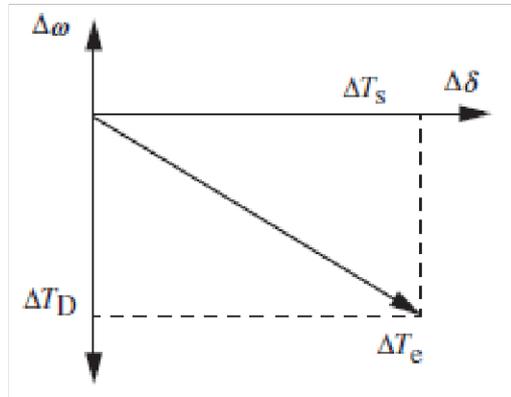


Figura 2.5. Variación del torque eléctrico con torque sincronizante positivo y amortiguador negativo. [17]

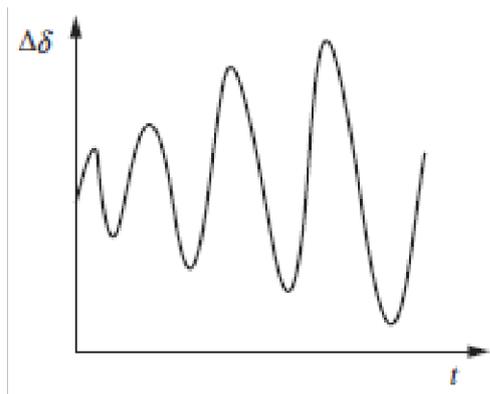


Figura 2.6. Variación del ángulo del rotor con torque sincronizante positivo y amortiguador negativo. [17]

2.2 Análisis Modal

La herramienta matemática de análisis modal es una técnica que permite estudiar la estabilidad de pequeña señal mediante la linealización de las ecuaciones que modelan el SEP alrededor de un punto de operación estable. Empleando el análisis modal se obtiene, entre otros indicadores, el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas presentes en el SEP, la frecuencia de los modos de oscilación electromecánicos; los cuales pueden variar entre 0.1 a 4 Hz, siendo los de mayor interés los modos inter-área cuyo comportamiento se explica en la sección 2.2.3.1 [6], [19]

2.2.1 Representación de Espacios de Estado [22]

Como se observó en la Figura 2.1, existen diferentes fenómenos que se producen a diferentes rangos de tiempo. Estos fenómenos, en especial los electromecánicos, se los estudia mediante la modelación de los diferentes elementos y componentes del SEP siendo principalmente líneas de transmisión, generadores y cargas de tal forma que se representan a través de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales según la ecuación 2.9.

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (2.9)$$

Donde

n : Es el orden del sistema y r es el número de señales de entrada.

La ecuación 2.9 puede ser descrita mediante notación matricial, resultando la ecuación 2.10.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}; \mathbf{u}; t) \quad (2.10)$$

Donde:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

\mathbf{x} : Corresponde al vector de estado y sus elementos x_n son las variables de estado.

\mathbf{u} : Es el vector que contiene las entradas del sistema u_n , las cuales son externas e influyen en la actuación del mismo.

\mathbf{f} : Representa las funciones no lineales f_n que relacionan las variables de estado con las señales de entrada.

t : Tiempo.

$\dot{\mathbf{x}}$: Representa la derivada de las variables de estado respecto del tiempo.

Asumiendo que las derivadas de las variables de estado son funciones autónomas, es decir, no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación 2.10 se puede reducir a la ecuación 2.12.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}; \mathbf{u}) \quad (2.12)$$

Es de interés la respuesta del sistema, cuyas señales de salida se expresan en función de las señales de entrada y las variables de estado como se muestra en la ecuación 2.13.

$$y = g(x; u) \quad (2.13)$$

Donde:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

y : Corresponde al vector de señales de salida.

g : Vector que contiene las funciones no lineales que relacionan la entrada con la salida.

2.2.2 Linealización [14], [22]

La linealización de las ecuaciones diferenciales no lineales permite determinar el grado de la estabilidad de un sistema a través de las variables de estado, condiciones iniciales y las magnitudes de las señales de entrada. [23]

En la ecuación 2.12 se reemplaza el vector de estado inicial x_0 , el vector de entrada u_0 que corresponde a las condiciones del punto de operación y considerando que se parte de condiciones estables cuya condición es que las derivadas del sistema son igual a cero, quedando la ecuación 2.15. [24]

$$\dot{x}_0 = f(x_0; u_0) = 0 \quad (2.15)$$

Cuando el sistema es perturbado desde su estado inicial se obtiene una variación en las variables de estado y en las señales de entrada, resultando en la ecuación 2.16 y 2.17.

$$x = x_0 + \Delta x \quad (2.16)$$

$$u = u_0 + \Delta u \quad (2.17)$$

Estas condiciones cumplen con la ecuación 2.12, por lo que

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} \quad (2.18)$$

$$\dot{x} = f[(x_0 + \Delta x); (u_0 + \Delta u)] \quad (2.19)$$

Y reemplazando 2.18 en 2.19 se obtiene la ecuación 2.20:

$$\dot{x}_0 + \Delta \dot{x} = f[(x_0 + \Delta x); (u_0 + \Delta u)] \quad (2.20)$$

Las perturbaciones producidas en el sistema son lo suficientemente pequeñas como para que la ecuación 2.12 se pueda expresar mediante la expansión de una serie de Taylor, de tal forma que la linealización de las ecuaciones del sistema se puede expresar mediante la ecuación 2.21 y 2.22.

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (2.21)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (2.22)$$

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

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

Δx : Representa el vector columna que contiene n estados del sistema.

Δy : Representa el vector columna que contiene las m salidas del sistema.

Δu : Representa el vector columna con las r entradas del sistema.

A : Representa la matriz de estado cuya dimensión es $n \times n$.

B : Representa la matriz de entrada o control cuya dimensión es $n \times r$.

C : Representa la matriz de salida cuya dimensión es $m \times n$.

D : Representa la matriz feedforward que muestra la proporción de entrada que surge en la salida, cuya dimensión es $m \times r$.

2.2.3 Propiedades de la Matriz de Estado

Mediante el análisis de la ecuación característica de la matriz de estado definida en las ecuaciones 2.21 y 2.23 se pueden obtener los modos de oscilación del sistema, los cuales nos permiten llegar a conocer su nivel de estabilidad. [23]

2.2.3.1 Modos de oscilación [14]

Los modos de oscilación del sistema son aquellos valores que satisfacen la ecuación característica de la matriz de estado, producto de resolver la ecuación 2.24. Estos modos de oscilación son de gran importancia para el análisis de estabilidad al obtener información sobre el nivel de amortiguamiento.

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.24)$$

Donde:

λ : Representa el modo oscilatorio.

I : Matriz identidad de orden $n \times n$.

Los modos de oscilación λ tienen la forma $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$, según [23], donde i corresponde al i -ésimo modo de la matriz A . La parte real del modo es el amortiguamiento y la parte imaginaria es la frecuencia de la oscilación como se presentó en la introducción del capítulo 1, así también el nivel de amortiguamiento se definió en la ecuación 1.1 de la misma sección. Además, la frecuencia de oscilación en Hz dada por la componente imaginaria ω se define por la ecuación 2.25.

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.25)$$

“En la Figura 2.7 se muestra la clasificación de los modos de oscilación según la ubicación de los mismos en el plano complejo”. [14]

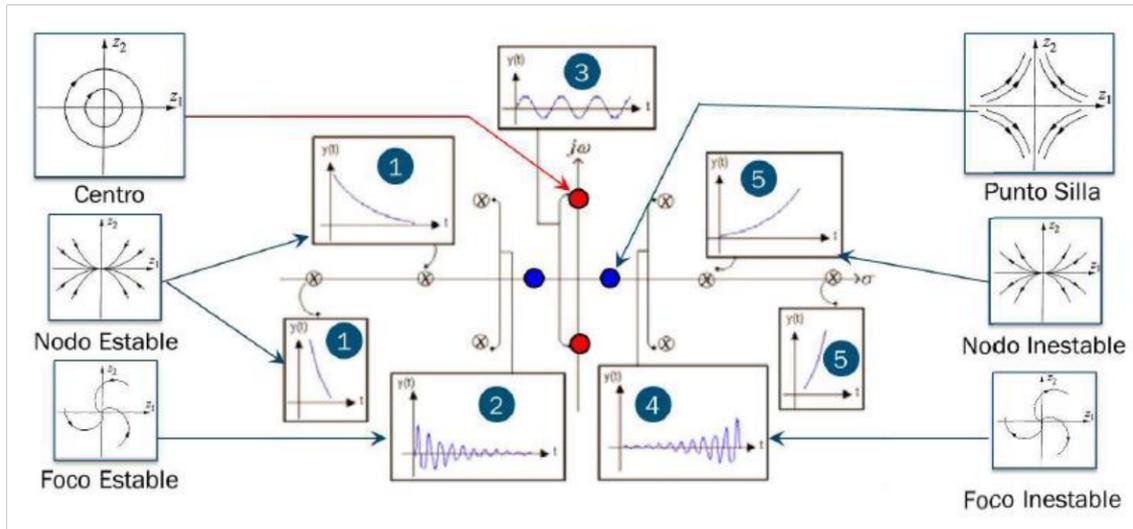


Figura 2.7 Modos oscilatorios en el plano complejo [14]

1. Si $\sigma = 0$ y $\omega < 0$, su respuesta es unidireccional amortiguada.
2. Si $\sigma \neq 0$ y $\omega < 0$, su respuesta es oscilatoria amortiguada.
3. Si $\sigma \neq 0$ y $\omega < 0$, su respuesta es oscilatoria de amplitud constante.
4. Si $\sigma \neq 0$ y $\omega > 0$, su respuesta es oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite.
5. Si $\sigma = 0$ y $\omega > 0$, su respuesta es unidireccional monótona creciente.

Donde σ y ω corresponden a la parte real e imaginaria del modo respectivamente, variables que fueron definidas en el capítulo 1.

2.2.3.2 Vectores propios [22], [24]

Cuando el vector columna ϕ_i cumple con la ecuación 2.26 para cualquier modo de oscilación λ_i , se le conoce como vector derecho de la matriz de estado A .

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.26)$$

Donde el vector ϕ_i se representa mediante la ecuación 2.27, el cual detalla la forma en que se distribuyen los modos, es decir, indica en qué variable del SEP es más observable.

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

De la misma forma, para los modos de oscilación existe un vector propio Ψ_i conocido como vector propio izquierdo el cual satisface la ecuación 2.28.

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.28)$$

Este vector izquierdo Ψ_i permite obtener información de la controlabilidad del modo.

2.2.4 Tipos de Modos de Oscilación [25], [24]

Las oscilaciones electromecánicas pueden ser de naturaleza local (oscilación de una pequeña parte del sistema) o global (oscilación de un área del sistema) y se definen según su frecuencia y naturaleza clasificándose de la siguiente manera: [7], [17]

- **Modos de oscilación de planta local:** Se relaciona con la oscilación de un generador o de una planta de generación con respecto al resto del sistema como se muestra en la Figura 2.8. Su frecuencia de oscilación se encuentra entre 1 a 2 Hz.

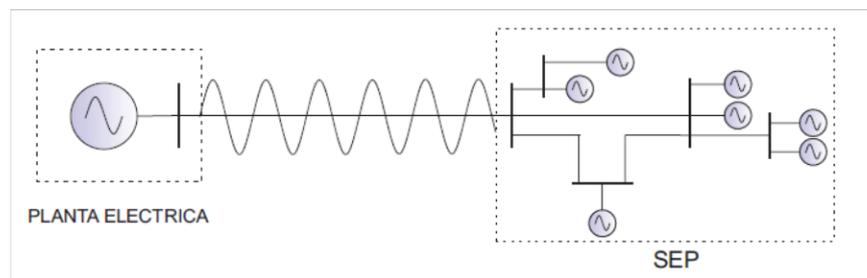


Figura 2.8. Modo de oscilación de planta local. [6]

- **Modos intra-planta:** Para la oscilación de tipo local, surgen cuando máquinas generadoras de una misma planta oscilan entre sí, como se muestra en la Figura 2.9 y su frecuencia de oscilación se encuentra entre 2 a 3 Hz.

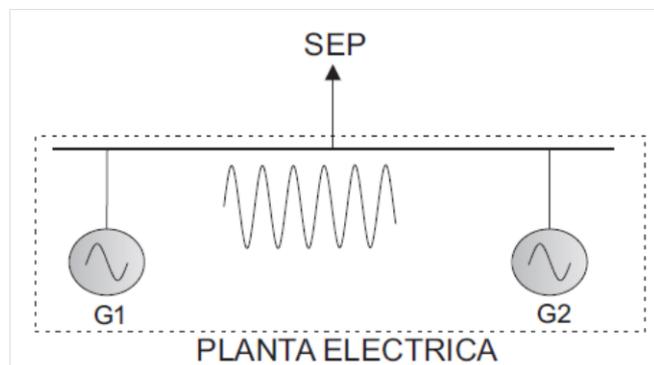


Figura 2.9. Modo de oscilación intra – planta. [6]

- **Modos inter-área:** Para la oscilación de tipo global, donde un grupo de generadores de un área oscila en contra de otro grupo de generadores de otra área, tal como se observa en la Figura 2.10. Las características de la carga influyen en este tipo de modos. Su frecuencia de oscilación se encuentra entre 0.1 a 1 Hz.

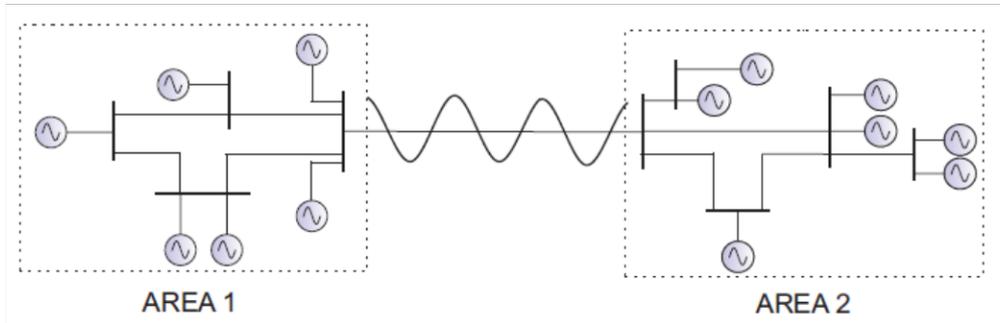


Figura 2.10. Modo de oscilación inter – área. [6]

- **Modos de control:** Relacionados a dispositivos de control de velocidad, convertidores HVDC o compensadores estáticos. La frecuencia de oscilación de este tipo de modo se encuentra alrededor de 3 Hz.
- **Modos torsionales:** Se relacionan a elementos del sistema de rotación del eje del bloque turbina – generador. La frecuencia es mayor a 8 Hz en centrales de generación nuclear y mayores a 15 Hz para otro tipo de centrales de generación ya sean grandes o pequeñas.

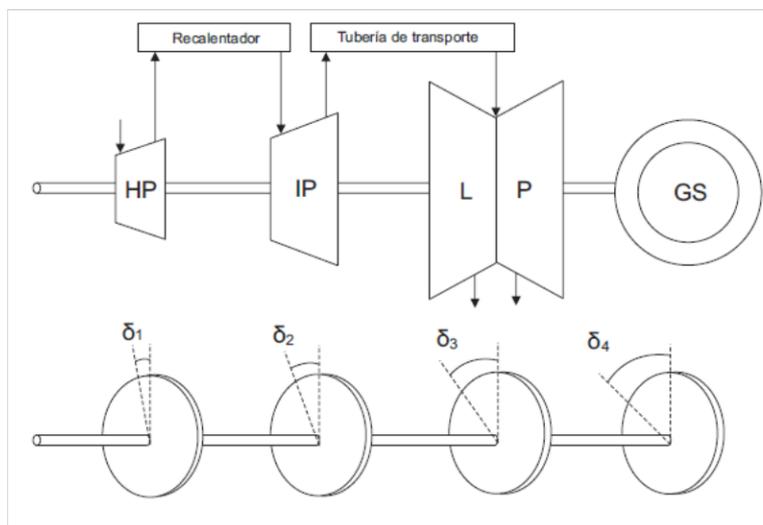


Figura 2.11. Modo de oscilación torsional. [6]

Es importante resaltar que las oscilaciones inter-área presentan características complejas, cuya amortiguación puede ser limitada debido a que no son tan observables, ni controlables. Si las oscilaciones de este tipo no son correctamente amortiguadas, el sistema presentará inestabilidad de tal forma que un gran grupo de generadores pierdan sincronismo provocando que una gran parte de la red se desconecte debido a la actuación de los sistemas de protección, además el controlador local carece de visión global del sistema para amortiguar adecuadamente los modos inter-área. [4]

[1], [22], [19],

3 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se presenta la metodología desarrollada para determinar de manera gráfica la evolución de la trayectoria de los modos de oscilación electromecánicos de un sistema de potencia mediante la herramienta de análisis modal del software de ingeniería PowerFactory de DiGSILENT.

