

**Universidad Nacional de Ingeniería**  
**Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica**



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Estabilidad permanente del SEIN ante la operación de la futura  
central térmica Humay en el año 2026**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Carlos Enrique Quispe Villano

 [0009-0009-9194-2936](https://orcid.org/0009-0009-9194-2936)

Asesor

MSc. Estanislao Ubaldo Rosado Aguirre

 [0000-0003-3019-2456](https://orcid.org/0000-0003-3019-2456)

LIMA – PERÚ

2024

---

Citar/How to cite	Quispe Villano [1]
Referencia/Reference	[1] C. Quispe Villano, " <i>Estabilidad permanente del SEIN ante la operación de la futura central térmica Humay en el año 2026</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---



---

Citar/How to cite	(Quispe, 2024)
Referencia/Reference	Quispe, C. (2024). <i>Estabilidad permanente del SEIN ante la operación de la futura central térmica Humay en el año 2026</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

### ***Dedicatoria***

*A mis señores padres, a mi amada esposa y a mis amados hijos por el apoyo incondicional que me brindan, agradecer a las empresas donde labore y laboro, a todos ellos siempre por sus consejos e ideas para lograr el objetivo de titularme como ingeniero electricista.*

### **Agradecimientos**

Agradezco a mi asesor, MSc. Ing. Estanislao Ubaldo Rosado Aguirre, y a mi especialista, Mg. Ing. Carlos Alberto Huayllasco Montalva, por sus apoyos en la realización y culminación de este TSP, y también agradezco a la empresa donde participe en la elaboración de este trabajo profesional.

## Resumen

En el presente trabajo, se analiza el impacto de la operación de la central térmica Humay en el año 2026 sobre la estabilidad permanente del SEIN, quien estudia los modos de oscilación local y/o intraplanta que se identifiquen cuando esta central opere en estado normal. Debido a la configuración topológica del SEIN, en ciertas zonas alejadas de los centros de carga donde se tiene una central, a la potencia activa de generación como punto de operación inicial de la central y a la constante de inercia de las unidades generadoras de la central, se pueden llegar a identificar modos locales con un amortiguamiento negativo llegando a interrumpir la operación de la central eléctrica. Asimismo, en centrales eléctricas con dos unidades generadoras idénticas cuando estén operando en estado normal, se pueden llegar a identificar modos intraplanta con un pobre amortiguamiento, debido al error de ajustar los parámetros de los controladores de cada unidad generadora de manera similar. En ese sentido, un correcto ajuste de los parámetros de los controladores de las unidades generadoras evitará que los modos intraplanta tengan un pobre amortiguamiento y en su defecto un amortiguamiento positivo mayor o igual al 5%. El presente trabajo analiza estas oscilaciones electromecánicas con el programa *Power Factory Digsilent* con su módulo de análisis modal para una red equivalente de barra infinita. Se concluye que la central térmica Humay tiene un amortiguamiento mayor o igual al 5% en todos los casos analizados cuando se considera la disponibilidad de todos sus controladores.

Palabras clave — Modo de oscilación, frecuencia de oscilación, amortiguamiento, estabilidad permanente.

## **Abstract**

In the present work, the impact of the operation of the Humay thermal power plant in the year 2026 on the permanent stability of the SEIN is analyzed, which studies the local and/or intraplant oscillation modes that are identified when this power plant operates in a normal state. Due to the topological configuration of the SEIN, in certain areas far from the load centers where there is a plant, the active generation power as the initial operating point of the plant and the inertia constant of the generating units of the plant, Local modes with negative damping can be identified, interrupting the operation of the power plant. Likewise, in power plants with two identical generating units when they are operating in normal state, intraplant modes with poor damping can be identified, due to the error of adjusting the controller parameters of each generating unit in a similar way. In this sense, a correct adjustment of the parameters of the controllers of the generating units will prevent the intraplant modes from having poor damping and, failing that, a positive damping greater than or equal to 5%. The present work analyzes these electromechanical oscillations with the Power Factory Digsilent program with its modal analysis module for an equivalent infinite bus grid. It is concluded that the Humay thermal power plant has a damping greater than or equal to 5% in all the cases analyzed when the availability of all its controllers is considered.

Keywords — Oscillation Modes, Oscillation Frequency, Damping, Permanent Stability.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	xiii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	2
1.2.1 Situación problemática.....	2
1.2.2 Problema a resolver.....	3
1.3 Objetivos del estudio.....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	4
1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos.....	4
1.4 Antecedentes investigativos.....	4
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	7
2.1 Marco teórico.....	7
2.1.1 Estabilidad angular.....	7
2.1.2 Distribución de las oscilaciones en los sistemas de potencia.....	11
2.1.3 Inestabilidad de los sistemas por causa de las oscilaciones.....	12
2.1.4 Representación del modelo del generador síncrono.....	16
2.1.5 Modelo linealizado del generador síncrono.....	17
2.1.6 Representación de la red del sistema de transmisión.....	18
2.1.7 Método de espacio de estado para representar un sistema.....	22
2.1.8 Análisis de la respuesta en el tiempo del sistema ante un escalón.....	27
2.2 Marco conceptual.....	29
2.2.1 Términos y definiciones.....	29
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación.....	31

3.1	Descripción del proyecto .....	31
3.1.1	Central térmica Humay.....	31
3.1.2	Subestación Humay 500 kV .....	37
3.1.3	Línea de transmisión en 500 kV .....	40
3.1.4	Reactores de línea .....	41
3.1.5	Reactores de neutro.....	42
3.1.6	Cable de energía 500 kV.....	42
3.2	Zona de influencia del proyecto.....	42
3.3	Modelado del sistema eléctrico .....	43
3.3.1	Programa de simulación utilizado.....	43
3.3.2	Red equivalente .....	44
3.4	Casos de estudio.....	46
3.5	Análisis modal .....	47
3.6	Variables a monitorear .....	48
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	49
4.1	Análisis modal de la estabilidad permanente.....	49
4.1.1	Caso 1: Impacto del punto de operación inicial de CT Humay.....	49
4.1.2	Caso 2: impacto de longitud de línea de conexión de CT Humay.....	55
4.1.3	Caso 3: impacto de la constante de inercia de CT Humay .....	62
	Conclusiones.....	69
	Recomendaciones.....	71
	Referencias bibliográficas.....	72
	Anexos .....	74

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Indicadores de logro.....	4
Tabla 2: Características técnicas de la turbina a gas. ....	32
Tabla 3: Características técnicas del generador - unidad a gas. ....	32
Tabla 4: Características técnicas del transformador elevador - unidad a gas.....	33
Tabla 5: Características técnicas de la turbina a vapor.....	33
Tabla 6: Características técnicas del generador – unidad a vapor. ....	34
Tabla 7: Características técnicas del transformador elevador - unidad a vapor.....	34
Tabla 8: Características técnicas de la línea proyectada. ....	41
Tabla 9: Características técnicas del reactor de línea. ....	41
Tabla 10: Características técnicas del reactor de neutro.....	42
Tabla 11: Características técnicas del cable de 500 kV. ....	42
Tabla 12: Parámetros de la impedancia equivalente en la barra de 500 kV. ....	45

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto de la CT Humay.....	1
Figura 2: Respuesta del sistema debido a la inestabilidad cuando el regulador de tensión opera con tensión de campo constante. ....	10
Figura 3: Respuesta del sistema debido a la inestabilidad cuando el regulador de tensión opera con tensión de campo controlado. ....	10
Figura 4: Modos de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia. ....	11
Figura 5: Zona de seguridad para las oscilaciones electromecánicas en el sistema de potencia.....	16
Figura 6: Sistema maquina barra infinita.....	19
Figura 7: Representación del sistema de coordenadas d-q y D-Q.. ....	19
Figura 8: Respuesta transitoria en el tiempo según la ubicación de los valores propios.....	28
Figura 9: Clasificación de las oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia.....	30
Figura 10: Gobernador de velocidad de la unidad a gas de la CT Humay.....	35
Figura 11: Gobernador de velocidad de la unidad a vapor de la CT Humay. ....	36
Figura 12: Regulador de tensión de las unidades a gas y vapor de CT Humay. ....	36
Figura 13: Estabilizador de sistemas de potencia de las unidades a gas y vapor de la CT Humay.....	37
Figura 14: Seccionamiento L-5032 de la subestación Humay 500 kV.....	40
Figura 15: Zona de influencia de la CT Humay .....	43
Figura 16: Red equivalente en la barra de 500 kV de la subestación Humay.....	46
Figura 17: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 004 tipo local para el caso 1 y escenario 1, $P_{gen} = 100\%$ . ....	50
Figura 18: Impacto de la $P_{gen}$ CT Humay sobre los modos local. ....	51

Figura 19: Impacto de la Pgen CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local.....	51
Figura 20: Impacto de la Pgen CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local.....	52
Figura 21: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 008 tipo intraplanta para el caso 1 y escenario 1, Pgen = 100%. .....	53
Figura 22: Impacto de la Pgen CT Humay sobre los modos intraplanta. ....	54
Figura 23: Impacto de la Pgen CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta.....	54
Figura 24: Impacto de la Pgen CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta.....	55
Figura 25: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 004 tipo local para el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 25 km. ....	56
Figura 26: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre los modos local. ....	57
Figura 27: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local. ....	58
Figura 28: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local..	58
Figura 29: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 008 tipo intraplanta para el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 25 km.....	59
Figura 30: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre los modos intraplanta. ....	60
Figura 31: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta.....	61
Figura 32: Impacto de la Long.LT CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta.....	61
Figura 33: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 006 tipo local para el caso 3 y escenario 1, H(TV)=4.09 s y H(TG)=3.56 s. ....	63
Figura 34: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre los modos local. ....	64
Figura 35: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local. ....	64

Figura 36: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local. ....	65
Figura 37: Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 008 tipo intraplanta para el caso 3 y escenario 1, $H(TV)=4.09$ s y $H(TG)=3.56$ s. .	66
Figura 38: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre los modos intraplanta. ....	67
Figura 39: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta. ....	67
Figura 40: Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta. ....	68

## Introducción

El presente trabajo de suficiencia profesional describe los análisis de estabilidad permanente que se realizan a los proyectos de generación de energía eléctrica convencional. En nuestro caso, a la futura central térmica Humay, que ingresará al SEIN en el año 2026, conectándose al SEIN en la línea L-5032, que se seccionará a unos 190 km de la subestación Poroma.

La central térmica Humay de 560 MW tiene 2 unidades generadoras, una a gas y la otra a vapor, que hacen de la central un ciclo combinado. En el presente trabajo, se describen las características de las turbinas, generadores y transformadores elevadores, así como el equipamiento de los equipos en la subestación elevadora a 500 kV.

Estos análisis de estabilidad permanente son solicitados por el Comité de Operación Económica del Sistema, de acuerdo con el procedimiento técnico 20 PR-20 como parte de los estudios de preoperatividad para centrales convencionales.

Mediante estos análisis de estabilidad permanente en la central térmica Humay, se identifican los tipos de oscilaciones electromecánicas (modos de oscilación local o intraplanta), que se originan entre la central y el SEIN, o entre las mismas unidades generadoras de la propia central, y, una vez identificados, se determinan los factores de amortiguamiento de estas oscilaciones electromecánicas con el fin de verificar si estas oscilaciones tienen un amortiguamiento mayor o igual al 5%, el cual es lo recomendado en la operación del SEIN en estado normal.

En el presente trabajo, se han realizado simulaciones utilizando el programa de simulación *Power Factory Digsilent* con su módulo de Análisis Modal, el cual determina los valores propios que representan a los modos de oscilación. Para este análisis, se ha variado los principales parámetros que hacen que estas oscilaciones puedan llegar a tener un pobre amortiguamiento y, en su defecto, un amortiguamiento negativo. Para esto, se ha variado el punto de operación inicial de la central Humay por medio de su potencia de generación, se ha variado la longitud de la línea de interconexión de la central al SEIN y se

ha variado la constante de inercia de las unidades generadoras, así como la disponibilidad de los controladores de cada unidad generadora (regulador de tensión, gobernador de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia).

De los resultados obtenidos, se ha verificado que la central térmica Humay tiene un amortiguamiento mayor o igual al 5% en todos los casos analizados, cuando se considera la disponibilidad de todos sus controladores; es decir, esta central, cuando ingrese al SEIN, no tendrá ningún problema con las oscilaciones presentes en su operación en estado normal.

En el capítulo 1, Parte introductoria del trabajo, se explican las generalidades del trabajo, la descripción del problema y los objetivos generales y específicos.

En el capítulo 2, Marco teórico y conceptual, incluye los aspectos teóricos a tomar en cuenta en el presente trabajo.

En el capítulo 3, Desarrollo del trabajo de investigación, se explica la metodología para obtener un amortiguamiento mayor o igual al 5% de acuerdo al PR-20 del COES.

En el capítulo 4, Análisis y discusión de los resultados, se realiza un análisis de los datos obtenidos y su interpretación.

# Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

## 1.1 Generalidades

El proyecto Central Térmica Humay (CT Humay) tiene gran importancia, pues incrementará la potencia de cortocircuito en su zona de influencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN); por tanto, su fortaleza ante grandes perturbaciones como desconexiones de cargas y/o líneas de transmisión troncal y/o regional.

La CT Humay estará ubicada entre el distrito Independencia, provincia de Pisco, en la región Ica, a 260 km al sur de Lima. El sitio tiene características geológicas y geotecnicas ideales para la construcción de las plantas térmicas. La CT Humay presenta un ciclo combinado con una potencia total de 560 MW, el cual tiene previsto su operación comercial a inicios del 2026. La CT se interconectará al SEIN a través de una línea de transmisión en 500 kV en doble terna de 5 km, que secciona la LT 500 kV Chilca-Poroma L-5032 existente a 190 km de la subestación Poroma. En la figura 1, se muestra, el área del proyecto de la línea de transmisión que se encuentra ubicada en la región Ica, provincia de Pisco, distrito de Independencia. El área específica del proyecto se encuentra delimitada entre las siguientes coordenadas UTM:

Este:	396,300	400,000
Norte:	8'483,700	8'487,200

**Figura 1**

*Ubicación geográfica del proyecto de la CT Humay.*



Nota: fuente COES (2019).

Como parte de los estudios necesarios para obtener la conformidad del proyecto, se debe presentar, al COES, el estudio de preoperatividad, donde se demuestre que las nuevas instalaciones asociadas al proyecto no generen problemas que impacten negativamente en la operación del SEIN. En el anexo 2 del Procedimiento Técnico de Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN (PR-20), establecido por el COES, uno de los estudios requeridos en los alcances para el desarrollo del estudio de preoperatividad para la conexión de centrales de generación convencional es el estudio de estabilidad permanente, materia de estudio del presente trabajo, donde se tendrá que verificar que los modos de oscilación identificados durante su operación, en estado normal, tengan un amortiguamiento positivo mayor o igual al 5% para diferentes casos de operación de la central.

La verificación de estos modos de oscilación que se identifiquen con la operación de la central es de gran importancia, ya que esta central podría parar por un tiempo en su operación e impactar negativamente ocasionando algún colapso en su zona de influencia.

## **1.2 Descripción del problema de investigación**

### **1.2.1 Situación problemática**

En el SEIN del sistema peruano, cuando una central eléctrica con varias unidades generadoras de características idénticas o distintas con los mismos ajustes en sus controladores (regulación de tensión, gobernador de velocidad y estabilizadores de potencia PSS) es puesta en servicio para dar inicio a su operación comercial. Por lo general, las mismas unidades generadoras idénticas o distintas de la propia central eléctrica tienden a oscilar entre ellas; es decir, sus rotores oscilan entre sí con frecuencias en el orden de 0,8 Hz a 1,8 Hz. A estas oscilaciones se las denominan oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia del modo intraplanta, y, en el caso que ambas unidades generadoras oscilen con el resto del SEIN con frecuencias en el orden de 1,5 a 2,5 Hz, se les denominan oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia del modo local.

Las causas de la inestabilidad de los modos locales e intraplanta son debido a una pésima sintonización de los controladores del sistema de excitación y regulador de tensión debido a la dificultad de la sintonización de los controladores para obtener un adecuado amortiguamiento de los modos locales e intraplanta. Asimismo, la central eléctrica con varias unidades generadoras de similares características no es simétrica respecto a un punto en común (el punto común podría ser la barra de alta tensión entre el lado de los transformadores de cada unidad generadora y la línea de transmisión), debido a la ubicación de cada generador, transformador y longitud de los cables de potencia en la casa de máquinas y subestación eléctrica. En consecuencia, los ajustes en los reguladores de tensión no deberían ser los mismos en cada unidad generadora; porque tienen diferentes impedancias equivalentes desde los bornes del generador hasta el punto común, dando lugar a una pésima sintonización de los controladores para el amortiguamiento de los modos intraplanta, y, más aún, si son de características distintas donde tendrán diferentes impedancias vistas desde el punto de conexión al SEIN.

El escenario donde se analizará la estabilidad permanente del SEIN, durante su operación en estado normal, será para una central eléctrica con dos o más unidades generadoras de características similares o idénticas.

### **1.2.2 Problema a resolver**

¿Cuál es el impacto de la operación de la futura central térmica Humay en el año 2026 sobre la estabilidad permanente del SEIN?

## **1.3 Objetivos del estudio**

### **1.3.1 Objetivo general**

Analizar el impacto de la operación de la futura central térmica Humay en el año 2026 sobre la estabilidad permanente del SEIN.

### 1.3.2 **Objetivos específicos**

- Analizar el impacto del punto de operación inicial de la futura central térmica Humay en el año 2026 sobre los modos locales y/o intraplanta identificados
- Analizar el impacto de la longitud de la línea de interconexión al SEIN de la futura central térmica Humay en el año 2026 sobre los modos locales y/o intraplanta identificados
- Analizar el impacto de la constante de inercia de la futura central térmica Humay en el año 2026 sobre los modos locales y/o intraplanta identificados

### 1.3.3 **Indicadores de logro de los objetivos**

Las dimensiones de la variable dependiente son los modos locales y/o modos intraplanta cuyos indicadores establecidos en este trabajo son la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento.

**Tabla 1**

*Indicadores de logro.*

Indicador	Valor del indicador de logro variable dependiente	Métrica
Factor de amortiguamiento	$\geq 5\%$	-

### 1.4 **Antecedentes investigativos**

De acuerdo al tema del presente trabajo, se describe los antecedentes ocurridos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). A continuación, se detallan algunos de estos logros, que son los siguientes:

El COES (2003) menciona que, en el año 1997, después de la puesta en servicio de la línea de transmisión en 138 kV Tintaya-Santuario, se detectaron oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia con amortiguamiento negativo en la antigua Central Hidroeléctrica Machupicchu. Motivo que llevó a parar la central eléctrica por un tiempo.

El COES (2004) menciona que, debido a la configuración topológica del Sistema eléctrico del Sur, esto suponía una restricción para el diseño de los controladores de la

Central Hidroeléctrica San Gabán II. En ese sentido, cuando la central eléctrica era puesta en servicio, se detectaba oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia debido a perturbaciones que provocaban la salida de servicio por apertura definitiva de las líneas de transmisión en 138 kV Callalli-Tintaya, la línea de transmisión en 138 kV Juliaca-Azángaro, o la línea de transmisión en 220 kV Puno-Moquegua.

El COES (2010) menciona que en la Central Hidroeléctrica El Platanal, con dos unidades generadoras al momento de conectarse al SEIN, se detectó oscilaciones entre sus dos unidades generadoras; es decir, se evidenciaron modos intraplanta entre las unidades, el motivo de estas oscilaciones fue porque tenían los mismos ajustes en sus controladores, debiendo variar el ajuste en uno de ellos para obtener un amortiguamiento positivo mayor o igual al 5%.

Vega (2008), ante los problemas de estabilidad permanente en centrales eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú, realizó una tesis que presenta una nueva metodología para su análisis. Debido a que la Central Hidroeléctrica (CH) Yuncan ingresó en operación como parte del SEIN en el año 2005, alteró el enlace de transmisión de la CH Yaupi al SEIN. Debido al ingreso de la CH Yuncan, se tuvo que realizar nuevamente la energización del autotransformador de 220/138 kV, 120 MVA existente en serie con la línea L-1701 de 138 kV existente para permitir la conexión de la CH Yaupi al SEIN en 220 kV. Debido al cambio topológico en la zona de influencia de la CH Yuncan, se identificaron oscilaciones electromecánicas con amortiguamiento negativo en la CH Yaupi, y tuvo que ser restringida la generación de energía de la CH Yaupi.

Baker, Krause y Rusche (1975) investigan la interacción del sistema de excitación de dos unidades generadoras en un sistema de barra infinita, en base a la estabilidad permanente mediante el cálculo de los valores propios de las ecuaciones del sistema-maquina-barra infinita. Con estos valores propios se determinan los modos intraplanta los cuales aparecen cuando dos o más unidades generadoras están estrechamente vinculadas y hay oscilación electromecánica entre ellas. Asimismo, para detectar estas oscilaciones del modo intraplanta, se han considerado diferentes escenarios de operación

y, finalmente, estos se han corroborado con un análisis híbrido; es decir, con un programa de simulación donde los modelos de la máquina síncrona y el sistema de excitación están modelados con más detalle.

Martins y Sanches (2014), para el análisis de estabilidad permanente en centrales eléctricas, proponen una estructura modal de estabilizador de sistema de potencia (PSS) de dos canales para centrales eléctricas con varias unidades generadoras idénticas e igualmente cargadas. Un canal es diseñado para amortiguar los modos agregados (modos externos, entre ellos modos locales y modos interárea) y el segundo es diseñado para amortiguar los modos intraplanta; es decir, los modos que se producen por la interacción entre las propias unidades generadoras de la central eléctrica. Debido a la similitud de las unidades generadoras, en cuanto a sus parámetros y sus cargas, los dos canales del PSS pueden trabajar desacoplados; es decir, sus canales impactan independientemente a los modos agregados y a los modos intraplanta. Para esta propuesta de PSS de dos canales, se ha utilizado un modelo de central eléctrica con varias unidades generadoras algebraico, donde, para representar la máquina síncrona (generador síncrono), se ha utilizado el modelo clásico del generador y, para representar la línea de transmisión y el resto del sistema eléctrico de potencia, estas han sido representadas mediante una reactancia en serie y un bus infinito, respectivamente

## Capítulo II. Marco teórico y conceptual

### 2.1 Marco teórico

En este capítulo se aborda los fundamentos relacionados a la estabilidad permanente, que permitirá facilitar la comprensión de este TSP.

#### 2.1.1 Estabilidad angular

Es la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas de un sistema de potencia para permanecer en sincronismo después de haber sido sometido el sistema de potencia a una perturbación. Asimismo, el sistema de potencia debe tener la habilidad de mantener el equilibrio entre la potencia mecánica y la potencia electromagnética de todas las máquinas síncronas del sistema de potencia (Kundur, 1994 y Vega, 2008).

Los problemas de estabilidad angular conllevan al análisis de las oscilaciones electromecánicas esenciales a los sistemas de potencia. El principal problema es la manera en que las potencias electromagnéticas de las máquinas síncronas varían mientras los rotores oscilan. En ese sentido, si una máquina síncrona pierde sincronismo ante el resto del sistema de potencia, su rotor puede alcanzar una alta o baja velocidad que la necesaria para generar una tensión en bornes de la máquina síncrona a la frecuencia del sistema de potencia; entonces, de acuerdo a la duración del tiempo de los eventos o perturbaciones, el sistema de protección de la máquina síncrona lo aislará del resto del sistema de potencia (Vega, 2008).

Cuando una máquina síncrona es sometida a una perturbación del sistema de potencia, el torque electromagnético sufre un pequeño cambio, que se expresa mediante dos componentes: una de torque sincronizante y otra de torque amortiguante.

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega = \Delta T_S + \Delta T_D \quad (1)$$

El componente  $\Delta T_S$ , llamado torque sincronizante, es expresado mediante una constante  $K_S$  por el cambio del ángulo del rotor de la máquina síncrona. Si el  $\Delta T_S$  no es

suficiente, conlleva a la inestabilidad del ángulo del rotor de la máquina síncrona. El componente  $\Delta T_D$ , llamado torque de amortiguamiento, es expresado mediante una constante  $K_D$  por el cambio de la velocidad angular del rotor de la máquina síncrona. Si el  $\Delta T_D$  no es suficiente, conlleva a la inestabilidad oscilatoria de la velocidad angular del rotor de la máquina síncrona.

Por lo tanto, la estabilidad del ángulo del rotor está condicionada por la presencia de los cambios en el torque sincronizante  $\Delta T_S$  y el cambio del torque de amortiguamiento  $\Delta T_D$  en cada máquina síncrona del sistema de potencia.

Donde:

$\Delta\delta$ : cambio en el ángulo del rotor de la máquina síncrona con respecto al valor inicial del ángulo del rotor antes de la perturbación.

$\Delta\omega$ : cambio en la velocidad angular del rotor respecto a la velocidad síncrona.

$K_S$ : coeficiente de la componente del cambio del torque sincronizante  $\Delta T_S$ , que está en fase con el cambio del ángulo del rotor  $\Delta\delta$  de la máquina síncrona.

$K_D$ : coeficiente del componente del cambio del torque de amortiguamiento  $\Delta T_D$ , que está en fase con el cambio de la velocidad angular del rotor  $\Delta\omega$  de la máquina síncrona.

### **Estabilidad permanente**

Llamada estabilidad de estado estacionario en régimen permanente o estabilidad de pequeña señal. De la estabilidad permanente, cuando es sometida a pequeñas perturbaciones durante su operación en estado normal, el sistema de potencia debe tener la habilidad de permanecer en sincronismo. Entonces, ante pequeños cambios en el sistema de potencia debido a las perturbaciones, el sistema de ecuaciones del sistema de potencia se puede linealizar y hacer más factible el análisis de la estabilidad del nuevo sistema de ecuaciones linealizadas con uso de alguna herramienta de estudio (Vega, 2008 y Kundur, 2004).

Un sistema de potencia es estable cuando es sometido a cada instante por pequeñas perturbaciones, las amortigua y mantiene un escenario de equilibrio durante su operación en estado normal.

La inestabilidad permanente de un sistema de potencia puede ocurrir debido a lo siguiente:

- Cuando hay insuficiente torque sincronizante, esto conlleva a un incremento permanente del ángulo del rotor de la máquina síncrona, también llamada inestabilidad monotónica o aperiódica.
- Cuando hay un pobre amortiguamiento, esto conlleva a amplitudes ascendentes de las oscilaciones del ángulo del rotor, también llamada inestabilidad oscilatoria.

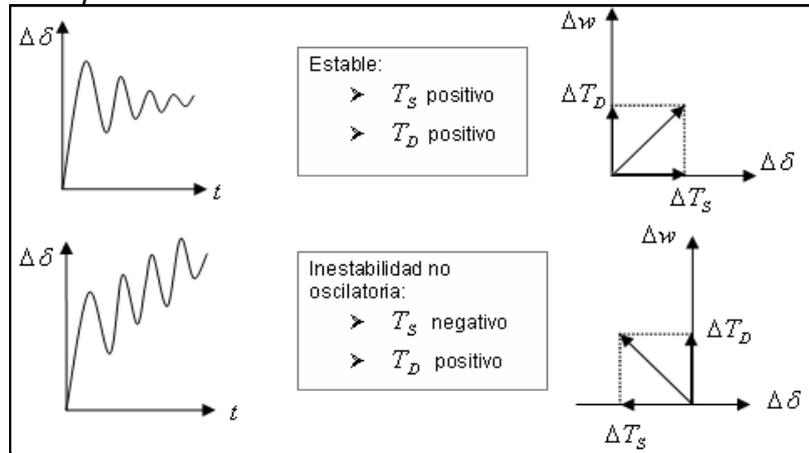
La respuesta, por defecto, del sistema de potencia cuando es sometido a pequeñas perturbaciones depende de ciertas variables propias del sistema tales como el punto de operación inicial del sistema, las reactancias y resistencias de la línea de transmisión, la constante de inercia y los ajustes, y el tipo de controladores que tienen los sistemas de regulación de tensión, gobernador de velocidad y estabilizador de sistemas de potencia de las máquinas síncronas.

Cuando una máquina síncrona está interconectada radialmente a un sistema de potencia y su regulador de tensión opera con tensión de campo constante; entonces, la inestabilidad que se genera es atribuida al insuficiente torque sincronizante, que es representado por medio de un modo no oscilatorio mostrado según la figura 2. Asimismo, cuando el regulador de tensión de la máquina síncrona opera en forma automática, la inestabilidad permanente se presenta como un problema con oscilaciones de amplitud creciente debido al insuficiente torque de amortiguamiento según se muestra en la figura 3.

El principal problema de la estabilidad permanente de los sistemas de potencia es debido a la falta o insuficiente amortiguamiento en las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia.

**Figura 2**

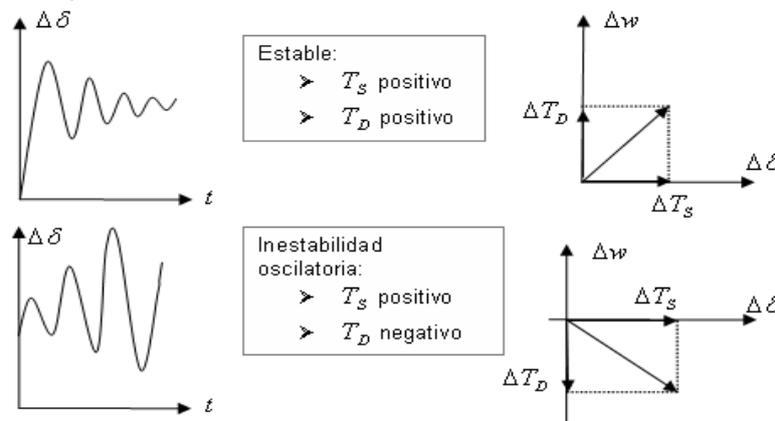
*Respuesta del sistema debido a la inestabilidad cuando el regulador de tensión opera con tensión de campo constante.*



Nota: fuente Kundur (1994).

**Figura 3**

*Respuesta del sistema debido a la inestabilidad cuando el regulador de tensión opera con tensión de campo controlado.*

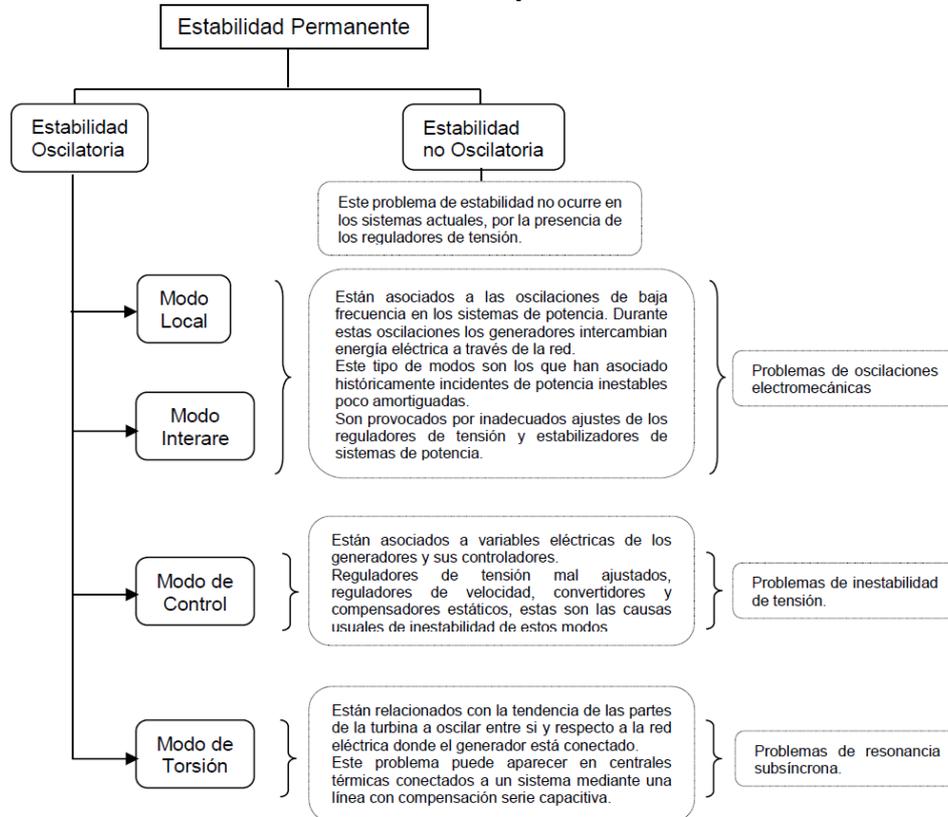


Nota: fuente Kundur (1994).