3.1 Descripción Metodológica

En la Figura 3.1 se muestra de manera esquemática la metodología propuesta, por medio de la cual permita obtener la evolución de la trayectoria de los modos de oscilación del SEP ante escenarios. Su implementación requiere el desarrollo de instrucciones de programación, gracias a que PowerFactory permite automatizar procesos mediante la programación en scripts de Python y el lenguaje de programación DiGSILENT (DPL) propio de PowerFactory mismos que pueden operar de manera conjunta, a través del modo engine, característica de programación a ser utilizada por el presente trabajo.

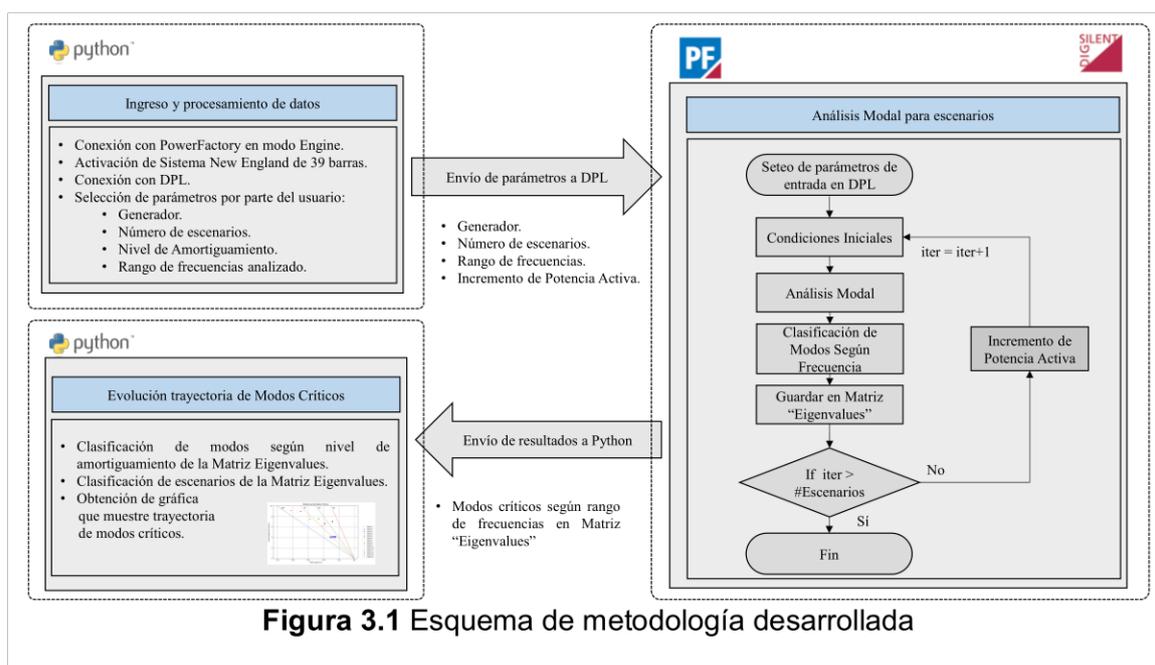


Figura 3.1 Esquema de metodología desarrollada

3.1.1 Procesamiento de datos con Python

El script desarrollado en Python se conecta con PowerFactory a través del modo engine, mediante el cual es posible activar las diferentes funciones de software de ingeniería en el entorno de Python, una de ellas es la activación de instrucciones desarrolladas en el programa DPL que permite generar los escenarios para el sistema analizado, para lo que el usuario debe ingresar los siguientes parámetros:

- Nivel de amortiguamiento: en porcentaje, cuyo valor debe ser mayor a cero, para el caso del sistema de prueba es el 10% según [4].
- Límite inferior del rango de la frecuencia analizada: En Hz, para seleccionar los modos de oscilación de interés, cuyo valor puede ser mayor o igual a cero.
- Límite superior del rango de la frecuencia analizada: En Hz, para seleccionar los modos de oscilación de interés, cuyo valor debe ser mayor a 0 y mayor al límite inferior del rango.
- Número de escenarios: Parámetro adimensional cuyos valores permitidos son números enteros mayores a cero.
- Generador: Número entero que representa el generador, para el caso del sistema de prueba se presenta una lista con sus nombres asociados a un número entero del 1 al 10 para el sistema New England de 39 barras, como se presenta en el Anexo I.

La metodología propuesta considera únicamente un incremento positivo de la potencia activa del generador seleccionado, ya que, al incrementar la potencia activa en un generador, se excita los modos de oscilación electromecánica para la condición operativa dada que es interés del estudio. [6] Para mantener el balance generación-demanda del sistema, se coloca una carga móvil en la barra del generador seleccionado que compensa dicho incremento.

En base al número de escenarios seleccionado por el usuario y al rango de potencia disponible del generador el incremento se determina mediante la ecuación 3.1.

$$\Delta P_g = \frac{P_{max} - P_d}{N_E} \quad (3.1)$$

Donde:

P_{max} : Es la potencia activa máxima despachable del generador en MW.

P_d : Es la potencia activa del generador en las condiciones operativas iniciales del caso analizado en MW.

N_E : Número de escenarios ingresados por el usuario.

Con estos parámetros, se ejecuta desde Python el script DPL de PowerFactory mediante el cual se obtiene los modos oscilatorios críticos seleccionados, en base a un rango de

frecuencia elegido por el usuario en la parametrización de la DPL como se la detallará en la sección 3.1.2.

3.1.2 Análisis Modal de Escenarios utilizando PowerFactory de DIgSILENT

El software de ingeniería PowerFactory de DIgSILENT cuenta con un módulo de Análisis Modal, a través del cual estudiar la estabilidad de pequeña señal de un SEP, obteniéndose los modos oscilatorios y vectores propios para el escenario del sistema analizado. [8]

En la Figura 3.2 se observa el diagrama de flujo que esquematiza el mecanismo mediante el cual PowerFactory ejecuta un estudio de Análisis Modal. El software parte desde una condición operativa estable, denominada condiciones iniciales (obtenida por medio de un flujo de potencia con la selección del método QR/QZ se determina la matriz A de la cual se determina sus valores propios de la ecuación característica. [8]

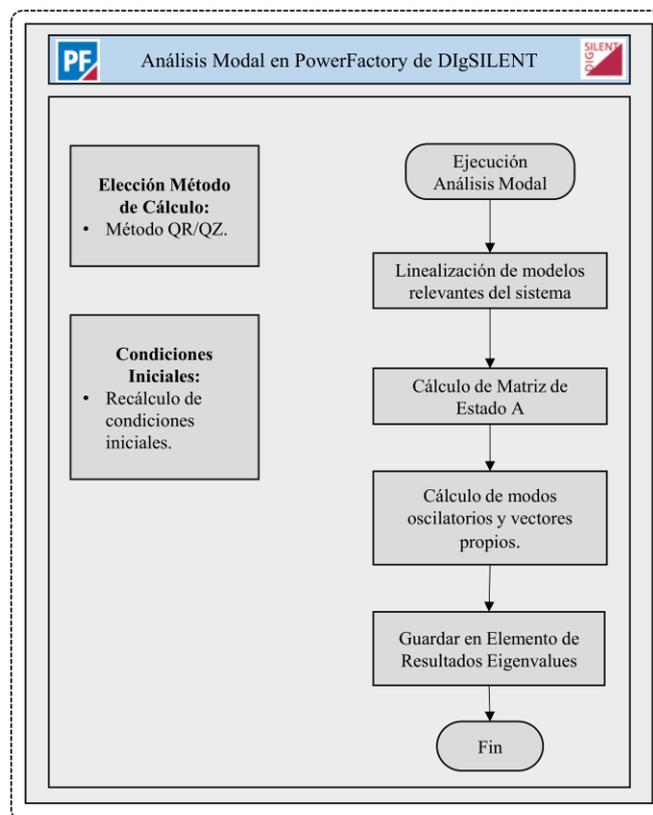


Figura 3.2. Esquemización de Análisis Modal de PowerFactory

Como se puede observar en la metodología propuesta en la Figura 3.1, se hace uso de este módulo en el script desarrollado en DPL mediante el comando *Modal.ComMod*, el cual

es utilizado para obtener el análisis modal para cada escenario obtenido al variar la potencia activa del generador.

En la Figura 3.3 se observan las variables del código DPL las configura el usuario previo a su ejecución, mediante el código de programación en Python como son: los límites de frecuencia, incremento de potencia activa, número de escenarios y el generador analizado como se describe a continuación.

- “StepCarga” y “StepG” son variables que corresponden al incremento de potencia activa necesario para generar los diferentes escenarios de estudio.
- “lsup” e “linf” son variables que corresponden a los límites del rango de frecuencia seleccionados por el usuario y que determinan los modos críticos analizados.
- “LimSupIter” es una variable que permite obtener los diferentes escenarios seleccionados por el usuario.
- “GEN” es una variable que permite seleccionar el objeto generador en el cual se varía la potencia activa.

Input parameters:					
	Type	Name	Value	Unit	Description
1	double	LimInflter	0	-	iter=0 (valor inicial de las iteraciones)
2	double	StepLoad	250.	MW	Incremento de Potencia Activa de la Carga Virtual
3	double	Rsup	0	-	Valor Máximo de la parte real del modo oscilatorio.
4	double	Rinf	-4	-	Valor Mínimo de la parte real del modo oscilatorio.
5	double	lsup	12.56637	-	Límite superior de la parte imaginaria del modo oscilatorio.
6	double	linf	0.6283185	-	Límite inferior de la parte imaginaria del modo oscilatorio.
7	double	LimSupIter	30.	-	Máximo número de iteraciones (Número de Escenarios)
8	double	StepG	250.	MW	Incremento de Potencia Activa del Generador

External Objects:			
	Name	object	Description
1	Eigen	Eigenvalues	Objeto resultado de Análisis Modal
2	GEN	G 01	Unidad Generadora
3	VL	Virtual Load	Carga Virtual

Figura 3.3. Variables de DPL configuradas desde Python.

En la Figura 3.4 se observa el pseudocódigo que explica el procedimiento implementado, en la DPL que determina el análisis modal para cada escenario, el cual consiste en los siguientes pasos:

1. Mediante el módulo de condiciones iniciales *ComInc.com* de PowerFactory, el cual permite calcular los valores iniciales de las variables de estado del sistema y así permite ejecutar el módulo de análisis modal.
2. Se ejecuta el módulo de análisis modal, el cual se describe en la sección 3.3.2, mediante el cual se obtiene los modos oscilatorios del sistema para el escenario analizado y es almacenado matricialmente.
3. De los modos oscilatorios almacenados matricialmente, se selecciona los modos oscilatorios de interés en base al rango de frecuencia ingresado por el usuario.
4. Finalmente, se incrementa la potencia del generador seleccionado, para repetir este procedimiento desde el paso 1 hasta ejecutar el número de escenarios seleccionado por el usuario cuyos resultados se muestran en la Figura 3.5.



```

Inicialización de parámetros de entrada:
    Incremento de potencia activa.
    Rango de frecuencias
    Número de escenarios: LimIterSup
Selección de objeto:
    Generador
    Resultados de Análisis Modal: Eigen

Pinicial = potencia activa inicial del generador

for iter = 0 a LimIterSup
    If iter > 0 y Iter <= LimIterSup
        Incrementar potencia activa del generador seleccionado.
    else
        No incrementar potencia activa del generador seleccionado.
    end

    Cálculo condiciones iniciales
    Ejecución Módulo Análisis Modal
    Guardar resultados de Análisis Modal en Eigen
    Nval = filas de Eigen
    Nvar = columnas de Eigen

    for fila=0 a (Nval -1)
        real = Eigen(fila,Nvar)
        imaginario = Eigen(fila,Nvar +1)

        if real e imaginario dentro de límites
            Guardar real e imaginario en matriz eigenvalues
        end
    end
end

Potencia del generador = Pinicial
  
```

Figura 3.4. Pseudocódigo para generación de escenarios

Result parameters:				
	Type	Name	Unit	Description
1	double	real		Parte real del modo clasificado segun frecuencia.
2	double	imaginary		Parte imaginaria del modo clasificado segun frecuencia.
▶ 3	object	eigenvalues		Matriz que contiene modos dentro del rango de frecuencia seleccionado.

Figura 3.5. Resultados obtenidos del DPL

En la Figura 3.6 para ejemplificar lo indicado su presenta la matriz de valores propios (eigenvalues), donde se observa que cada par de columnas contiene los modos oscilatorios de cada escenario, donde las columnas impares representan su parte real y las columnas pares representan su parte imaginaria.

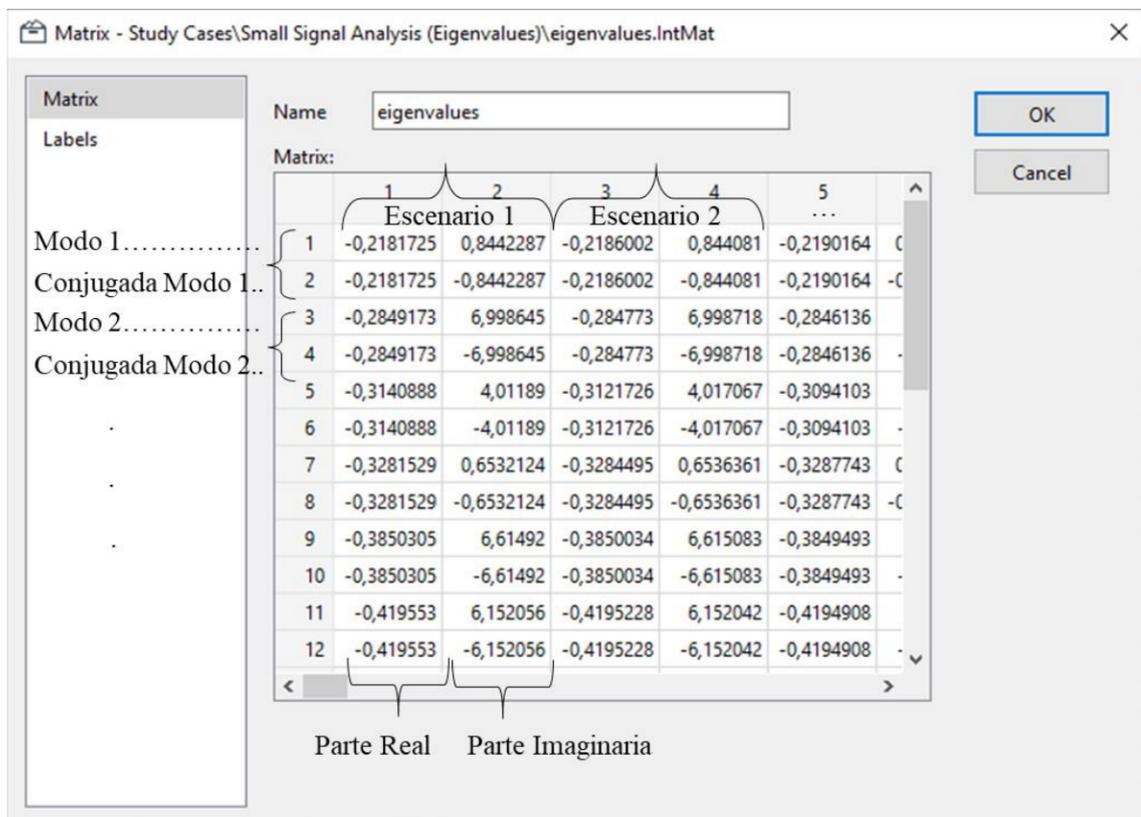


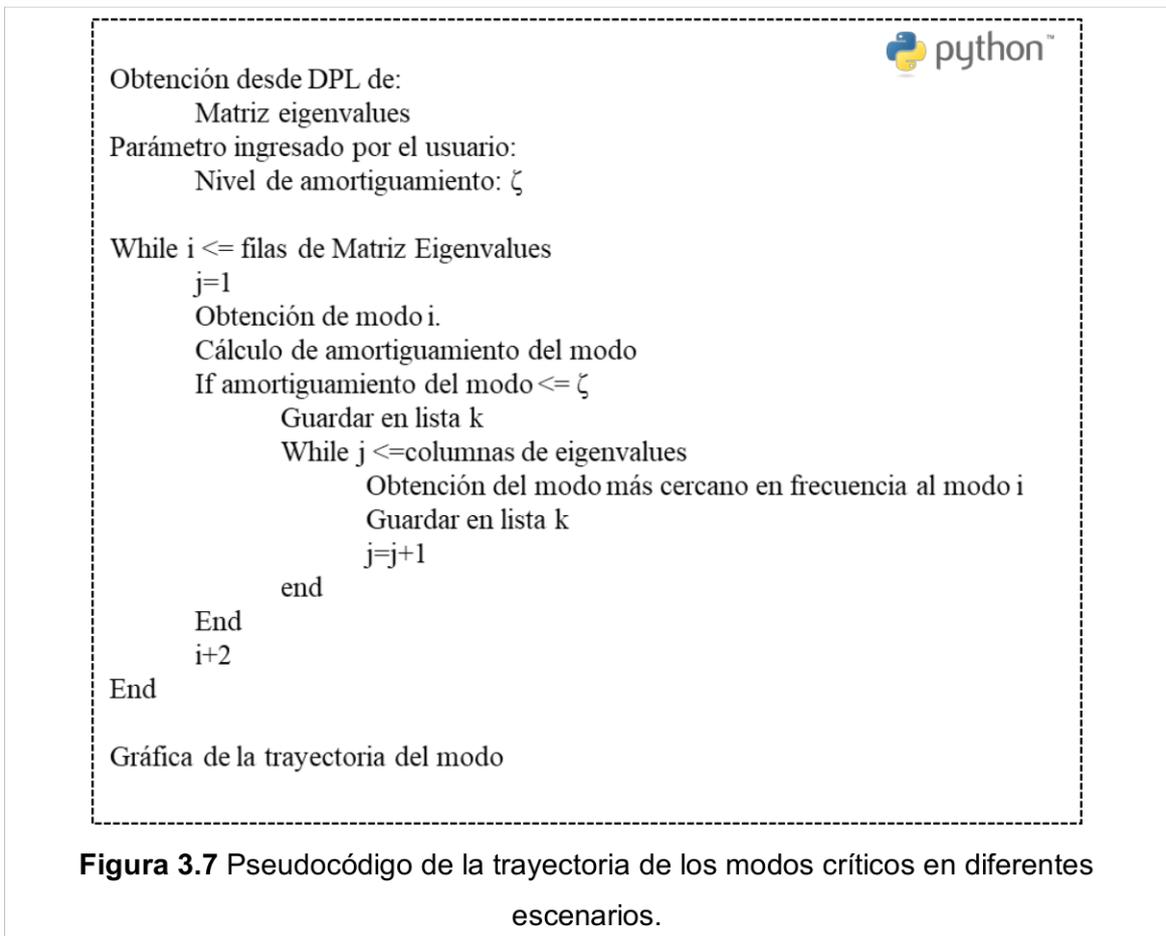
Figura 3.6. Ejemplo matriz de valores propios.

3.1.3 Trayectoria de modos críticos en Python

Con la información obtenida de los modos críticos se ha desarrollado líneas de programación en el script de Python, mediante las cuales obtener las gráficas que muestren la evolución de la trayectoria de los modos críticos.

La evolución de la trayectoria de los modos críticos se obtiene mediante el procesamiento de los modos críticos clasificados según el rango de frecuencia. En la Figura 3.7 se observa el pseudocódigo que explica el procedimiento implementado:

1. Obtención de matriz de valores propios que contiene los modos críticos clasificados según el rango de frecuencia seleccionado por el usuario.
2. Obtención en cada escenario del i -ésimo modo de acuerdo a la frecuencia ingresada por el usuario.
3. Para cada escenario se determina los modos de oscilación en función de la frecuencia creándose un vector por cada modo de oscilación de interés.
4. Con estos vectores se crea una matriz que permite graficar la trayectoria de la dinámica de los modos de oscilación para el rango de frecuencia de interés.



3.2 Consideraciones de simulación

Para el desarrollo de la metodología del presente trabajo se han realizado las consideraciones:

- Se analizan los modos críticos a un rango de frecuencia seleccionado por el usuario.
- Los modos críticos se encuentran en frecuencias de oscilación de entre 0.1 a 2 Hz, cuyo nivel de amortiguamiento es inferior al 10%.
- El número de escenarios será tal que permita una adecuada visualización de la trayectoria de los modos críticos.
- Los casos de estudio se obtienen al incrementar la potencia activa en.
 - El generador oscilante.
 - Un generador térmico escogido aleatoriamente.
 - Un generador eléctricamente alejado de la barra oscilante.

4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UN SISTEMA DE PRUEBA

En este capítulo se analizan y presentan los resultados obtenidos al implementar la metodología propuesta en el capítulo 3 a diferentes generadores, para así determinar la trayectoria de la dinámica de los modos críticos del sistema.

4.1 Características del Sistema New England de 39 barras

El sistema académico New England de 39 barras ha sido ampliamente utilizado en la literatura especializada para el análisis de estabilidad de pequeña señal y el control de los modos de oscilación. [9] Este sistema es un modelo simplificado de la red de alto voltaje ubicada al norte de Estados Unidos, conocida como New England.

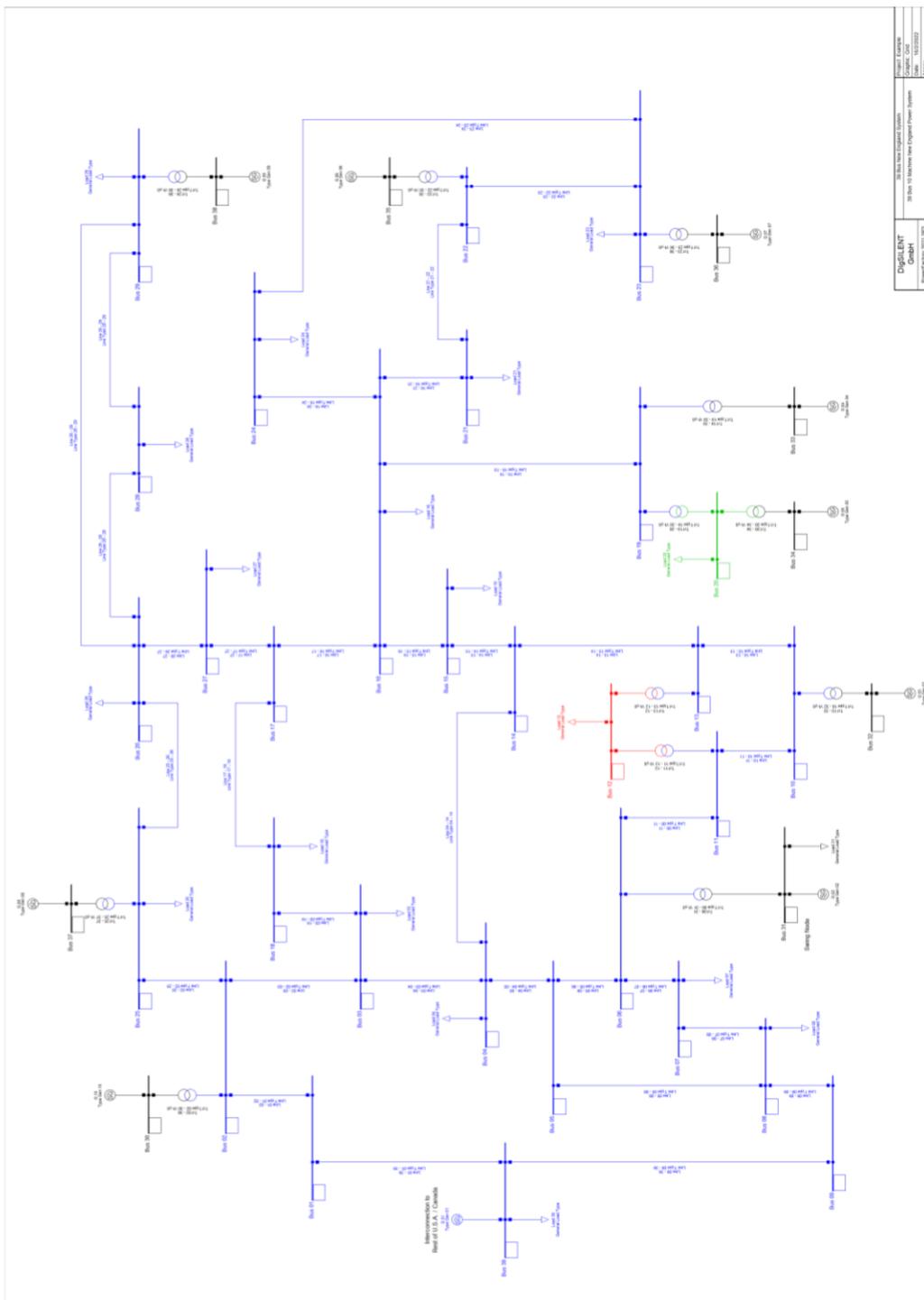
4.1.1 Descripción General

El Sistema New England está conformado por 39 barras, 34 líneas de transmisión, 12 transformadores y 10 generadores siendo uno de ellos el equivalente de la conexión con el sistema de New York, tal como se observa en su diagrama unifilar presentado en la Figura 4.1.

La frecuencia nominal de este sistema es de 60 Hz, con voltaje nominal de 345 kV, a excepción de las barras 12 y 20 cuyos voltajes son de 138 y 230 kV respectivamente y las barras 30 y 38 ambas de 16.5 kV cuyos valores han sido asumidos por PowerFactory en su modelación.

Las cargas no son dependientes del voltaje, pero se considera constante la potencia activa y reactiva. El generador "G 01" representa la interconexión con el sistema de New York y se conecta a la red directamente a 345 kV, a diferencia del resto de generadores que se conectan mediante un transformador. El generador "G 02" es el elemento de referencia del sistema, aunque su magnitud de voltaje es de 0.982 en por unidad y su ángulo es de 0°.

Los parámetros de los generadores, cargas, líneas de transmisión, transformadores y dispositivos de control que conforman este sistema se muestran en el Anexo I. [26]



Digitalent	39 Bus New England System
OSM	39 Bus New England System
OSM	39 Bus New England System
OSM	39 Bus New England System
OSM	39 Bus New England System
OSM	39 Bus New England System

Figura 4.1. Diagrama unifilar del sistema New England de 39 barras. [26]

4.2 Casos de Estudio

En esta sección se analiza la trayectoria de los modos críticos descritos en la Tabla 4.2 al incrementar la potencia en los diferentes casos de estudio según la metodología propuesta en el capítulo 3. En todos los casos de estudio se parte de la condición operativa mostrada en la Tabla 4.1.

4.2.1 Análisis del Caso base

En la Tabla 4.1 se muestra la potencia activa despachada en el caso base perteneciente a PowerFactory de DlgSILENT para cada unidad generadora del sistema analizado.

Tabla 4.1. Potencia activa disponible-Caso base

Generador	Tipo	Potencia [MW]	Potencia Máxima [MW]
G 01	Otros	1000	8500
G 02	Nuclear – Slack	0	595
G 03	Nuclear	650	680
G 04	Carbón	632	680
G 05	Carbón	254	255
G 06	Nuclear	650	680
G 07	Carbón	560	595
G 08	Nuclear	540	595
G 09	Nuclear	830	850
G 10	Hidroeléctrica	250	850
Total		5366	

Tabla 4.2. Potencia activa y reactiva de las cargas - Caso base.

Barra	Carga	P[MW]	Q[MVAR]
3	Carga 03	322.0	2.4
4	Carga 04	500.0	184.0
7	Carga 07	233.8	84.0
8	Carga 08	522.0	176.0
12	Carga 12	7.5	88.0
15	Carga 15	320.0	153.0
16	Carga 16	329.4	32.3

18	Carga 18	158.0	30,0
20	Carga 20	628,0	103.0
21	Carga 21	274.0	115.0
23	Carga 23	274.5	84.6
24	Carga 24	308.6	-92.2
25	Carga 25	224.0	47.2
26	Carga 26	139,0	17.0
27	Carga 27	281.0	75.5
28	Carga 28	206.0	27.6
29	Carga 29	283.5	26.9
31	Carga 31	9.2	4.6
39	Carga 39	1104.0	250.0

Para estas condiciones operativas, el sistema presenta 78 modos oscilatorios sin incluir sus conjugados, de los cuales 9 son modos críticos considerando un criterio de amortiguamiento menor o igual al 10% según [4], lo que se puede observar en la Figura 4.2

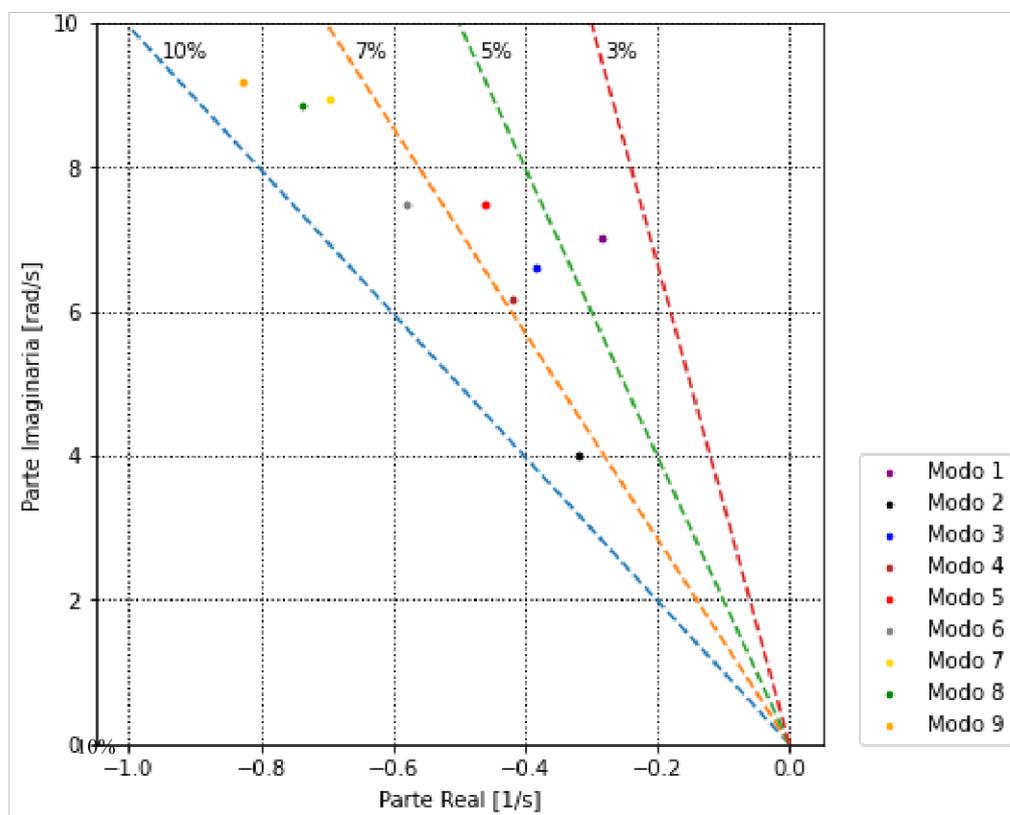


Figura 4.2. Modos oscilatorios del caso base

De la Figura 4.2 se observa que existen 9 modos críticos, los cuales se presentan en la Tabla 4.3, de donde se observa que el modo 1 es el que presenta menor amortiguamiento con un valor de 4.07%, y el modo 9 es el que tiene un mayor amortiguamiento con un valor de 8.97%. Además los modos 2 y 4 son de tipo interárea, mientras que el resto de modos son de tipo local.

Tabla 4.3. Tipos de modos críticos y su nivel de amortiguamiento para el caso base.

Modo	Tipo	Frecuencia [Hz]	ζ [%]
1	Local	1.1139	4.07
2	Interárea	0.6386	7.81
3	Local	1.0528	5.81
4	Interárea	0.9791	6.80
5	Local	1.1965	6.16
6	Local	1.1900	7.69
7	Local	1.4227	7.76
8	Local	1.4112	8.30
9	Local	1.4501	8.97

4.2.2 Análisis en el generador oscilante “G02”

El generador oscilante “G 02” se encuentra en la barra 31, cuya potencia despachada en el caso base es de 0 MW y su potencia máxima es de 595 MW. Para obtener la trayectoria de los modos de oscilación se realizan 30 iteraciones con incrementos de +19.83 MW en la potencia activa del generador, obteniéndose la Figura 4.3, donde se puede observar que de los nueve modos críticos del caso base los modos 2, 3 y 4 son los que más han sido afectados al variar la potencia del generador cuyo amortiguamiento final e inicial se puede observar en la Tabla 4.3, mientras que los modos 1, 6, 7, 8 y 9 mantienen su nivel de amortiguamiento constante tal como se muestra en la Tabla 4.4.

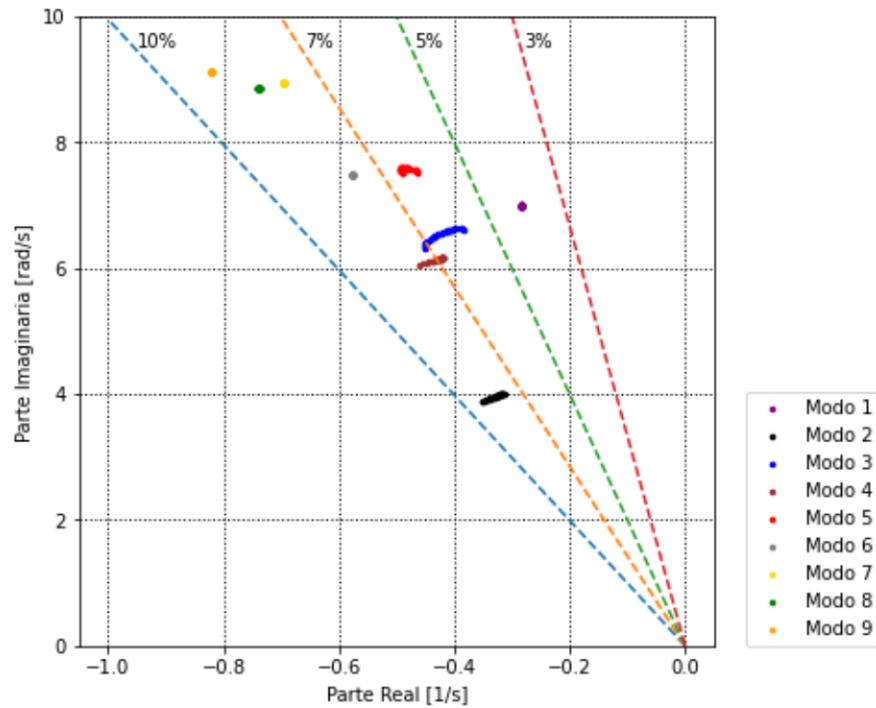


Figura 4.3. Trayectoria de modos de oscilación ante incrementos de potencia activa en generador oscilante.