En la figura 4 se muestran los tipos de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia los cuales se manifiestan en dos maneras, como oscilaciones locales y oscilaciones interárea, las cuales son estudiados por la estabilidad permanente (Villareal, 2008).

**Figura 4**

*Modos de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia.*



Nota: fuente Villareal (2008).

### 2.1.2 Distribución de las oscilaciones en los sistemas de potencia

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia son originadas debido al movimiento del rotor de la máquina síncrona y a las respuestas de sus controladores (regulador de tensión AVR, gobernador de velocidad GOB y estabilizador de sistemas de potencia PSS), que están relacionados con los modos de oscilación, donde cada modo está expresado mediante un valor propio representado por un número complejo ( $\lambda$ ), que tiene la forma expresada en la ecuación 2 (Vega, 2008, y Villareal, 2008).

Los valores propios se obtienen de la matriz de estado A del sistema linealizado y tienen la forma de

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2)$$

De la ecuación 2 del modo de oscilación, se puede calcular la frecuencia de oscilación ( $f$ ) en Hz y el amortiguamiento ( $\zeta$ ) normalizado, utilizando la siguiente expresión:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (3)$$

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{(\sigma^2 + \omega^2)}} \quad (4)$$

Es importante mencionar que la frecuencia de oscilación es buen indicador y muestra que tipo de oscilación se está presentando; por tanto, es importante estar preparado para reconocer si la frecuencia o cualquier oscilación está mal amortiguada. En ese sentido, los tipos de oscilación de frecuencia están representados por oscilaciones de modo intraplanta, modo local y modo interárea.

### **2.1.3 Inestabilidad de los sistemas por causa de las oscilaciones**

Los problemas de inestabilidad de los sistemas de potencia están principalmente relacionados con los problemas de estabilidad angular. En nuestro caso, con la estabilidad permanente donde no se ha reportado problemas de inestabilidad debido a las oscilaciones de tensión con amplitud creciente (Villareal, 2008).

Un componente del torque electromagnético es uno de los causantes de los problemas de inestabilidad, el cual permite hacer una primera clasificación de la inestabilidad de la siguiente manera:

- Inestabilidad de primera oscilación: se presenta debido al insuficiente torque sincronizante manifestándose mediante una desviación aperiódica del ángulo del rotor de la máquina síncrona o grupo de máquinas síncronas, que pierden sincronismo con respecto al resto del sistema de potencia. Una manera de poder solucionar estos problemas de inestabilidad es calibrando o ajustando, de una

manera apropiada, los controles de las máquinas síncronas; de tal manera, que el torque de amortiguamiento aumente para que el sistema de potencia sea estable y, además, el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas cumpla con los criterios de desempeño tales como confiabilidad y seguridad establecidos por el ente regulador del sistema.

- Inestabilidad luego de varias oscilaciones múltiples: se presenta debido a la falta de torque de amortiguamiento manifestándose debido a la inestabilidad oscilatoria de una máquina síncrona o grupo de máquinas síncronas que pierden sincronismo con respecto al resto del sistema de potencia. Generalmente, los problemas de oscilaciones electromecánicas están relacionadas a la estabilidad permanente, debido a pequeñas perturbaciones y no solo a pequeños eventos. Siendo así, la estabilidad permanente estudiada y/o analizada por lo métodos de análisis que determinan los valores propios de un modelo linealizado del sistema de potencia para esta clase de pequeñas perturbaciones.

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia son fenómenos que aparecen en sistemas no lineales; sin embargo, estos sistemas no lineales pueden ser estudiados utilizando técnicas y modelos para linealizarlos.

Si, ante una perturbación pequeña, un grupo de máquinas síncronas pierde sincronismo (máquinas síncronas críticas) al acelerarse o desacelerarse sus rotores respectivos con respecto a otro grupo de máquinas síncronas, que no han perdido sincronismo (máquinas síncronas no críticas), entonces podemos hacer una segunda clasificación de la inestabilidad, debido a la separación que ocurre entre los grupos de máquinas síncronas por a la pérdida de sincronismo de un grupo de máquinas síncronas.

- Inestabilidad del sistema por aceleración de máquinas síncronas: ocurre cuando un grupo de máquinas síncronas pierde sincronismo debido a la aceleración de sus rotores.

- Inestabilidad del sistema por desaceleración de máquinas síncronas: ocurre cuando un grupo de máquinas síncronas pierde sincronismo debido a la desaceleración de sus rotores.

Según la cantidad de máquinas síncronas que pierden sincronismo, podemos hacer una tercera clasificación de la inestabilidad del sistema.

- Inestabilidad dentro de la planta: de modo local y/o modo intraplanta del cual pueden ser de un modo local o un modo intraplanta. Es cuando las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia ocurren en una máquina síncrona o varias unidades de máquinas síncronas en una misma planta de generación.
- Inestabilidad fuera de la planta: del cual se dice que es un modo interárea, donde un gran número de máquinas síncronas oscila con respecto a otro gran número de máquinas síncronas.

La inestabilidad debido a las oscilaciones electromecánicas se puede clasificar como oscilaciones del modo intraplanta y oscilaciones del modo local.

Las oscilaciones electromecánicas, de acuerdo con las 3 clasificaciones descritas anteriormente, deben cumplir con ciertos criterios de seguridad para asegurar un restablecimiento del sistema de potencia, luego de las pequeñas perturbaciones cuando encuentre un nuevo punto de operación en régimen permanente.

### **Criterios de seguridad en el sistema a causa de las oscilaciones**

Una de las variables de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, que deben cumplir ciertos criterios de seguridad, es la relación de amortiguamiento  $\zeta$  de las oscilaciones. La cual determina el límite mínimo que debe cumplir el amortiguamiento ante la creciente amplitud de la oscilación (Villareal, 2008).

En los sistemas de potencia, que tienen problemas de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia pobremente amortiguadas, se establecen criterios de

desempeño de la relación de amortiguamiento para dividir las oscilaciones electromecánicas como seguras e inseguras. Asimismo, si las oscilaciones son estables con amortiguamiento positivo, estos deben cumplir con el valor mínimo de amortiguamiento establecido.

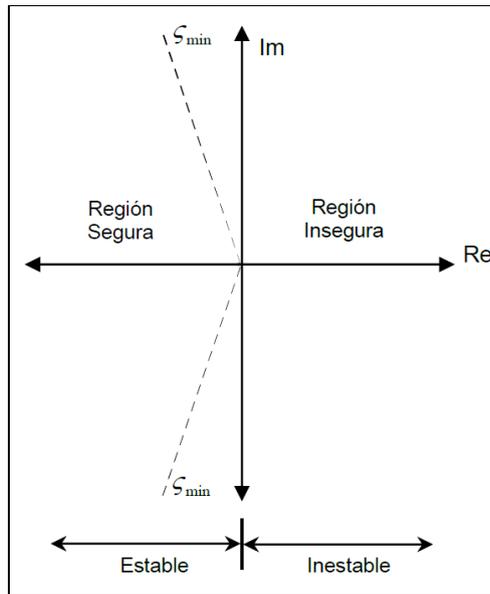
En el SEIN, según el PR-20, el amortiguamiento del sistema debe ser como mínimo 5% en condiciones normales de operación y, en operación de contingencia, el amortiguamiento en post-falla debe ser positivo, en lo posible mayor al 2% (COES, 2021).

El criterio de seguridad del amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, donde se muestra las regiones segura e insegura del sistema de potencia, se representa en el plano complejo según la figura 5. Estas regiones de seguridad e inseguridad están limitadas por dos líneas punteadas, que representan los estados de operación de las máquinas síncronas con oscilaciones pobremente amortiguadas, que cumplen con el amortiguamiento mínimo  $\zeta_{min}$  establecido. Este valor de amortiguamiento mínimo  $\zeta_{min}$  aceptable es un criterio de seguridad estándar establecido por los entes reguladores del sistema de potencia.

Cuando el amortiguamiento mínimo aceptable es positivo ( $\zeta_{min} > 0$ ) y cumple con el criterio de seguridad, según la ubicación en la región de seguridad, esta también coincide con la región de estabilidad del sistema de potencia donde no se considera el amortiguamiento con valor cero ( $\zeta_{min} = 0$ ) según la figura 5 mostrada a continuación.

**Figura 5**

*Zona de seguridad para las oscilaciones electromecánicas en el sistema de potencia.*



Nota: fuente Villareal (2008).

#### **2.1.4 Representación del modelo del generador síncrono**

En la dinámica de los sistemas eléctricos de potencia, el generador síncrono es un elemento muy importante, el cual debe ser representado por un modelo de fácil comprensión e implementación (Vega, 2008).

##### **Ecuaciones del estator**

$$E'_q - V_q = r_a * I_q - X'_d * I_d \quad (5)$$

$$E'_d - V_d = r_a * I_d + X'_q * I_q \quad (6)$$

##### **Ecuaciones del rotor**

$$T'_{d0} p E'_q = E_{fd} - E'_q + (X_d - X'_d) I_d \quad (7)$$

$$T'_{q0} p E'_d = -E'_d - (X_q - X'_q) I_q \quad (5)$$

##### **Ecuaciones mecánicas**

$$p\delta = \omega_r - \omega_0 \quad (6)$$

$$P_m = \left(\frac{2H}{\omega_0}\right) p\omega_r + P_p + P_e \quad (7)$$

### **Ecuación de la potencia electromagnética**

$$P_e = E'_d I_d + E'_q I_q - I_d I_q (X_q - X'_d) \quad (11)$$

Se tiene las siguientes descripciones:

- $E'_q$  y  $E'_d$  son la fuerza electromotriz transitoria en eje cuadratura (q) y eje directo (d).
- $V_d$  y  $V_q$  son las tensiones en bornes en el eje d-q.
- $I_d$  y  $I_q$  son las corrientes de la máquina síncrona en el eje d-q.
- $r_a$  es la resistencia de armadura.
- $X'_q$  y  $X'_d$  son las reactancias subtransitorias en el eje d-q.
- $X_q$  y  $X_d$  son las reactancias síncronas en el eje d-q.
- $E_{fd}$  fuerza electromotriz de excitación aplicado al campo del generador síncrono.
- $\omega_r$ ,  $\omega_s$  velocidad angular del rotor y velocidad síncrona.
- $H$  constante de inercia.
- $P_m$  Potencia mecánica de la turbina.
- $P_p$  Potencia de perdidas mecánicas por fricción y ventilación
- $P_e$  Potencia electromagnética
- $T'_{q0}$  y  $T'_{d0}$  son las constantes de tiempo transitorio en el eje d-q.

#### **2.1.5 Modelo linealizado del generador síncrono**

Despreciando la resistencia de armadura  $r_a \approx 0$ , se tiene las siguientes ecuaciones linealizadas (Vega, 2008).

##### **Ecuación linealizada del estator**

Linealizando las ecuaciones 5 y 6, se obtiene la ecuación matricial 12.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_q \\ \Delta V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & X'_d \\ -X_q & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_q \\ \Delta I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta E'_q \\ \Delta E'_d \end{bmatrix} \quad (8)$$

### **Ecuación linealizada del rotor**

Linealizando las ecuaciones 7 y 8 se obtienen las ecuaciones 13 y 14.

$$T'_{d0} p \Delta E'_q = \Delta E_{fd} - \Delta E'_q + (X_d - X'_d) \Delta I_d \quad (13)$$

$$T'_{q0} p \Delta E'_d = -\Delta E'_d - (X_q - X'_q) \Delta I_q \quad (14)$$

### **Ecuaciones mecánicas linealizadas**

Linealizando las ecuaciones 9 y 10, y despreciando la potencia de pérdidas  $P_p$  y considerando que en unidades relativas las potencias y los torques son iguales, se tienen las ecuaciones 15 y 16.

$$p \Delta \delta = \omega_0 \Delta \omega \quad (15)$$

$$\Delta T_m - \Delta T_e = 2H p \Delta \omega \quad (16)$$

### **Ecuación linealizada del torque electromagnético**

Linealizando la ecuación 11 se obtiene la ecuación 17.

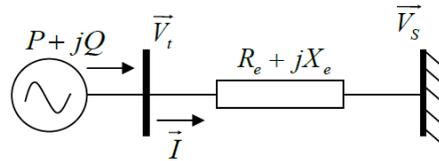
$$\Delta T_e = I_{q0} \Delta E'_q + E'_{q0} \Delta I_q + I_{d0} \Delta E'_d + E'_{d0} \Delta I_d + (X'_d - X_q) I_{d0} \Delta I_q + (X'_d - X_q) I_{q0} \Delta I_d \quad (9)$$

#### **2.1.6 Representación de la red del sistema de transmisión**

En la figura 6, se puede analizar el comportamiento dinámico de una maquina síncrona frente al sistema de potencia (Vega, 2008).

**Figura 6**

*Sistema maquina barra infinita.*



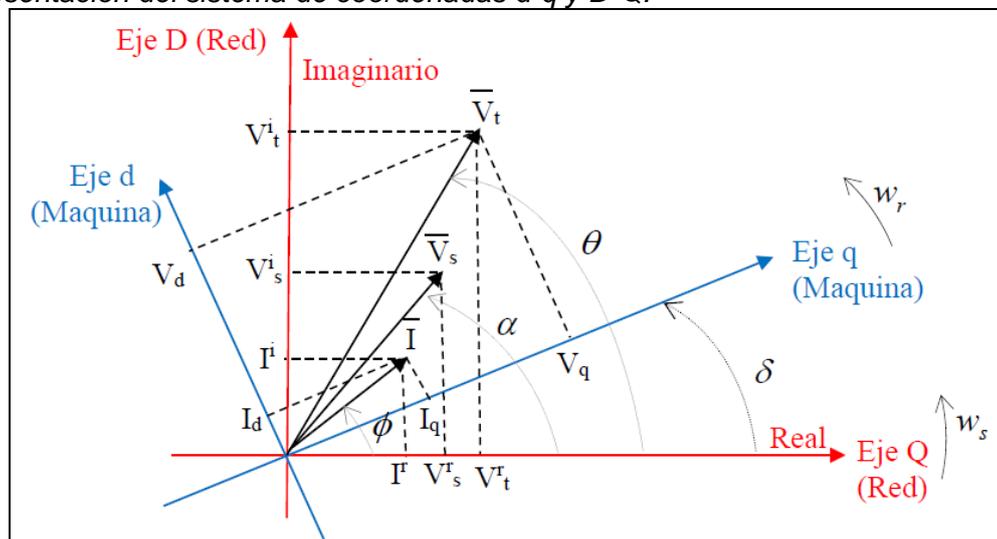
Nota: fuente Vega (2008).

### Sistema de coordenadas d-q y D-Q

El sistema de coordenadas d-q (ejes para la máquina síncrona) y D-Q (ejes para la red del sistema de transmisión) están desfasados por el ángulo de carga del generador  $\delta$ , cuyo valor depende de la potencia de salida del generador y la reactancia externa  $X_e$ , que representa a la distancia entre la máquina síncrona y el sistema de gran potencia según se puede apreciar en la figura 7 (Vega, 2008, y Peter, 1998).

**Figura 7**

*Representación del sistema de coordenadas d-q y D-Q.*



Nota: fuente Vega (2008).

De la figura 7, se tiene las siguientes descripciones:

- El sistema de coordenadas d-q rota a la velocidad angular  $\omega_r$  de la máquina síncrona.
- El sistema de coordenadas D-Q de la red del sistema de transmisión rota a la velocidad síncrona  $\omega_s$ .

- $V_s$  es la tensión del sistema equivalente (barra infinita) y  $V_t$  es la tensión en bornes de la máquina síncrona.
- $V_d$  y  $V_q$  son las proyecciones de la tensión en bornes de la máquina síncrona  $V_t$  sobre los ejes d-q.
- $V_s^r$  y  $V_s^i$ , son las proyecciones de la tensión del sistema equivalente  $V_s$  sobre los ejes D-Q.
- $I_d$  y  $I_q$  son las proyecciones de la corriente de la máquina síncrona "I" sobre los ejes d-q.
- $V_t^r$  y  $V_t^i$ , son las proyecciones de la tensión del sistema equivalente  $V_t$  sobre los ejes D-Q.
- $I^r$  y  $I^i$ , son las proyecciones de la corriente de la maquina síncrona "I" sobre los ejes D-Q.

De la figura 7 se obtienen las ecuaciones 18 y 19 para la transformación de coordenadas del eje "d-q" al eje "D-Q".

$$\begin{bmatrix} V_t^r \\ V_t^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\delta & -\text{sen}\delta \\ \text{sen}\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} I^r \\ I^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\delta & -\text{sen}\delta \\ \text{sen}\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} \quad (19)$$

Las proyecciones de la tensión  $V_s$  sobre los ejes D-Q de la red del sistema de transmisión son las siguientes:

$$V_s^r = V_s * \cos\alpha \quad (20)$$

$$V_s^i = V_s * \text{sen}\alpha \quad (21)$$

## Modelo del sistema de transmisión

La tensión en bornes de la máquina síncrona  $V_t$  utilizando el sistema de coordenadas D-Q de la red del sistema de transmisión es la que a continuación se muestra (Vega, 2008, y Peter, 1998).

$$\bar{V}_t = (R_e + jX_e)\bar{I} + \bar{V}_s \quad (22)$$

$$\bar{V}_t = V_t^r + jV_t^i \quad (23)$$

$$\bar{I} = I^r + jI^i \quad (24)$$

$$\bar{V}_s = V_s^r + jV_s^i \quad (25)$$

Reemplazando las ecuaciones 23, 24 y 25 en la ecuación 22, se obtiene la expresión matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_t^r \\ V_t^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^r \\ I^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_s^r \\ V_s^i \end{bmatrix} \quad (26)$$

La expresión matricial según la ecuación 26 que esta expresada en el sistema de coordenadas D-Q se cambia a los ejes d-q, de acuerdo a las ecuaciones 18 y 19 obteniendo lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos\delta & \sin\delta \\ -\sin\delta & \cos\delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_s^r \\ V_s^i \end{bmatrix} \quad (27)$$

Reemplazando las ecuaciones 20 y 21 en la ecuación 27, se obtiene la siguiente expresión matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_s \cos(\delta - \alpha) \\ -V_s \sin(\delta - \alpha) \end{bmatrix} \quad (28)$$

Linealizando la ecuación matricial 28 se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_q \\ \Delta V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & -X_e \\ X_e & R_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_q \\ \Delta I_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -V_s \cos(\delta_0 - \alpha) \Delta \delta \\ -V_s \sin(\delta_0 - \alpha) \Delta \delta \end{bmatrix} \quad (29)$$

La ecuación 29 representa la ecuación linealizada de la red del sistema de transmisión del sistema-maquina-barra infinita (SMBI), el cual debe igualarse con la ecuación 12 del estator linealizado de la maquina síncrona.

### **2.1.7 Método de espacio de estado para representar un sistema**

El análisis de la estabilidad permanente mediante la linealización de las ecuaciones del sistema de potencia nos proveerá información importante del comportamiento dinámico del sistema de potencia. La linealización de las ecuaciones del sistema de potencia se realiza a través del modelamiento del método de espacio de estado (Vega, 2008).

#### **Comportamiento de un sistema dinámico**

El estado de un sistema dinámico esta descrito por el comportamiento del sistema dinámico para cualquier instante de tiempo  $t \geq t_0$ . Está determinado por el conjunto de las variables de estado para un tiempo  $t = t_0$  (condición de operación inicial) del sistema dinámico incluido la entrada (excitación o pequeña perturbación) para un tiempo  $t \geq t_0$ .

#### **Conjunto de variables de un sistema dinámico**

Las variables de estado de un sistema dinámico están representadas por el menor conjunto de variables de estado capaces de caracterizar el estado de un sistema dinámico; es decir, si al menos  $n$  variables  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  son necesarias y suficientes para describir todo el comportamiento de un sistema dinámico, entonces las  $n$  variables forman un conjunto de variables de estado del sistema dinámico.

### **Vector con n variables de estado**

El vector de estado es el vector que tiene como componentes a las n variables de estado necesarias y suficientes para describir todo el comportamiento de un sistema dinámico. Asimismo, un vector de estado determina únicamente el estado del sistema dinámico  $x(t)$  para cualquier instante de tiempo  $t \geq t_0$ , una vez dado el sistema en un tiempo  $t = t_0$ , y especificada la entrada  $u(t)$  para un tiempo  $t \geq t_0$ .

### **Espacio dimensional de n variables de estado**

El espacio de estado es de n dimensiones, donde sus coordenadas están formadas por los ejes de las variables de estado del sistema  $x_1, x_2, \dots, x_n$ .

### **Sistema de ecuaciones del espacio de las n variables de estado**

El espacio de estado de un sistema está determinado por 3 tipos de variables de estado que forman parte del sistema dinámico modelado (Kundur, 1994, y Vega, 2008).

- Variables de entrada u
- Variables de estado x
- Variables de salida y

Un sistema dinámico representado en el espacio de estado puede ser dado de diferentes maneras, pero siempre tendrá la misma cantidad de variables de estado para cualquier forma de representación.

Los valores de entrada u para un tiempo  $t \geq t_1$  son guardados mediante una memoria por los integradores que forman parte del sistema dinámico. Estos integradores son dispositivos de memoria que guardan estos datos de entrada u. Las salidas de estos integradores son consideradas como variables de estado internas del sistema dinámico, de tal manera que podemos identificar el número de variables de estado que serán iguales al número de integradores del sistema dinámico.

Si un sistema dinámico tiene  $n$  variables de estado  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , que contienen  $r$  entradas  $(u_1, u_2, \dots, u_r)$  y a su vez tiene  $m$  salidas  $(y_1, y_2, \dots, y_m)$ , por tanto, el sistema dinámico puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\dot{\underline{x}} = \underline{f}(\underline{x}, \underline{u}) \quad (30)$$

$$\underline{y} = \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) \quad (31)$$

Donde

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \underline{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad \underline{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad \underline{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ g_3 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones 30 y 31 se linealizan alrededor de un punto de operación (condición inicial antes de la perturbación)  $(x_0, u_0)$  para analizarlas ante pequeñas perturbaciones; puesto que, en este punto de operación, la derivada de todas las variables de estado es igual a cero, entonces reemplazando el punto de operación  $(x_0, u_0)$  en la ecuación 30 tenemos lo siguiente:

$$\dot{\underline{x}}_0 = \underline{f}(\underline{x}_0, \underline{u}_0) = \underline{0} \quad (32)$$

Ante una pequeña perturbación en el sistema dinámico dado por  $\underline{\dot{x}}_0 + \Delta \dot{\underline{x}}$  y  $\underline{u}_0 + \Delta \underline{u}$ , entonces el nuevo estado satisface la ecuación 30 es el siguiente:

$$\dot{\underline{x}} = \underline{\dot{x}}_0 + \Delta \dot{\underline{x}} = \underline{f}[\underline{\dot{x}}_0 + \Delta \dot{\underline{x}}, \underline{u}_0 + \Delta \underline{u}] \quad (33)$$

Considerando una pequeña perturbación (un pequeño cambio en la variable de estado), entonces la función no lineal  $\underline{f}(\underline{x}, \underline{u})$  se representa como una expansión de la serie

de Taylor. En ese sentido, los términos de grado igual o mayor a dos son despreciados obteniendo lo siguiente:

$$\dot{x}_i = \dot{x}_i + \Delta \dot{x}_i = f_i [\underline{\dot{x}}_0 + \Delta \underline{\dot{x}}, \underline{u}_0 + \Delta \underline{u}] \quad (34)$$

$$\dot{x}_i = f_i(\underline{\dot{x}}_0, \underline{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (35)$$

Como  $\dot{x}_{i0} = \dot{f}_i(x_0, u_0)$ , entonces la ecuación 35 se puede simplificar y se obtiene lo siguiente:

$$\Delta \dot{x}_i = f_i(\underline{\dot{x}}_0, \underline{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (36)$$

Asimismo, el vector de salida del sistema dinámico y según la ecuación 31 se puede expresar similarmente de la siguiente manera:

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \quad (37)$$

Entonces las ecuaciones 30 y 31, al ser linealizadas alrededor de un punto de operación  $(x_0, u_0)$ , pueden ser expresadas de la siguiente manera:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = A \Delta \underline{x} + B \Delta \underline{u} \quad (38)$$

$$\Delta \underline{y} = C \Delta \underline{x} + D \Delta \underline{u} \quad (39)$$

Donde

- $\Delta \underline{x}$ : cambio de la variable de estado  $x$ , o vector de estado del orden  $n \times 1$
- $\Delta \underline{y}$ : cambio de la variable de salida  $y$ , o vector de salida de orden  $m \times 1$
- $\Delta \underline{u}$ : cambio en la entrada  $u$ , o vector de entrada de orden  $n \times n$
- $A$ : matriz de estado del sistema dinámico del orden  $n \times n$
- $B$ : matriz de entrada del orden  $r \times n$

- C: matriz de salida del orden mxn
- D: matriz de transmisión directa mxr

Las matrices del sistema dinámico A, B, C y D se calculan con las siguientes expresiones:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (40)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (43)$$

Si el estado inicial es cero, al aplicar la transformación de Laplace a las ecuaciones 38 y 39 se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} sI - A & -B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x(s) \\ \Delta u(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta y(s) \end{bmatrix} \quad (44)$$

La función de transferencia del sistema  $G(s) = \Delta Y(s) / \Delta U(s)$ , resulta la siguiente:

$$G(s) = \frac{C * adj[sI - A] + det[sI - A] * D}{det[sI - A]} = C * [sI - A]^{-1} * B + D \quad (45)$$

La ecuación característica del sistema linealizado es  $\det(sI - A) = 0$  y sus raíces se denominan los valores característicos de la matriz de estado A.

La respuesta en el tiempo para la variable de estado  $x_i$  del sistema de orden n después de una perturbación es de la forma siguiente:

$$x_i(t) = K_1 e^{\lambda_1 t} + K_2 e^{\lambda_2 t} + K_3 e^{\lambda_3 t} + \dots + K_n e^{\lambda_n t} \quad (46)$$

En la ecuación 46,  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  son los valores propios del sistema y  $K_1, K_2, \dots, K_n$  son las constantes de integración.

Un sistema dinámico linealizado es estable si y solo si todos sus valores propios tienen parte real negativa. Para un valor propio  $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ , el amortiguamiento ( $\zeta_i$ ) y la frecuencia de oscilación ( $f_i$ ) de este modo de oscilación electromecánica de baja frecuencia se calculan según la siguiente:

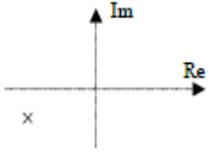
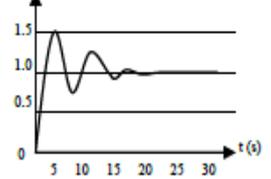
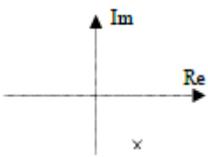
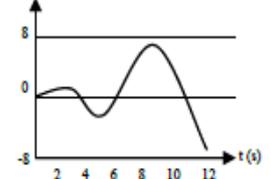
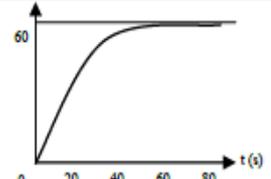
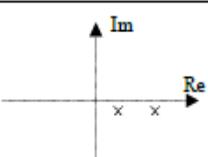
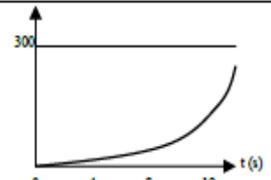
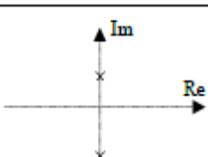
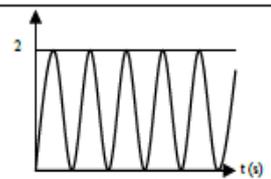
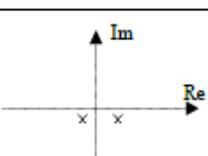
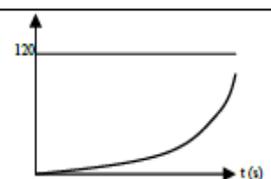
$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad y \quad f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (47)$$

### **2.1.8 Análisis de la respuesta en el tiempo del sistema ante un escalón**

En la figura 8 se observa la ubicación de los valores propios (eigenvalores) en el plano complejo. Asimismo, se muestra la respuesta transitoria del sistema en el tiempo que tendrá según los valores propios dados por el punto de operación (condición inicial antes de la perturbación), que ante un escalón se verifica si el modo de oscilación (valor propio) es estable o inestable, dando lugar a la estabilidad propia del sistema (Vega, 2008; y Ogata, 2010).

**Figura 8**

*Respuesta transitoria en el tiempo según la ubicación de los valores propios.*

Ubicación de los eigenvalores en el plano	Respuesta típica en el tiempo	Modo de oscilación
		<p>Estable</p> <p>Oscilatorio amortiguado</p>
		<p>Inestable</p> <p>Oscilatorio creciente con el tiempo</p>
		<p>Estable</p> <p>No oscilatorio</p>
		<p>Inestable</p> <p>No oscilatorio creciente con el tiempo</p>
		<p>Estable</p> <p>Oscilatorio de amplitud constante</p>
		<p>Inestable</p> <p>No oscilatorio creciente con el tiempo</p>

Nota: fuente Kundur (1994).

Si un sistema dinámico se encuentra en un estado inicial y recibe un estímulo exterior, este cambia de estado, el cual se ve reflejado en la respuesta transitoria en el tiempo.

## 2.2 Marco conceptual

### 2.2.1 Términos y definiciones

**Valores propios.** Los valores propios configuran a los modos de oscilación. Los valores propios están expresados por un número complejo ( $\lambda = \sigma \pm j\omega$ ), los cuales se obtienen de la matriz de estado A del sistema linealizado, donde la parte real da información sobre el amortiguamiento y la parte imaginaria mide la velocidad angular del modo de oscilación (Villareal, 2008).

**Frecuencia de oscilación.** La frecuencia de oscilación ( $f = \frac{\omega}{2\pi}$ ) en un sistema eléctrico de potencia hace referencia a la frecuencia a la que se presentan las oscilaciones del ángulo de carga ( $\delta$ ) de las máquinas síncronas (unidades generadoras) de una misma central eléctrica con el sistema de potencia o entre unidades generadoras de una misma central eléctrica.

**Factor de amortiguamiento.** El factor de amortiguamiento ( $\zeta$ ), en las oscilaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es una medida que nos indica cómo se atenúan las oscilaciones en el sistema después de una perturbación. Este factor es muy importante para determinar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

**Modo intraplanta.** No es usual en sistemas de potencia y se da dentro de una central eléctrica con varias unidades generadoras. Este modo está confinado en la subestación. Tiene una frecuencia entre 0,8 a 1,8 Hz.