Tabla 4.4 Valores del escenario inicial y final de los modos 3 críticos y su amortiguamiento ante incrementos de potencia en el generador oscilante.

Modo	Escenario	σ [1/s]	ω [rad/s]	ζ [%]
1	Inicial	-0,285	6,999	4,07
	Final	-0,285	6,972	4,08
2	Inicial	-0,314	4,013	7,81
	Final	-0.353	3.879	9.06
3	Inicial	-0.385	6.615	5.81
	Final	-0.451	6.314	7.12
4	Inicial	-0.420	6.152	6.80
	Final	-0.460	6.059	7.57
5	Inicial	-0.464	7.518	6.16
	Final	-0.489	7.503	6.50
6	Inicial	-0.576	7.477	7.69
	Final	-0.578	7.477	7.71
7	Inicial	-0.696	8.939	7.76
	Final	-0.696	8.939	7.76

8	Inicial	-0.739	8.867	8.30
	Final	-0.739	8.867	8.31
9	Inicial	-0.820	9.111	8.97
	Final	-0.820	9.111	8.97

En la Figura 4.4 se puede observar la trayectoria del modo 3. que inicialmente tiene un amortiguamiento de 5.81% que incrementa hasta un valor del 7.12%, mejorando el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

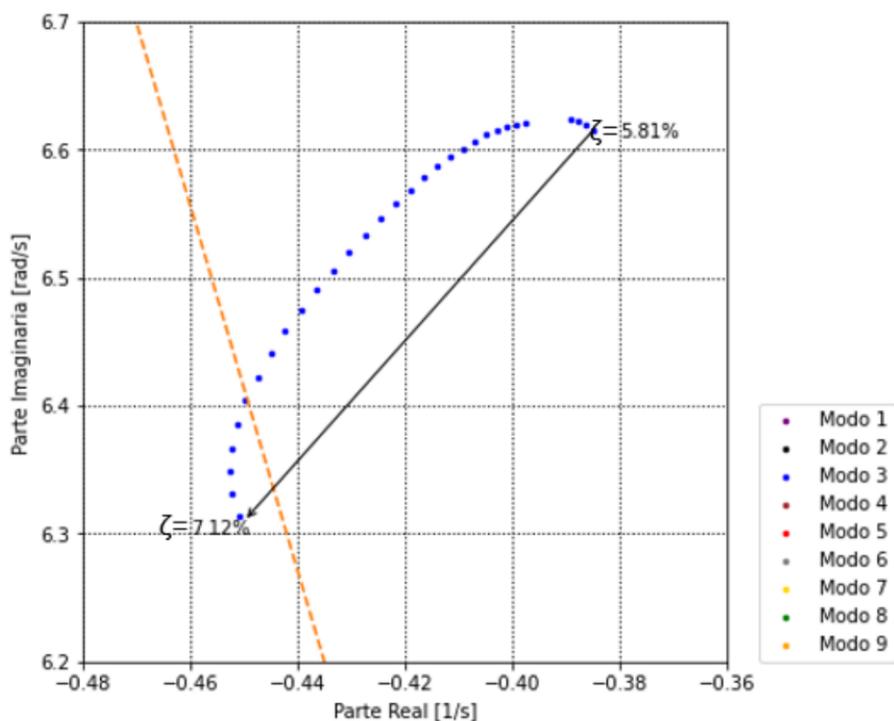


Figura 4.4 Trayectoria de modo 3 ante incremento de potencia en generador oscilante.

De la misma manera se puede observar en la Figura 4.5 la trayectoria del modo 4 cuyo amortiguamiento inicial es del 6.8% incrementando su nivel hasta el 7.57% de tal forma que las oscilaciones son amortiguadas en mayor medida.

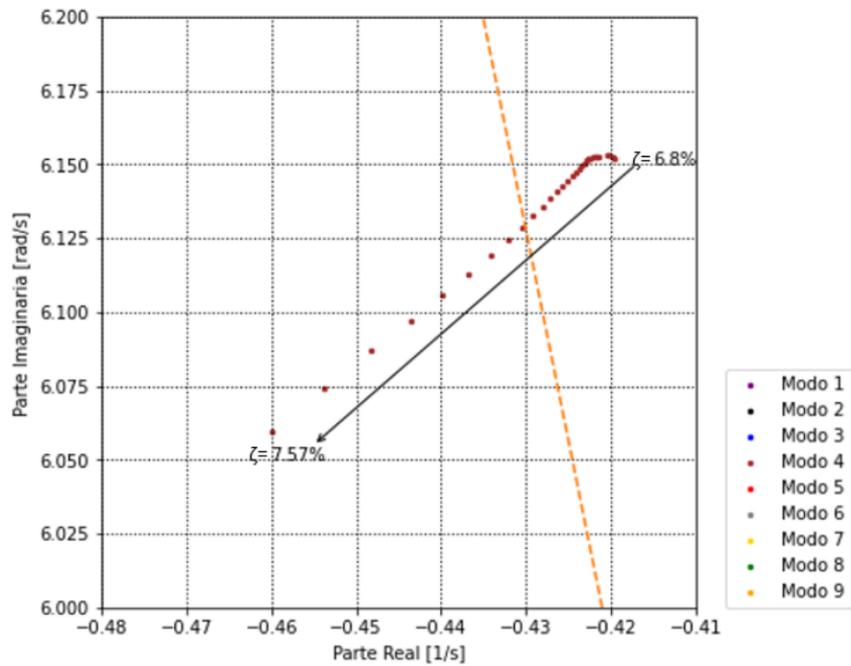


Figura 4.5 Trayectoria de modo 4 ante incremento de potencia en generador oscilante

Para observar el cambio en el amortiguamiento producido por la variación de potencia, se realiza una simulación en PowerFactory de cortocircuito trifásico al 50% de la línea 26-27, que inicia al tiempo de 1 segundo y su duración es de un ciclo, obteniéndose la Figura 4.6 que muestra la respuesta de la velocidad del rotor del generador oscilante ante esta perturbación en el escenario inicial y final luego de incrementar su potencia.

Se puede observar que las oscilaciones son de menor amplitud debido a que los modos críticos incrementan su amortiguamiento respecto del caso base, tal como se muestra en la Tabla 4.4.

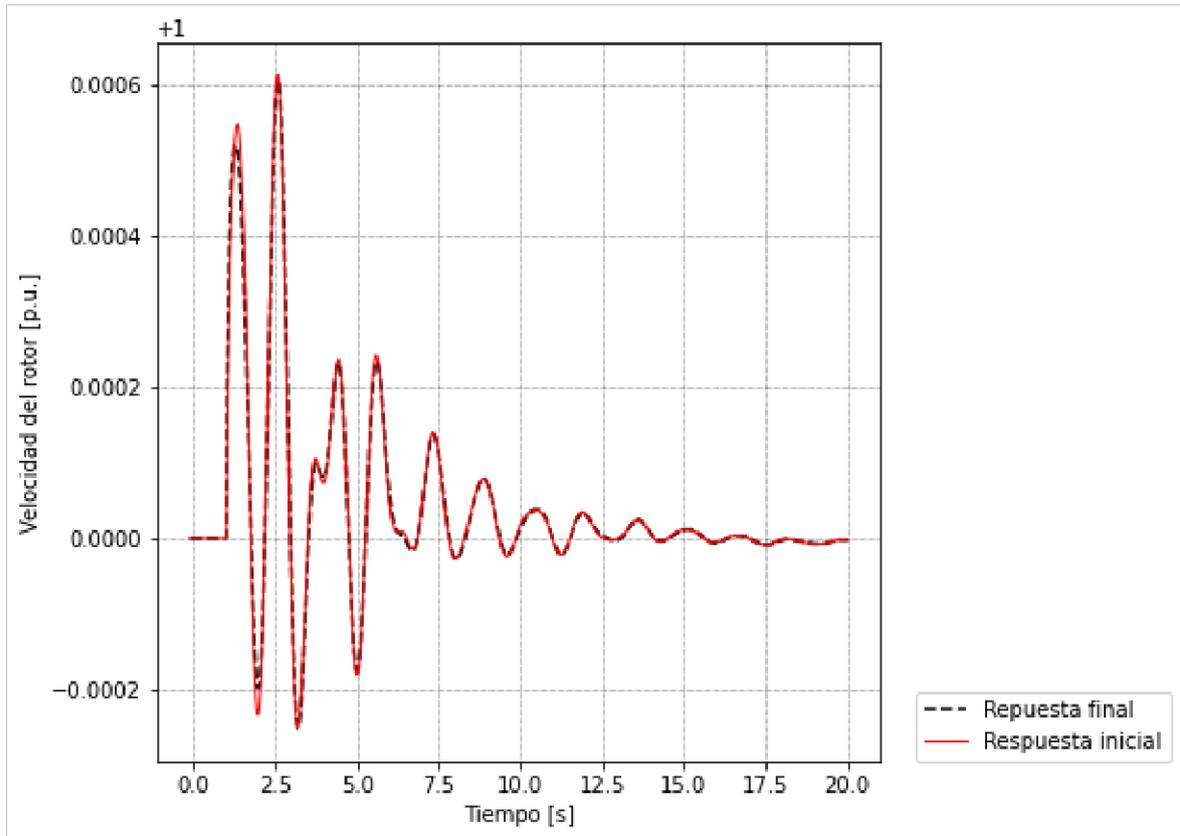


Figura 4.6. Respuesta de la velocidad del rotor del generador oscilante ante un cortocircuito.

4.2.3 Análisis en generador térmico “G04”

El generador térmico “G 04” se encuentra en la barra 33, cuya potencia despachada en el caso base es de 632 MW y su potencia máxima es de 680 MW. Para poder observar la evolución de la trayectoria de los modos de oscilación se realizan 30 iteraciones con incrementos de +1.6 MW en la potencia activa del generador hasta alcanzar su límite operativo, obteniéndose la Figura 4.7, donde se puede observar que los modos se han desplazado ligeramente y su nivel de amortiguamiento se ha mantenido prácticamente constante.

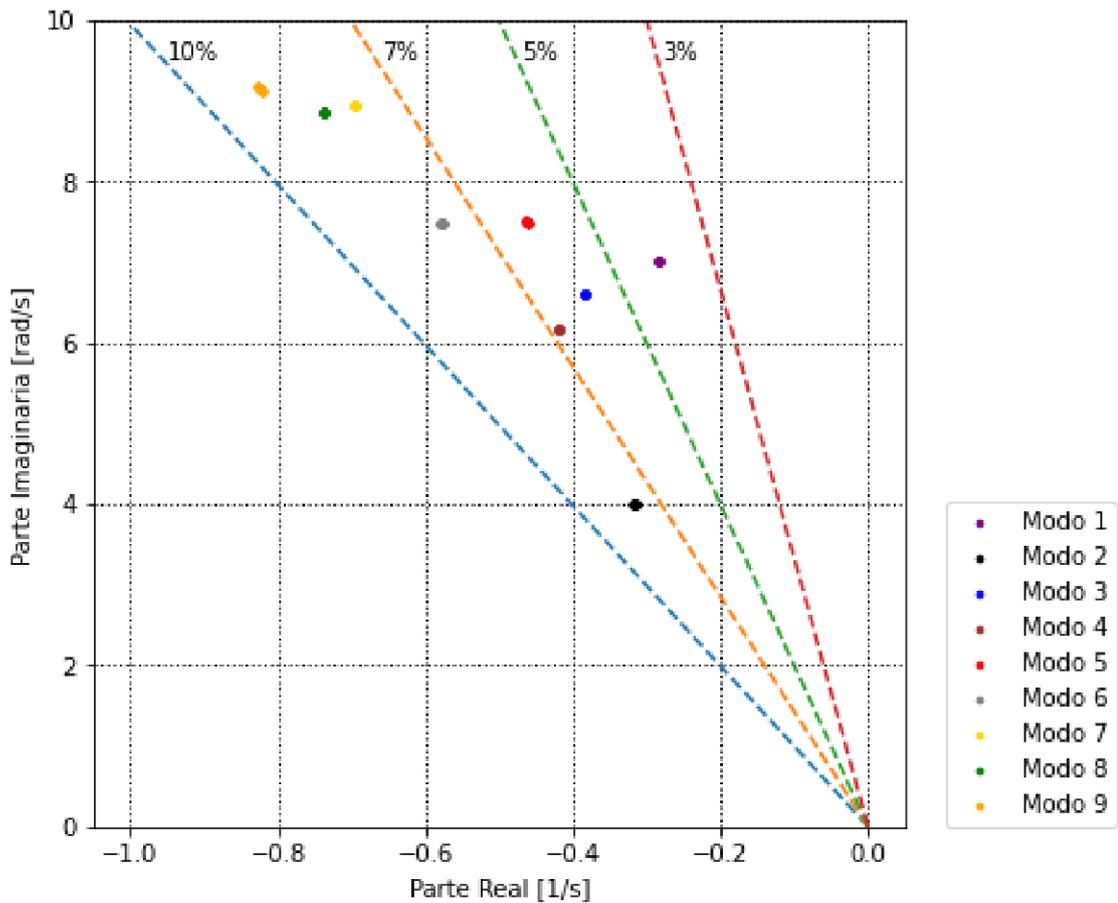


Figura 4.7. Trayectoria de modos de oscilación ante incrementos de potencia activa en generador térmico “G04”.

En la Tabla 4.5 se observan los modos críticos existentes en este caso de estudio y su amortiguamiento final e inicial, cuya trayectoria es mostrada en la Figura 4.7, donde se observa un ligero incremento en el nivel de amortiguamiento del modo 2, 3 y 4, mientras que el resto de modos no se han trasladado.

Tabla 4.5. Valores inicial y final de los modos y su amortiguamiento ante incrementos de potencia en el generador térmico “G04”.

Modo	Escenario	σ [1/s]	ω [rad/s]	ζ [%]
1	Inicial	-0.2849	6.9987	4.07
	Final	-0.2850	6.9978	4.07
2	Inicial	-0.3142	4.0126	7.81
	Final	-0.3174	4.0029	7.90
3	Inicial	-0.3851	6.6151	5.81
	Final	-0.3856	6.6140	5.82

4	Inicial	-0.4196	6.1521	6.80
	Final	-0.4199	6.1529	6.81
5	Inicial	-0.4642	7.5178	6.16
	Final	-0.4641	7.5178	6.16
6	Inicial	-0.5764	7.4773	7.69
	Final	-0.5800	7.4787	7.73
7	Inicial	-0.6957	8.9393	7.76
	Final	-0.6957	8.9393	7.76
8	Inicial	-0.7389	8.8669	8.30
	Final	-0.7383	8.8669	8.30
9	Inicial	-0.8205	9.1113	8.97
	Final	-0.8278	9.1911	8.97

En la Figura 4.8 se observa de forma individual la trayectoria del modo 2 cuyo amortiguamiento se ha incrementado desde 7.81% hasta el 7.90%.

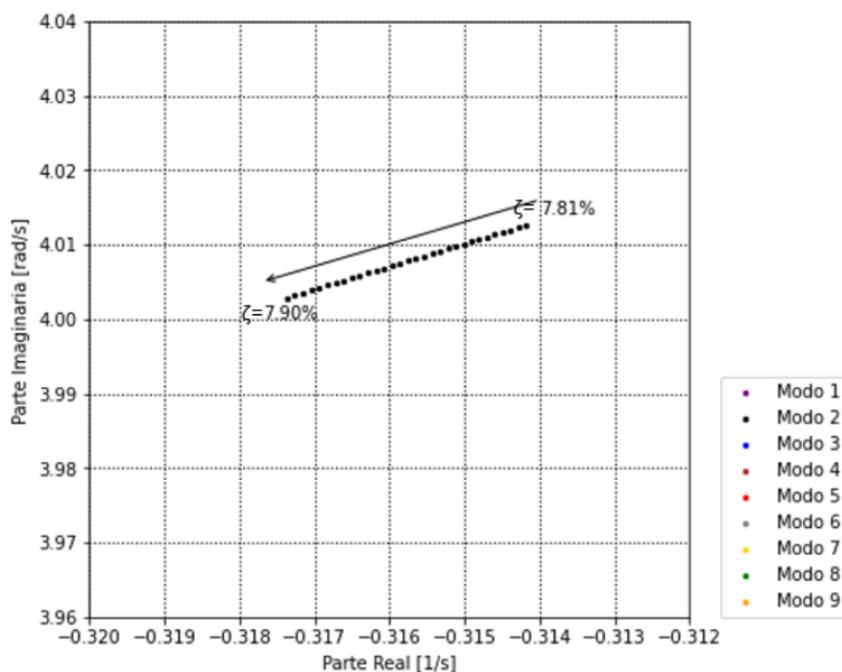


Figura 4.8. Trayectoria del modo 2 ante incremento de potencia en el generador térmico "G04".

Para lograr visualizar el efecto de la variación en el amortiguamiento producido por la variación de potencia, se realiza una simulación en PowerFactory, de cortocircuito trifásico al tiempo $t=1$ segundo, al 50% de la línea 26-27, cuya duración es de un ciclo, obteniéndose

la Figura 4.9 que muestra la respuesta de la velocidad del rotor del generador “G04” ante la perturbación previamente descrita, en el escenario inicial y final producto de incrementar su potencia activa del generador.

Como se observó en la Tabla 4.5, el amortiguamiento permanece prácticamente constante, a excepción de los modos 2, 3 y 4, por lo que, la respuesta de la velocidad del rotor permanece igual en el escenario inicial y final.

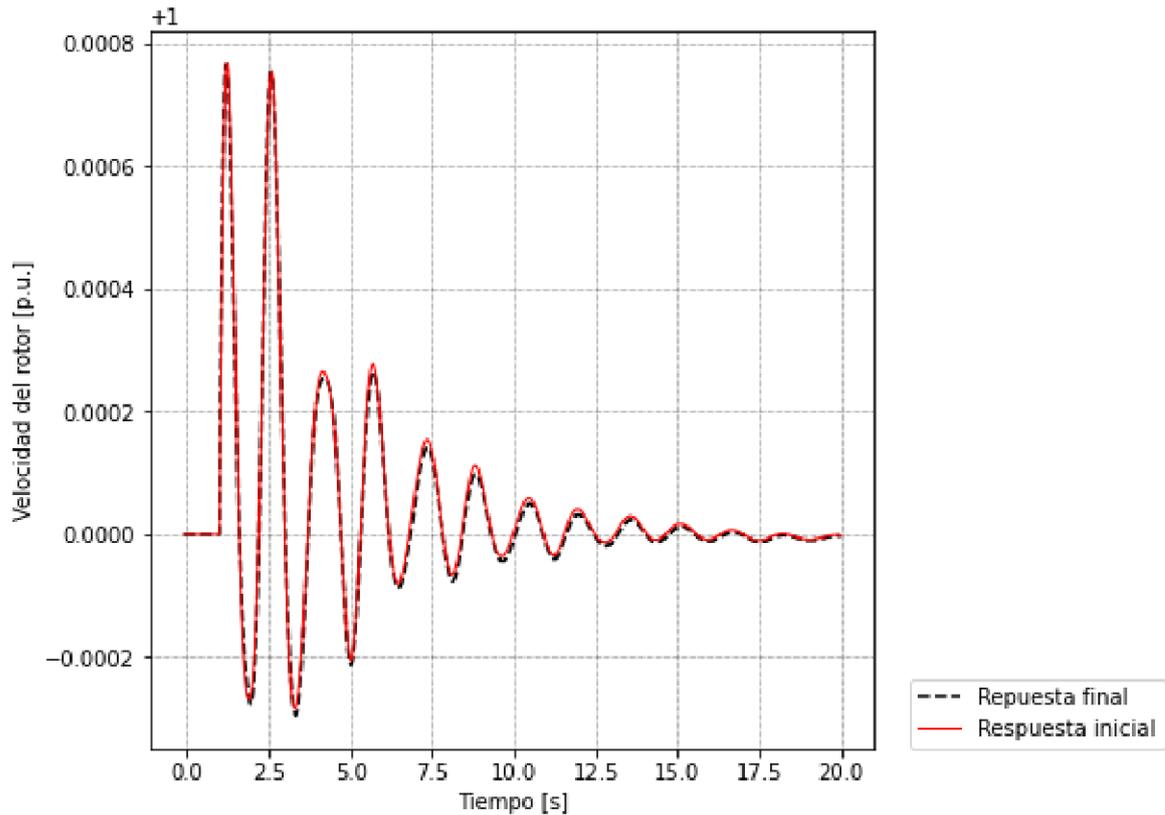
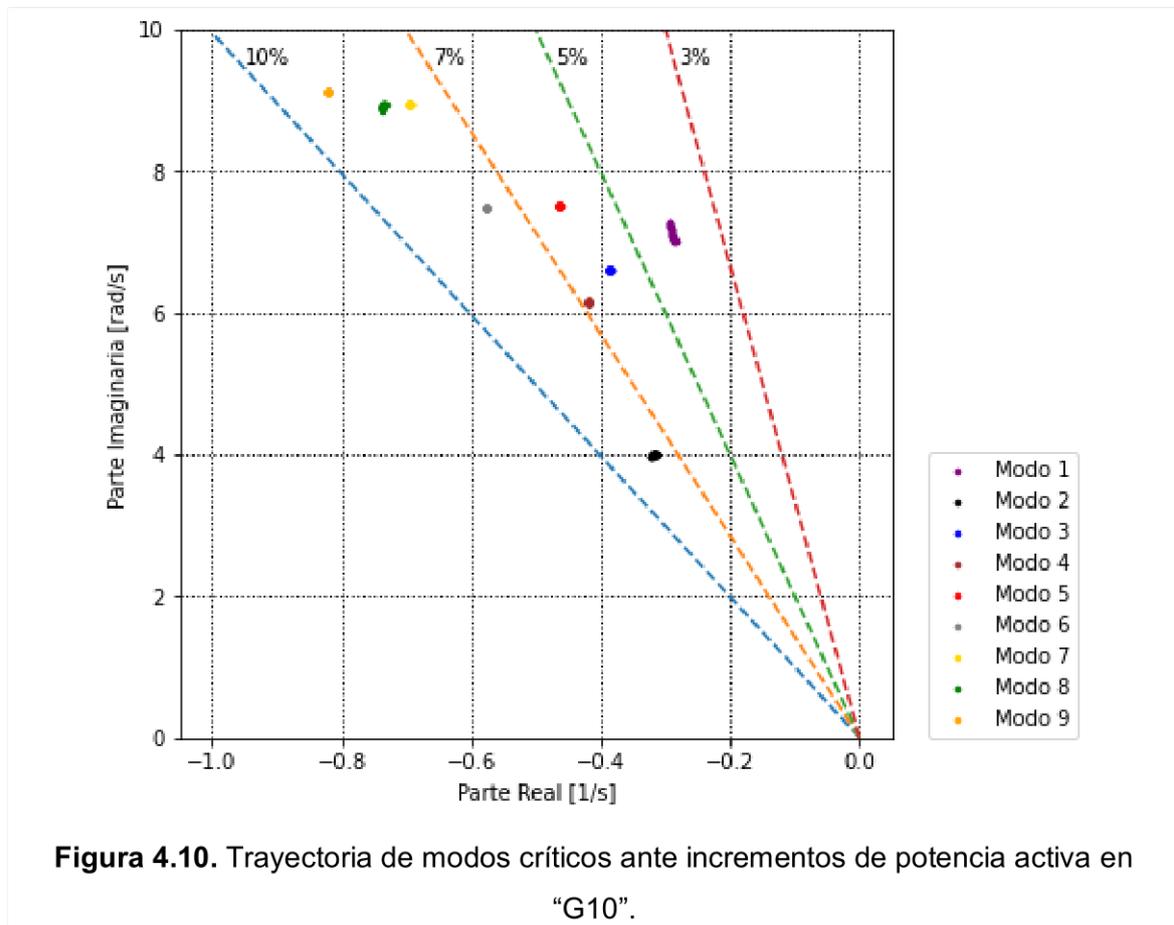


Figura 4.9. Respuesta de la velocidad del rotor del generador térmico “G04” ante un cortocircuito.

4.2.4 Análisis en un generador eléctricamente alejado de la barra oscilante “G10”

El generador “G 10” se encuentra en la barra 33, cuya potencia despachada en el caso base es de 250 MW y su potencia máxima es de 850 MW. Para poder observar la evolución de la trayectoria de los modos de oscilación se realizan 30 iteraciones con incrementos de +20 MW en la potencia activa del generador hasta alcanzar su límite operativo, obteniéndose la Figura 4.10, donde se puede observar que los modos 1 y 8 son los que más se han desplazado.



De todos los modos críticos mostrados en la Figura 4.10 y cuyos valores iniciales y finales de la parte real, imaginaria y nivel de amortiguamiento se muestran en la Tabla 4.11 donde se observa que los modos 1, 5, 6, 7 y 8 decremantan su amortiguamiento, mientras que los modos 2, 3 lo incrementan.

Tabla 4.11. Valores inicial y final de los modos y su amortiguamiento ante incrementos de potencia en el generador térmico “G10”.

Modo	Escenario	σ [1/s]	ω [rad/s]	ζ [%]
1	Inicial	-0.28492	6.99864	4.07
	Final	-0.29492	7.28524	4.04
2	Inicial	-0.31409	4.01189	7.81
	Final	-0.32168	3.98147	8.05
3	Inicial	-0.38503	6.61492	5.81
	Final	-0.38664	6.61630	5.83
4	Inicial	-0.41956	6.15213	6.80
	Final	-0.41912	6.14631	6.80
5	Inicial	-0.46417	7.51775	6.16
	Final	-0.46235	7.51858	6.14
6	Inicial	-0.57645	7.47730	7.69
	Final	-0.57579	7.47641	7.68
7	Inicial	-0.69573	8.93928	7.76
	Final	-0.69542	8.94357	7.75
8	Inicial	-0.73889	8.86693	8.30
	Final	-0.73180	8.95505	8.14
9	Inicial	-0.82049	9.11129	8.97
	Final	-0.82014	9.11096	8.97

Para mostrar de forma más detallada la evolución de los modos críticos se muestra de forma particular la trayectoria de los modos 1 y 8, donde para el primero caso se ha reducido el nivel de amortiguamiento, mientras que para el segundo caso se ha incrementado, lo cual se puede visualizar en la Figura 4.11 y Figura 4.12.

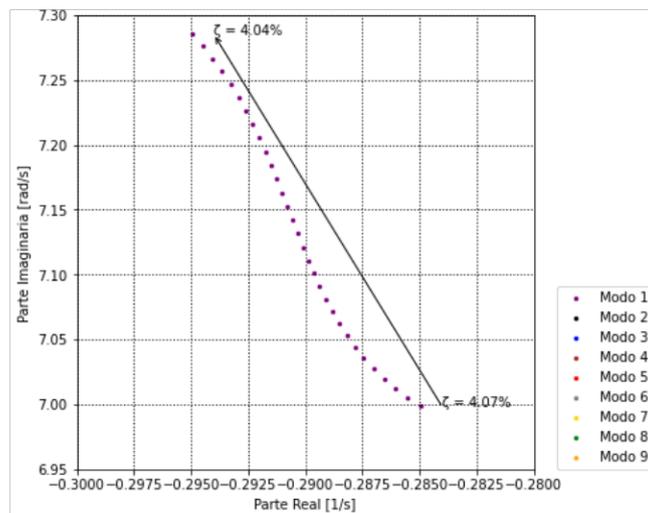


Figura 4.11. Trayectoria del modo 1 ante incrementos de potencia activa en “G10”.

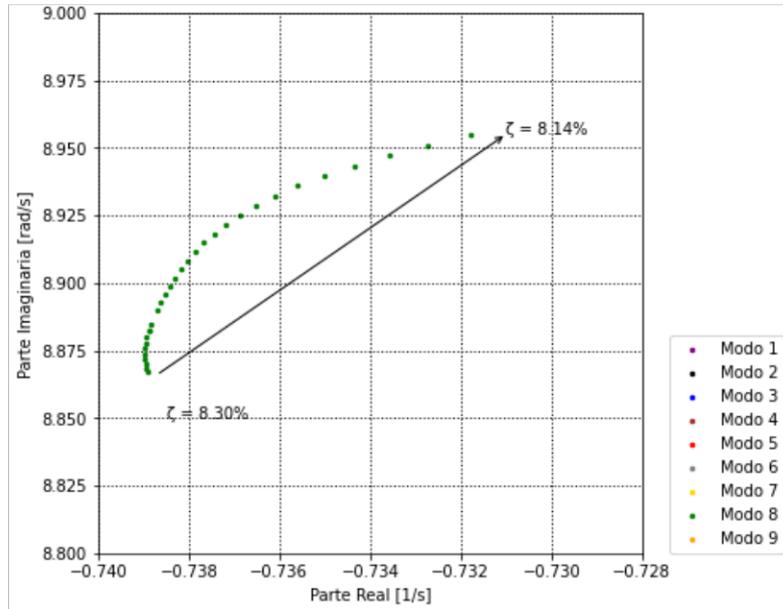


Figura 4.12. Trayectoria del modo 8 ante incrementos de potencia activa en “G10”.

Para lograr visualizar el efecto de la variación en el amortiguamiento producido por el incremento de potencia activa en el generador, se realiza una simulación en PowerFactory, de cortocircuito trifásico al tiempo $t=1$ segundo, al 50% de la línea 21-22, cuya duración es de un ciclo, obteniéndose la Figura 4.13 que muestra la respuesta de la velocidad del rotor del generador “G10” en el escenario inicial y final producto de incrementar su potencia activa del generador. Además, se debe notar que la amplitud de las oscilaciones de la velocidad del rotor se ve reducida cuando los modos se han desplazado debido al incremento de la potencia activa del generador hacia su límite de operación.

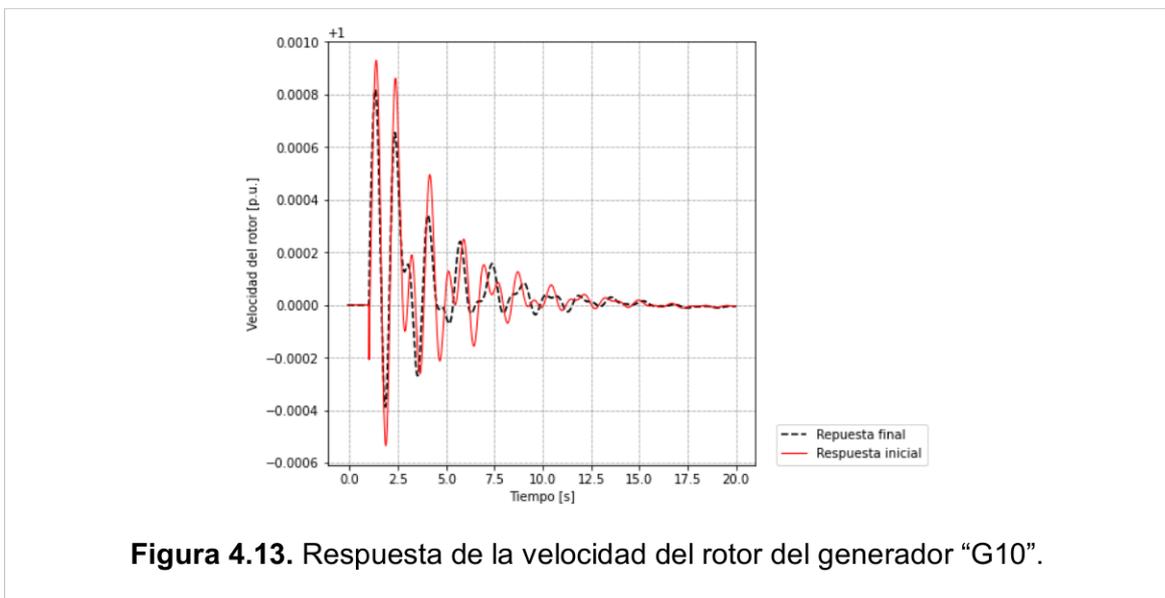


Figura 4.13. Respuesta de la velocidad del rotor del generador “G10”.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se realizan las conclusiones y recomendaciones desarrolladas luego de analizar el Sistema New England de 39 barras tras aplicar la metodología propuesta en el capítulo 3 a los casos de estudios expuestos en el capítulo 4.

5.1 Conclusiones

- El Sistema New England de 39 barras modelado por PowerFactory de DIgSILENT presenta 9 modos críticos cuya frecuencia se encuentra entre 0.1 a 2 Hz. siendo los modos numerados como 2 y 4 de tipo interárea mientras que el resto de modos son de tipo planta local.
- El nivel de amortiguamiento que presentan los modos oscilatorios influye en la respuesta de la velocidad del rotor, tal que, al desplazar los modos por un cambio en la condición operativa del sistema debido a un incremento en la potencia activa del generador, las oscilaciones de la velocidad del rotor son afectadas.
- Cuando se incrementa la potencia activa del generador. los modos se desplazan debido a que las condiciones operativas del sistema influyen en la matriz de estado **A**. cuyos valores característicos definen los modos oscilatorios del sistema.
- Por último, es importante notar que conocer la trayectoria de los modos críticos ante diferentes escenarios producidos por el incremento de la potencia activa de un generador provee de información relevante al operador sobre las características de estabilidad de pequeña señal y su movimiento hacia zonas de mayor o menor amortiguamiento.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda realizar más estudios del sistema New England de 39 barras que contemplen la trayectoria de los modos críticos considerando el efecto producido por el uso de diferentes tipos de control como estabilizadores de sistemas de potencia o reguladores automáticos de voltaje.