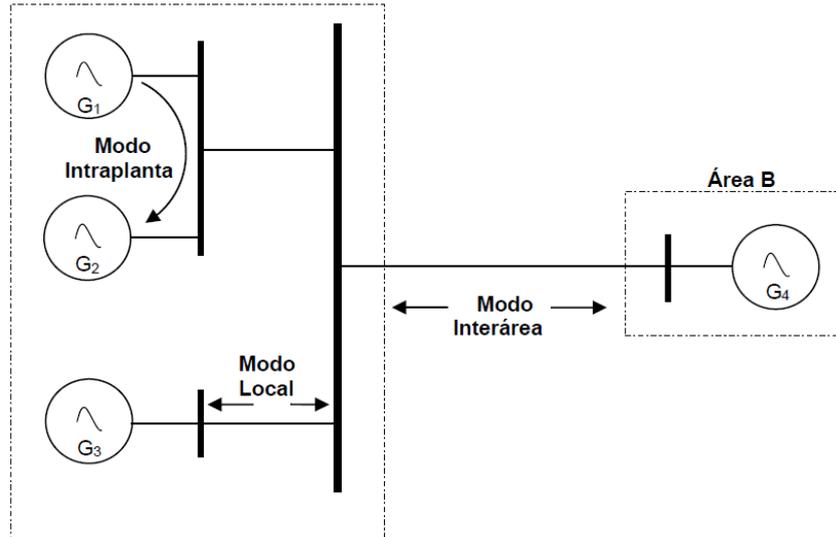
**Modo local.** Representa las oscilaciones entre unidades generadoras en una misma área (unidades generadoras en contrafase con otros). Tiene una frecuencia entre 1,5 a 2,5 Hz.

**Modo interárea.** Representa las oscilaciones entre unidades generadoras o grupo de unidades generadoras en un área en contrafase con otra área, usualmente conectados por una línea débil. Tiene una frecuencia entre 0,03 a 1,0 Hz.

**Clasificación de las oscilaciones de baja frecuencia.** En la siguiente figura se muestra la clasificación de los modos de oscilación entre unidades generadoras de una misma central eléctrica, una central eléctrica con el sistema, y entre sistemas de potencia.

**Figura 9**

*Clasificación de las oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia.*



Nota: fuente Villareal (2008).

## Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

### 3.1 Descripción del proyecto

El proyecto de generación eléctrica comprende la construcción de la CT Humay, en ciclo combinado con una potencia de generación de 560 MW, dos unidades generadoras, una a gas (TG) de 495 MVA y la otra a vapor (TV) de 216 MVA, previendo su operación comercial para el año 2026 (COES, 2019).

La unidad generadora a gas consta de un transformador elevador de 525 MVA con relación de tensión  $21 / 500 \pm 10 \times 1\%$  kV, la unidad generadora a vapor consta de un transformador elevador de 230 MVA con relación de tensión  $16 / 500 \pm 10 \times 1\%$  kV. El proyecto de la CT Humay se conecta al SEIN, secciona la línea de transmisión en 500 kV Chilca-Poroma (356,2 km) existente, por medio de una línea de transmisión en 500 kV de doble terna de cuatro conductores por fase con una longitud de 5 km, forma dos líneas de transmisión en 500 kV, la línea Chilca-Humay (173 km) y la línea Humay-Poroma (195 km).

Asimismo, los dos reactores de línea existentes de la línea L-5032 ubicados en la subestación Chilca CTM y en la subestación Poroma serán retirados. Como parte del proyecto de la CT Humay, se instalarán dos reactores de línea de 97 MVAR en cada extremo de la línea de transmisión en 500 kV Chilca-Humay, y otros dos reactores de línea de 110 MVAR en cada extremo de la línea de transmisión en LT 500 kV Poroma-Humay.

El proyecto de la CT Humay no instalará bancos serie en ninguno de los dos tramos de las líneas de transmisión en 500 kV Chilca-Humay y Poroma-Humay, y el banco serie existente en la subestación Poroma REL-5381 seguirá operando en modo *bypass*.

#### 3.1.1 Central térmica Humay

La CT Humay contará con un bloque de turbina a gas en ciclo combinado, que comprende una turbina a gas con su generador (GTG), conforma una unidad generadora a gas (TG), un generador de vapor con recuperación de calor (HRSG) y una turbina de vapor con su generador (STG), que conforma una unidad generadora a vapor (TV).

## A. Grupo turbina-generador a gas (GTG)

Los datos principales de la Turbina a Gas son los siguientes:

**Tabla 2**

*Características técnicas de la turbina a gas.*

<b>Características técnicas</b>	
Fabricante / Modelo	Mitsubishi M501JAC
Tipo de operación	Ciclo combinado con STG
Número de etapas	3
Configuración	Eje único, 2 cojinetes
Velocidad de operación	3600 rpm
Combustible	Gas natural
Potencia Nominal	408,3 MW
Equipo de arranque	Convertidor de frecuencia estático (SFC)
Secciones de la turbina gas	- Sección del compresor
	- Sección de combustión
	- Sección de turbina
	- Sección de escape de gases
Descarga de gases	Al generador de vapor con recuperación de calor (HRSG)

*Nota:* fuente COES (2019).

Los principales datos del generador son los siguientes:

**Tabla 3**

*Características técnicas del generador - unidad a gas.*

<b>Características técnicas</b>	
Tipo	Generador síncrono AC de rotor cilíndrico, montaje horizontal, con estructura a prueba de explosiones
Normas	IEEE C50.13
Numero de fases	3
Potencia Nominal	495 MVA
Factor de potencia en atraso	0,85
Tensión Nominal	21 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente Nominal	13 609 Amperes
Tipo de excitación	Excitación estática por tiristores
Velocidad	3600 rpm
Numero de polos	2
Sistema enfriamiento	Hidrogeno
Reactancia síncrona directa (Xd)	2,21 (No saturada)
	1,83 (saturada)
Reactancia síncrona cuadratura (xq)	2,15 (No saturada)
	1,61 (saturada)
Reactancia transitoria directa (X'd)	0,305 (No saturada)
	0,268 (Saturada)
Reactancia transitoria Quadratura (X'q)	0,476 (No saturada)
	0,419 (Saturada)
Reactancia subtransitoria directa(X''d)	0,238 (No saturada)
	0,209 (Saturada)
Reactancia subtransitoria cuadratura (X''q)	0,231 (No saturada)
	0,203 (Saturada)

*Nota:* fuente COES (2019).

Los datos principales del transformador elevador serán las siguientes:

**Tabla 4**

*Características técnicas del transformador elevador - unidad a gas.*

<b>Características técnicas</b>	
Tipo	Trifásico, inmerso en aceite
Normas	IEC
Numero de arrollamientos	2
Tipo enfriamiento	ONAN – ONAFI - ONAFII
Potencia Nominal a 40°C	315 / 420 / 525 MVA
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal (HV)	500 kV
Tensión nominal (LV)	21 kV
Grupo Conexión	YNd1
Tensión de cortocircuito a 75°C a tensión y potencia nominal (incluido tolerancias)	14,2 % ± 7,5 %
Cambiador de tomas bajo carga (OLTC) en AT	± 10 x1%

*Nota:* fuente COES (2019).

## **B. Grupo turbina-generador a vapor (STG)**

Los datos principales de la Turbina a Vapor son los siguientes:

**Tabla 5**

*Características técnicas de la turbina a vapor.*

<b>Características técnicas</b>	
Fabricante / Modelo	Mitsubishi SRT-40
Tipo de operación	Ciclo Combinado con GTG y HRSG
Número de etapas	3 etapas (Alta Presión - HP, Presión intermedia - IP y Baja Presión -LP)
Configuración	HP, IP y LP en un único cilindro formando una única turbina a vapor compacta.
Velocidad de operación	3600 rpm
Combustible	Vapor del HRSG
Potencia Nominal	179,8 MW (*)

*Nota:* fuente COES (2019).

Los principales datos del generador son los siguientes:

**Tabla 6**

*Características técnicas del generador – unidad a vapor.*

<b>Características técnicas</b>	
Tipo	Generador síncrono AC de rotor cilíndrico, montaje horizontal.
Normas	ANSI
Numero de fases	3
Potencia nominal	216 MVA
Factor de potencia en atraso	0,85
Tensión Nominal	16 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	7 794 A
Tipo de excitación	Excitación estática por tiristores
Velocidad	3600 rpm
Numero de polos	2
Sistema enfriamiento	Aire
Reactancia síncrona directa (Xd)	1,89 (No saturada) 1,67 (saturada)
Reactancia síncrona cuadratura (xq)	1,82 (No saturada) 1,37 (saturada)
Reactancia transitoria directa (X'd)	0,209 (No saturada) 0,184 (Saturada)
Reactancia transitoria Quadratura (X'q)	0,372 (No saturada) 0,327 (Saturada)
Reactancia subtransitoria directa(X''d)	0,158 (No saturada) 0,139 (Saturada)
Reactancia subtransitoria cuadratura (X''q)	0,153 (No saturada) 0,135 (Saturada)

Nota: fuente COES (2019).

Los datos principales del transformador elevador serán los siguientes:

**Tabla 7**

*Características técnicas del transformador elevador – unidad a vapor.*

<b>Características técnicas</b>	
Tipo	Trifásico, inmerso en aceite.
Normas	IEC
Numero de arrollamientos	2
Tipo enfriamiento	ONAN – ONAFI - ONAFII
Potencia nominal a 40°C:	138 / 184 / 230 MVA
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal (HV)	500 kV
Tensión nominal (LV)	16 kV
Grupo conexión	YNd1
Tensión de cortocircuito a 75°C a tensión y potencia nominal (incluido tolerancias)	14,0 % ± 7,5 %
Cambiador de tomas bajo carga (OLTC) en AT	± 10 x1%

Nota: fuente COES (2019).

### C. Modelos de los controladores

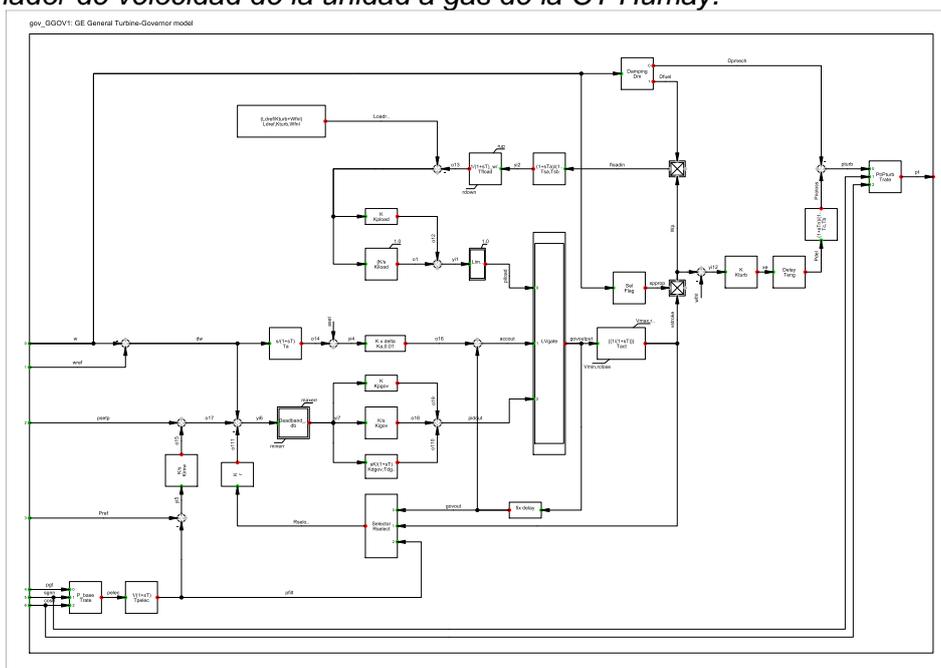
Para los análisis de estabilidad permanente se considerarán los siguientes tipos de controladores de las unidades generadoras a gas y a vapor.

- Gobernador de velocidad para la unidad a gas (TG), cuyo modelo utilizado es gov\_GGOV1.
- Gobernador de velocidad para la unidad a vapor (TV), cuyo modelo utilizado es gov\_IEEEG1.
- Regulador de tensión para las unidades generadoras a gas y a vapor, cuyo modelo utilizado es avr\_ESST1A\_Lim.
- Estabilizador de sistema de potencia para las unidades generadoras a gas y a vapor, cuyo modelo utilizado es el pss\_IEEEST.

En las siguientes figuras, se muestran los controladores para la unidad generadora a gas y la unidad generadora a vapor de la CT Humay.

**Figura 10**

*Gobernador de velocidad de la unidad a gas de la CT Humay.*

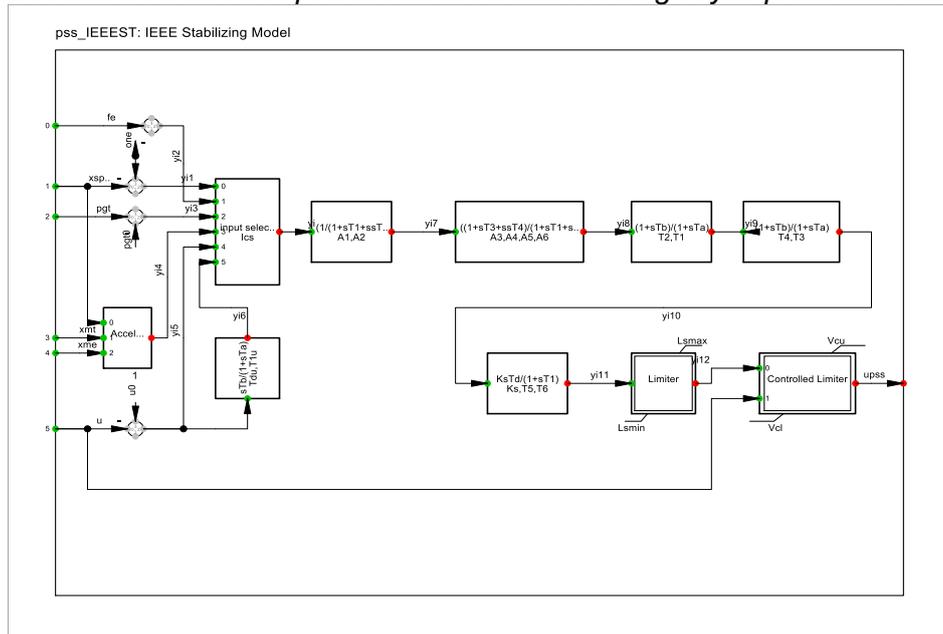


Nota: fuente COES (2019).



**Figura 13**

*Estabilizador de sistemas de potencia de las unidades a gas y vapor de la CT Humay*



Nota: fuente COES (2019).

### 3.1.2 Subestación Humay 500 kV

Será una subestación del tipo aislada en aire (AIS) de doble barra en configuración de interruptor y medio. Estará conformada por tres diámetros.

- El primer diámetro con equipamiento completo tendrá habilitadas las dos bahías. Una de ellas será la salida a la unidad generadora con turbina de vapor (STG) de la CT Humay; mientras que la otra bahía corresponderá a la salida hacia la unidad generadora con turbina a Gas (GTG) de la CT Humay.
- El segundo con dos tercios (2/3) de equipamiento, tendrá habilitada una bahía que corresponderá a la salida de la línea de transmisión en 500 kV Humay-Poroma. Este diámetro tendrá una celda de reserva para una salida que requiera en el futuro.
- El diámetro, con dos tercios (2/3) de equipamiento, tendrá habilitada una bahía que corresponderá a la salida de la línea de transmisión en 500 kV Humay-Chilca. Este diámetro también tendrá una celda de reserva para una salida que se necesite en el futuro.

- Para las conexiones de los equipos convencionales entre sí y a las líneas aéreas, se utilizarán conductores de aleación de aluminio (AAC).
- Asimismo, los enlaces, entre la subestación Humay y la CT Humay, se realizarán mediante cables de potencia en 500 kV monopolares, de cobre electrolítico, aislamiento XLPE.
- De acuerdo con los estudios eléctricos del sistema, se determinará si será necesario adaptar la compensación serie y la compensación *shunt* de las líneas de transmisión en 500 kV Chilca-Humay y Humay-Poroma. Por el momento no se considera compensación serie en los extremos correspondientes a la subestación Humay. En cambio, se propone, preliminarmente, reducir el grado de compensación *shunt* de la línea de transmisión en 500 kV Chilca-Poroma existente de un valor del 95% a un valor de 65% para cada una de las nuevas líneas de transmisión en 500 kV Chilca-Humay y Humay-Poroma, lo cual implica el cambio de los reactores de línea existentes en la subestación Chilca y en la subestación Poroma del valor actual en cada subestación a los nuevos valores de 97 MVar y 110 MVar respectivamente.

#### **A. Celda de salida al transformador del grupo generador-turbina a gas**

La celda AIS de salida al transformador elevador del grupo generador-turbina a gas en la CT Humay estará conformada por el siguiente equipamiento:

- Un juego de descargadores de sobretensiones de óxido de zinc (ZnO) para servicio exterior 444 kV, clase 5, con contadores de descargas
- Un juego de transformadores de tensión capacitivo 500 kV, un arrollamiento secundario para medición y otro arrollamiento secundario para protección
- Un seccionador de línea del tipo semipantógrafo vertical de 550 kV, 2500 amperes, 1550 kV (BIL)
- Un juego de terminales de cable de 500 kV, cable-aire

### **B. Celda de salida al transformador del grupo generador-turbina a vapor**

La celda AIS de salida al transformador elevador del grupo generador-turbina a vapor en la CT Humay estará conformada por el siguiente equipamiento:

- Un juego de descargadores de sobretensiones de óxido de zinc (ZnO) para servicio exterior 444 kV, clase 5, con contadores de descargas
- Un juego de transformadores de tensión capacitivo 500 kV, un arrollamiento secundario para medición y otro arrollamiento secundario para protección
- Un seccionador de línea del tipo semipantógrafo vertical de 550 kV, 2500 amperes, 1550 kV (BIL)
- Un juego de terminales de cable de 500 kV, cable-aire

### **C. Celda de salida de la línea en 500 kV a la subestación Chilca**

La celda AIS de salida de la línea de transmisión en 500 kV hacia la subestación Chilca estará conformada por el siguiente equipamiento:

- Un seccionador de línea del tipo semipantógrafo vertical con cuchilla de puesta a tierra, de 550 kV, 2500 amperes, 1550 kV (BIL)
- Un juego de descargadores de sobretensiones de óxido de zinc (ZnO) para servicio exterior 444 kV, clase 5, con contadores de descargas
- Un juego de transformadores de tensión capacitivo 500 kV, dos unidades con accesorios para onda portadora
- Dos trampas de onda para sistema de onda portadora

### **D. Celda de salida de la línea en 500 kV a la subestación Poroma**

La celda AIS de Salida de la línea de transmisión en 500 kV hacia la subestación Poroma estará conformada por el siguiente equipamiento:

- Un seccionador de línea del tipo semipantógrafo vertical con cuchilla de puesta a tierra, de 550 kV, 2500 A, 1550 kV (BIL)

- Un juego de descargadores de sobretensiones de óxido de zinc (ZnO) para servicio exterior 444 kV, clase 5, con contadores de descargas
- Un juego de transformadores de tensión capacitivo 500 kV, dos unidades con accesorios para onda portadora
- Dos trampas de onda para sistema de onda portadora

### 3.1.3 Línea de transmisión en 500 kV

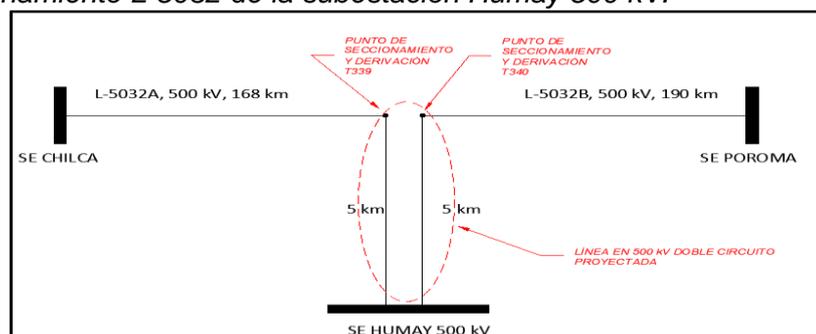
La conexión de la subestación Humay al SEIN se realizará seccionando la línea existente en 500 kV denominada L-5032 entre la SE Chilca 500 kV y la SE Poroma 500 kV, que pasa cerca del lugar de emplazamiento de la futura subestación Humay, la línea de transmisión más próxima está a solo 5 km de distancia. La línea L-5032 es de simple terna de disposición horizontal y con 2 cables de guarda (uno OPGW y otro *alumoweld*).

Se ha ubicado un vano adecuado para poder efectuar una derivación (tipo  $\pi$ ). Dicho vano es el comprendido entre las torres T339 y T340 (torres de suspensión). El planteamiento del presente proyecto consiste en hacer un seccionamiento a la línea L-5032 en el vano mencionado, para que a partir de allí se extienda su recorrido, aproximadamente, en 5 km hacia la subestación Humay, en estructuras de doble circuito.

Debido a que desde el punto de seccionamiento solo se va a extender a la L-5032 una longitud de 5 km por circuito, no se requiere definir nuevo conductor ni cable OPGW; es decir, se utilizarán los mismos que los empleados en la línea existente L-5032.

**Figura 14**

*Seccionamiento L-5032 de la subestación Humay 500 kV.*



Nota: fuente COES (2019).

Las características principales de la línea de transmisión en 500 kV proyectada son las siguientes:

**Tabla 8**

*Características técnicas de la línea proyectada.*

<b>Características técnicas</b>	
Longitud aproximada	5 km
Número de circuitos	02 (derivación en $\pi$ , de la línea L-5032)
Tensión nominal de operación	500 kV
Disposición de fases	Vertical, doble terna
Tipo de soportes	Torres metálicas auto soportadas
Tipo de conductor	ACAR 750 MCM
Capacidad mínima de transmisión por límite térmico	840 MVA
Número de conductores por fase	4
Cables de guarda 1	1xOPGW-120 mm <sup>2</sup>
Cables de guarda 2	1xOPGW-120 mm <sup>2</sup>

*Nota:* fuente COES (2019).

### 3.1.4 Reactores de línea

Los reactores de línea en 500 kV serán del tipo sumergido en aceite y de sellado hermético, monofásicos, para servicio exterior y adecuados para tal propósito. El banco de reactores estará compuesto de 3 unidades monofásicas más 1 unidad de reserva con un esquema de cambio rápido. Los reactores deberán equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerarse la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los equipos entre sí. Los reactores a ser implementados en las salidas de las líneas hacia las subestaciones Chilca y Poroma tendrán las siguientes características principales:

**Tabla 9**

*Características técnicas del reactor de línea.*

<b>Características técnicas</b>	
Tensión de servicio de sistema	500 kV
Tipo	Monofásico
Potencia nominal por unidad monofásica	Salida a Chilca: 32,33 MVAR Salida a Poroma: 36,67 MVAR
Potencia nominal del banco trifásico	Salida a Chilca: 97 MVAR Salida a Poroma: 110 MVAR
Instalación	Exterior
Conexión del neutro	Reactor de Neutro

*Nota:* fuente COES (2019).

### 3.1.5 Reactores de neutro

El reactor de neutro será del tipo núcleo de aire, para servicios exteriores y adecuados para tal propósito.

El reactor de neutro tendrá las siguientes características principales:

**Tabla 10**

*Características técnicas del reactor de neutro.*

Características técnicas	
Tensión máxima del equipo	123 kV
Tipo	Monofásico
Impedancia del reactor	Salida a Chilca: 383,2 ohm Salida a Poroma: 335 ohm
Instalación	Exterior

Nota: fuente COES (2019).

### 3.1.6 Cable de energía 500 kV

Para la conexión entre la subestación AIS de la subestación Humay 500 kV y el lado de 500 kV de la CT Humay, se utilizarán cables de potencia con las siguientes características principales:

**Tabla 11**

*Características técnicas del cable de 500 kV.*

Características técnicas	
Material del conductor	Cobre electrolítico
Tipo	XLPE - Monopolar
Sección	1000 mm <sup>2</sup>
Norma de construcción y pruebas	IEC 60840
Instalación	En galería subterránea
Disposición	Horizontal
Diámetro total del cable	125,1 mm
Número de cables por fase	1
Número de ternas por galería	1
Tensión nominal entre fases	500 kV
Potencia nominal a transmitir por terna	612 MVA

Nota: fuente COES (2019).

## 3.2 Zona de influencia del proyecto

La zona sur del SEIN se encuentra enmallado con líneas de transmisión en 500 kV de gran longitud que presentan compensación reactiva serie capacitiva y compensación *shunt* inductiva, las cuales convergen en la misma barra de 500 kV de la subestación Poroma, convirtiéndose en una barra de conexión importante en el sistema sur.

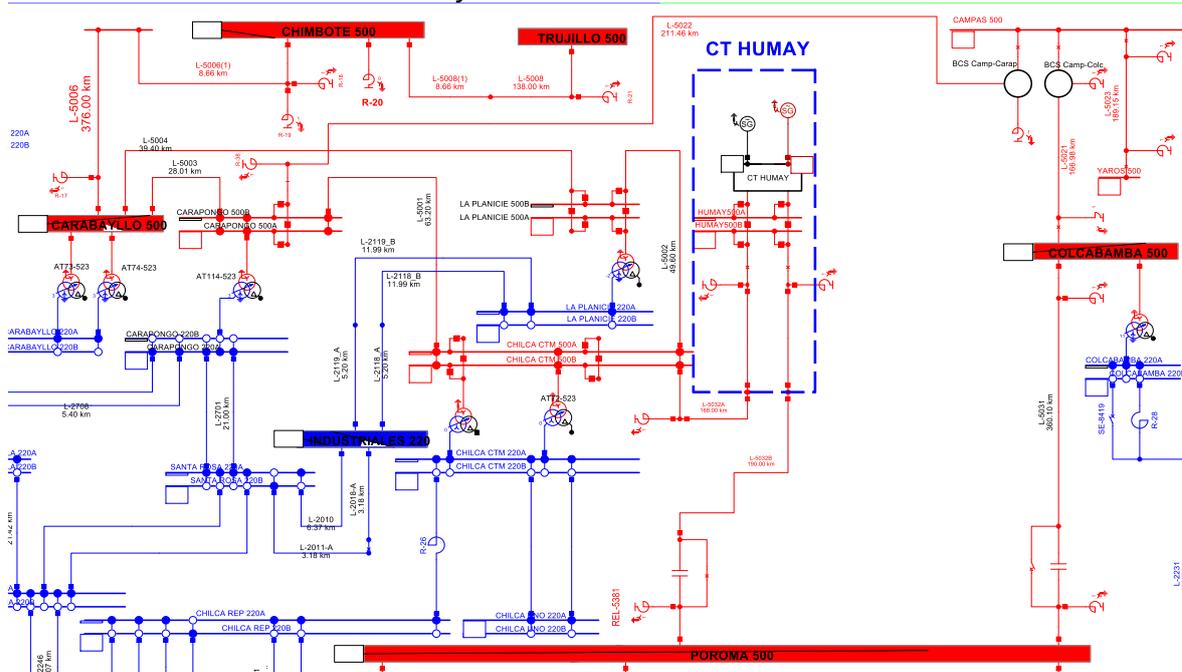
Las líneas de transmisión en 500 kV que se conectan en la barra 500 kV de la subestación Poroma son aquellas que vienen de la subestación Chilca, subestación Ocoña, subestación Colcabamba y subestación Yarabamba.

Cabe mencionar que la línea de transmisión 500 kV Chilca-Poroma tiene inoperativo (puenteado o en *by pass*) el banco de capacitores en serie (lado subestación Poroma) para mitigar los problemas de resonancia subsíncrona existentes.

En la figura 15, se muestra el modelamiento del proyecto de la CT Humay conectada al SEIN en el programa de simulación *Power Factory Digsilent* basado en el diagrama unifilar del sistema eléctrico proyectado (se muestra en la figura 1 del anexo 1).

**Figura 15**

*Zona de influencia de la CT Humay.*



Nota: fuente COES (2019).

### 3.3 Modelado del sistema eléctrico

#### 3.3.1 Programa de simulación utilizado

Para el presente análisis se usó el programa de simulación *Power Factory Digsilent* versión 2021 para las simulaciones de flujo de potencia y análisis modal.

### 3.3.2 Red equivalente

Se modelo utilizando el teorema de *Thevenin* en la barra de 500 kV de la nueva subestación Humay. Es una red que representa al SEIN y para su utilización es necesario calcular las magnitudes de las variables internas que presenta, tales como la corriente de cortocircuito trifásico y monofásico, los parámetros eléctricos (resistencia, reactancia e impedancia) de las secuencias positiva, negativa y cero, la tensión de operación y el valor de la constante de inercia equivalente visto desde la subestación Humay hacia el SEIN.

Para determinar los parámetros eléctricos de la red equivalente, en la red del SEIN se realizan cálculos de cortocircuito monofásico y trifásico en la barra de la subestación Humay 500 kV sin considerar la operación de la CT Humay para evitar el aporte de su corriente de cortocircuito. No obstante, la tensión de operación se calcula considerando la operación de la CT Humay.

Para el cálculo de las impedancias de secuencia se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$R_1 = \frac{V_L}{\sqrt{3} \times I_{cc\ 3\phi} \times \sqrt{1 + (X/R)_{3\phi}^2}} \quad (48)$$

$$X_1 = \frac{(X/R)_{3\phi} \times V_L}{\sqrt{3} \times I_{cc\ 3\phi} \times \sqrt{1 + (X/R)_{3\phi}^2}} \quad (49)$$

$$R_2 = \frac{V_L}{\sqrt{3} \times I_{cc\ 2\phi} \times \sqrt{1 + (X/R)_{2\phi}^2}} \quad (50)$$

$$X_2 = \frac{(X/R)_{2\phi} \times V_L}{\sqrt{3} \times I_{cc\ 2\phi} \times \sqrt{1 + (X/R)_{2\phi}^2}} \quad (51)$$

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} x V_L}{I_{cc\ 1\phi} x \sqrt{1 + (X/R)_{1\phi}^2}} - \frac{2 x V_L}{\sqrt{3} x I_{cc\ 3\phi} x \sqrt{1 + (X/R)_{3\phi}^2}} \quad (52)$$

$$X_0 = \frac{(X/R)_{1\phi} x \sqrt{3} x V_L}{I_{cc\ 1\phi} x \sqrt{1 + (X/R)_{1\phi}^2}} - \frac{2 x (X/R)_{3\phi} x V_L}{\sqrt{3} x I_{cc\ 3\phi} x \sqrt{1 + (X/R)_{3\phi}^2}} \quad (53)$$

Donde

$V_L$ : tensión de operación en kV

$I_{cc\ 1\phi}$ : corriente de cortocircuito monofásico en kAmperes (kA)

$I_{cc\ 2\phi}$ : corriente de cortocircuito bifásico en kA

$I_{cc\ 3\phi}$ : corriente de cortocircuito Trifásico en kA

$(X/R)_{1\phi}$ : relación de impedancia y resistencia de cortocircuito monofásico

$(X/R)_{3\phi}$ : relación de impedancia y resistencia de cortocircuito trifásico

$(X/R)_{2\phi}$ : relación de impedancia y resistencia de cortocircuito bifásico

Las corrientes de cortocircuito de la red del SEIN a reducir son obtenidos de la base de datos *Digsilent* publicados en el portal web del COES para estudios de preoperatividad en el periodo de estiaje en el bloque horario de máxima demanda del año 2026.