También se recomienda realizar estudios de la trayectoria de los modos críticos que consideren el impacto de cambios en la demanda en la estabilidad de pequeña señal o al realizar cambios en la topología al incluir unidades generadoras cuya fuente de energía sea renovable (eólica o solar).

Al momento de ordenar los modos críticos de cada escenario según el criterio de frecuencias similares, se recomienda utilizar un error máximo de un 2%.

Se recomienda no considerar los conjugados de los modos oscilatorios al momento de analizar los datos ya que presentan el mismo comportamiento y el tiempo de simulación se disminuye considerablemente.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Gibbard, P. Pourbelk y D. Valwles, *Small-Signal stability, Control and Dynamic Performance of Power Systems*, Adelaide: University of Adelaide Press, 2015.
- [2] E. Bompard, A. Mazza y L. Toma, «Chapter 3: Classical Grid Control: Frequency and Voltage Stability,» de *Converter-Based and Control of Modern Power Systems*, Academic Press, 2021, pp. 31-32.
- [3] J. G. Calderón-Guizar, «Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia,» *Scielo*, vol. IX, nº 4, pp. 313 -317, 2008.
- [4] J. Oscullo, *Sintonización adaptativa de estabilizadores de potencia en tiempo real utilizando tecnología de medición sincrofasorial*, Quito: Tesis de Doctorado EPN, 2022.
- [5] H. R. Pota, *The Essentials of Power System Dynamics and Control*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2018.
- [6] S. Pizarro, *Análisis modal del sistema interconectado del norte grande ante escenarios de oferta-demanda*, Valparaíso, Chile: Tesis de pregrado UTFSM, 2014.
- [7] J. H. Chow y J. J. Sánchez-Gasca, *Power System Modeling, Computation, and Control*, New York: Wiley-IEEE Press, 2020, pp. 154-.
- [8] DIgSILENT, «Capítulo 32: Modal Analysis / Eigenvalue Calculation,» de *PowerFactory 2021: User Manual*, Gomaringen, Alemania, DIgSILENT GmbH, 2021, pp. 737, 741, 745.
- [9] C. Cañizares, T. Fernandes y E. Geralidi, «Benchmark Models for the Analysis and Control of Small-Signal Oscillatory Dynamics in Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 715 - 722, 2016.
- [10] Hatziargyriou, N.; Milanović, J. V.; Rahmann, C., «Stability Definitions And Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Thecnologies,» IEEE-PES, 2020.
- [11] W. Alvarez, *Metodología para la Sintonización en Modelos de Sistemas de Control de Centrales Eléctricas*, Quito: Tesis de Pregrado EPN, 2020.
- [12] J. Ma, *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control*, Beijing, China: Wiley, 2018.
- [13] P. A. Reyes, *Análisis de la Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador*, Cuenca: Tesis de Maestría Universidad de Cuenca, 2013.
- [14] J. Barrera, *Amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia utilizando controladores óptimos LQR y PSS*, Quito: Tesis de Pregrado EPN, 2018.

- [15] «Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-104, nº 6, pp. 1326-1334, 1985.
- [16] J. Luo, Y. Zou y S. Bu, «Converter-driven Stability Analysis of Power Systems Integrated with Hybrid Renewable Energy Sources,» *Preprints*, 2021.
- [17] D. Mondal, A. Chakrabarti y A. Sengupta, «Capítulo 1: Concepts of Small-Signal Stability,» de *Power System Small Signal Stability Analysis and Control*, Academic Press, 2020, pp. 7-8.
- [18] J. Machowsky, Z. Lubosny, J. W. Bialek y J. R. Bumby, «Capítulo 4: Electromagnetic Phenomena,» de *Power system dynamics stability control*, Wiley, 2020, pp. 125-129.
- [19] Z. Rafique, H. M. Khalid, S. M. Muyeen y I. Kamwa, «Bibliographic review on power system oscillations damping: An era of conventional grids and renewable energy integration,» *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 136, 2022.
- [20] X.-F. Wang, Y. Song y M. Irving, *Modern Power Systems Analysis*, New York, USA: Springer, 2008.
- [21] L. Arcos y F. Iván, *Análisis de Estabilidad Transitorio del Sistema Nacional Inteconectado del Ecuador*, Quito, Ecuador: Tesis de Pregrado EPN, 2007.
- [22] J. Rickemberg, *Amortiguación de oscilaciones de potencia mediante el uso de equipo FACTS on función POD para la interconexión SIC-SING*, Valparaíso, Chile: Tesis de Pregrado de UTFSM, 2017.
- [23] P. Macedo, *Improving inter-area oscillations damping of power systems through cooperative active power control of distributed energy resources*, Chattanooga, Tennessee: Tesis de Maestría UTC, 2021.
- [24] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994.
- [25] S. M. Venkata, M. Eremia y L. Toma, «Capítulo 8: Background of Power System Stability,» de *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*, Wiley-IEEE Press, 2013, pp. 453- 461.
- [26] DlgSILENT, *PowerFactory: 39 Bus New England*, Gomaringen, Alemania: DlgSILENT GmbH, 2021.
- [27] R. Ramos y I. Hiskens, «Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control,» de *PES-TR18*, 2015.

7 ANEXOS

En el presente capítulo se desarrollan los anexos donde se muestran los parámetros del Sistema New England de 39 barras y todos los resultados obtenidos de la simulación de la metodología propuesta.

ANEXO I. Parámetros del Sistema New England de 39 Barras

En la presente sección se muestran los parámetros de Sistema New England de 39 barras, donde los datos de los nodos como voltajes en magnitud y en ángulo producto de la solución de un flujo de potencia y los datos de las cargas modeladas a impedancia constante se muestran en la Tabla II.1. [27]

Los parámetros de las líneas de transmisión se encuentran en la Tabla II.2, cuya representación es mediante el modelo π , mostrándose las susceptancias totales de la línea. Los datos de los transformadores con tap se muestran en la Tabla II.3, y en la Tabla II.4 se muestran los mismos valores para los transformadores sin tap. [27]

Los parámetros que modelan los generadores se encuentran en la Tabla II.5 y los datos de los reguladores automáticos de voltaje y los estabilizadores de sistema de potencia en la Tabla II.6 y Tabla II.7, respectivamente. [27]

Es importante mencionar que todos los parámetros se encuentran referidos a un sistema base de 100 MVA y 100 kV. [27]

Tabla I.1. Voltajes en las barras, potencia activa y reactiva para generación y carga. [27]

Barra	V[pu]	Ángulo [Deg]	Generación		Carga	
			P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	1.047	-8.4	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.049	-5.8	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.030	-8.6	0.0	0.0	322.0	2.4
4	1.004	-9.6	0.0	0.0	500.0	184.0
5	1.005	-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.008	-7.9	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.997	-10.1	0.0	0.0	233.8	84.0
8	0.996	-10.6	0.0	0.0	522.0	176.0
9	1.028	-10.3	0.0	0.0	0.0	0.0
10	1.017	-5.4	0.0	0.0	0.0	0.0

11	1.013	-6.3	0.0	0.0	0.0	0.0
12	1.000	-6.2	0.0	0.0	7.5	88.0
13	1.014	-6.1	0.0	0.0	0.0	0.0
14	1.012	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0
15	1.015	-7.7	0.0	0.0	320.0	153.0
16	1.032	-6.2	0.0	0.0	329.4	32.3
17	1.034	-7.3	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.031	-8.2	0.0	0.0	158.0	30.0
19	1.050	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0.991	-2.0	0.0	0.0	628.0	103.0
21	1.032	-3.8	0.0	0.0	274.0	115.0
22	1.050	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
23	1.045	0.5	0.0	0.0	274.5	84.6
24	1.037	-6.1	0.0	0.0	308.6	-92.2
25	1.058	-4.4	0.0	0.0	224.0	47.2
26	1.052	-5.5	0.0	0.0	139.0	17.0
27	1.038	-7.5	0.0	0.0	281.0	75.5
28	1.051	-2.0	0.0	0.0	206.0	27.6
29	1.050	0.7	0.0	0.0	283.5	26.9
30	1.048	-3.3	250.0	147.6	0.0	0.0
31	0.982	0.0	520.8	198.2	9.2	4.6
32	0.983	2.6	650.0	204.7	0.0	0.0
33	0.997	4.2	632.0	109.6	0.0	0.0
34	1.012	3.2	508.0	165.3	0.0	0.0
35	1.049	5.6	650.0	210.6	0.0	0.0
36	1.064	8.3	560.0	102.9	0.0	0.0
37	1.028	2.4	540.0	0.2	0.0	0.0
38	1.027	7.8	830.0	23.2	0.0	0.0
39	1.030	-10.1	1000.0	87.8	1104.0	250.0

Tabla I.2. Parámetros de líneas de transmisión. [27]

Desde la barra	Hasta la barra	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Longitud [Km]
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	163.06425
1	39	0.001	0.025	0.75	99.1875
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	59.90925
2	25	0.007	0.0086	0.146	34.1205
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	84.50775
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	52.76775
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	50.784
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	51.18075
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	10.3155
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	44.436
6	7	0.0006	0.0092	0.113	36.501
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	32.5335
7	8	0.0004	0.0046	0.078	18.2505
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	144.02025
9	39	0.001	0.025	1.2	99.1875
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	17.06025
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	17.06025
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	40.07175
14	15	0.0018	0.0217	0.366	86.09475
15	16	0.0009	0.0094	0.171	37.2945
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	35.31075
16	19	0.0016	0.0195	0.304	77.36625
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	53.56125
16	24	0.0003	0.0059	0.068	23.40825
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	32.5335
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	68.63775
21	22	0.0008	0.014	0.2565	55.545
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	38.088
23	24	0.0022	0.035	0.361	138.8625
25	26	0.0032	0.0323	0.513	128.15025
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	58.32225

26	28	0.0043	0.0474	0.7802	188.0595
26	29	0.0057	0.0625	1.029	247.96875
28	29	0.0014	0.0151	0.249	59.90925

Tabla I.3. Parámetros de transformadores con tap. [27]

Desde la barra	Hasta la barra	R [pu]	X [pu]	Tap [pu]
6	31	0	0.025	1.007
10	32	0	0.02	1.007
19	33	0.0007	0.0142	1.007
20	34	0.0009	0.018	1.009
22	35	0	0.0143	1.025
23	36	0.0005	0.0272	1.000
25	37	0.0006	0.0232	1.025
2	30	0	0.0181	1.025
29	38	0.0008	0.0156	1.025

Tabla I.4. Parámetros de transformadores sin tap. [27]

Desde la barra	Hasta la barra	R [pu]	X [pu]	Tap [pu]
12	11	0.0016	0.0435	1.006
12	13	0.0016	0.0435	1.006
19	20	0.0007	0.0138	1.006

Tabla I.5. Parámetros de los generadores. [27]

Unidad	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
1	500	0	0.0060	0.0080	0.0200	0.019	7.00	0.7000	0.0030
2	30.3	0	0.0697	0.1700	0.2950	0.282	6.56	1.5000	0.0350
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.70	1.5000	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.1660	0.2620	0.258	5.69	1.5000	0.0295
5	26	0	0.1320	0.1660	0.6700	0.620	5.40	0.4400	0.0540
6	34.8	0	0.0500	0.0814	0.2540	0.241	7.30	0.4000	0.0224

7	26.4	0	0.0490	0.1860	0.2950	0.292	5.66	1.5000	0.0322
8	24.3	0	0.0570	0.0911	0.2900	0.280	6.70	0.4100	0.0280
9	34.5	0	0.0570	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.9600	0.0298
10	42	0	0.0310	0.0080	0.1000	0.069	10.20	0.0000	0.0125

Tabla I.6. Parámetros de los reguladores automáticos de voltaje. [27]

Unidad	TR	KA	TA	TB	TC	Vsetpoint	EfdMax	EfdMin
1	0.01	200	0.015	10	1.0	10.3000	5	-5
2	0.01	200	0.015	10	1.0	0.9820	5	-5
3	0.01	200	0.015	10	1.0	0.9831	5	-5
4	0.01	200	0.015	10	1.0	0.9972	5	-5
5	0.01	200	0.015	10	1.0	10.1230	5	-5
6	0.01	200	0.015	10	1.0	10.4930	5	-5
7	0.01	200	0.015	10	1.0	10.6350	5	-5
8	0.01	200	0.015	10	1.0	10.2780	5	-5
9	0.01	200	0.015	10	1.0	10.2650	5	-5
10	0.01	200	0.015	10	1.0	10.4750	5	-5

Tabla I.7. Parámetros de los estabilizadores de sistema de potencia. [27]

Unidad	K	TW	T1	T2	T3	T4	VPSS.Max	VPSS.Min
1	1.0/(120π)	10.0	5.0	0.60	3.0	0.50	0.2	-0.2
2	0.5/(120π)	10.0	5.0	0.40	1.0	0.10	0.2	-0.2
3	0.5/(120π)	10.0	3.0	0.20	2.0	0.20	0.2	-0.2
4	2.0/(120π)	10.0	1.0	0.10	1.0	0.30	0.2	-0.2
5	1.0/(120π)	10.0	1.5	0.20	1.0	0.10	0.2	-0.2
6	4.0/(120π)	10.0	0.5	0.10	0.5	0.05	0.2	-0.2
7	7.5/(120π)	10.0	0.2	0.02	0.5	0.10	0.2	-0.2
8	2.0/(120π)	10.0	1.0	0.20	1.0	0.10	0.2	-0.2
9	2.0/(120π)	10.0	1.0	0.50	2.0	0.10	0.2	-0.2
10	1.0/(120π)	10.0	1.0	0.05	3.0	0.50	0.2	-0.2

ANEXO II. Resultados Completas de las Simulaciones

En la presente sección se encuentran todos los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta en el capítulo 3 a los casos de estudio analizados en el capítulo 4. Estos resultados están conformados por los modos críticos para cada escenario y para cada caso de estudio y su nivel de amortiguamiento.

Desde la Tabla III.1 hasta la Tabla III.5 se muestran los modos para el caso de estudio en que se incrementa la potencia activa del generador oscilante.

Tabla II.1. Evolución de modos 1 y 2 y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador oscilante.

Modo 1			Modo 2		
Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)
-0.28492	6.99865	4.07	-0.31418	4.01261	7.81
-0.28483	6.99867	4.07	-0.31472	4.01034	7.82
-0.28474	6.99854	4.07	-0.31528	4.00798	7.84
-0.28464	6.99827	4.06	-0.31586	4.00553	7.86
-0.28500	6.99741	4.07	-0.31740	4.00170	7.91
-0.28487	6.99689	4.07	-0.31805	3.99903	7.93
-0.28474	6.99628	4.07	-0.31872	3.99625	7.95
-0.28459	6.99557	4.06	-0.31943	3.99337	7.97
-0.28445	6.99477	4.06	-0.32017	3.99037	8.00
-0.28430	6.99390	4.06	-0.32094	3.98725	8.02
-0.28416	6.99297	4.06	-0.32175	3.98401	8.05
-0.28402	6.99198	4.06	-0.32260	3.98064	8.08
-0.28389	6.99095	4.06	-0.32349	3.97714	8.11
-0.28378	6.98988	4.06	-0.32443	3.97349	8.14
-0.28367	6.98878	4.06	-0.32541	3.96970	8.17
-0.28358	6.98766	4.06	-0.32645	3.96574	8.20
-0.28351	6.98652	4.05	-0.32755	3.96162	8.24
-0.28346	6.98537	4.05	-0.32871	3.95732	8.28
-0.28343	6.98422	4.05	-0.32994	3.95284	8.32
-0.28342	6.98307	4.06	-0.33125	3.94815	8.36

-0.28343	6.98193	4.06	-0.33263	3.94326	8.41
-0.28347	6.98080	4.06	-0.33410	3.93814	8.45
-0.28352	6.97968	4.06	-0.33567	3.93279	8.50
-0.28360	6.97858	4.06	-0.33734	3.92718	8.56
-0.28369	6.97750	4.06	-0.33913	3.92130	8.62
-0.28381	6.97645	4.06	-0.34104	3.91514	8.68
-0.28394	6.97542	4.07	-0.34309	3.90866	8.74
-0.28409	6.97441	4.07	-0.34528	3.90185	8.81
-0.28426	6.97344	4.07	-0.34764	3.89469	8.89
-0.28444	6.97249	4.08	-0.35019	3.88714	8.97
-0.28463	6.97158	4.08	-0.35292	3.87919	9.06

Tabla II.2. Evolución de modos 3 y 4 y su amortiguamiento.

Modo 3			Modo 4		
Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)
-0.38505	6.61508	5.81	-0.41956	6.15211	6.80
-0.38637	6.61950	5.83	-0.41985	6.15266	6.81
-0.38779	6.62257	5.85	-0.42012	6.15307	6.81
-0.38931	6.62434	5.87	-0.42037	6.15334	6.82
-0.39763	6.62035	6.00	-0.42146	6.15269	6.83
-0.39928	6.61980	6.02	-0.42169	6.15273	6.84
-0.40105	6.61813	6.05	-0.42191	6.15265	6.84
-0.40293	6.61538	6.08	-0.42214	6.15245	6.85
-0.40491	6.61160	6.11	-0.42238	6.15214	6.85
-0.40701	6.60679	6.15	-0.42262	6.15170	6.85
-0.40922	6.60099	6.19	-0.42288	6.15114	6.86
-0.41154	6.59421	6.23	-0.42316	6.15045	6.86
-0.41397	6.58647	6.27	-0.42347	6.14962	6.87
-0.41650	6.57776	6.32	-0.42380	6.14863	6.88
-0.41914	6.56810	6.37	-0.42418	6.14748	6.88
-0.42187	6.55749	6.42	-0.42461	6.14614	6.89
-0.42470	6.54593	6.47	-0.42510	6.14459	6.90

-0.42760	6.53345	6.53	-0.42566	6.14279	6.91
-0.43056	6.52005	6.59	-0.42632	6.14072	6.93
-0.43356	6.50575	6.65	-0.42711	6.13833	6.94
-0.43656	6.49059	6.71	-0.42804	6.13556	6.96
-0.43953	6.47460	6.77	-0.42916	6.13235	6.98
-0.44241	6.45785	6.83	-0.43052	6.12861	7.01
-0.44513	6.44043	6.90	-0.43218	6.12424	7.04
-0.44761	6.42243	6.95	-0.43423	6.11909	7.08
-0.44974	6.40402	7.01	-0.43674	6.11301	7.13
-0.45140	6.38538	7.05	-0.43984	6.10578	7.19
-0.45246	6.36677	7.09	-0.44364	6.09715	7.26
-0.45279	6.34849	7.11	-0.44824	6.08679	7.34
-0.45232	6.33090	7.13	-0.45371	6.07434	7.45
-0.45104	6.31440	7.12	-0.46002	6.05942	7.57

Tabla II.3. Evolución de modos 5 y 6 y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador oscilante.

Modo 5			Modo 6		
Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)
-0.46417	7.51776	6.16	-0.57645	7.47730	7.69
-0.46557	7.53147	6.17	-0.57654	7.47741	7.69
-0.46703	7.54411	6.18	-0.57661	7.47752	7.69
-0.46854	7.55562	6.19	-0.57666	7.47762	7.69
-0.47534	7.56207	6.27	-0.57675	7.47769	7.69
-0.47696	7.57113	6.29	-0.57677	7.47778	7.69
-0.47857	7.57897	6.30	-0.57679	7.47785	7.69
-0.48018	7.58559	6.32	-0.57681	7.47792	7.69
-0.48175	7.59098	6.33	-0.57683	7.47797	7.69
-0.48329	7.59518	6.35	-0.57685	7.47802	7.69
-0.48478	7.59821	6.37	-0.57687	7.47806	7.69
-0.48620	7.60011	6.38	-0.57690	7.47809	7.69
-0.48754	7.60093	6.40	-0.57694	7.47812	7.69
-0.48880	7.60072	6.42	-0.57698	7.47814	7.69

-0.48996	7.59955	6.43	-0.57702	7.47816	7.69
-0.49099	7.59746	6.45	-0.57708	7.47817	7.69
-0.49191	7.59454	6.46	-0.57714	7.47818	7.69
-0.49268	7.59084	6.48	-0.57721	7.47817	7.70
-0.49331	7.58644	6.49	-0.57728	7.47816	7.70
-0.49379	7.58140	6.50	-0.57737	7.47814	7.70
-0.49410	7.57580	6.51	-0.57746	7.47810	7.70
-0.49425	7.56971	6.52	-0.57756	7.47805	7.70
-0.49423	7.56320	6.52	-0.57766	7.47798	7.70
-0.49405	7.55633	6.52	-0.57776	7.47789	7.70
-0.49371	7.54918	6.53	-0.57786	7.47777	7.70
-0.49322	7.54180	6.53	-0.57796	7.47762	7.71
-0.49258	7.53426	6.52	-0.57803	7.47745	7.71
-0.49183	7.52660	6.52	-0.57808	7.47725	7.71
-0.49096	7.51888	6.52	-0.57810	7.47703	7.71
-0.49000	7.51112	6.51	-0.57807	7.47680	7.71
-0.48896	7.50337	6.50	-0.57800	7.47657	7.71

Tabla II.4. Evolución de modos 7 y 8 y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador oscilante.

Modo 7			Modo 8		
Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)
-0.69573	8.93928	7.76	-0.73889	8.86693	8.30
-0.69573	8.93929	7.76	-0.73889	8.86698	8.30
-0.69573	8.93929	7.76	-0.73888	8.86703	8.30
-0.69573	8.93929	7.76	-0.73889	8.86708	8.30
-0.69573	8.93929	7.76	-0.73890	8.86712	8.30
-0.69574	8.93929	7.76	-0.73890	8.86715	8.30
-0.69574	8.93929	7.76	-0.73891	8.86719	8.30
-0.69574	8.93929	7.76	-0.73892	8.86722	8.30
-0.69575	8.93929	7.76	-0.73893	8.86725	8.30
-0.69575	8.93929	7.76	-0.73894	8.86727	8.30
-0.69575	8.93929	7.76	-0.73895	8.86729	8.30

-0.69576	8.93929	7.76	-0.73896	8.86731	8.30
-0.69576	8.93929	7.76	-0.73897	8.86732	8.30
-0.69577	8.93929	7.76	-0.73899	8.86733	8.31
-0.69577	8.93929	7.76	-0.73900	8.86733	8.31
-0.69578	8.93929	7.76	-0.73902	8.86733	8.31
-0.69578	8.93929	7.76	-0.73903	8.86733	8.31
-0.69579	8.93929	7.76	-0.73905	8.86732	8.31
-0.69579	8.93929	7.76	-0.73907	8.86732	8.31
-0.69579	8.93929	7.76	-0.73908	8.86730	8.31
-0.69580	8.93929	7.76	-0.73910	8.86729	8.31
-0.69580	8.93928	7.76	-0.73912	8.86727	8.31
-0.69581	8.93928	7.76	-0.73913	8.86726	8.31
-0.69581	8.93928	7.76	-0.73915	8.86724	8.31
-0.69582	8.93928	7.76	-0.73916	8.86721	8.31
-0.69582	8.93928	7.76	-0.73918	8.86719	8.31
-0.69582	8.93927	7.76	-0.73919	8.86716	8.31
-0.69583	8.93927	7.76	-0.73921	8.86714	8.31
-0.69583	8.93927	7.76	-0.73922	8.86711	8.31
-0.69583	8.93927	7.76	-0.73923	8.86708	8.31
-0.69584	8.93927	7.76	-0.73924	8.86705	8.31

Tabla II.5. Evolución del modo 9 y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador oscilante.

Modo 9		
Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	ζ (%)
-0.82049	9.11129	8.97
-0.82048	9.11128	8.97
-0.82046	9.11127	8.97
-0.82045	9.11126	8.97
-0.82043	9.11125	8.97
-0.82042	9.11124	8.97
-0.82041	9.11123	8.97
-0.82040	9.11121	8.97

-0.82038	9.11120	8.97
-0.82037	9.11119	8.97
-0.82036	9.11117	8.97
-0.82035	9.11116	8.97
-0.82035	9.11114	8.97
-0.82034	9.11113	8.97
-0.82033	9.11112	8.97
-0.82033	9.11110	8.97
-0.82032	9.11109	8.97
-0.82032	9.11108	8.97
-0.82031	9.11106	8.97
-0.82031	9.11105	8.97
-0.82031	9.11104	8.97
-0.82031	9.11103	8.97
-0.82031	9.11102	8.97
-0.82031	9.11101	8.97
-0.82031	9.11100	8.97
-0.82031	9.11099	8.97
-0.82031	9.11098	8.97
-0.82032	9.11097	8.97
-0.82032	9.11096	8.97
-0.82032	9.11095	8.97
-0.82033	9.11095	8.97

Desde la Tabla III.6 hasta la Tabla III.5 se muestran los modos para el caso de estudio en que se incrementa la potencia activa del generador térmico "G04".

Tabla II.6. Evolución de los modos 1 y 2, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G04”.

Modo 1			Modo 2		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.284921831	6.99865079	4.07	-0.31418236	4.01260557	7.81
-0.284923991	6.99862259	4.07	-0.31428587	4.01229187	7.81
-0.28492619	6.99859432	4.07	-0.31438956	4.01197744	7.81
-0.284928427	6.99856599	4.07	-0.31449344	4.01166227	7.82
-0.284930703	6.9985376	4.07	-0.31459752	4.01134636	7.82
-0.284933018	6.99850914	4.07	-0.31470179	4.0110297	7.82
-0.284935372	6.99848061	4.07	-0.31480626	4.01071231	7.83
-0.284937765	6.99845203	4.07	-0.31491093	4.01039417	7.83
-0.284940197	6.99842338	4.07	-0.31501579	4.01007529	7.83
-0.284942667	6.99839467	4.07	-0.31512086	4.00975567	7.83
-0.284945177	6.99836589	4.07	-0.31522613	4.0094353	7.84
-0.284947727	6.99833706	4.07	-0.3153316	4.0091142	7.84
-0.284950315	6.99830816	4.07	-0.31543728	4.00879235	7.84
-0.284952942	6.9982792	4.07	-0.31554316	4.00846976	7.85
-0.284955609	6.99825017	4.07	-0.31564926	4.00814643	7.85
-0.284958316	6.99822109	4.07	-0.31575556	4.00782235	7.85
-0.284961062	6.99819194	4.07	-0.31586207	4.00749753	7.86
-0.284963847	6.99816274	4.07	-0.31596879	4.00717196	7.86
-0.284966672	6.99813347	4.07	-0.31607573	4.00684565	7.86
-0.284969537	6.99810414	4.07	-0.31618288	4.00651859	7.87
-0.284972441	6.99807474	4.07	-0.31629024	4.00619079	7.87
-0.284975386	6.99804529	4.07	-0.31639783	4.00586224	7.87
-0.28497837	6.99801578	4.07	-0.31650563	4.00553295	7.88
-0.284981394	6.99798621	4.07	-0.31661365	4.00520291	7.88
-0.284984458	6.99795657	4.07	-0.3167219	4.00487212	7.88
-0.284987563	6.99792688	4.07	-0.31683036	4.00454058	7.89
-0.284990708	6.99789712	4.07	-0.31693906	4.00420829	7.89
-0.284993893	6.99786731	4.07	-0.31704797	4.00387525	7.89

-0.284997118	6.99783744	4.07	-0.31715712	4.00354147	7.90
-0.285000384	6.9978075	4.07	-0.31726649	4.00320693	7.90
-0.28500369	6.99777751	4.07	-0.31737609	4.00287164	7.90

Tabla II.7. Evolución de los modos 3 y 4, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G04”.

Modo 3			Modo 4		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.38505054	6.61507536	5.81	-0.41955816	6.1521116	6.80393854
-0.38507107	6.61505211	5.81	-0.4195694	6.15214349	6.80408482
-0.38509151	6.61502784	5.81	-0.41958065	6.15217491	6.80423187
-0.38511189	6.61500258	5.81	-0.41959192	6.15220587	6.80437969
-0.38513219	6.61497633	5.81	-0.4196032	6.15223636	6.80452828
-0.38515242	6.61494908	5.81	-0.41961451	6.15226638	6.80467765
-0.38517258	6.61492086	5.81	-0.41962582	6.15229595	6.80482779
-0.38519266	6.61489165	5.81	-0.41963716	6.15232507	6.8049787
-0.38521268	6.61486148	5.81	-0.41964851	6.15235373	6.8051304
-0.38523263	6.61483035	5.81	-0.41965988	6.15238194	6.80528287
-0.38525251	6.61479825	5.81	-0.41967127	6.1524097	6.80543613
-0.38527233	6.61476521	5.81	-0.41968268	6.15243703	6.80559016
-0.38529208	6.61473122	5.81	-0.4196941	6.15246391	6.80574498
-0.38531176	6.61469628	5.82	-0.41970555	6.15249035	6.80590058
-0.38533139	6.61466041	5.82	-0.41971701	6.15251636	6.80605697
-0.38535095	6.61462361	5.82	-0.41972849	6.15254194	6.80621415
-0.38537045	6.61458589	5.82	-0.41974	6.15256709	6.80637211
-0.38538989	6.61454724	5.82	-0.41975152	6.15259181	6.80653086
-0.38540927	6.61450768	5.82	-0.41976306	6.1526161	6.80669041
-0.38542859	6.61446721	5.82	-0.41977463	6.15263998	6.80685075
-0.38544786	6.61442584	5.82	-0.41978621	6.15266344	6.80701189
-0.38546706	6.61438356	5.82	-0.41979781	6.15268648	6.80717382
-0.38548622	6.61434039	5.82	-0.41980944	6.15270911	6.80733656
-0.38550532	6.61429633	5.82	-0.41982109	6.15273132	6.80750009

-0.38552437	6.61425138	5.82	-0.41983276	6.15275313	6.80766443
-0.38554336	6.61420555	5.82	-0.41984445	6.15277454	6.80782957
-0.3855623	6.61415885	5.82	-0.41985617	6.15279553	6.80799552
-0.3855812	6.61411127	5.82	-0.4198679	6.15281613	6.80816227
-0.38560004	6.61406283	5.82	-0.41987966	6.15283633	6.80832984
-0.38561884	6.61401352	5.82	-0.41989145	6.15285613	6.80849822
-0.38563758	6.61396335	5.82	-0.41990326	6.15287554	6.80866742

Tabla II.8. Evolución de los modos 5 y 6, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G04”.

Modo 5			Modo 6		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.46417001	7.51776051	6.16257692	-0.57644548	7.4772952	7.68647047
-0.46416762	7.51776186	6.16254419	-0.57658771	7.47737809	7.68827097
-0.46416526	7.51776322	6.16251182	-0.57672825	7.47745832	7.69005187
-0.46416292	7.51776459	6.1624798	-0.57686712	7.47753589	7.69181335
-0.46416061	7.51776595	6.16244813	-0.57700435	7.47761084	7.69355557
-0.46415832	7.51776732	6.16241679	-0.57713993	7.47768319	7.69527871
-0.46415606	7.5177687	6.16238578	-0.5772739	7.47775297	7.69698291
-0.46415383	7.51777008	6.16235511	-0.57740625	7.47782021	7.69866836
-0.46415162	7.51777146	6.16232476	-0.57753701	7.47788492	7.7003352
-0.46414944	7.51777284	6.16229473	-0.57766618	7.47794713	7.7019836
-0.46414727	7.51777423	6.16226501	-0.57779379	7.47800687	7.70361372
-0.46414514	7.51777561	6.16223561	-0.57791985	7.47806415	7.70522572
-0.46414302	7.517777	6.16220651	-0.57804436	7.478119	7.70681974
-0.46414093	7.5177784	6.16217771	-0.57816734	7.47817145	7.70839595
-0.46413886	7.51777979	6.16214922	-0.57828881	7.47822151	7.70995449
-0.46413682	7.51778118	6.16212101	-0.57840878	7.47826921	7.71149552
-0.46413479	7.51778258	6.16209309	-0.57852725	7.47831457	7.71301919
-0.46413279	7.51778398	6.16206546	-0.57864425	7.47835761	7.71452564
-0.46413081	7.51778537	6.16203811	-0.57875979	7.47839835	7.71601503

-0.46412885	7.51778677	6.16201103	-0.57887387	7.47843681	7.71748749
-0.46412691	7.51778817	6.16198423	-0.57898652	7.47847301	7.71894318
-0.46412499	7.51778956	6.16195769	-0.57909774	7.47850697	7.72038223
-0.46412308	7.51779096	6.16193142	-0.57920754	7.47853871	7.72180478
-0.4641212	7.51779236	6.1619054	-0.57931594	7.47856825	7.72321098
-0.46411934	7.51779375	6.16187965	-0.57942295	7.47859562	7.72460097
-0.4641175	7.51779515	6.16185414	-0.57952858	7.47862082	7.72597487
-0.46411568	7.51779655	6.16182889	-0.57963284	7.47864388	7.72733284
-0.46411387	7.51779794	6.16180388	-0.57973574	7.47866481	7.728675
-0.46411209	7.51779934	6.16177911	-0.5798373	7.47868363	7.73000148
-0.46411032	7.51780073	6.16175458	-0.57993752	7.47870037	7.73131242
-0.46410857	7.51780212	6.16173028	-0.58003643	7.47871504	7.73260795

Tabla II.9. Evolución de los modos 7 y 8, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador "G04".