En la tabla 12, se muestran los parámetros eléctricos de la impedancia equivalente en la barra de 500 kV de la subestación Humay, que sirven para modelar la red equivalente con el teorema *Thevenin* con el programa de simulación *Power Factory Digsilent*.

**Tabla 12**

*Parámetros de la impedancia equivalente en la barra de 500 kV*

$V_L$	$I_{cc\ 3\phi}$ [A]	$R_0$ [ $\Omega$ ]	$X_0$ [ $\Omega$ ]	$Z_0$ [ $\Omega$ ]	$R_1$ [ $\Omega$ ]	$X_1$ [ $\Omega$ ]	$Z_1$ [ $\Omega$ ]	$R_2$ [ $\Omega$ ]	$X_2$ [ $\Omega$ ]	$Z_2$ [ $\Omega$ ]
511 kV	6863	27,235	83,060	87,411	3,751	46,111	46,263	3,981	48,942	49,103

Nota: fuente COES (2019).

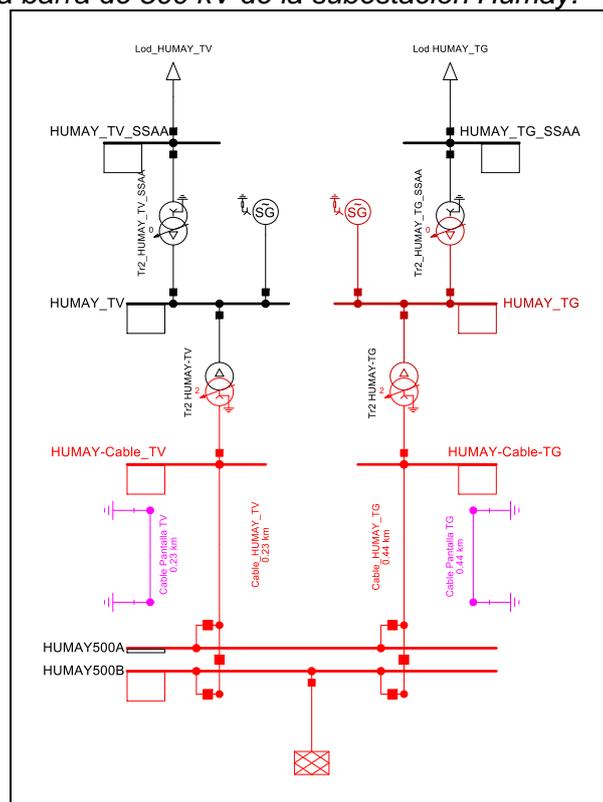
Además, utilizando la expresión mostrada en la ecuación 54 se determina la constante de inercia equivalente ( $H_{eq} = 3,962$ ), la cual representa la constante de inercia equivalente del SEIN (máquinas síncronas en servicio) vista desde la barra Humay 500 kV sin considerar a la CT Humay.

$$H_{eq} = \frac{\sum(H_n S_n)}{\sum S_n} \quad (54)$$

En la figura 16, se muestra la red equivalente del SEIN en la barra de 500 kV de la SE Humay, así como la CT Humay modelada en el programa de simulación *Power Factory Digsilent*.

**Figura 16**

*Red equivalente en la barra de 500 kV de la subestación Humay.*



Nota: fuente COES (2019).

### 3.4 Casos de estudio

La estabilidad permanente del SEIN, ante la operación de la CT Humay, se analizará para los siguientes casos:

- Caso 1: impacto del punto de operación inicial de la CT Humay.
- Caso 2: impacto de la longitud de la línea conexión de la CT Humay al SEIN.
- Caso 3: impacto de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay.

Adicionalmente para cada uno de los casos 1, 2 y 3, se considera cuatro escenarios de disponibilidad de los controladores de las dos unidades generadoras de la CT Humay (regulador de tensión AVR, gobernador de velocidad GOB, estabilizador de sistemas de potencia PSS), debido a que estos controladores podrían estar indisponibles por alguna razón.

Los escenarios se describen a continuación:

- Escenario 1: operación de la CT Humay sin la disponibilidad de los controladores
- Escenario 2: operación de la CT Humay con disponibilidad del control del AVR y sin disponibilidad de los controladores GOB y PSS
- Escenario 3: operación de la CT Humay con disponibilidad del control del AVR y GOB, y sin disponibilidad del control del PSS
- Escenario 4: operación de la CT Humay con disponibilidad de los controladores AVR, GOB y PSS

### **3.5 Análisis modal**

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas no lineales; no obstante, para el estudio de estabilidad permanente, el modelo matemático del sistema eléctrico de potencia puede ser linealizado y se obtiene un sistema de ecuaciones dinámicas de las cuales, mediante el análisis modal, resultan las ecuaciones características de los sistemas eléctricos de potencia así como sus valores propios, que configuran los modos de oscilación que, para este estudio, pueden ser del tipo local o intraplanta, determinan la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento de cada modo de oscilación.

### 3.6 Variables a monitorear

En cada uno de los casos y escenarios se identificarán los modos locales y/o intraplanta, y se analizarán las siguientes variables:

- Frecuencia de oscilación ( $f$ )
- Factor de amortiguamiento ( $\zeta$ )

## Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

### 4.1 Análisis modal de la estabilidad permanente

A continuación, se muestran los resultados del análisis de la estabilidad permanente del SEIN ante la operación de la CT Humay, realizado con el programa de simulación *Power Factory Digsilent* con el módulo del análisis modal para el año 2026 (año de puesta en servicio del proyecto) para los diferentes casos y escenarios de disponibilidad de los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay.

#### 4.1.1 Caso 1: Impacto del punto de operación inicial de CT Humay

El impacto del punto de operación inicial de la CT Humay sobre los modos de oscilación, de donde se determinarán la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento, será analizado por medio de la variación de la potencia activa de generación ( $P_{gen}$ ) de la CT Humay para diferentes escenarios de disponibilidad de los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay.

En ese sentido, la variación de la potencia de generación será de la siguiente manera:

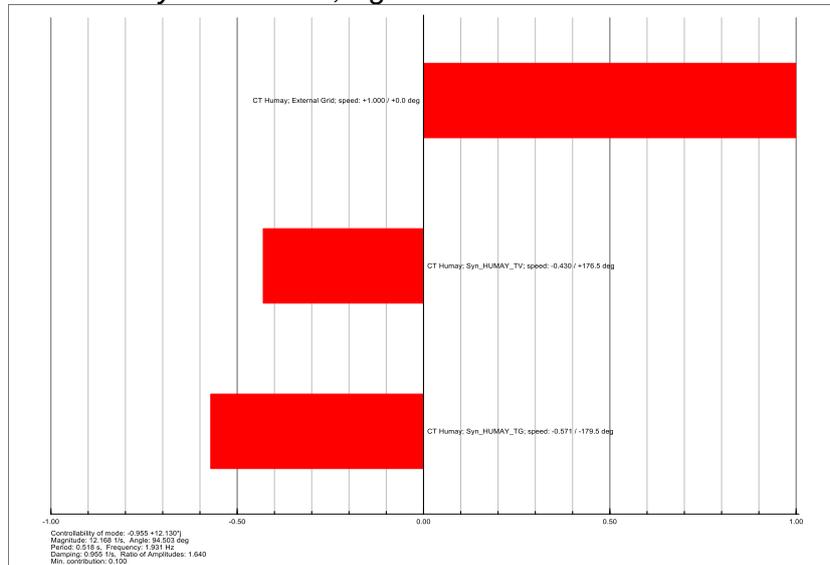
- $P_{gen}$  = 25% de la máxima potencia de generación de la CT Humay de 560 MW
- $P_{gen}$  = 50% de la máxima potencia de generación de la CT Humay de 560 MW
- $P_{gen}$  = 100% de la máxima potencia de generación de la CT Humay de 560 MW

#### A. Resultados de las simulaciones del caso 1 - Modo Local

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos locales identificados en los resultados de las simulaciones del caso 1 para cada escenario.

**Figura 17**

*Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el Modo 004 tipo local para el caso 1 y escenario 1, Pgen = 100%.*

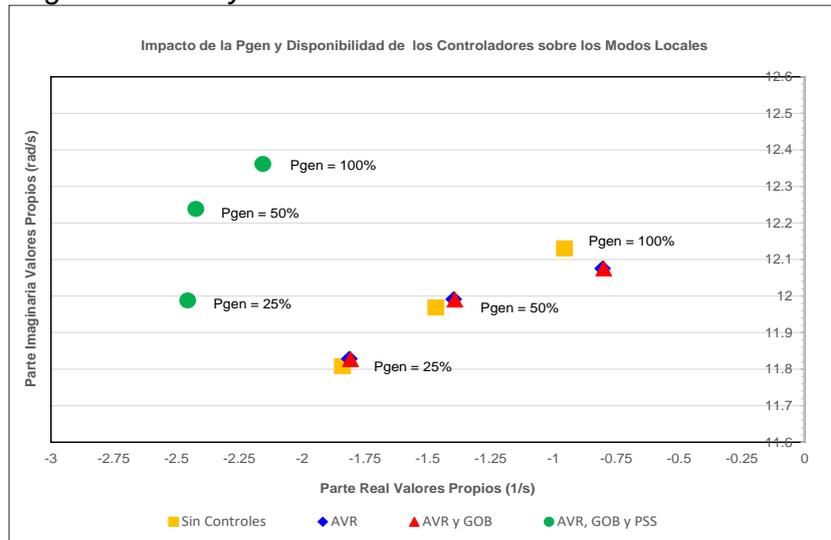


En la figura 17, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 1 y escenario 1 para una  $P_{gen} = 100\%$ , donde se ha identificado un modo local. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan frente al SEIN con una frecuencia de oscilación de 1,931 Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 7,85% con una mayor participación de la unidad generadora a gas, tal como se muestra en la figura 17. No obstante, el amortiguamiento de 7,85% se considera adecuado por ser mayor al amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 1, se muestran en el anexo 2, acápite a, y en el anexo 3, acápite a, respectivamente.

**Figura 18**

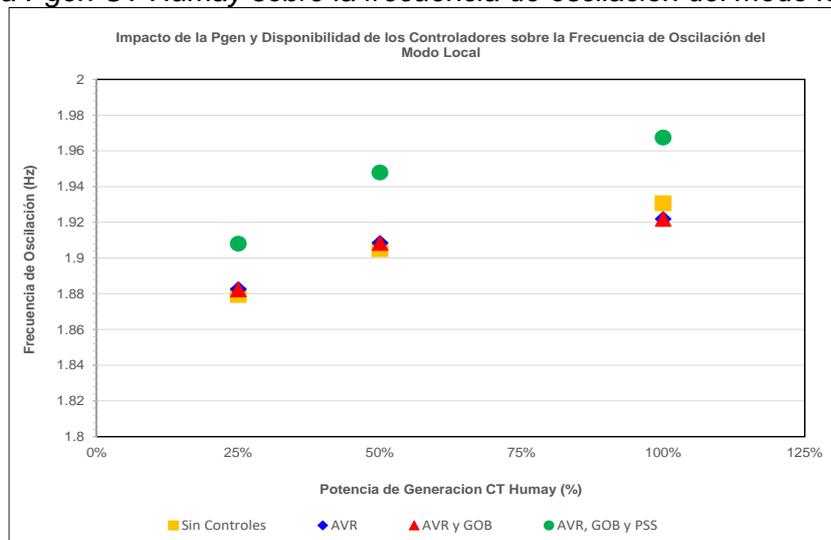
*Impacto de la Pgen CT Humay sobre los modos local.*



En la figura 18, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios, que configuran a los modos locales, tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que, con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable, ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 19**

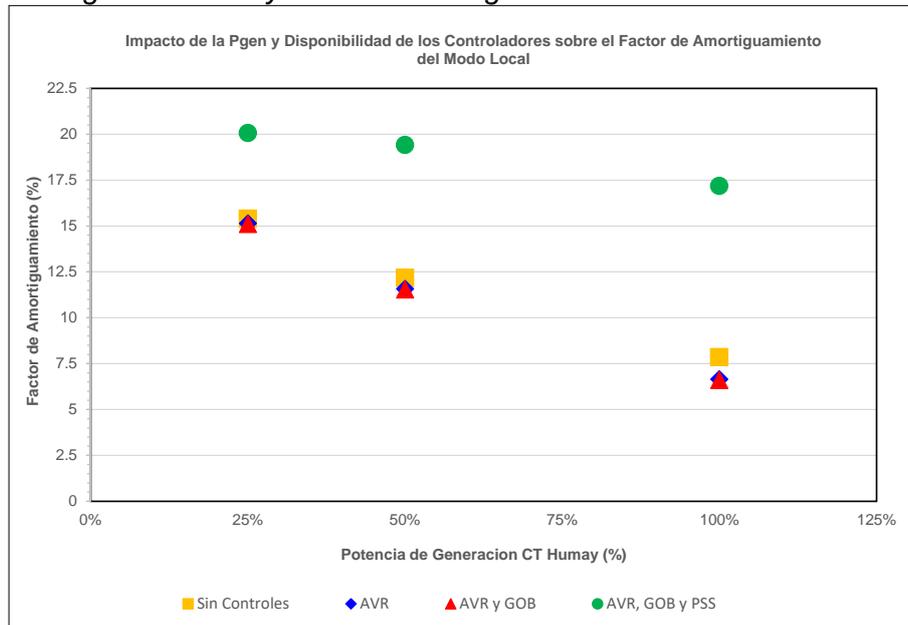
*Impacto de la Pgen CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local.*



En la figura 19, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos locales varía entre 1,86 Hz a 1,98 Hz, los cuales están dentro del rango de los modos locales. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es mayor cuando la Pgen de la CT Humay aumenta y cuando se dispone de todos los controladores.

**Figura 20**

*Impacto de la Pgen CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local.*



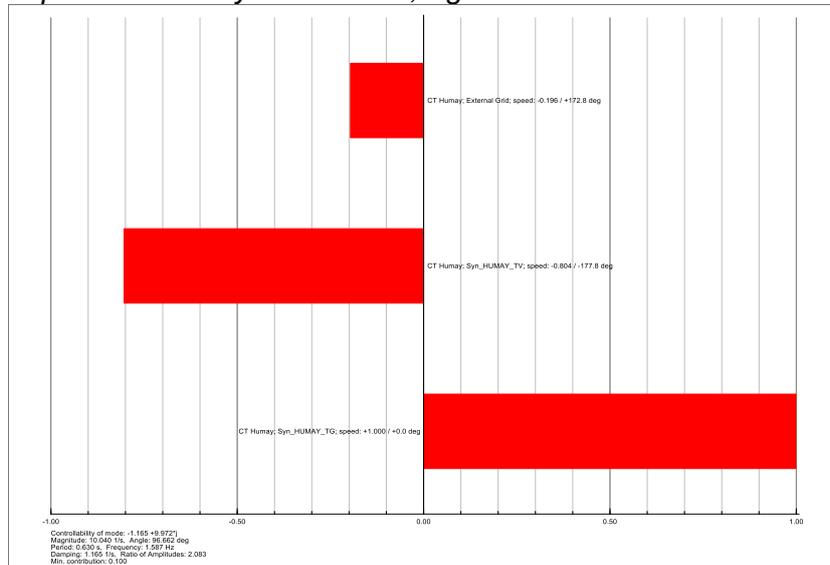
En la figura 20, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 5% y 22,5%, cumple con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento es menor cuando la Pgen de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

### **B. Resultados de las simulaciones del caso 1 – modo intraplanta**

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos intraplanta identificados en los resultados de las simulaciones del caso 1 para cada escenario.

## Figura 21

Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el Modo 008 tipo intraplanta para el caso 1 y escenario 1,  $P_{gen} = 100\%$ .

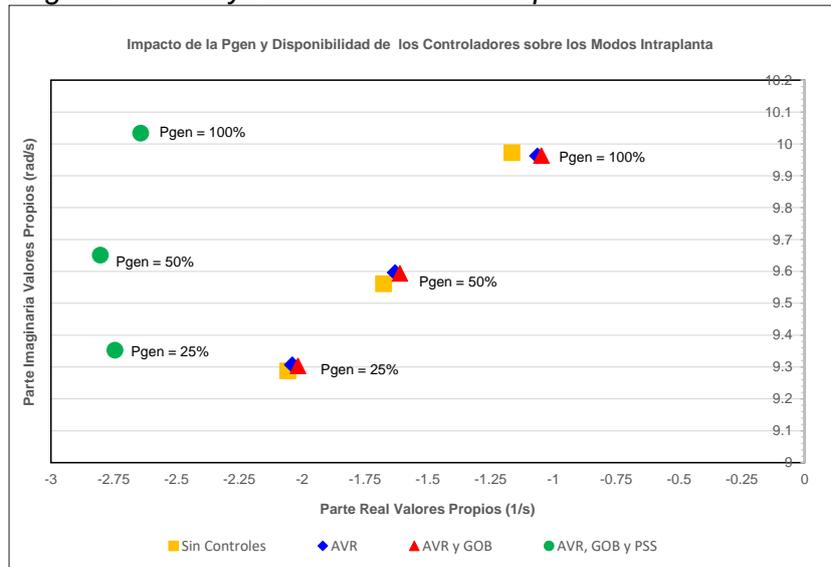


En la figura 21, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 1 y escenario 1 para una  $P_{gen} = 100\%$ , donde se ha identificado un modo intraplanta. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan entre ellas con una frecuencia de oscilación de 1,587 Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 11,6% con una mayor participación de la unidad generadora a gas, tal como se muestra en la figura 21. No obstante, el amortiguamiento de 11,6% se considera adecuado por ser mayor al amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 1, se muestran en el anexo 2, acápite a, y en el anexo 3, acápite a, respectivamente.

**Figura 22**

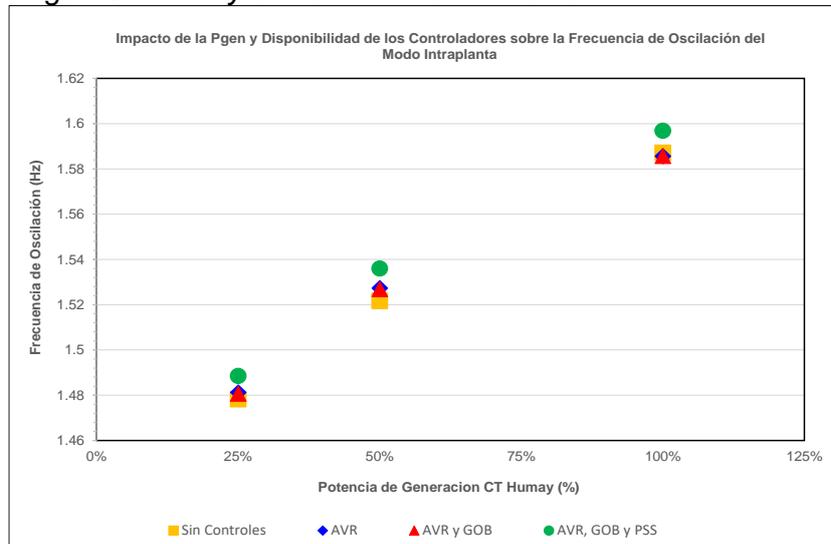
*Impacto de la Pgen CT Humay sobre los modos intraplanta.*



En la figura 22, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios que configuran a los modos intraplanta, tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable, ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 23**

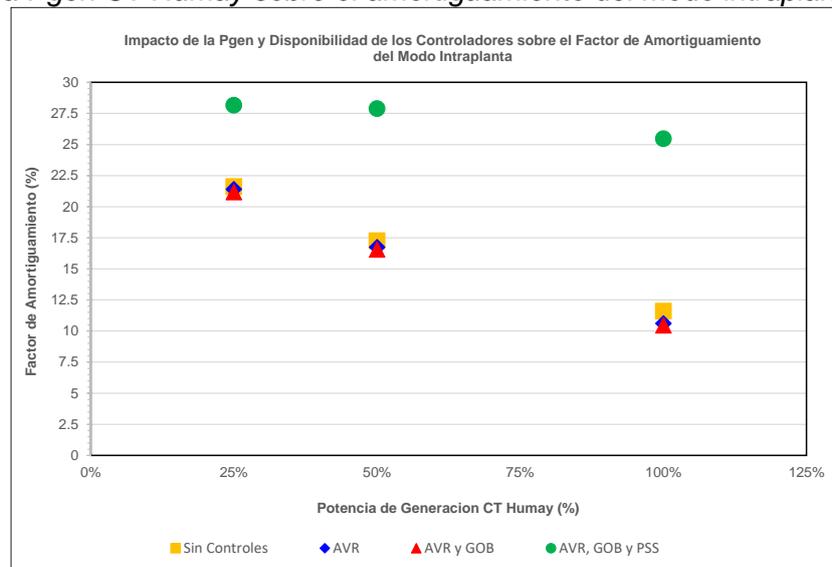
*Impacto de la Pgen CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta.*



En la figura 23, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos intraplanta varía entre 1,46 Hz a 1,60 Hz, los cuales están dentro del rango de los modos intraplanta. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es mayor cuando la Pgen de la CT Humay aumenta y cuando se dispone de todos los controladores.

## Figura 24

*Impacto de la Pgen CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta.*



En la figura 24, para cada variación de la Pgen de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 10% y 30%, cumpliendo con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento es menor cuando la Pgen de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

### 4.1.2 Caso 2: impacto de longitud de línea de conexión de CT Humay

El impacto de la longitud de la línea de conexión (Long.LT) sobre los modos de oscilación, de donde se determinarán la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento, será analizado por medio de la variación de la línea de conexión de la

CT Humay al SEIN para diferentes escenarios de disponibilidad de los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay.

En ese sentido, la variación de la Long.LT será de la siguiente manera:

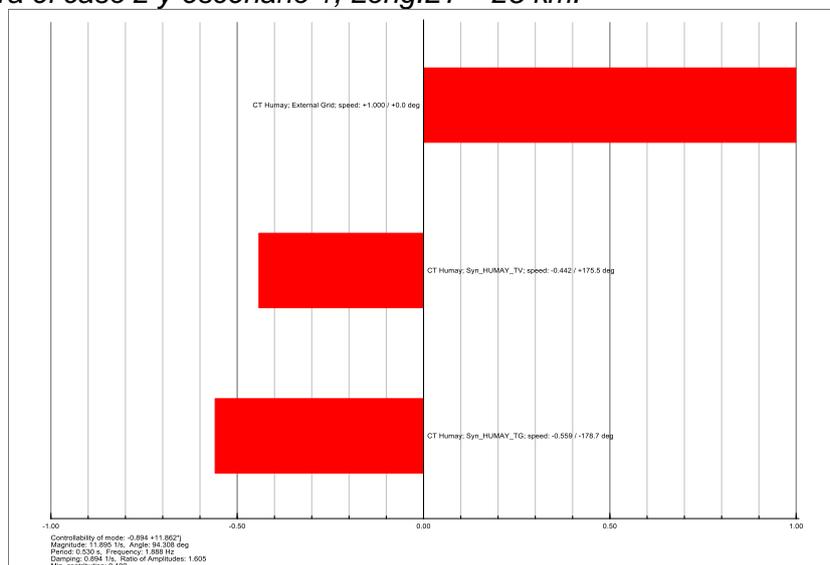
- Long.LT = 0,5 km
- Long.LT = 25 Km
- Long.LT = 50 Km
- Long.LT = 100 Km

### A. Resultados de las simulaciones del caso 2 – modo local

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos locales identificados en los resultados de las simulaciones del caso 2 para cada escenario.

**Figura 25**

*Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el Modo 004 tipo local para el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 25 km.*



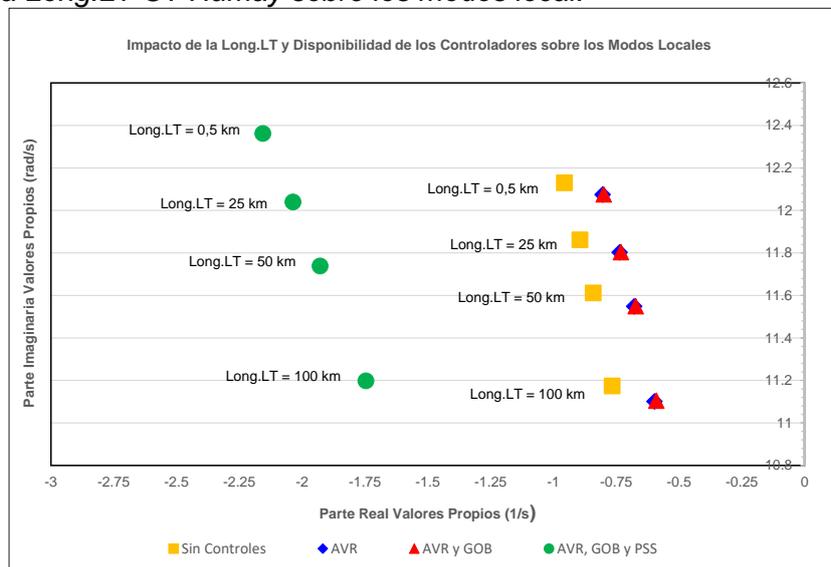
En la figura 25, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 2 y escenario 1 para Long.LT = 25 km, donde se ha identificado un modo local. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan frente al SEIN con una frecuencia de oscilación de 1,888

Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 7,51% con una mayor participación de la unidad generadora a gas, tal como se muestra en la figura 25. No obstante, el amortiguamiento de 7,51% se considera adecuado por ser mayor al amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 2, se muestran en el anexo 2, acápite b, y en el anexo 3, acápite b, respectivamente.

**Figura 26**

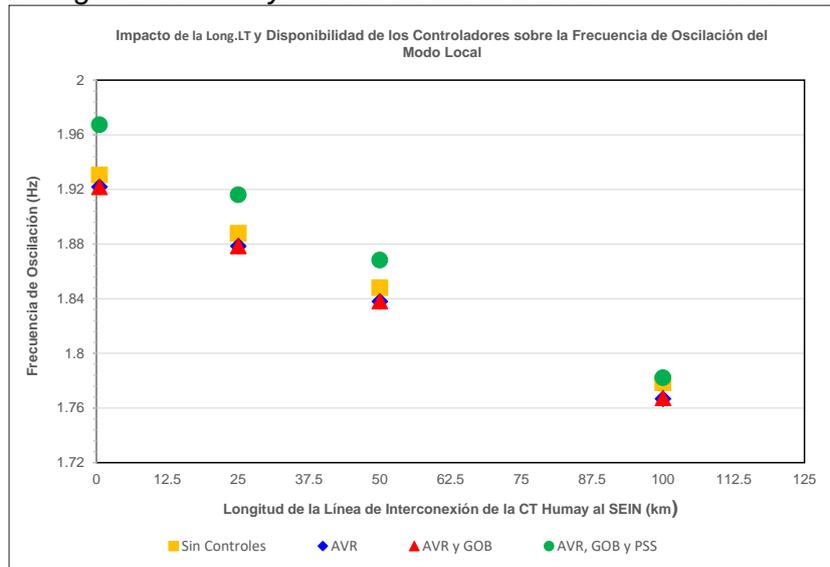
*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre los modos local.*



En la figura 26, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios, que configuran a los modos locales, tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable; ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 27**

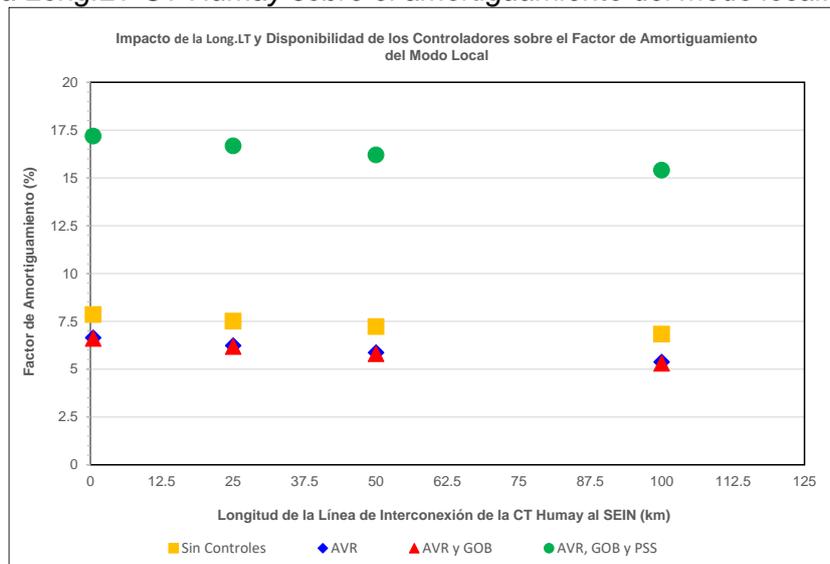
*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local.*



En la figura 27, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos locales varía entre 1,76 Hz a 2 Hz, los cuales están dentro del rango de los modos locales. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es menor cuando la Long.LT de la CT Humay aumenta y es mayor cuando se dispone de todos los controladores.

**Figura 28**

*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local.*



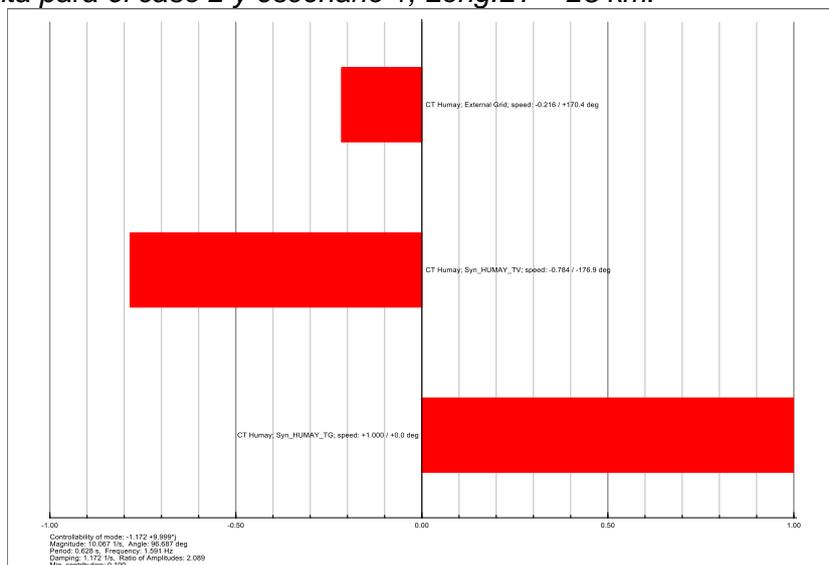
En la figura 28, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 5% y 17,5%, cumpliendo con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento es menor cuando la Long.LT de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

### B. Resultados de las simulaciones del caso 2 – modo intraplanta

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos intraplanta identificados en los resultados de las simulaciones del caso 2 para cada escenario.

**Figura 29**

*Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el Modo 008 tipo intraplanta para el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 25 km.*



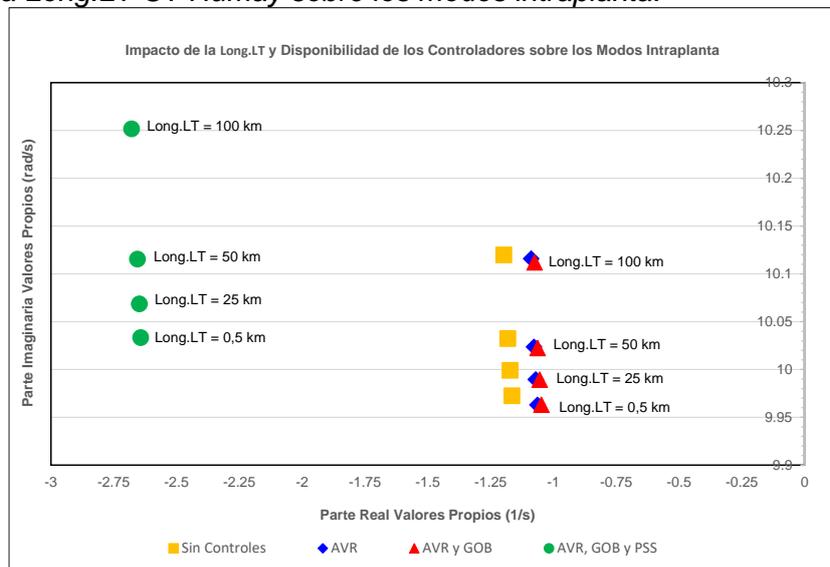
En la figura 29, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 2 y escenario 1 para Long.LT = 25 km, donde se ha identificado un modo intraplanta. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan entre ellas con una frecuencia de oscilación de 1,591 Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 11,64% con

una mayor participación de la unidad generadora a gas, tal como se muestra en la figura 29. No obstante, el amortiguamiento de 11,64% se considera adecuado, por ser mayor al amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 2, se muestran en el anexo 2, acápite b, y en el anexo 3, acápite b, respectivamente.

**Figura 30**

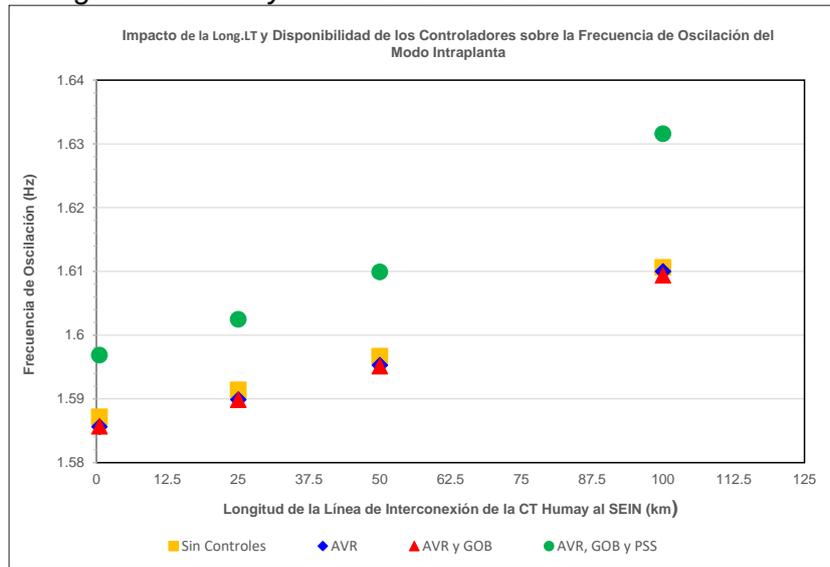
*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre los modos intraplanta.*



En la figura 30, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios que configuran a los modos intraplanta tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable, ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 31**

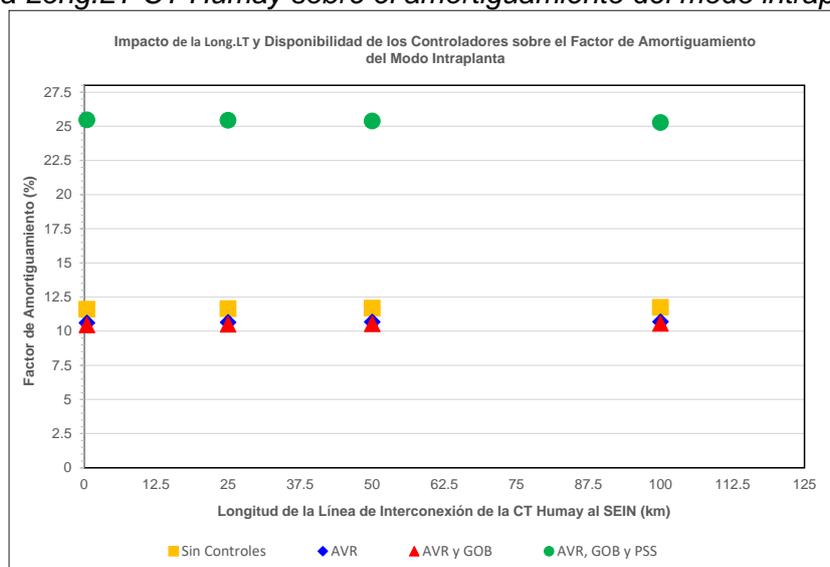
*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta.*



En la figura 31, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos locales varía entre 1,58 Hz a 1,64 Hz, los cuales están dentro del rango de los modos intraplanta. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es mayor cuando la Long.LT de la CT Humay aumenta y cuando se dispone de todos los controladores.

**Figura 32**

*Impacto de la Long.LT CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta.*



En la figura 32, para cada variación de la Long.LT de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 10% y 27,5%, que cumple con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento se mantiene constante cuando la Long.LT de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

#### **4.1.3 Caso 3: impacto de la constante de inercia de CT Humay**

El impacto de la constante de inercia (H) de las unidades generadoras de la CT Humay sobre los modos de oscilación, de donde se determinarán la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento, será analizado por medio de la variación de la constante de inercia para diferentes escenarios de disponibilidad de los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay.

En ese sentido, la variación de la constante de inercia de la unidad generadora a gas H(TG) y la unidad generadora a vapor H(TV) será de la siguiente manera:

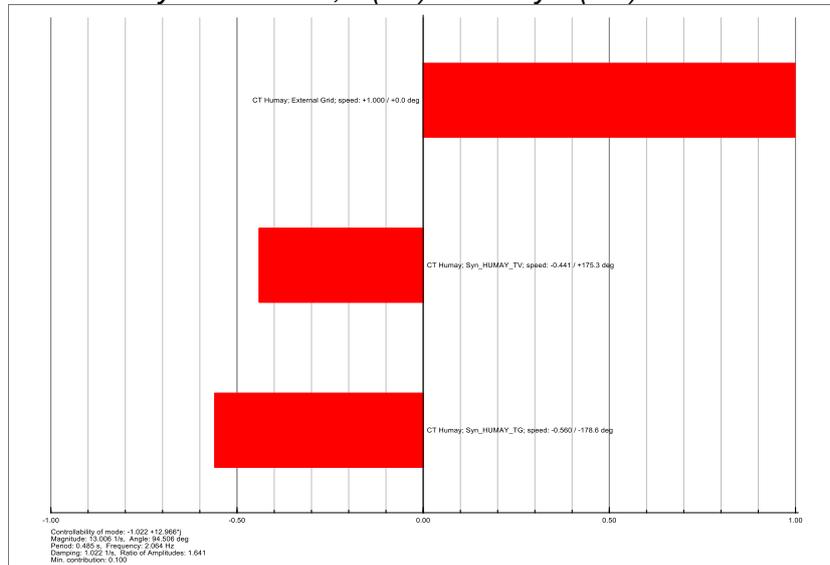
- H(TV) =5,09 s y H(TG) = 4,56 s
- H(TV) =4,09 s y H(TG) = 3,56 s
- H(TV) =3,09 s y H(TG) = 2,56 s

#### **A. Resultados de las simulaciones del caso 3 – modo local**

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos locales identificados en los resultados de las simulaciones del caso 3 para cada escenario.

**Figura 33**

*Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el Modo 006 tipo local para el caso 3 y escenario 1,  $H(TV)=4.09$  s y  $H(TG)=3.56$  s.*

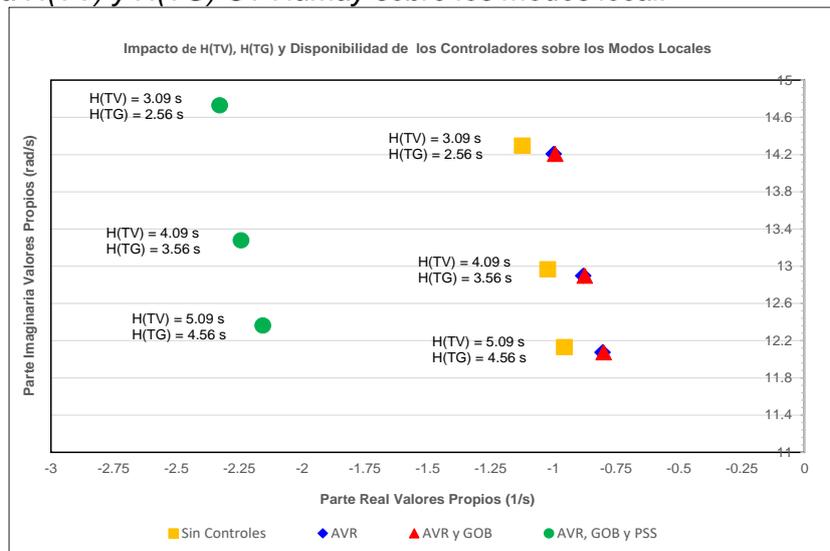


En la figura 33, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 3 y escenario 1 para  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s, donde se ha identificado un modo local. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan frente al SEIN con una frecuencia de oscilación de 2,064 Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 7,85% con una mayor participación de la unidad generadora a gas, tal como se muestra en la figura 33. No obstante, el amortiguamiento de 7,85% se considera adecuado por ser mayor el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 3, se muestran en el anexo 2, acápite c, y en el anexo 3, acápite c, respectivamente.

**Figura 34**

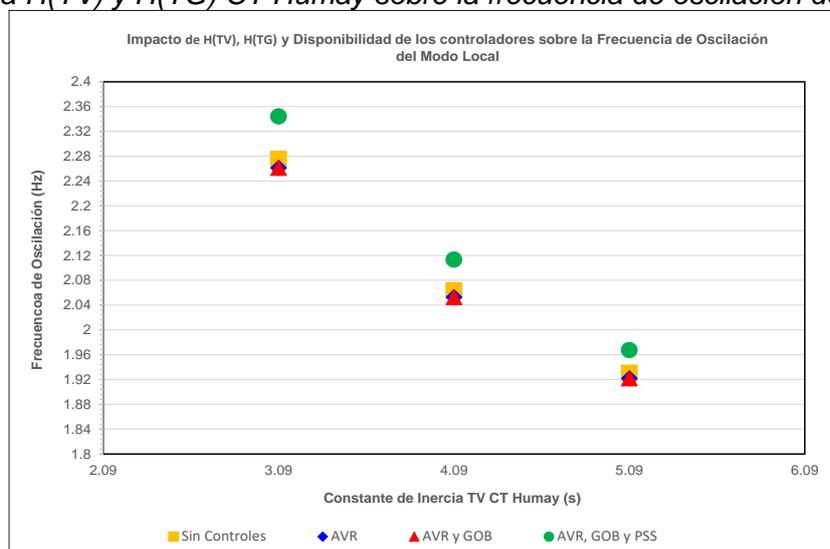
*Impacto de la  $H(TV)$  y  $H(TG)$  CT Humay sobre los modos local.*



En la figura 34, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios que configuran a los modos locales tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable, ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 35**

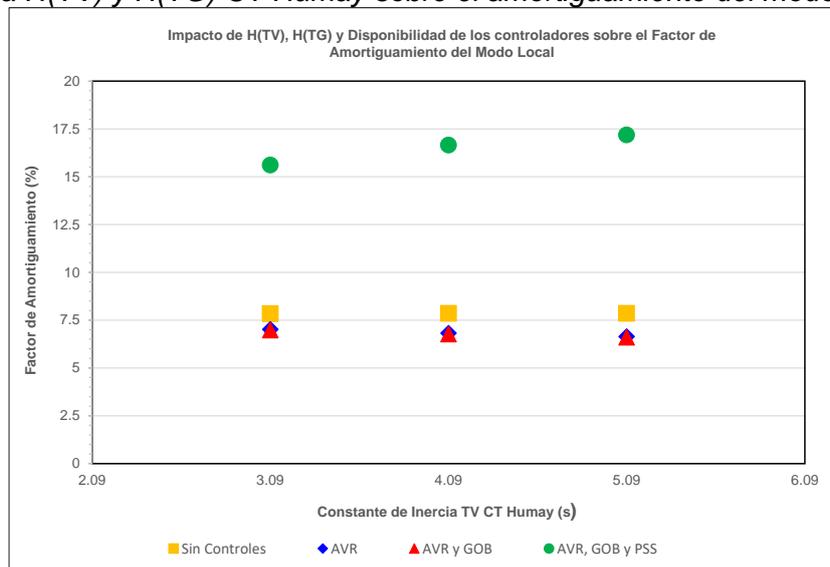
*Impacto de la  $H(TV)$  y  $H(TG)$  CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo local.*



En la figura 35, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos locales varía entre 1,88 Hz a 2,36 Hz, los cuales están dentro del rango de los modos locales. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es menor cuando la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay aumenta y es mayor cuando se dispone de todos los controladores.

**Figura 36**

*Impacto de la  $H(TV)$  y  $H(TG)$  CT Humay sobre el amortiguamiento del modo local.*



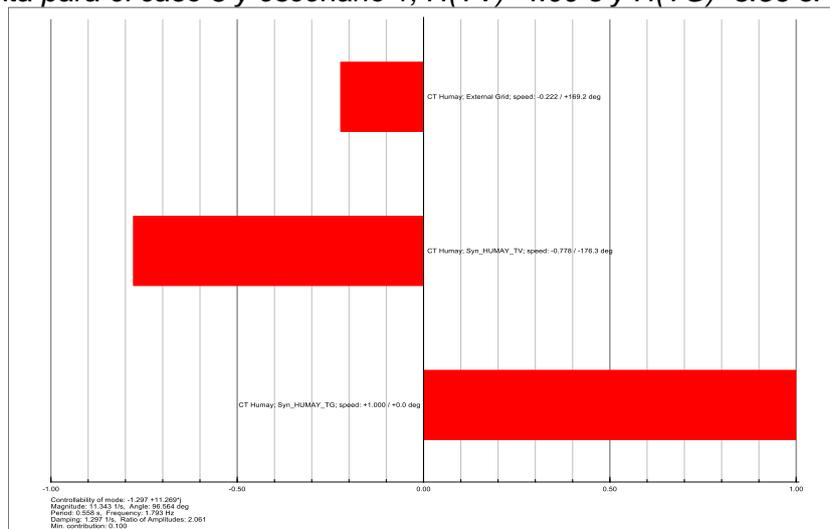
En la figura 36, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 5% y 17,5%, que cumple con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento es menor cuando la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

## B. Resultados de las simulaciones del caso 3 – modo intraplanta

De acuerdo con los resultados del análisis modal, se han identificado modos locales e intraplanta; no obstante, en las siguientes figuras se muestran los modos intraplanta identificados en los resultados de las simulaciones del caso 3 para cada escenario.

**Figura 37**

*Participación de las unidades generadoras de la CT Humay y del SEIN en el modo 008 tipo intraplanta para el caso 3 y escenario 1,  $H(TV)=4.09$  s y  $H(TG)=3.56$  s.*

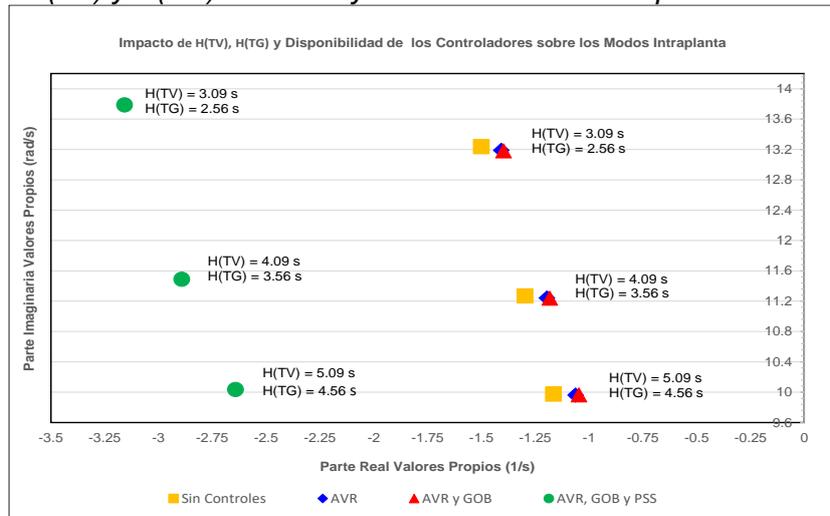


En la figura 37, se muestra el resultado de la simulación del análisis modal con el programa *Power Factory Digsilent* para el caso 3 y escenario 1 para  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s, donde se ha identificado un modo intraplanta. Esto debido a que las unidades generadoras a gas y vapor de la CT Humay oscilan frente al SEIN con una frecuencia de oscilación de 1,793 Hz, donde ambas unidades generadoras contribuyen al amortiguamiento de 11,43% con una mayor participación de la unidad generadora a gas tal, como se muestra en la figura 37. No obstante, el amortiguamiento de 11,43% se considera adecuado por ser mayor al amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación de estado normal.

Todos los resultados gráficos y en tablas de las simulaciones del análisis modal, para el caso 3, se muestran en el anexo 2, acápite c, y en el anexo 3, acápite c, respectivamente.

**Figura 38**

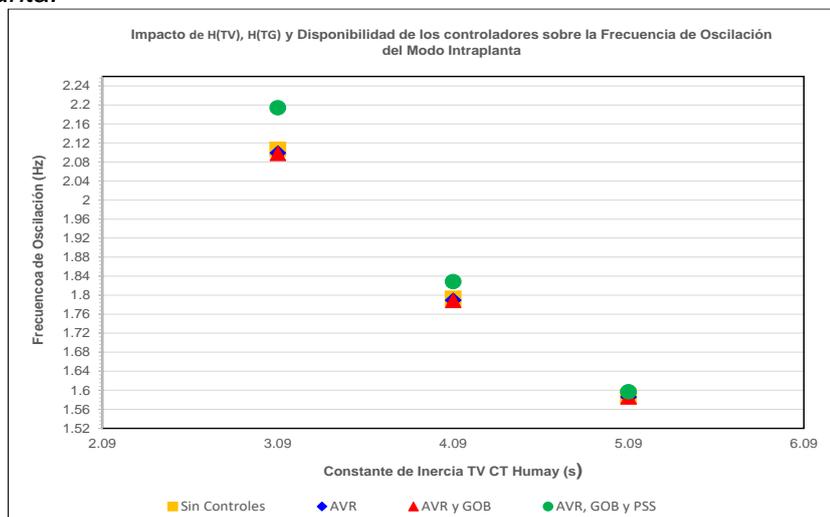
*Impacto de la  $H(TV)$  y  $H(TG)$  CT Humay sobre los modos intraplanta.*



En la figura 38, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que todos los valores propios que configuran a los modos intraplanta tienen solo parte real negativa. En ese sentido, el sistema de potencia se considera estable ante la operación de la CT Humay. Asimismo, se puede observar que con la disponibilidad de todos los controladores de las unidades generadoras de la CT Humay, el sistema de potencia es más estable, ya que la parte real de los valores propios son más negativos.

**Figura 39**

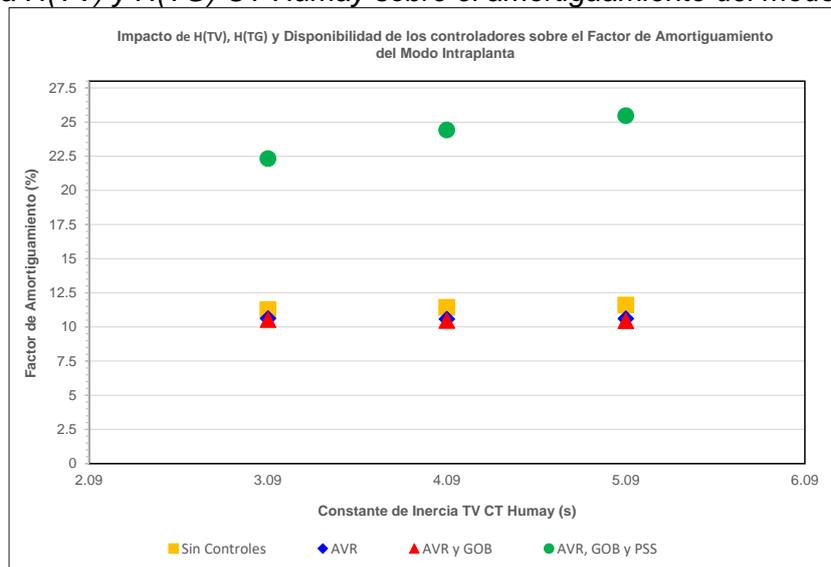
*Impacto de la  $H(TV)$  y  $H(TG)$  CT Humay sobre la frecuencia de oscilación del modo intraplanta.*



En la figura 39, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que la frecuencia de oscilación de los modos intraplanta varía entre 1,56 Hz a 2,24 Hz, que está dentro del rango de los modos locales. Asimismo, se observa que la frecuencia de oscilación es menor cuando la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay aumenta y es mayor cuando se dispone de todos los controladores.

**Figura 40**

*Impacto de la H(TV) y H(TG) CT Humay sobre el amortiguamiento del modo intraplanta.*



En la figura 40, para cada variación de la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay en cada escenario, se observa que el factor de amortiguamiento varía entre 10% y 27,5%, que cumple con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 en operación en estado normal. Asimismo, se observa que el factor de amortiguamiento es menor cuando la constante de inercia de las unidades generadoras de la CT Humay aumenta y mayor cuando se dispone de todos los controladores.

## Conclusiones

Para el caso 1, donde se cambia el punto de operación inicial de la futura CT Humay por medio de la variación de su potencia de generación, los resultados de las simulaciones del análisis modal para el año 2026, en todos los escenarios descritos, muestran que todos los valores propios tienen parte real negativa. El cual nos indica que el sistema es estable. Además, se han identificado modos de oscilación local e intraplanta en todos los escenarios analizados. Donde los modos locales tienen amortiguamiento positivo entre el 5% al 22,5% con frecuencias de oscilación entre 1,86 Hz a 1,98 Hz y los modos intraplanta tienen amortiguamiento positivo entre el 10% al 30% con frecuencias de oscilación entre 1,46 Hz a 1,60 Hz, que cumplen en ambos modos de oscilación con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 del COES. En ese sentido, se afirma que el impacto del punto de operación inicial de la futura CT Humay, en el año 2026, es positivo sobre los modos locales e intraplanta identificados en el análisis de la estabilidad permanente.

Para el caso 2, donde se varía la longitud de la línea de conexión al SEIN de la futura CT Humay, los resultados de las simulaciones del análisis modal, para el año 2026 en todos los escenarios descritos, muestran que todos los valores propios tienen parte real negativa, la cual nos indica que el sistema es estable. Además, se han identificado modos de oscilación local e intraplanta en todos los escenarios analizados. Donde los modos locales tienen amortiguamiento positivo entre el 5% al 17,5% con frecuencias de oscilación entre 1,76 Hz a 2 Hz y los modos intraplanta tienen amortiguamiento positivo entre el 10% al 27,5% con frecuencias de oscilación entre 1,58 Hz a 1,64 Hz, que cumple en ambos modos de oscilación con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 del COES. En ese sentido, se afirma que el impacto de la longitud de la línea de conexión al SEIN de la futura CT Humay, en el año 2026, es positivo sobre los modos locales e intraplanta identificados en el análisis de la estabilidad permanente.

Para el caso 3, donde se varía la constante de inercia de las unidades generadoras a gas y a vapor de la CT Humay, los resultados de las simulaciones del análisis modal, para el año 2026 en todos los escenarios descritos, muestran que todos los valores propios tienen parte real negativa, lo cual nos indica que el sistema es estable. Además, se han identificado modos de oscilación local e intraplanta en todos los escenarios analizados. Donde los modos locales tienen amortiguamiento positivo entre el 5% al 17,5% con frecuencias de oscilación entre 1,88 Hz a 2,36 Hz y los modos intraplanta tienen amortiguamiento positivo entre el 10% al 27,5% con frecuencias de oscilación entre 1,56 Hz a 2,24 Hz, cumplen en ambos modos de oscilación con el amortiguamiento mínimo de 5% requerido por el PR-20 del COES. En ese sentido, se afirma que el impacto de la constante de inercia de la futura CT Humay, en el año 2026, es positivo sobre los modos locales e intraplanta identificados en el análisis de la estabilidad permanente.

## Recomendaciones

Para el análisis de estabilidad permanente de una central eléctrica, no es necesario analizarlo con todo el sistema eléctrico de potencia, sino representar a todo el sistema eléctrico de potencia por una red equivalente en la subestación donde se interconectará la nueva central eléctrica; puesto que cuando una nueva central eléctrica hace su ingreso al sistema eléctrico de potencia es necesario e importante analizar los modos locales y/o intraplanta que se puedan identificar. Debido a que estos modos de oscilación podrían tener un pobre amortiguamiento, que a la larga podría ocasionar problemas en la operación de la central eléctrica y quedar restringida su potencia de generación.

Para centrales con más de una unidad generadora de características similares, no es recomendable que los ajustes de los parámetros de los controladores sean los mismos; ya que no siempre las impedancias vistas desde los bornes de los generadores hasta el punto de conexión al sistema eléctrico de potencia son simétricas, puesto que podrán identificarse modos intraplanta y, por consiguiente, parar la central o quedar restringida su potencia de generación.

## Referencias bibliográficas

- Baker, D., Krause, P. y Rusche, P. (1975). An Investigation of Excitation System Interaction. *IEEE*, 3(94), 705-715. <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1975.31898>
- COES (2003). *Estudio del esquema rechazo automático de carga/generación del sistema eléctrico interconectado nacional SEIN*. COES SINAC. <https://www.coes.org.pe/portal/>
- COES (2004). *Estudio del esquema rechazo automático de generación en las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II ante desconexiones de las líneas de transmisión L-1008 y L-1011*. COES SINAC. <https://www.coes.org.pe/portal/>
- COES (2010). *Pruebas de energización y sincronización de la central hidroeléctrica El Platana*. COES SINAC. <https://www.coes.org.pe/portal/>
- COES. (2019). *Estudio de Pre-Operatividad para la conexión de la Central Térmica Humay al SEIN*. COES SINAC. <https://www.coes.org.pe/portal/>
- COES. (2021). *Procedimiento técnico PR-20 Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el sistema eléctrico interconectado nacional SEIN*. COES SINAC. <https://www.coes.org.pe/portal/>
- Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill. <https://powerunit-ju.com/wp-content/uploads/2018/01/Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf>
- Kundur, P. y Paserba, J. (2004). Definition and classification of Power System Stability. *IEEE*, 3(19), 1387-1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- Martins, N. y Sanches, T. (2014). A Modal Stabilizer for the Independent Damping Control of Aggregate Generator and Intraplant Modes in Multigenerator Power Plant. *IEEE*, 6(29), 2646-2661. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2309276>
- Ogata, K. (2010). *Ingeniería de Control Moderna*. Prentice Hall. [https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieria\\_de\\_Control\\_Moderna\\_Ogata\\_5ed.pdf](https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieria_de_Control_Moderna_Ogata_5ed.pdf)

Peter, W. y Pai, M. (1998). *Power System Dynamics and Stability*. Prentice Hall.

<https://courses.physics.illinois.edu/ece576/sp2018/Sauer%20and%20Pai%20book%20-%20Jan%202007.pdf>

Vega, P. (2008). *Metodología para el análisis de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en la central hidroeléctrica Yaupi* [Tesis de Bachiller, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional UNI

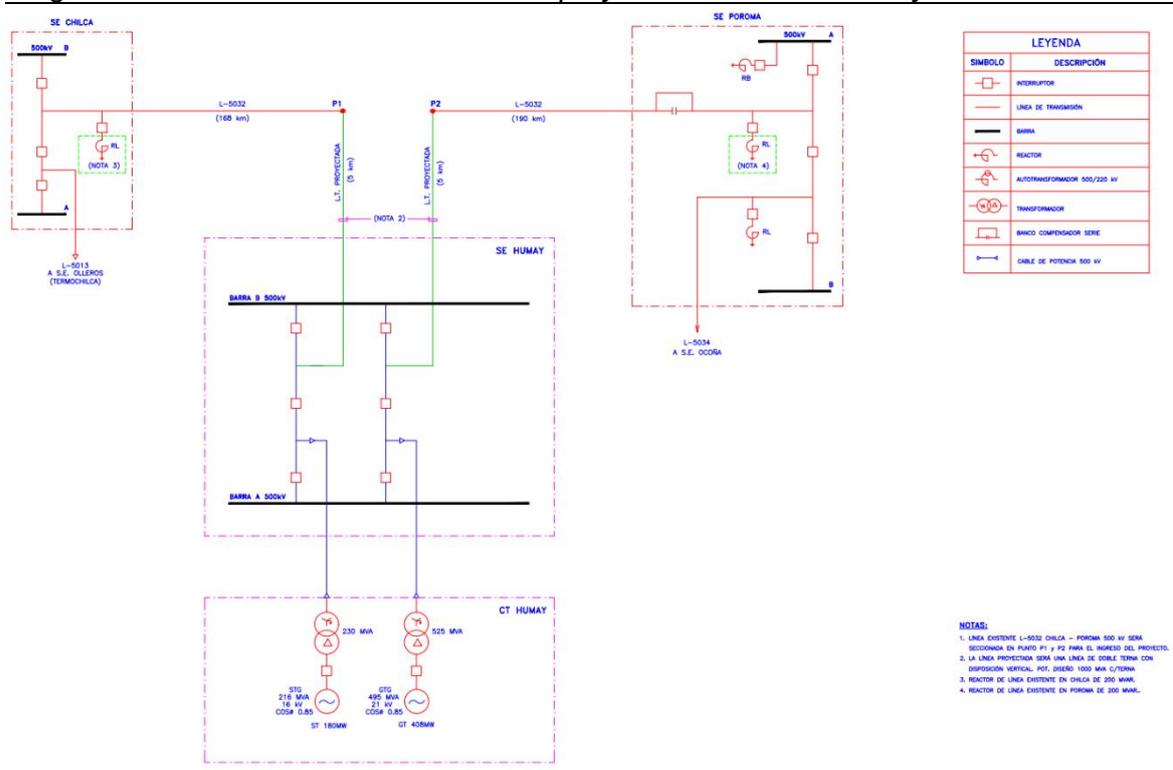
Villareal, D. (2008). *Análisis modal de sistemas eléctricos de potencia* [Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional]. Repositorio Digital IPN.  
<https://es.scribd.com/document/455334145/ANALISIS-MODAL-DE-SISTEMAS-ELECTRICOS-DE-POTENCIA>

## **Anexos**

Anexo 1: Diagrama unifilar del proyecto.....	1
Anexo 2: Resultados gráficos de las simulaciones del análisis modal.....	2
Anexo 3: Resultados de todos los modos identificados en el análisis modal.....	63

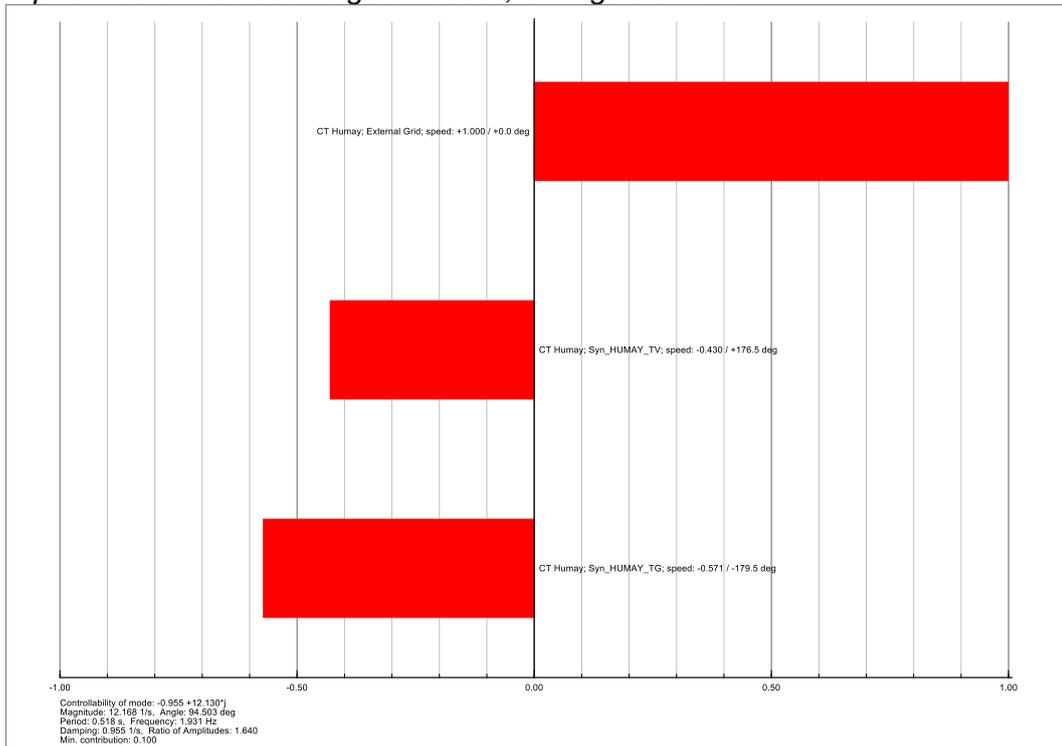
# Anexo 1: Diagrama unifilar del proyecto

Diagrama unifilar del sistema eléctrico del proyectado de la CT Humay.