Modo 7			Modo 8		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.69572538	8.9392841	7.75932204	-0.73888741	8.86693087	8.30428575
-0.69572684	8.93928737	7.75933541	-0.73885886	8.86692876	8.30396903
-0.6957282	8.93929048	7.75934778	-0.73883104	8.8669269	8.30366029
-0.69572946	8.93929345	7.75935918	-0.73880393	8.86692528	8.30335924
-0.69573062	8.93929629	7.75936959	-0.73877751	8.86692388	8.30306561
-0.69573168	8.93929899	7.75937902	-0.73875175	8.86692269	8.30277915
-0.69573265	8.93930158	7.75938747	-0.73872662	8.86692169	8.3024996
-0.69573351	8.93930404	7.75939496	-0.7387021	8.86692087	8.30222674
-0.69573429	8.9393064	7.75940149	-0.73867818	8.86692022	8.30196033
-0.69573496	8.93930865	7.75940708	-0.73865483	8.86691973	8.30170016
-0.69573555	8.93931081	7.75941172	-0.73863203	8.86691939	8.30144601
-0.69573605	8.93931287	7.75941544	-0.73860977	8.86691918	8.30119769
-0.69573645	8.93931484	7.75941824	-0.73858802	8.8669191	8.30095501
-0.69573677	8.93931672	7.75942014	-0.73856677	8.86691915	8.30071777
-0.695737	8.93931853	7.75942115	-0.738546	8.86691931	8.30048581

-0.69573715	8.93932026	7.75942129	-0.73852569	8.86691957	8.30025896
-0.69573721	8.93932191	7.75942057	-0.73850584	8.86691993	8.30003705
-0.6957372	8.9393235	7.759419	-0.73848643	8.86692039	8.29981994
-0.6957371	8.93932502	7.75941659	-0.73846744	8.86692093	8.29960745
-0.69573692	8.93932647	7.75941337	-0.73844885	8.86692156	8.29939947
-0.69573666	8.93932787	7.75940934	-0.73843067	8.86692226	8.29919584
-0.69573633	8.93932921	7.75940453	-0.73841287	8.86692303	8.29899643
-0.69573593	8.93933049	7.75939893	-0.73839544	8.86692387	8.29880112
-0.69573545	8.93933173	7.75939258	-0.73837837	8.86692477	8.29860979
-0.6957349	8.93933291	7.75938547	-0.73836165	8.86692573	8.2984223
-0.69573428	8.93933404	7.75937763	-0.73834528	8.86692675	8.29823856
-0.6957336	8.93933513	7.75936906	-0.73832923	8.86692782	8.29805846
-0.69573284	8.93933618	7.75935979	-0.7383135	8.86692893	8.29788187
-0.69573202	8.93933718	7.75934982	-0.73829808	8.86693009	8.29770872
-0.69573113	8.93933815	7.75933917	-0.73828297	8.86693129	8.29753889
-0.69573019	8.93933907	7.75932785	-0.73826815	8.86693253	8.29737229

Tabla II.10. Evolución del modo 9, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G04”.

Modo 9		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.82048967	9.11128608	8.9689088
-0.8206971	9.11420882	8.96830429
-0.82090689	9.117113	8.96774388
-0.82111906	9.11999868	8.9672276
-0.82133361	9.12286588	8.96675545
-0.82155055	9.12571465	8.96632741
-0.82176988	9.12854503	8.96594348
-0.82199161	9.13135707	8.96560362
-0.82221575	9.1341508	8.96530779
-0.8224423	9.13692626	8.96505595
-0.82267125	9.13968349	8.96484804

-0.82290261	9.14242254	8.96468401
-0.82313639	9.14514345	8.96456376
-0.82337258	9.14784625	8.96448723
-0.82361118	9.15053099	8.96445433
-0.82385219	9.1531977	8.96446498
-0.8240956	9.15584643	8.96451907
-0.82434143	9.15847723	8.96461652
-0.82458965	9.16109012	8.9647572
-0.82484028	9.16368516	8.96494101
-0.82509331	9.16626239	8.96516784
-0.82534873	9.16882184	8.96543757
-0.82560654	9.17136355	8.96575008
-0.82586673	9.17388758	8.96610525
-0.8261293	9.17639396	8.96650294
-0.82639425	9.17888274	8.96694303
-0.82666156	9.18135395	8.96742539
-0.82693124	9.18380765	8.96794989
-0.82720328	9.18624386	8.96851637
-0.82747766	9.18866265	8.96912471
-0.82775439	9.19106404	8.96977477

Tabla II.11. Evolución de los modos 1 y 2, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G10”.

Modo 1			Modo 2		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.28491751	6.99864477	4.07	-0.3140886	4.01189099	7.80505845
-0.28550594	7.00529096	4.07	-0.3143078	4.01106726	7.81206664
-0.28604875	7.01234677	4.08	-0.31453086	4.01023558	7.81918837
-0.28654876	7.01979274	4.08	-0.31475758	4.00939526	7.82641993
-0.2870089	7.02760846	4.08	-0.31498774	4.00854566	7.83375764
-0.28743217	7.03577267	4.08	-0.31522115	4.00768613	7.84119784
-0.28782163	7.04426338	4.08	-0.3154576	4.00681605	7.84873692

-0.28818039	7.05305794	4.08	-0.3156969	4.0059348	7.85637139
-0.28851159	7.06213317	4.08	-0.31593887	4.0050418	7.86409785
-0.2888184	7.07146544	4.08	-0.31618331	4.00413648	7.87191305
-0.28910401	7.08103079	4.08	-0.31643006	4.00321829	7.87981391
-0.28937162	7.09080501	4.08	-0.31667895	4.0022867	7.88779753
-0.2896244	7.10076378	4.08	-0.31692984	4.0013412	7.89586119
-0.28986554	7.1108827	4.07	-0.31718256	4.00038131	7.90400242
-0.29009815	7.12113745	4.07	-0.31743699	3.99940654	7.91221896
-0.29032535	7.13150384	4.07	-0.31769301	3.99841647	7.92050877
-0.29055017	7.14195791	4.06	-0.3179505	3.99741065	7.92887008
-0.29077558	7.15247603	4.06	-0.31820937	3.99638868	7.93730137
-0.29100448	7.16303492	4.06	-0.31846952	3.99535017	7.94580138
-0.29123968	7.17361178	4.06	-0.31873088	3.99429474	7.9543691
-0.29148389	7.18418432	4.05	-0.31899339	3.99322203	7.96300378
-0.29173969	7.19473084	4.05	-0.31925699	3.99213169	7.97170496
-0.29200955	7.20523025	4.05	-0.31952163	3.9910234	7.98047241
-0.29229582	7.21566216	4.05	-0.31978729	3.98989683	7.98930619
-0.29260067	7.22600688	4.05	-0.32005396	3.98875168	7.99820659
-0.29292614	7.23624548	4.04	-0.32032161	3.98758764	8.00717418
-0.29327413	7.24635981	4.04	-0.32059025	3.98640443	8.01620975
-0.29364632	7.25633251	4.04	-0.3208599	3.98520175	8.02531438
-0.29404427	7.26614705	4.04	-0.32113057	3.98397934	8.03448934
-0.29446934	7.27578773	4.04	-0.3214023	3.98273691	8.04373617
-0.2949227	7.28523968	4.04	-0.32167513	3.9814742	8.05305663

Tabla II.12. Evolución de los modos 3 y 4, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G10”.

Modo 3			Modo 4		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.3850321	6.61492424	5.81082248	-0.41955529	6.15212988	6.80387203
-0.38510773	6.61497122	5.81191886	-0.41953692	6.15195713	6.80376568
-0.38518373	6.61502192	5.8130176	-0.41952051	6.15178342	6.80369204
-0.38525963	6.61507576	5.81411198	-0.41950584	6.15160875	6.80364748
-0.38533499	6.61513212	5.81519605	-0.41949268	6.15143306	6.80362841
-0.38540943	6.61519045	5.81626463	-0.4194808	6.15125632	6.80363127
-0.38548264	6.61525018	5.81731329	-0.41946999	6.15107849	6.80365258
-0.38555433	6.61531082	5.81833838	-0.41946004	6.15089952	6.80368898
-0.38562428	6.61537187	5.81933689	-0.41945074	6.15071935	6.80373721
-0.38569231	6.6154329	5.82030649	-0.4194419	6.15053793	6.80379418
-0.38575828	6.61549351	5.82124543	-0.41943332	6.1503552	6.80385693
-0.38582208	6.61555335	5.82215247	-0.41942484	6.15017108	6.80392269
-0.38588364	6.61561208	5.82302687	-0.41941628	6.14998552	6.80398886
-0.38594294	6.61566944	5.82386823	-0.4194075	6.14979844	6.804053
-0.38599994	6.61572517	5.82467656	-0.41939834	6.14960977	6.80411289
-0.38605465	6.61577907	5.8254521	-0.41938867	6.14941943	6.80416643
-0.38610711	6.61583096	5.82619536	-0.41937838	6.14922735	6.80421175
-0.38615733	6.61588069	5.82690704	-0.41936735	6.14903344	6.80424711
-0.38620538	6.61592814	5.82758798	-0.41935547	6.14883762	6.80427097
-0.38625131	6.61597321	5.82823914	-0.41934265	6.14863982	6.80428191
-0.38629519	6.61601582	5.82886157	-0.41932882	6.14843995	6.80427867
-0.38633709	6.61605592	5.82945639	-0.4193139	6.14823792	6.80426015
-0.38637708	6.61609346	5.83002475	-0.41929781	6.14803364	6.80422536
-0.38641523	6.61612842	5.83056781	-0.41928051	6.14782704	6.80417341
-0.38645163	6.61616078	5.83108675	-0.41926193	6.14761802	6.80410358
-0.38648636	6.61619055	5.83158275	-0.41924203	6.14740649	6.80401518
-0.38651948	6.61621771	5.83205694	-0.41922077	6.14719237	6.80390768
-0.38655107	6.61624229	5.83251047	-0.41919812	6.14697555	6.80378059

-0.38658122	6.6162643	5.83294443	-0.41917404	6.14675595	6.8036335
-0.38660998	6.61628377	5.83335989	-0.41914851	6.14653348	6.8034661
-0.38663744	6.61630071	5.83375787	-0.4191215	6.14630803	6.8032781

Tabla II.13. Evolución de los modos 5 y 6, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G10”.

Modo 5			Modo 6		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.46416595	7.51775334	6.16252904	-0.57644511	7.47729531	7.68646541
-0.46414981	7.51776787	6.16230373	-0.57643089	7.47728666	7.68628573
-0.46413197	7.51778337	6.16205513	-0.57641572	7.47727697	7.68609458
-0.46411234	7.51779987	6.16178208	-0.57639961	7.47726621	7.68589206
-0.46409083	7.51781739	6.16148328	-0.57638257	7.47725433	7.68567832
-0.46406734	7.51783598	6.16115736	-0.57636461	7.47724129	7.68545356
-0.46404175	7.51785566	6.16080281	-0.57634575	7.47722705	7.68521804
-0.46401394	7.51787645	6.16041802	-0.576326	7.47721154	7.68497211
-0.46398378	7.51789837	6.16000127	-0.57630539	7.47719471	7.68471618
-0.46395114	7.51792144	6.15955071	-0.57628397	7.47717652	7.68445077
-0.46391586	7.51794567	6.15906437	-0.57626176	7.47715689	7.68417647
-0.46387779	7.51797105	6.15854014	-0.57623883	7.47713578	7.68389398
-0.46383676	7.5179976	6.15797579	-0.57621521	7.47711311	7.68360413
-0.46379258	7.51802528	6.15736896	-0.57619099	7.47708884	7.68330784
-0.46374508	7.51805409	6.15671717	-0.57616623	7.47706291	7.68300616
-0.46369404	7.51808397	6.15601781	-0.57614103	7.47703525	7.68270026
-0.46363927	7.5181149	6.15526818	-0.57611547	7.47700584	7.68239145
-0.46358054	7.51814679	6.15446544	-0.57608965	7.47697463	7.68208114
-0.46351763	7.51817957	6.15360669	-0.5760637	7.47694157	7.68177089
-0.46345031	7.51821315	6.15268898	-0.57603774	7.47690667	7.68146234
-0.46337835	7.5182474	6.15170928	-0.57601189	7.47686989	7.68115724
-0.4633015	7.51828218	6.15066458	-0.57598629	7.47683126	7.68085743
-0.46321953	7.51831732	6.14955189	-0.5759611	7.4767908	7.68056477

-0.46313222	7.51835265	6.1483683	-0.57593645	7.47674854	7.6802812
-0.46303932	7.51838794	6.14711101	-0.5759125	7.47670455	7.68000861
-0.46294064	7.51842296	6.1457774	-0.5758894	7.47665891	7.67974887
-0.46283598	7.51845744	6.14436511	-0.57586727	7.47661173	7.67950373
-0.46272516	7.51849109	6.14287207	-0.57584626	7.47656313	7.67927484
-0.46260804	7.51852359	6.14129663	-0.57582649	7.47651327	7.67906366
-0.4624845	7.51855462	6.13963758	-0.57580806	7.47646232	7.6788714
-0.46235448	7.51858382	6.13789426	-0.57579107	7.47641048	7.678699

Tabla II.14. Evolución de los modos 7 y 8, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G10”.

Modo 7			Modo 8		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.69572515	8.93928418	7.759319357	-0.73889077	8.86692983	8.304324155
-0.69569288	8.93928538	7.758960588	-0.73892864	8.86844549	8.303337303
-0.69565671	8.93928746	7.758557827	-0.73895565	8.87008472	8.302114809
-0.69561634	8.93929068	7.758107496	-0.73897176	8.87184663	8.300657144
-0.69557143	8.9392954	7.757605603	-0.73897692	8.87373009	8.298965019
-0.69552162	8.93930203	7.757047729	-0.7389711	8.87573378	8.29703948
-0.69546651	8.93931108	7.756429023	-0.73895426	8.87785608	8.294881988
-0.69540568	8.93932316	7.755744238	-0.73892641	8.88009515	8.292494479
-0.69533868	8.93933903	7.754987797	-0.73888756	8.88244879	8.289879399
-0.69526506	8.93935964	7.754153915	-0.73883774	8.8849145	8.287039656
-0.6951844	8.93938611	7.753236835	-0.73877697	8.88748934	8.283978499
-0.6950963	8.93941985	7.752231171	-0.73870525	8.89016999	8.280699264
-0.69500051	8.93946253	7.751132464	-0.73862249	8.89295259	8.277204928
-0.69489693	8.93951619	7.749937979	-0.73852848	8.8958328	8.273497399
-0.69478576	8.93958322	7.748647855	-0.73842276	8.89880567	8.269576475
-0.69466764	8.93966645	7.747266649	-0.7383045	8.90186566	8.265438392
-0.69454379	8.93976907	7.745805379	-0.73817233	8.90500663	8.261073866
-0.6944163	8.93989459	7.744284025	-0.73802412	8.90822194	8.256465698

-0.69428832	8.9400467	7.742734383	-0.73785674	8.91150457	8.25158598
-0.69416434	8.94022898	7.741203039	-0.73766582	8.91484741	8.246393207
-0.69405034	8.94044453	7.739753934	-0.73744559	8.91824362	8.240829779
-0.69395398	8.94069543	7.738469948	-0.7371887	8.92168722	8.234820467
-0.69388446	8.94098209	7.737452737	-0.73688638	8.92517367	8.228272628
-0.69385226	8.94130256	7.736820207	-0.73652869	8.92870063	8.22107875
-0.69386862	8.94165182	7.736701108	-0.73610502	8.93226865	8.213121894
-0.69394467	8.94202112	7.737226326	-0.73560503	8.93588182	8.204284386
-0.69409027	8.94239749	7.738516214	-0.73501971	8.93954834	8.194460495
-0.69431237	8.94276341	7.74066282	-0.73434312	8.94328074	8.183574162
-0.69461286	8.94309718	7.743705501	-0.7335745	8.94709565	8.171603359
-0.69498583	8.94337428	7.747599918	-0.73272096	8.95101235	8.158611027
-0.69541506	8.94357082	7.752186755	-0.73180007	8.95504939	8.144776307

Tabla II.15. Evolución del modo 9, y su amortiguamiento ante cambios en la potencia activa en el generador “G10”.

Modo 9		
Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	ζ (%)
-0.82048811	9.11128598	8.96889204
-0.82048671	9.11128075	8.96888196
-0.82048485	9.11127519	8.96886726
-0.82048252	9.1112693	8.96884774
-0.8204797	9.11126309	8.96882315
-0.82047635	9.11125655	8.96879328
-0.82047247	9.1112497	8.96875788
-0.82046803	9.11124253	8.9687167
-0.820463	9.11123503	8.96866949
-0.82045736	9.11122722	8.96861598
-0.82045109	9.11121907	8.9685559
-0.82044415	9.1112106	8.96848897
-0.82043652	9.11120179	8.96841488
-0.82042818	9.11119262	8.96833334

-0.82041909	9.11118311	8.96824403
-0.82040921	9.11117322	8.96814663
-0.82039853	9.11116294	8.96804079
-0.820387	9.11115227	8.96792617
-0.82037458	9.11114117	8.96780241
-0.82036125	9.11112962	8.96766916
-0.82034697	9.11111761	8.96752602
-0.8203317	9.11110509	8.96737263
-0.8203154	9.11109204	8.9672086
-0.82029803	9.11107841	8.96703356
-0.82027955	9.11106417	8.96684711
-0.82025993	9.11104927	8.96664889
-0.82023913	9.11103366	8.96643854
-0.8202171	9.11101727	8.96621571
-0.82019382	9.11100006	8.96598009
-0.82016926	9.11098195	8.96573138
-0.82014338	9.11096287	8.96546934