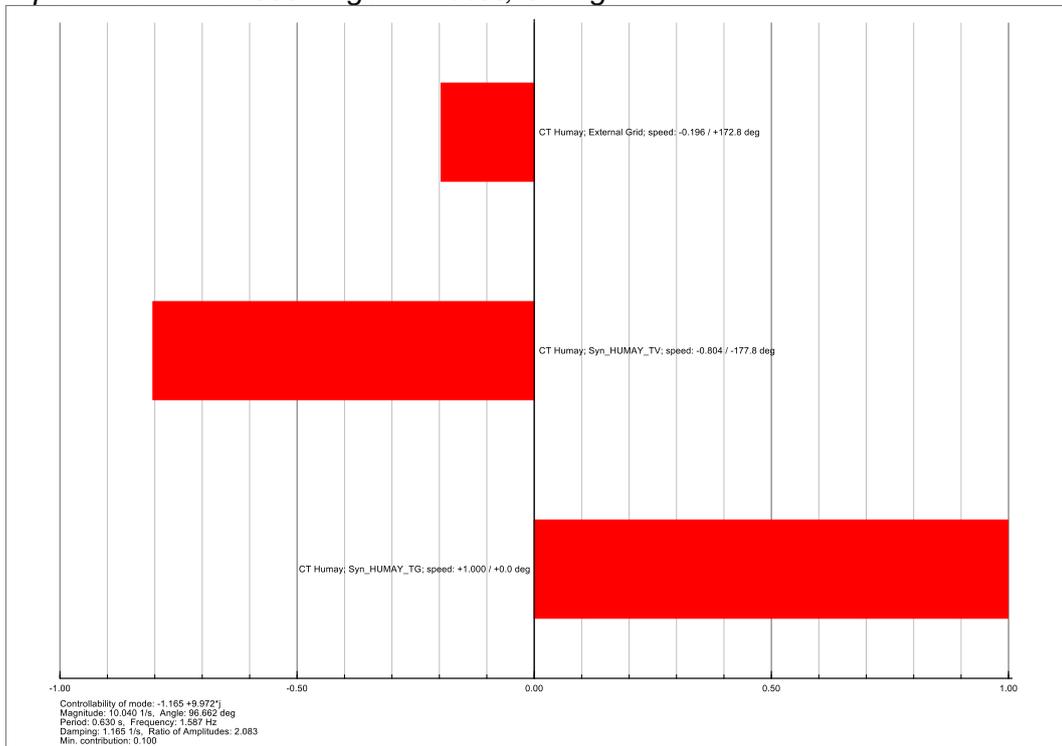




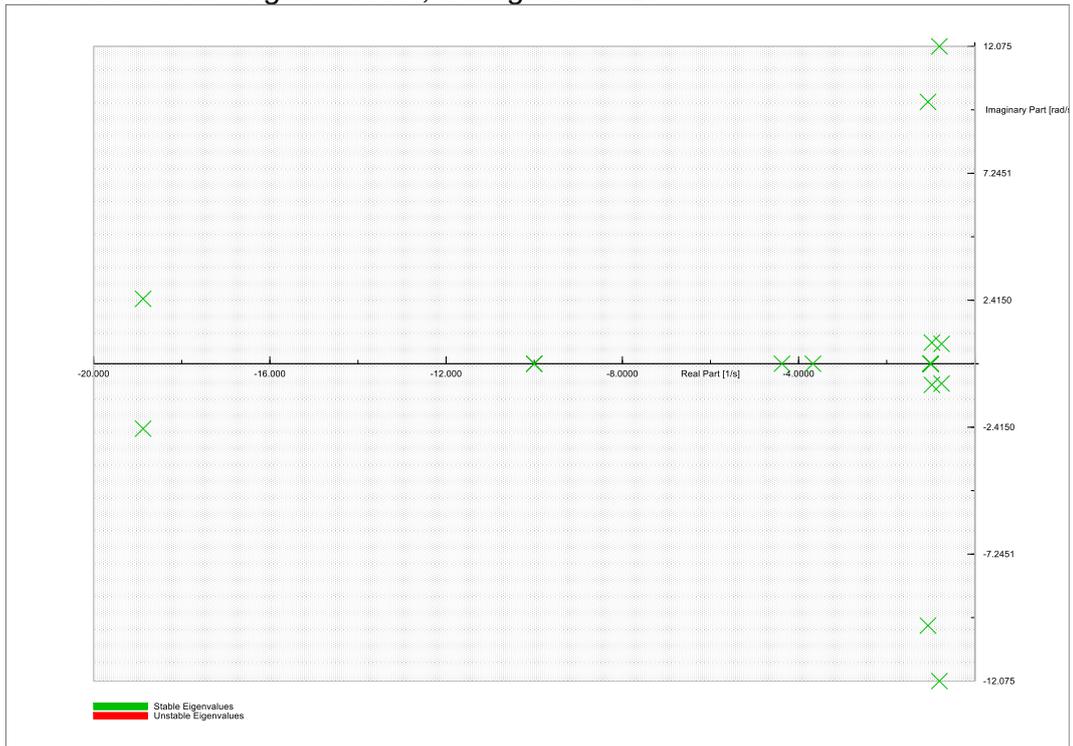
Participación en Modo 004 - Pgen = 100%, Configuración 1.



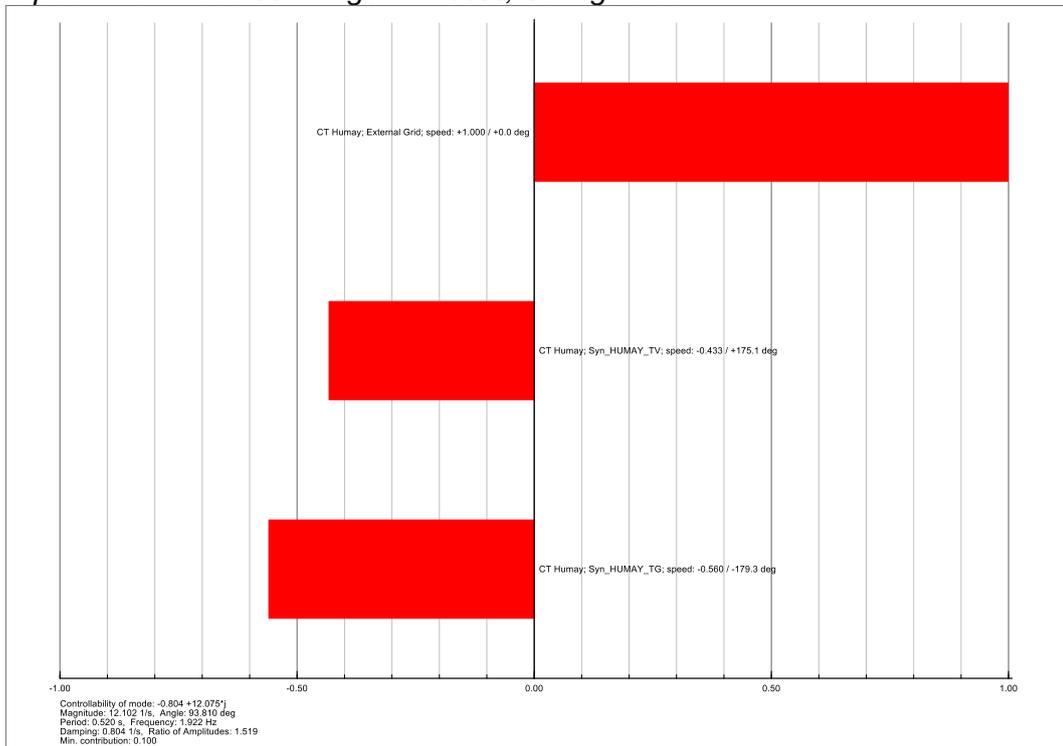
Participación en Modo 008 - Pgen = 100%, Configuración 1.



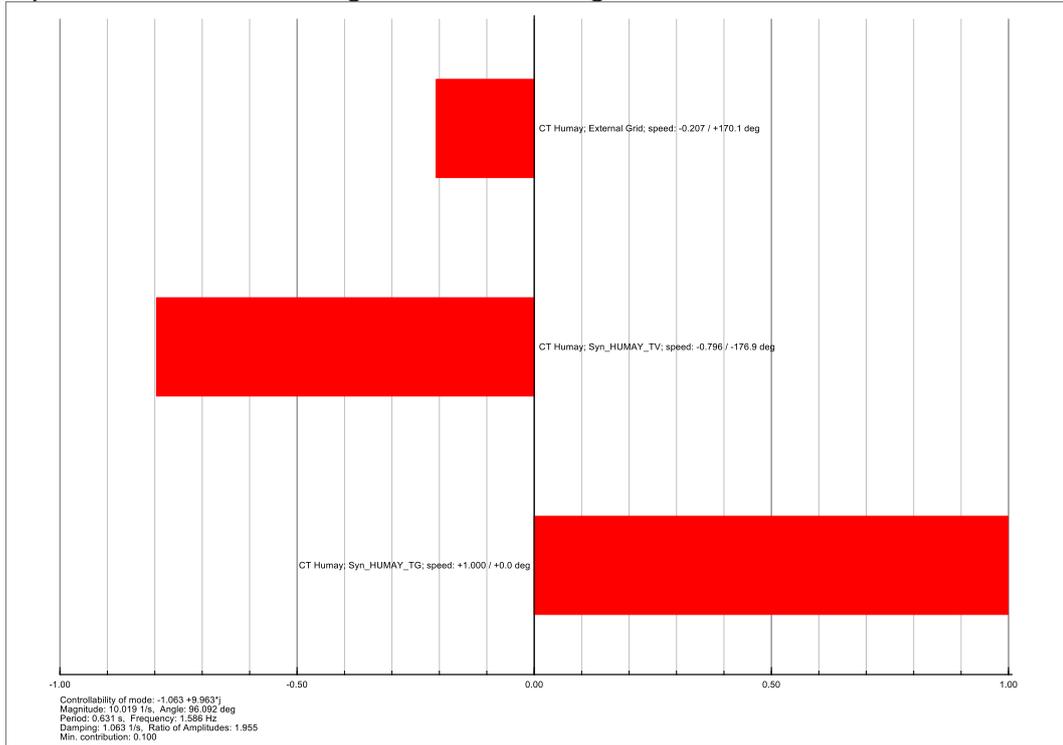
Modos de oscilación - Pgen = 100%, Configuración 2.



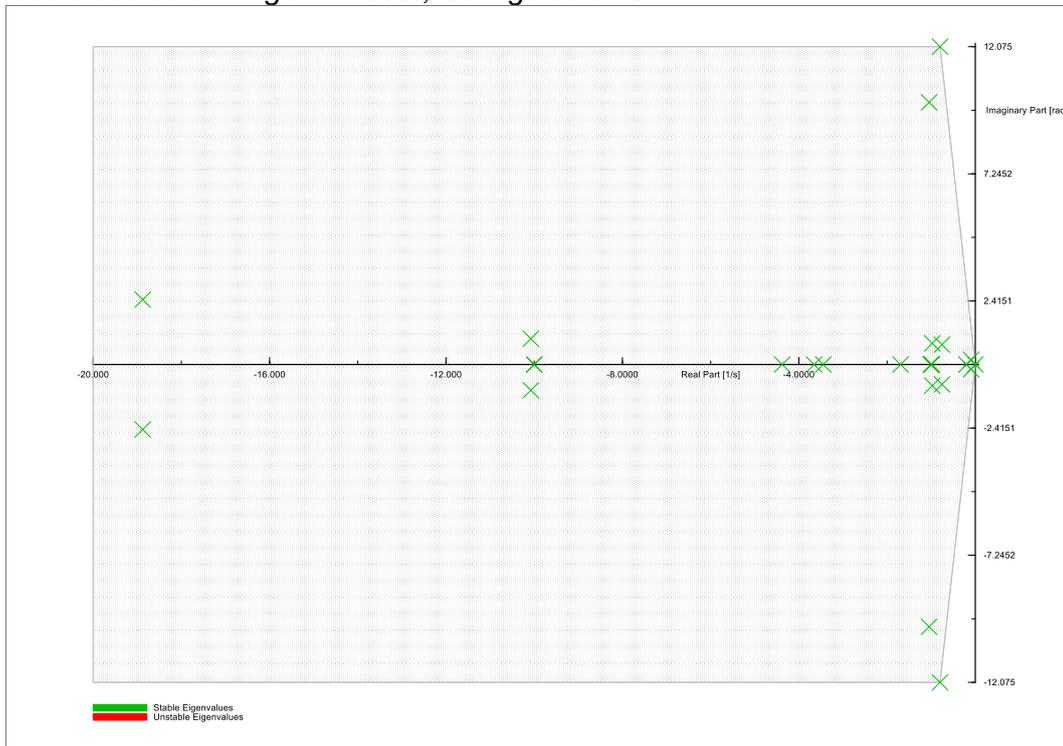
Participación en Modo 004 - Pgen = 100%, Configuración 2.



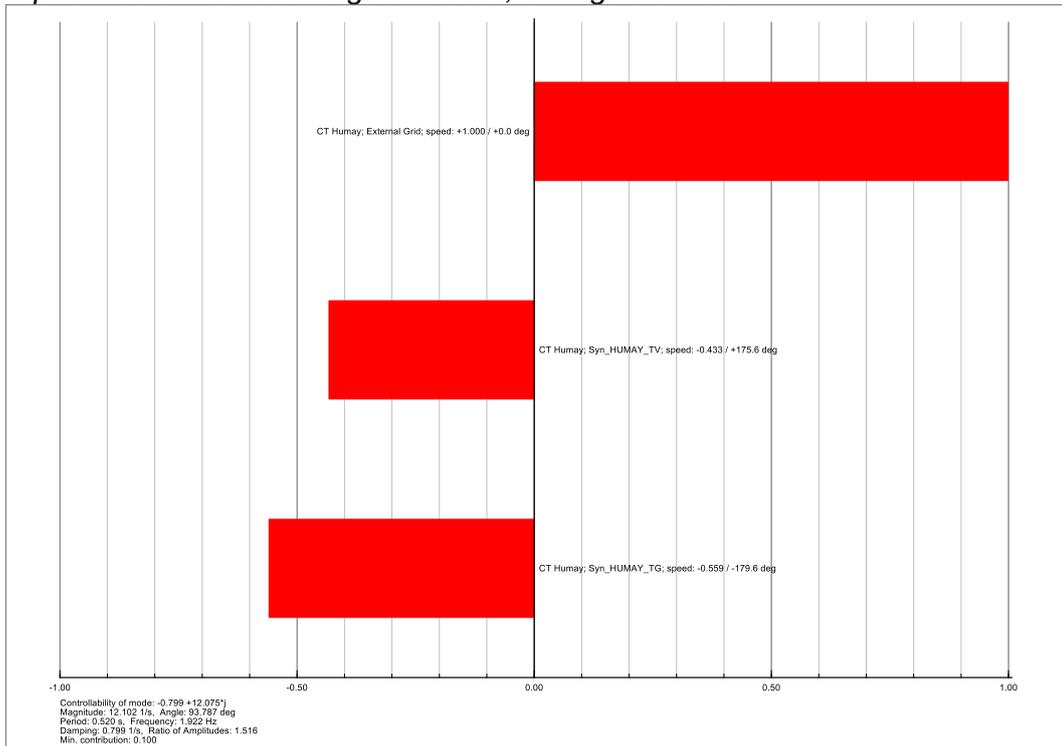
Participación en Modo 014 - Pgen = 100%, Configuración 2.



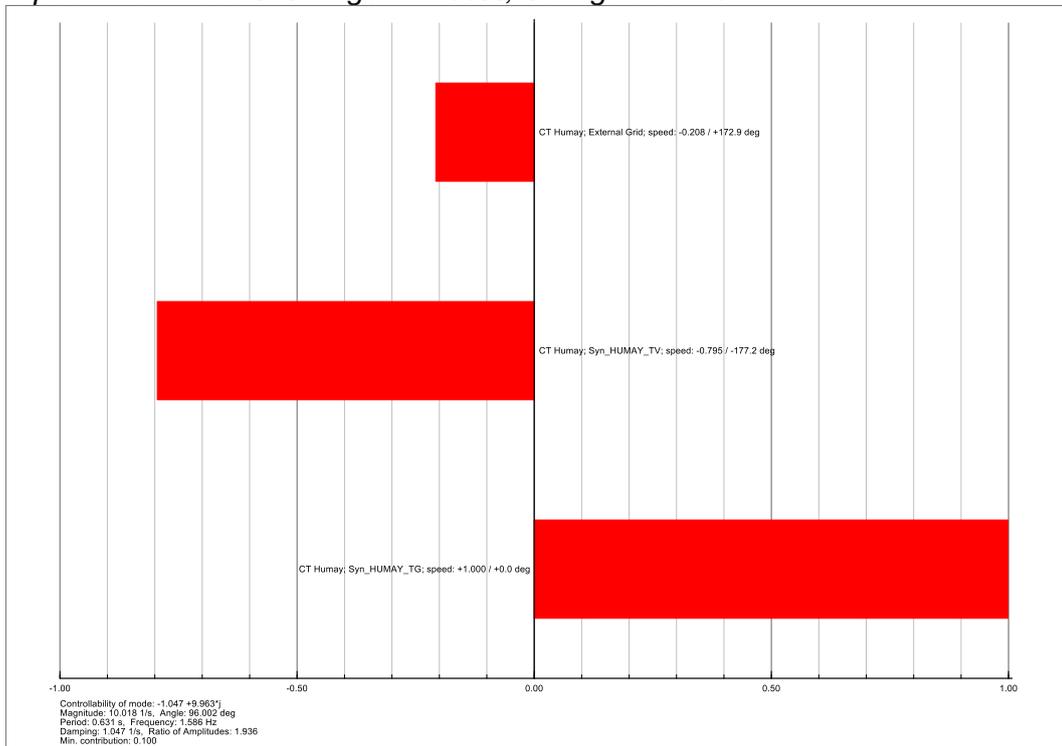
Modos de oscilación - Pgen = 100%, Configuración 3.



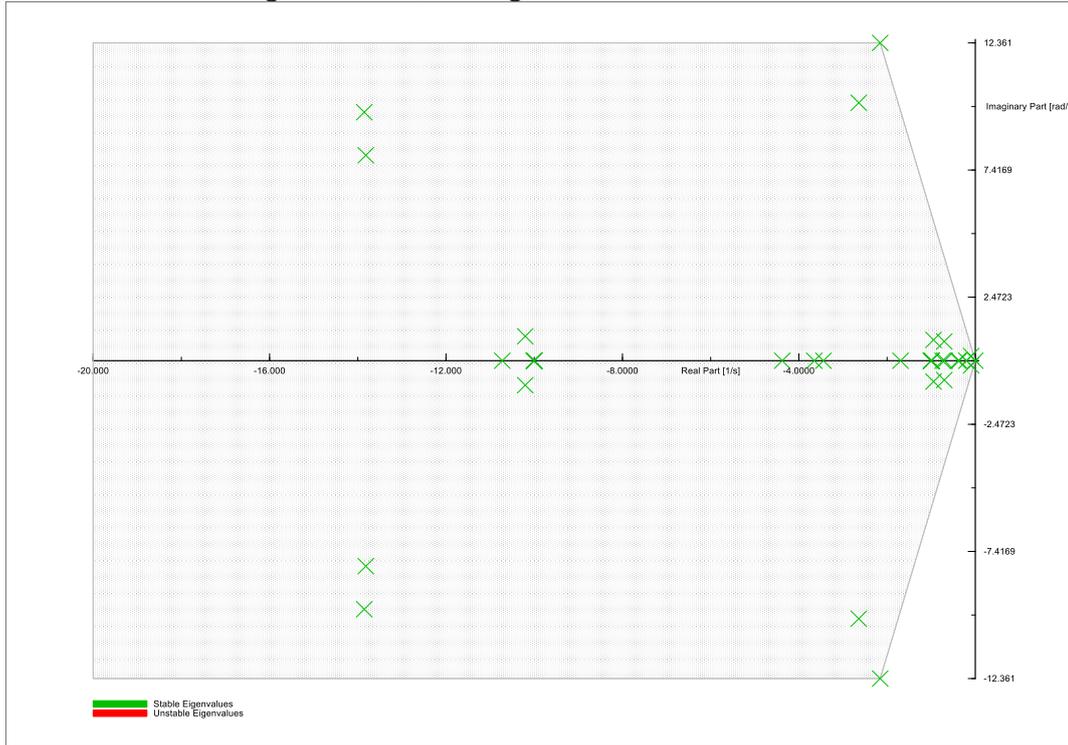
Participación en Modo 007 - Pgen = 100%, Configuración 3.



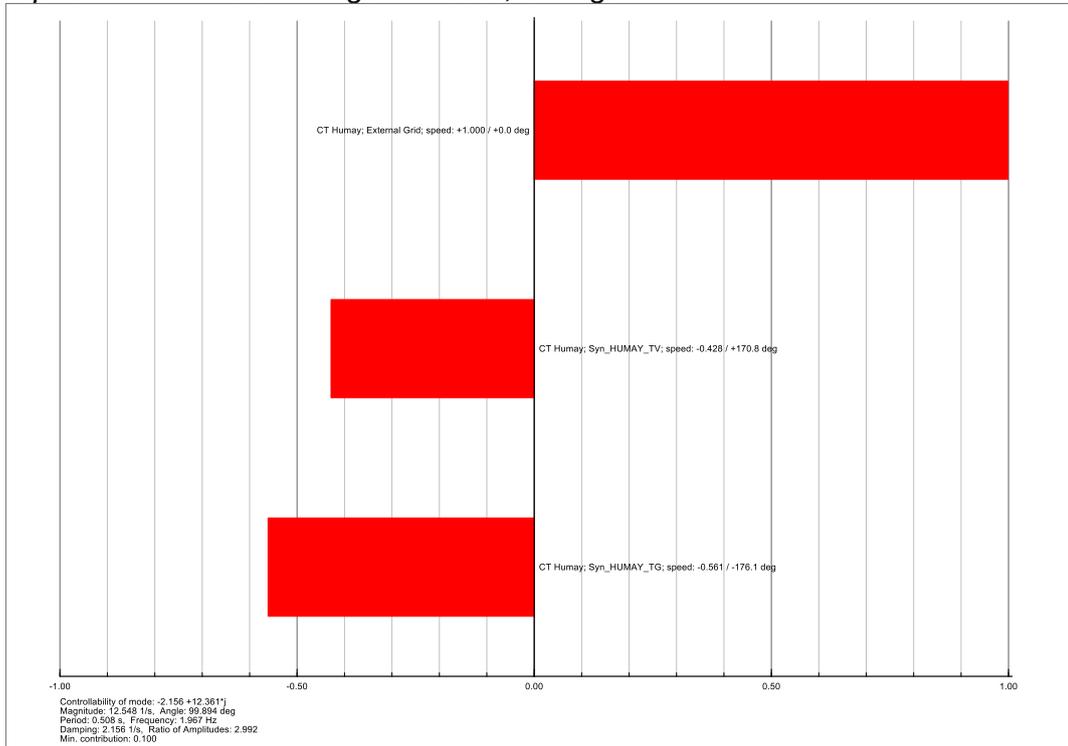
Participación en Modo 019 - Pgen = 100%, Configuración 3.



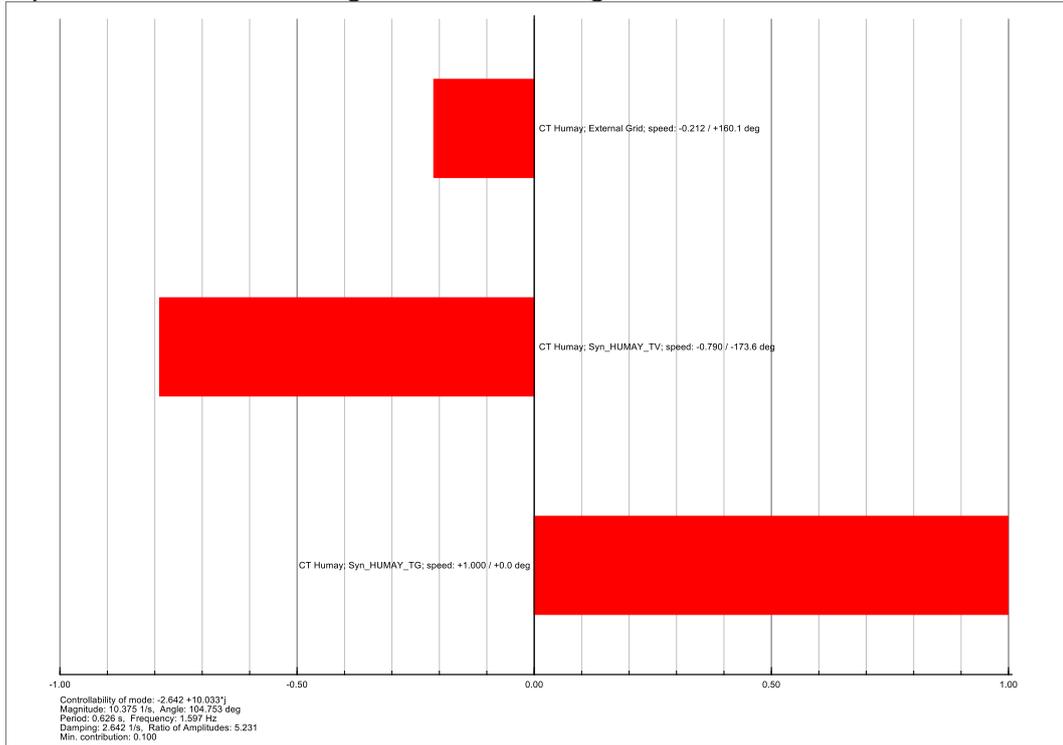
Modos de oscilación - Pgen = 100%, Configuración 4.



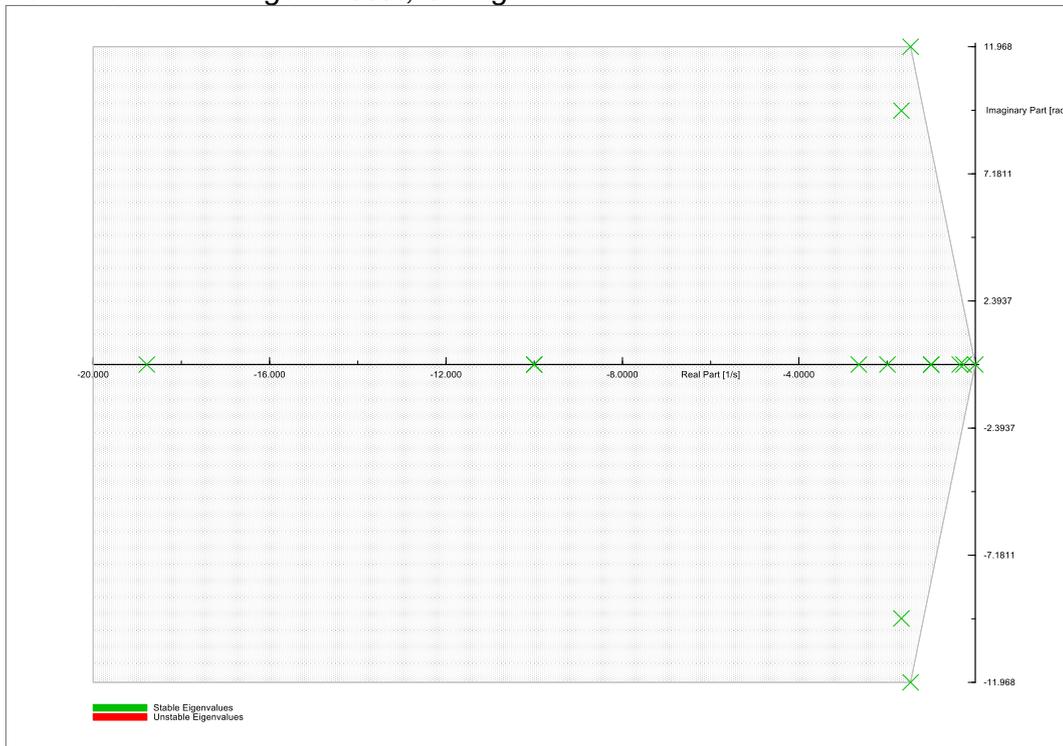
Participación en Modo 022 - Pgen = 100%, Configuración 4.



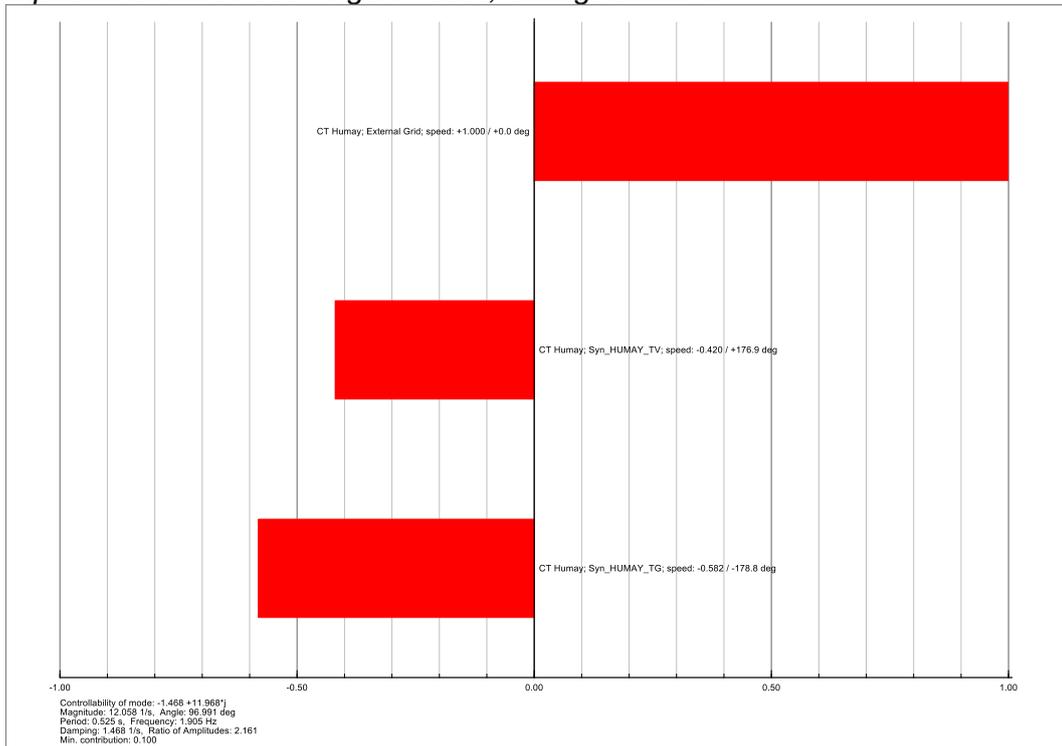
Participación en Modo 024 - Pgen = 100%, Configuración 4.



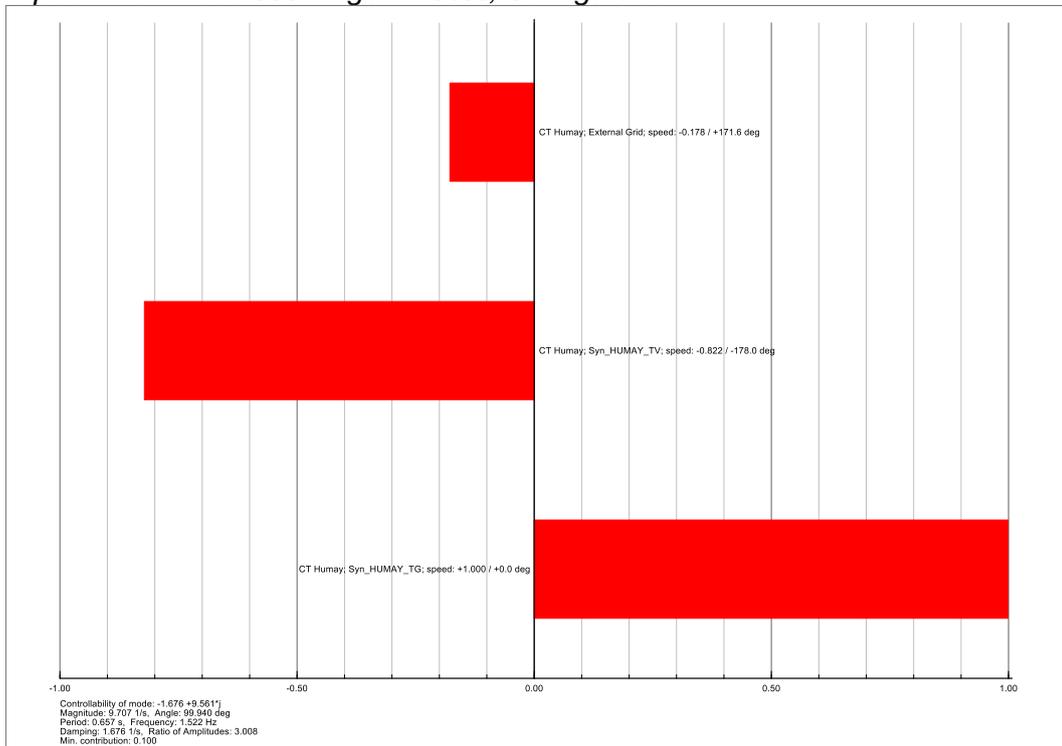
Modos de oscilación - Pgen = 50%, Configuración 1.



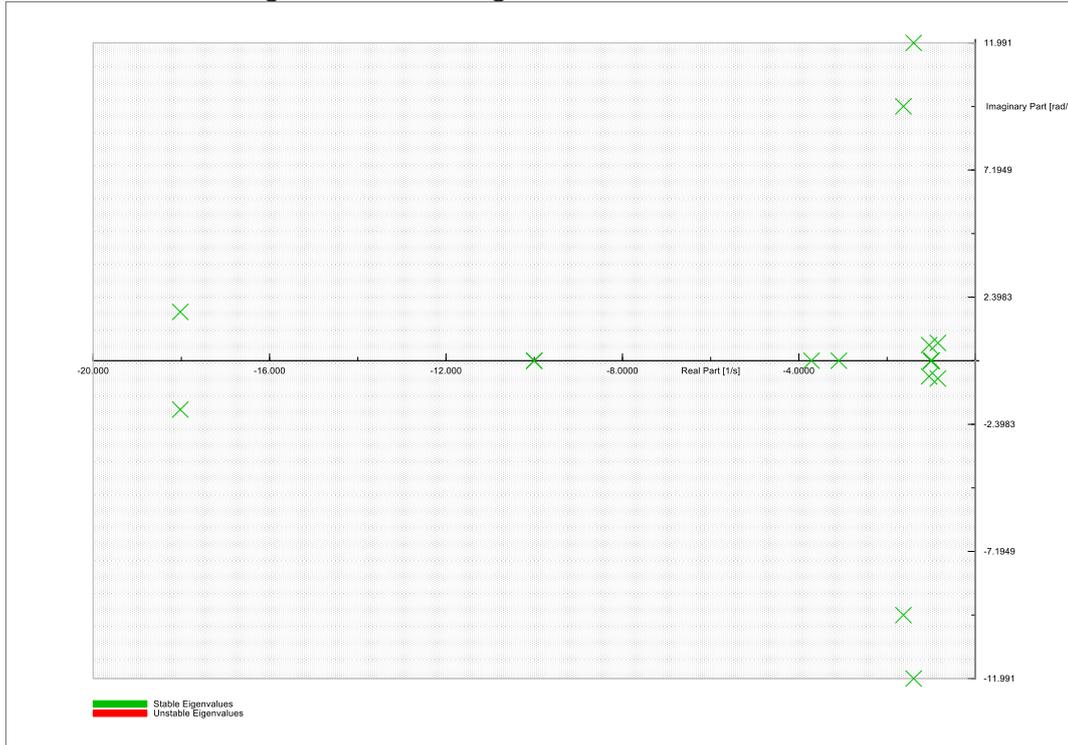
Participación en Modo 006 - Pgen = 50%, Configuración 1.



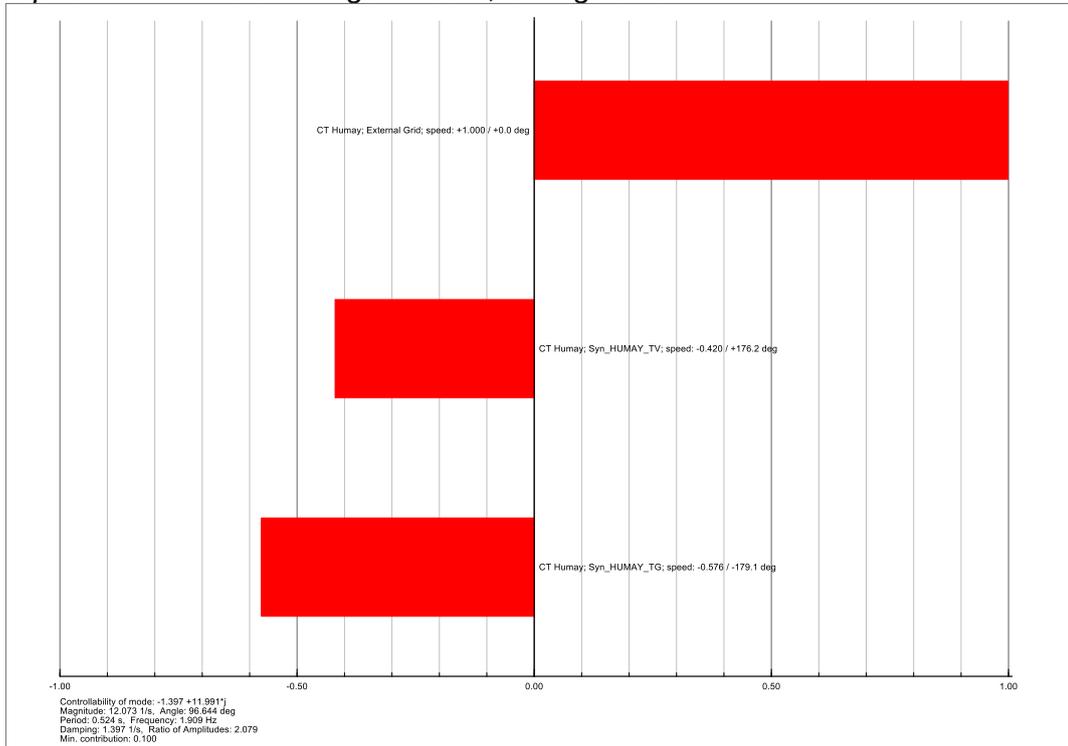
Participación en Modo 008 - Pgen = 50%, Configuración 1.



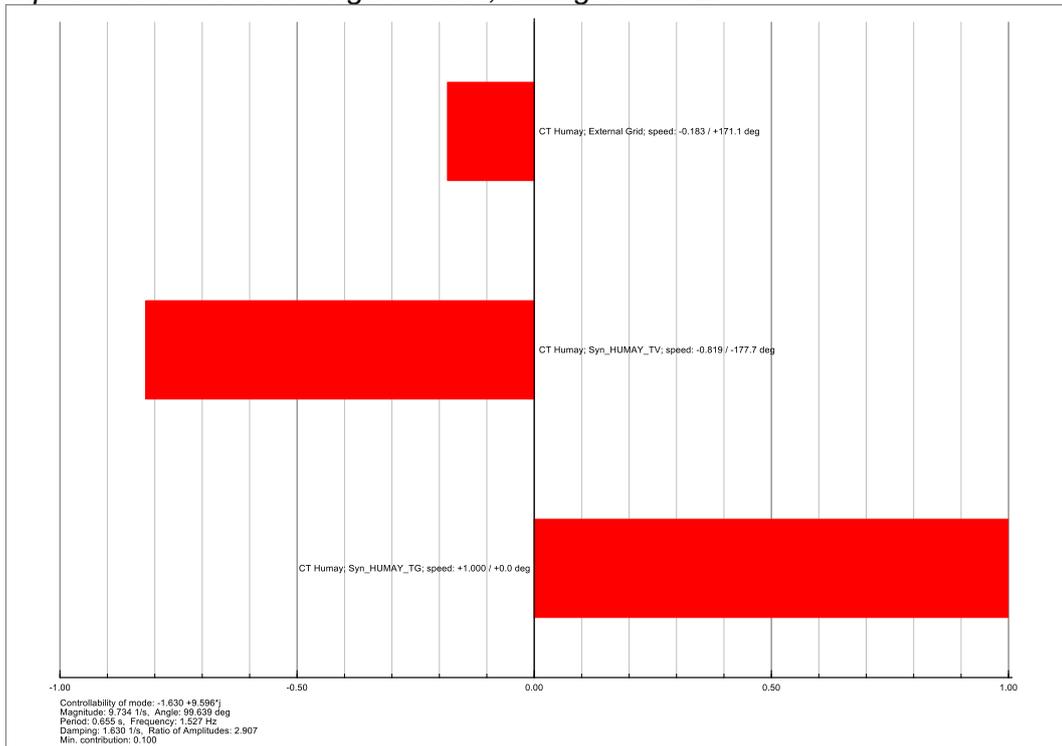
Modos de oscilación -  $P_{gen} = 50\%$ , Configuración 2.



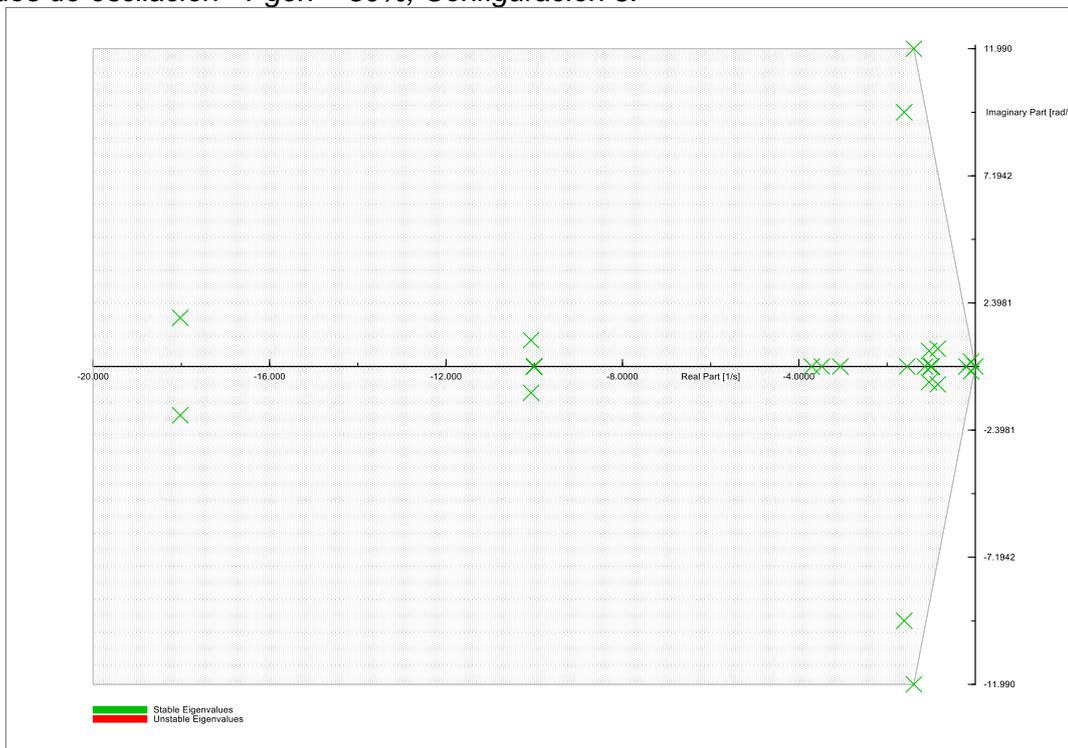
Participación en Modo 012 -  $P_{gen} = 50\%$ , Configuración 2.



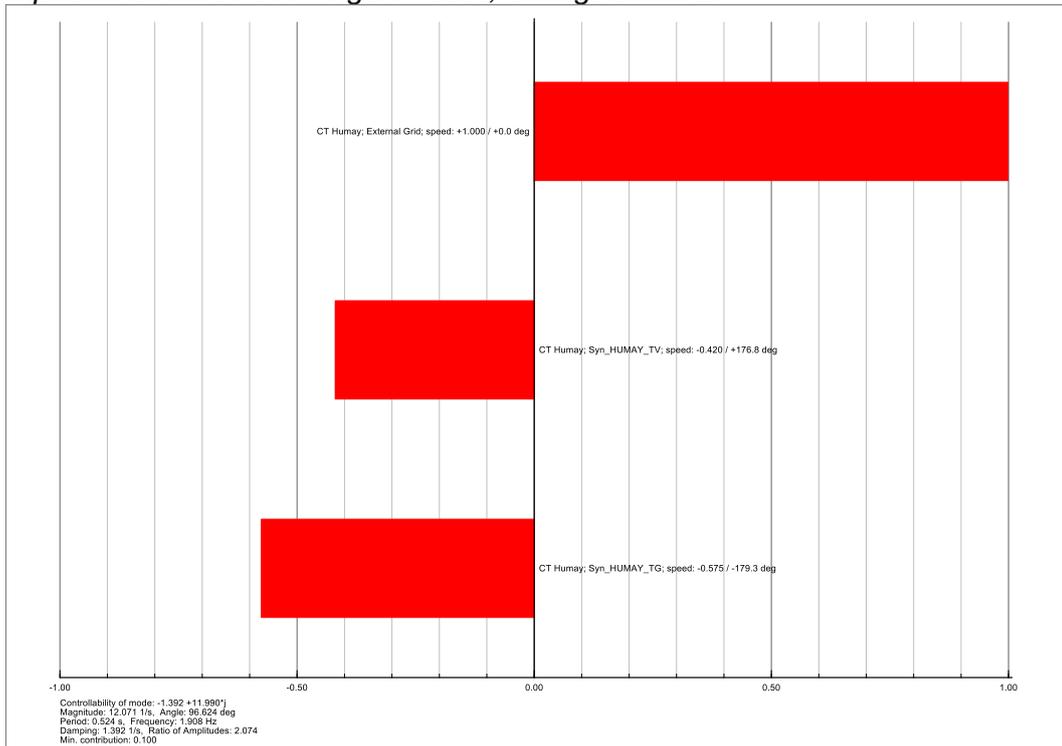
Participación en Modo 014 - Pgen = 50%, Configuración 2.



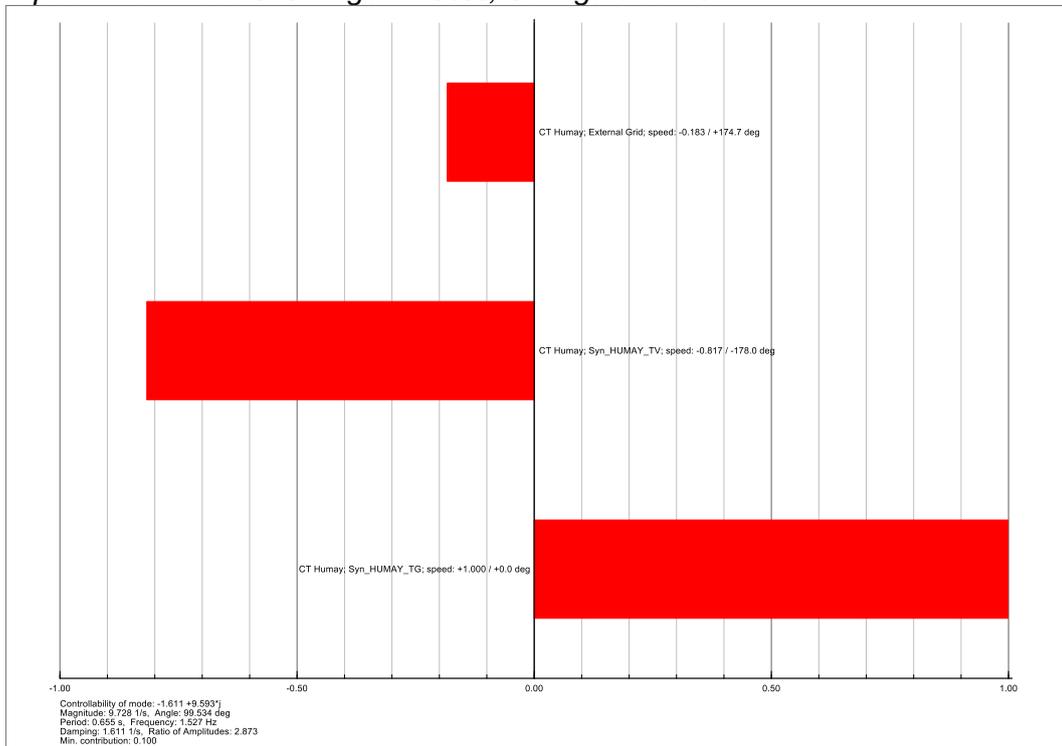
Modos de oscilación - Pgen = 50%, Configuración 3.



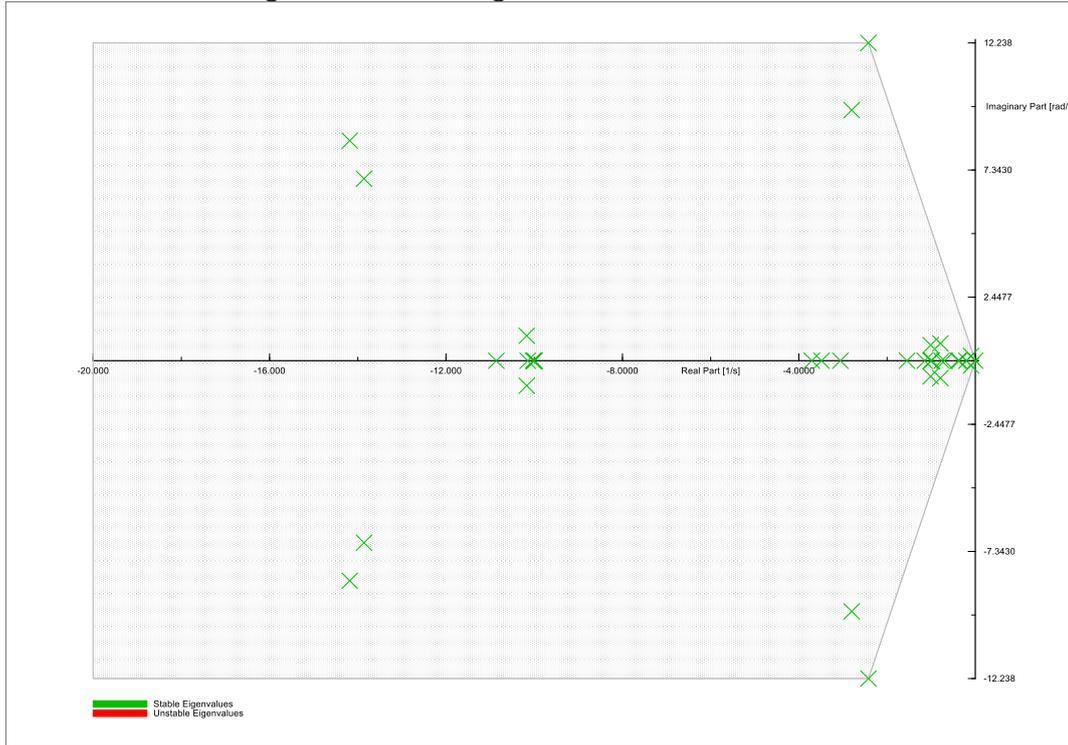
Participación en Modo 017 - Pgen = 50%, Configuración 3.



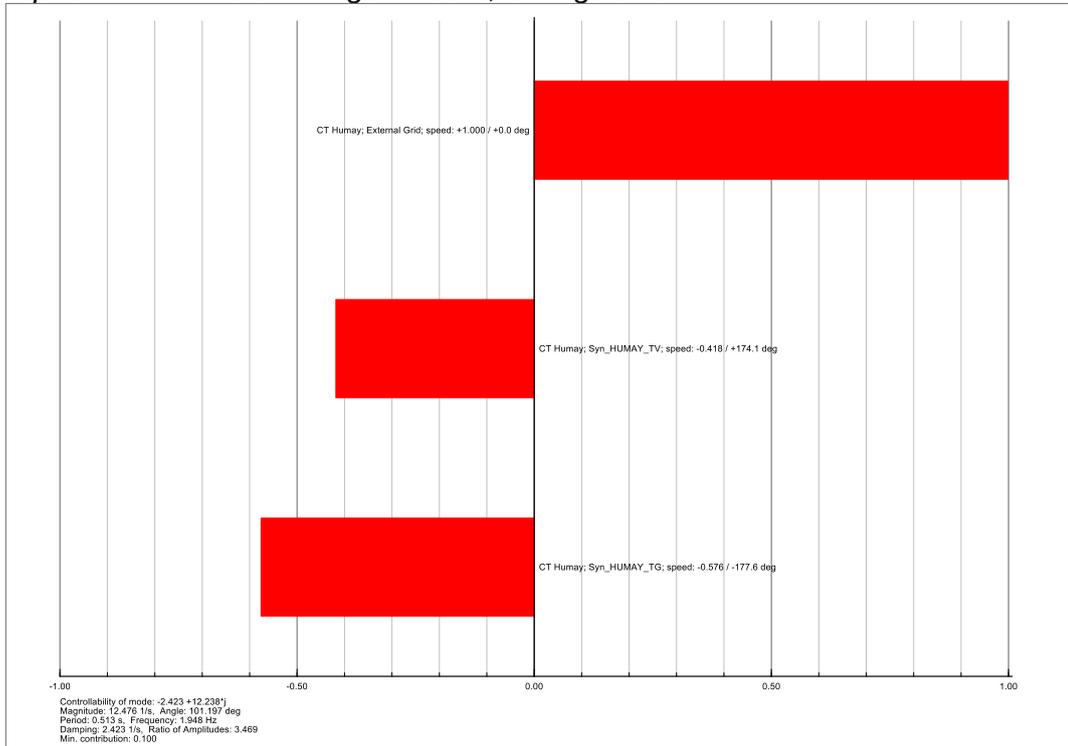
Participación en Modo 020 - Pgen = 50%, Configuración 3.



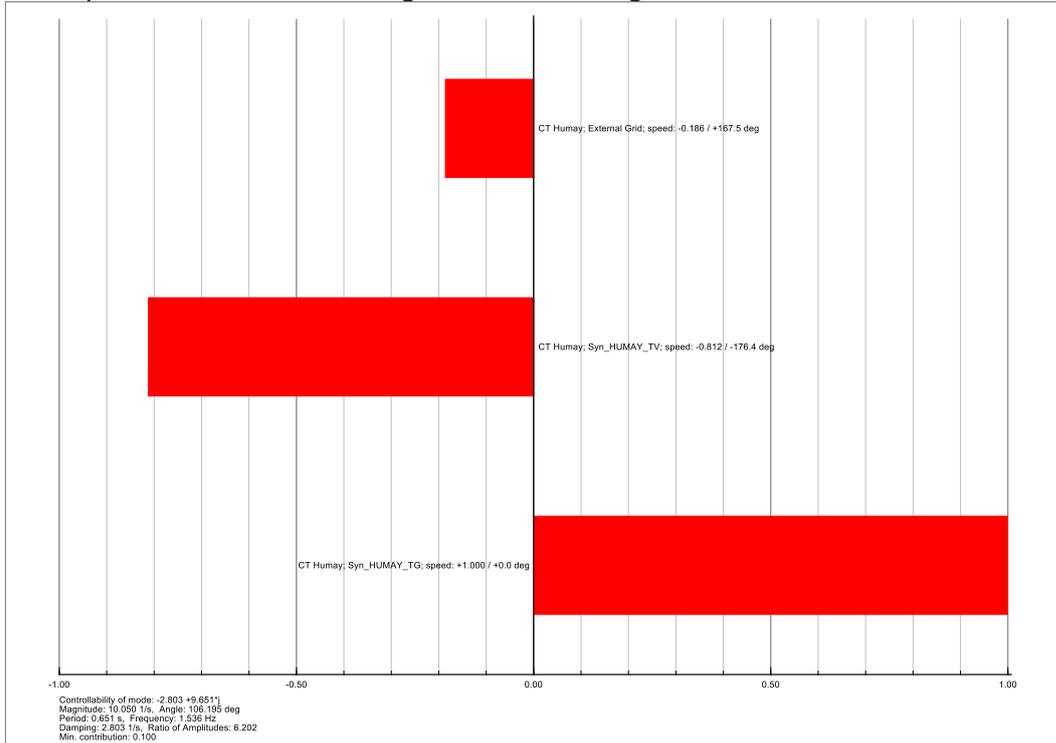
Modos de oscilación -  $P_{gen} = 50\%$ , Configuración 4.



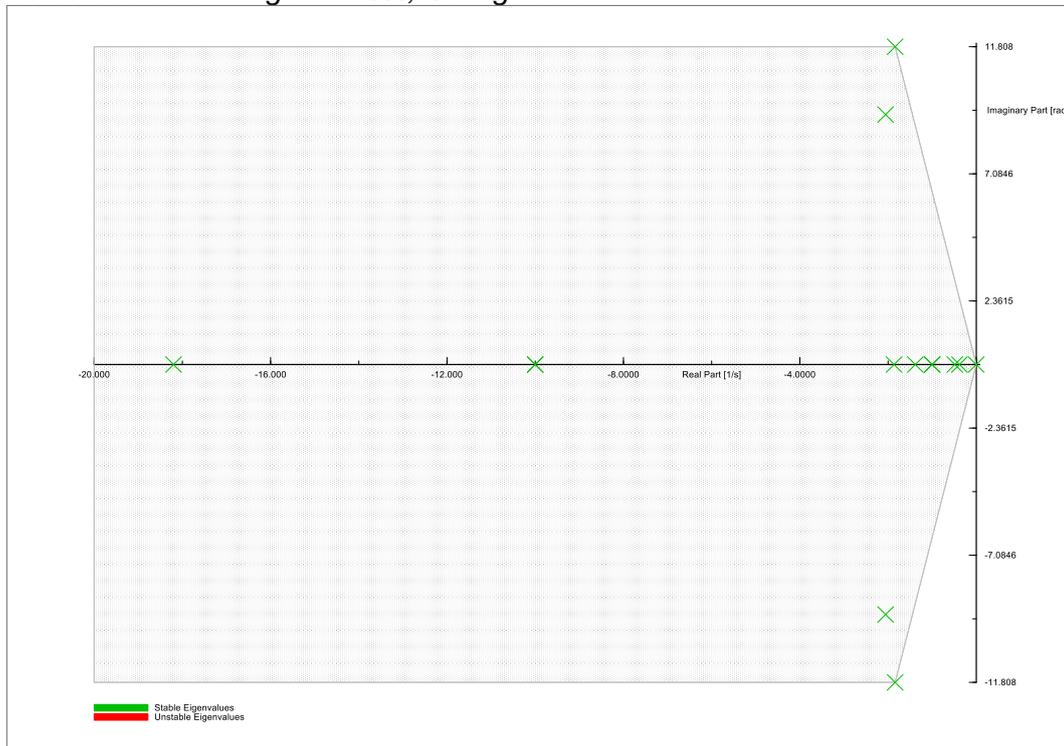
Participación en Modo 022 -  $P_{gen} = 50\%$ , Configuración 4.



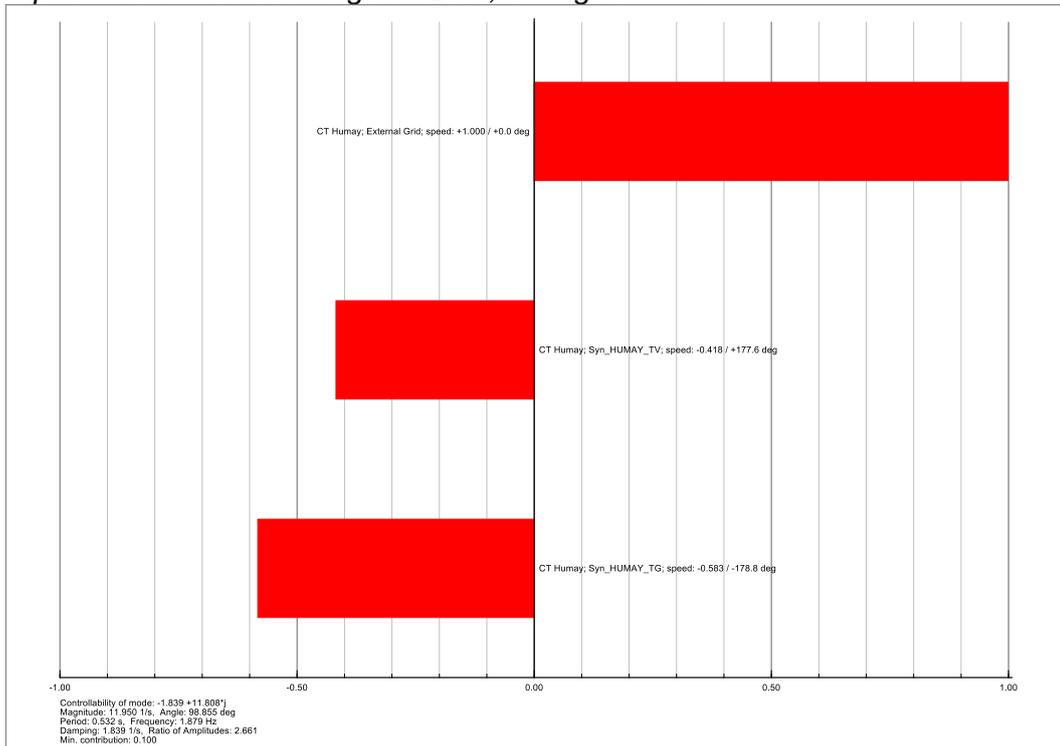
Participación en Modo 024 - Pgen = 50%, Configuración 4.



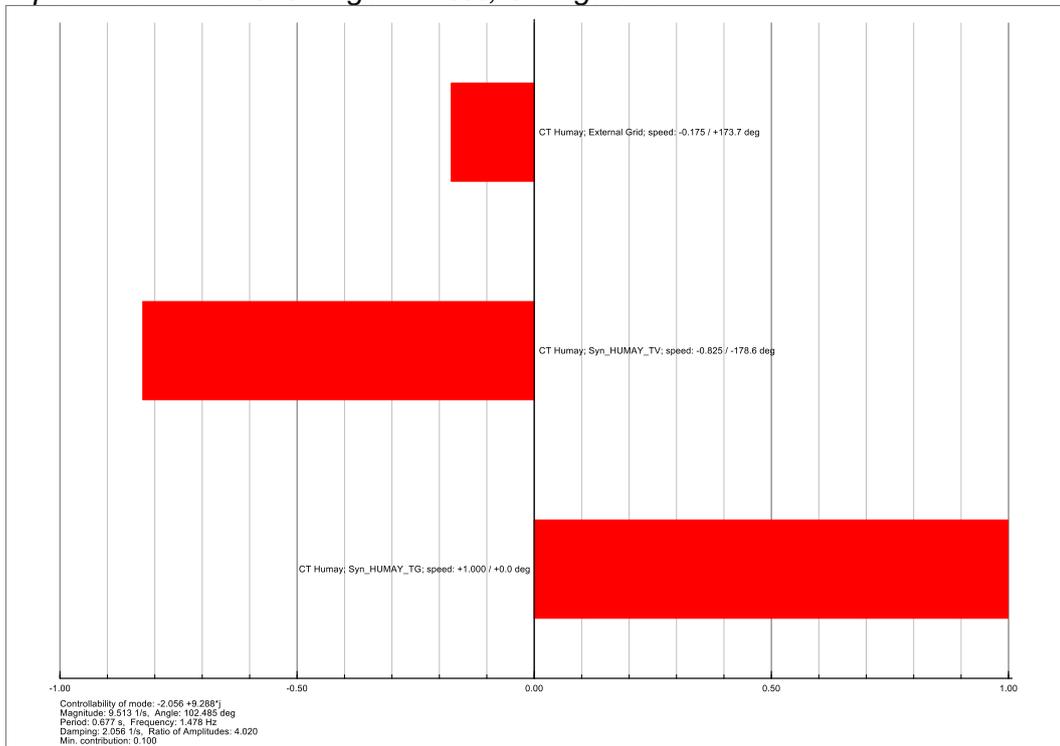
Modos de oscilación - Pgen = 25%, Configuración 1.



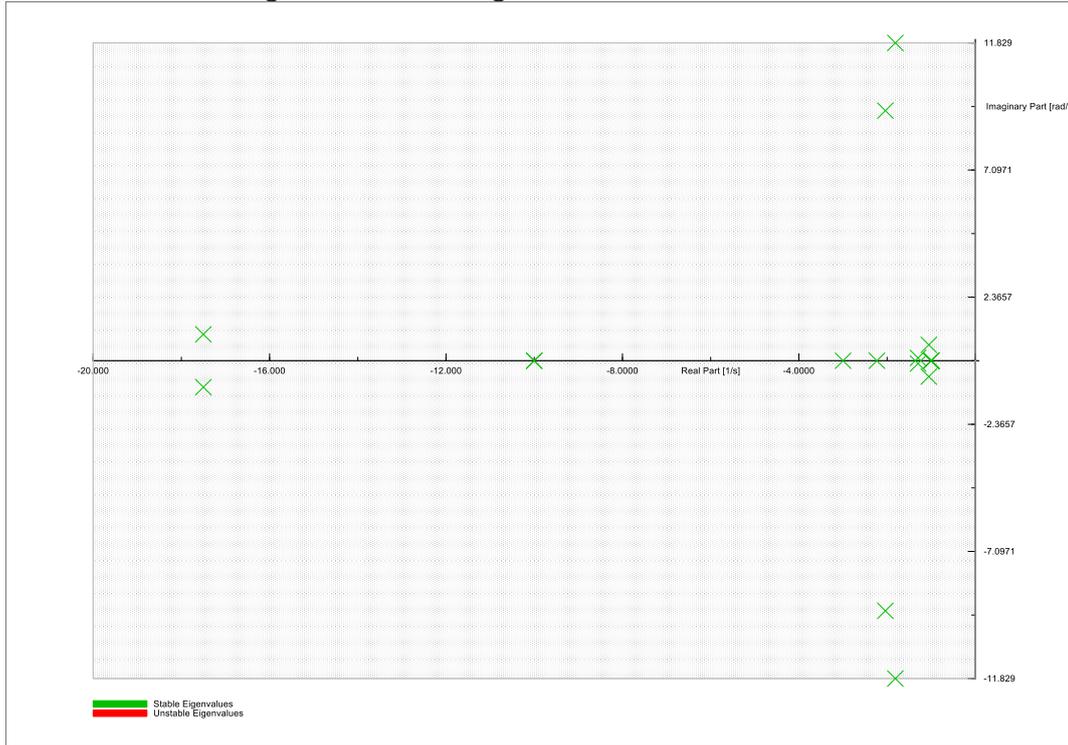
Participación en Modo 007 - Pgen = 25%, Configuración 1.



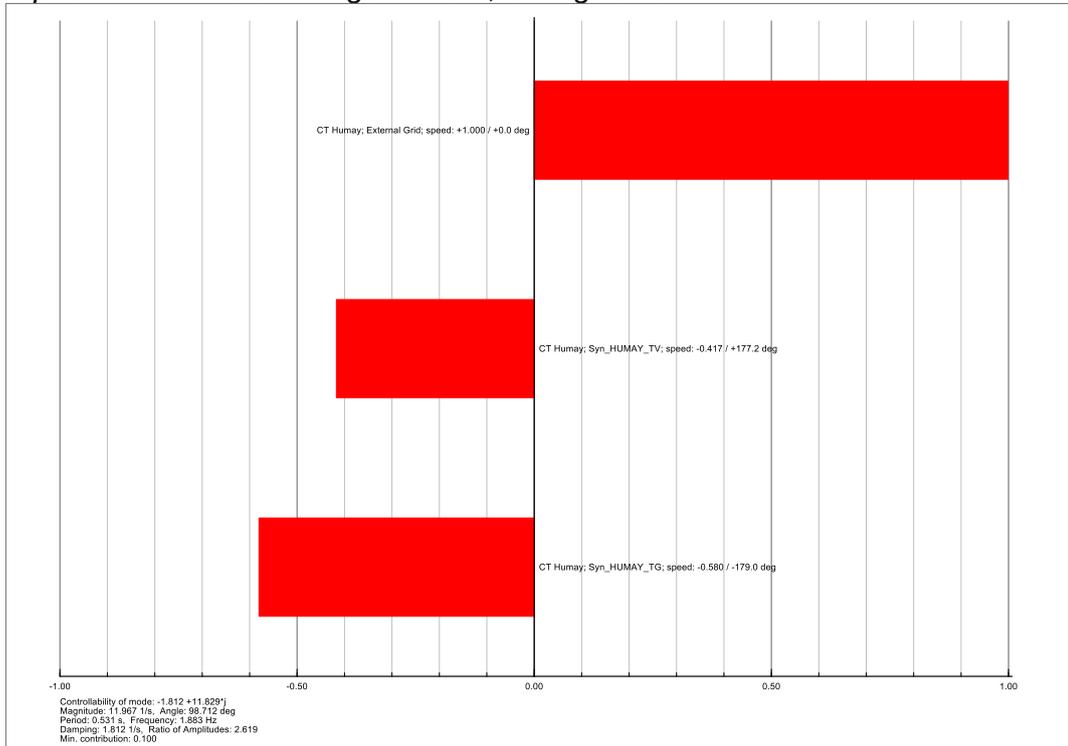
Participación en Modo 010 - Pgen = 25%, Configuración 1.



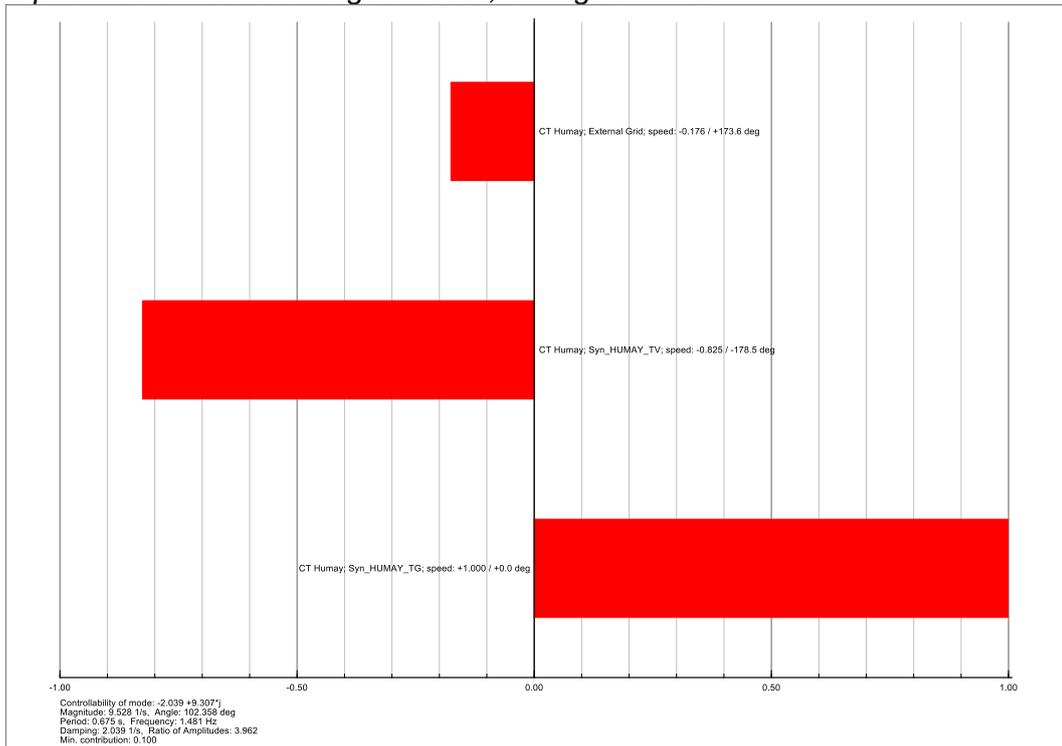
Modos de oscilación -  $P_{gen} = 25\%$ , Configuración 2.



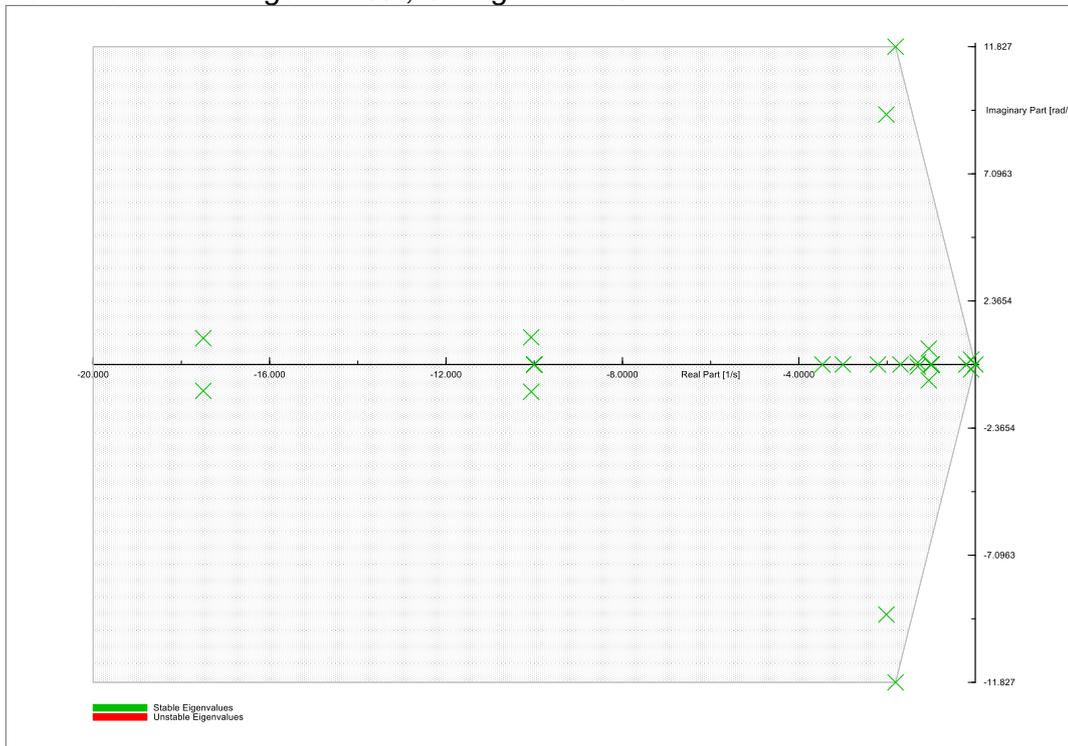
Participación en Modo 012 -  $P_{gen} = 25\%$ , Configuración 2.



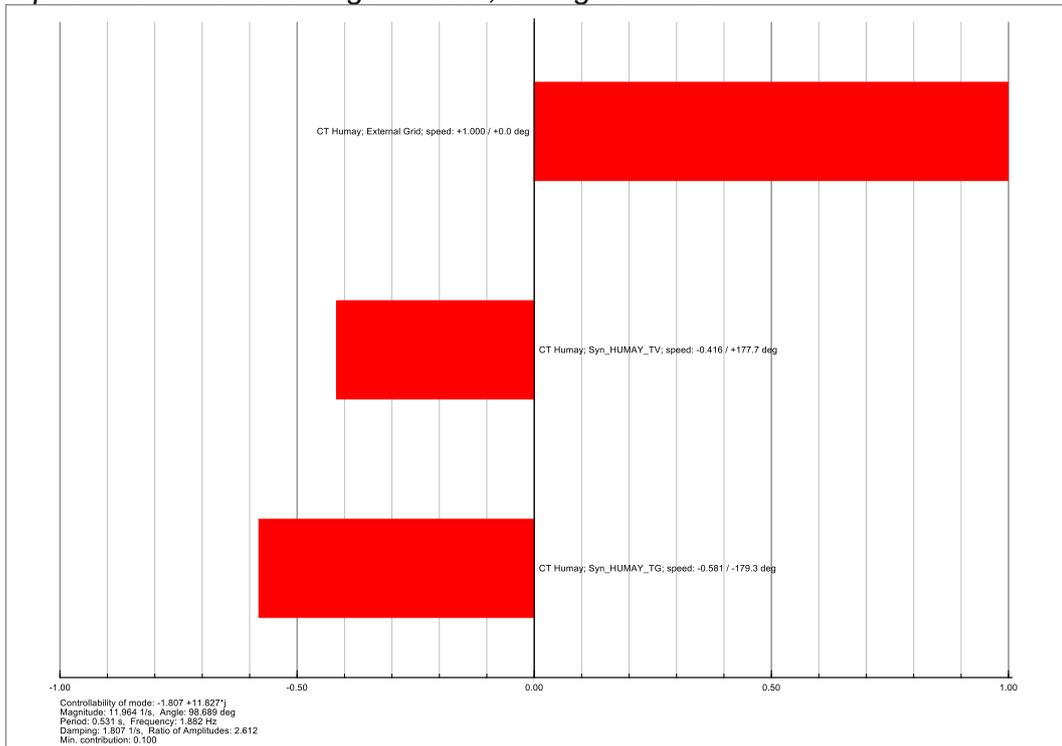
Participación en Modo 014 - Pgen = 25%, Configuración 2.



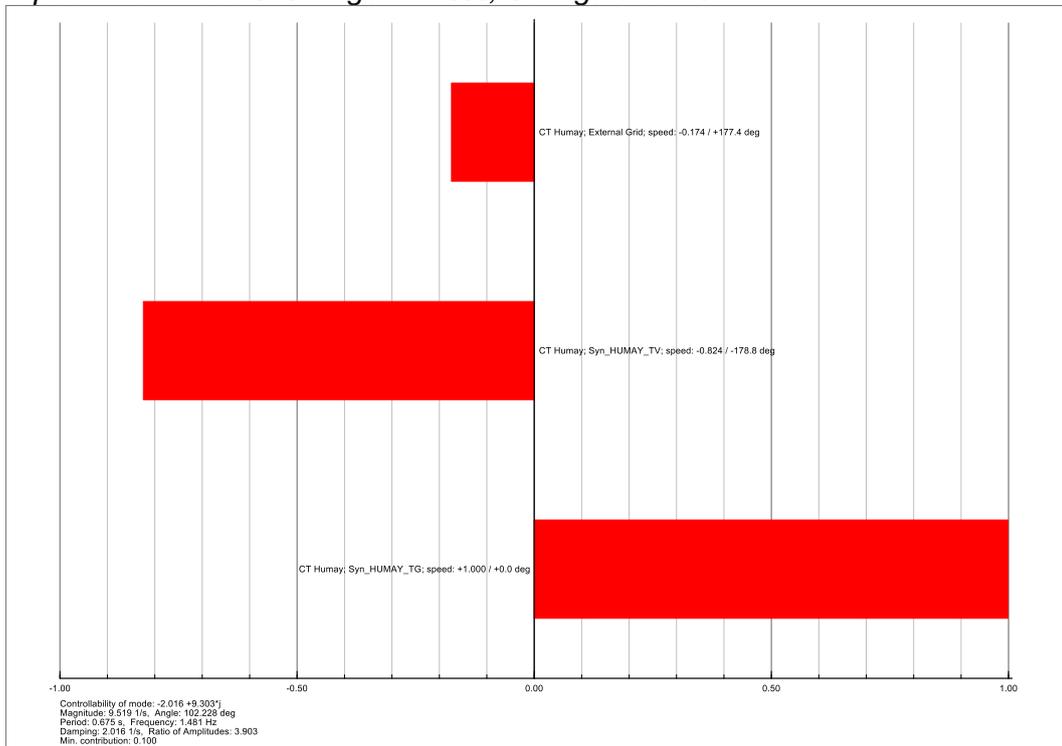
Modos de oscilación - Pgen = 25%, Configuración 3.



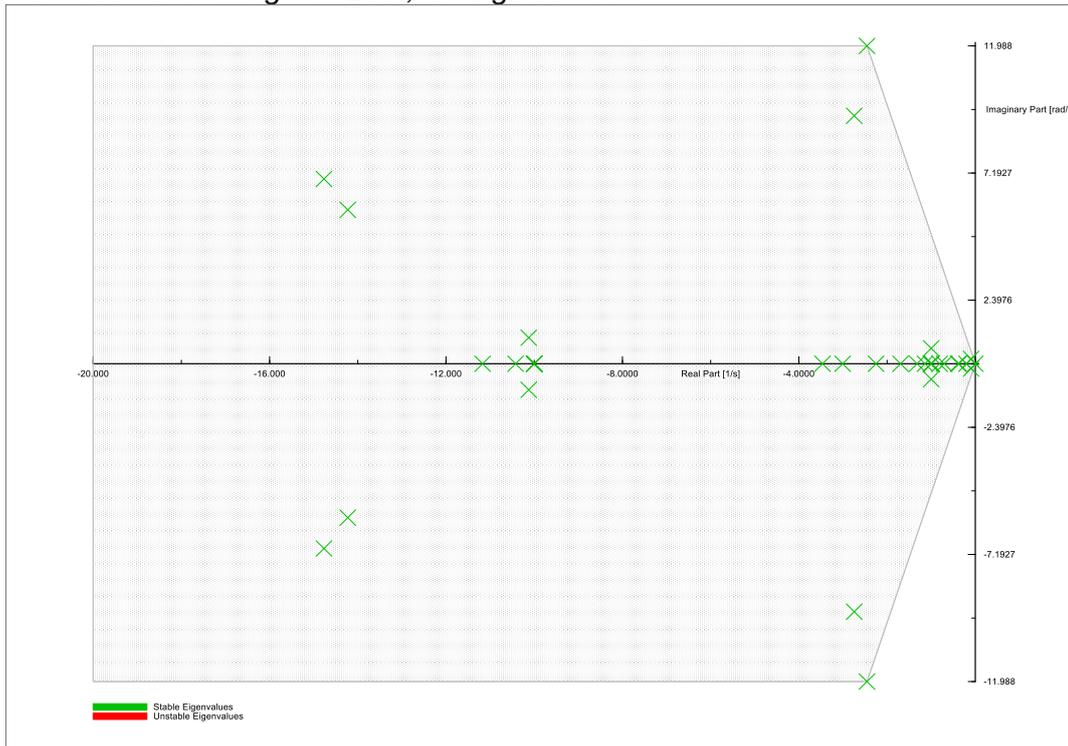
Participación en Modo 018 - Pgen = 25%, Configuración 3.



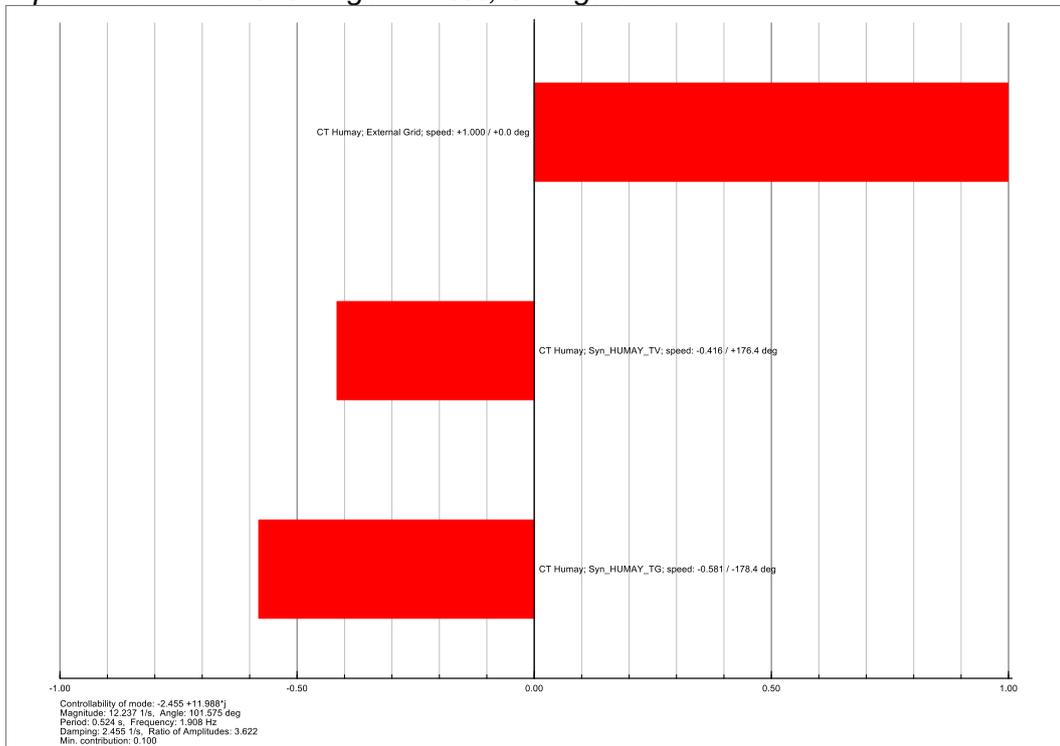
Participación en Modo 020 - Pgen = 25%, Configuración 3.



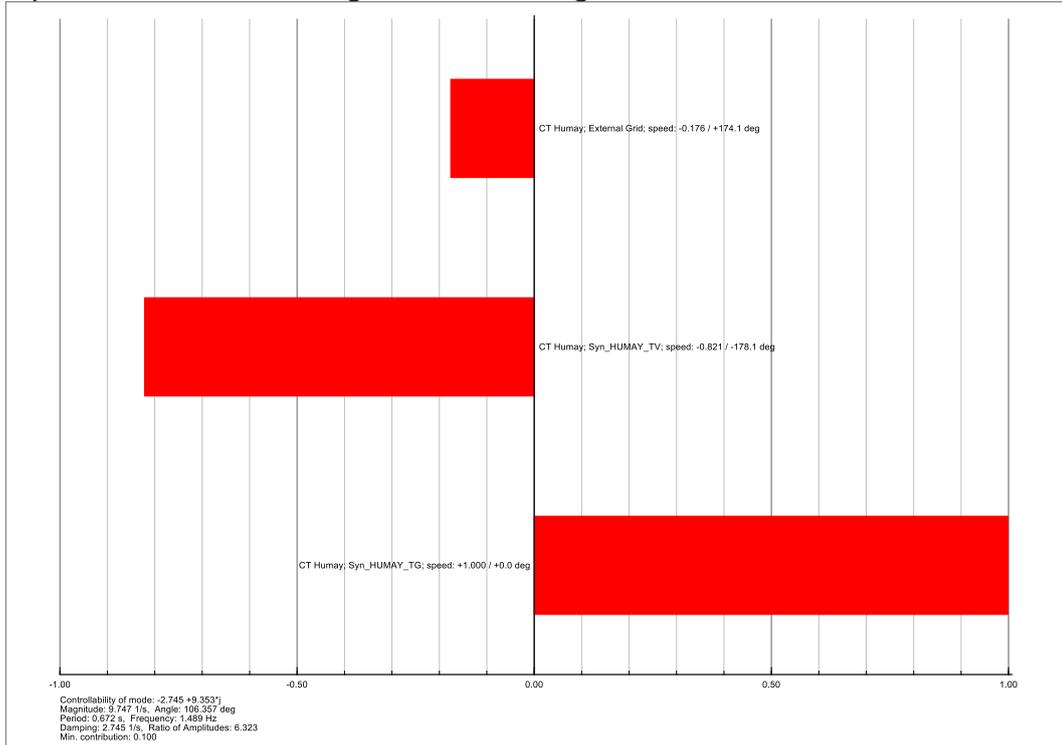
Modos de oscilación -  $P_{gen} = 25\%$ , Configuración 4.



Participación en Modo 023 -  $P_{gen} = 25\%$ , Configuración 4.

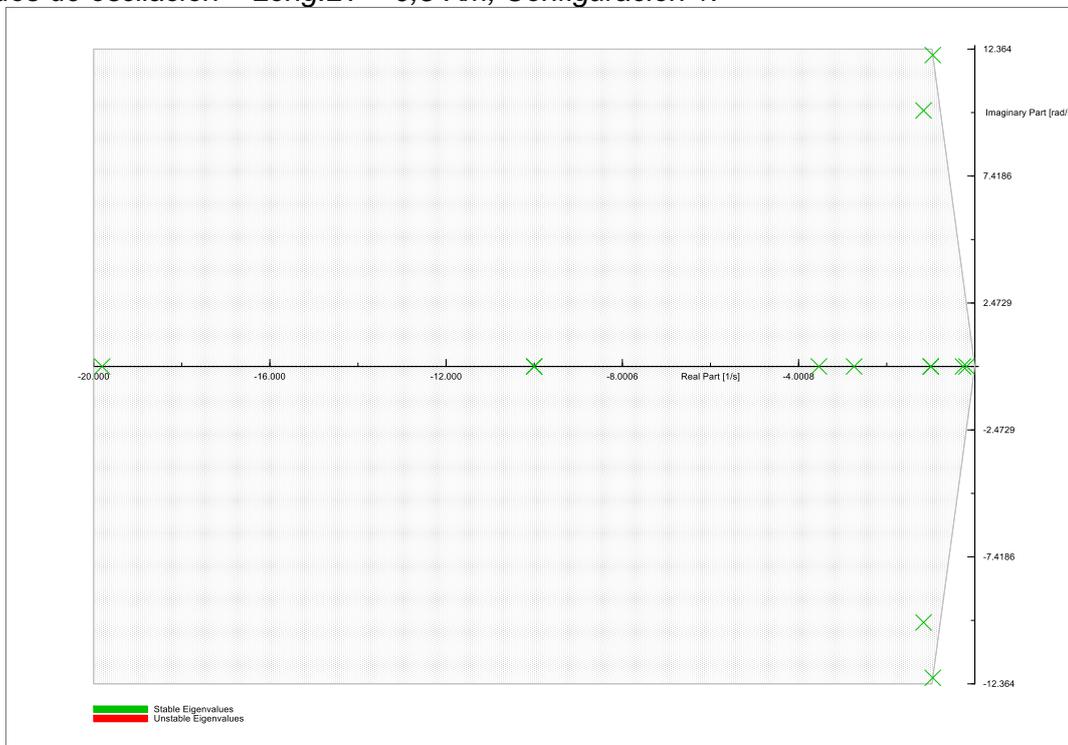


Participación en Modo 025 - Pgen = 25%, Configuración 4.

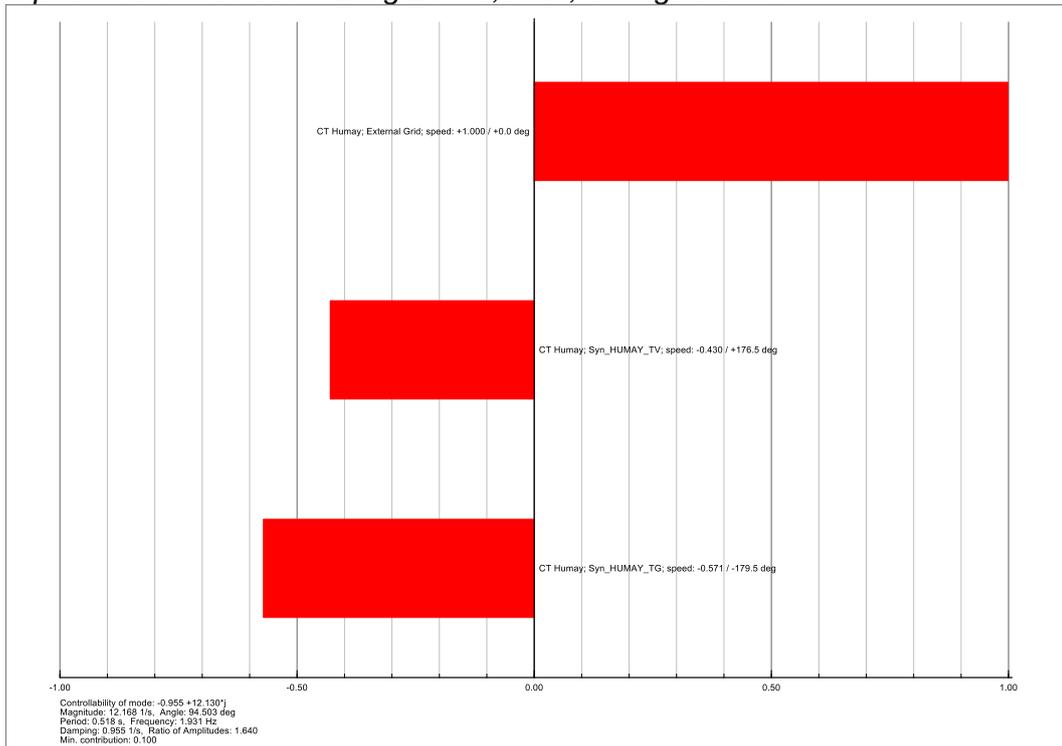


b) Resultados de estabilidad permanente para el caso 2

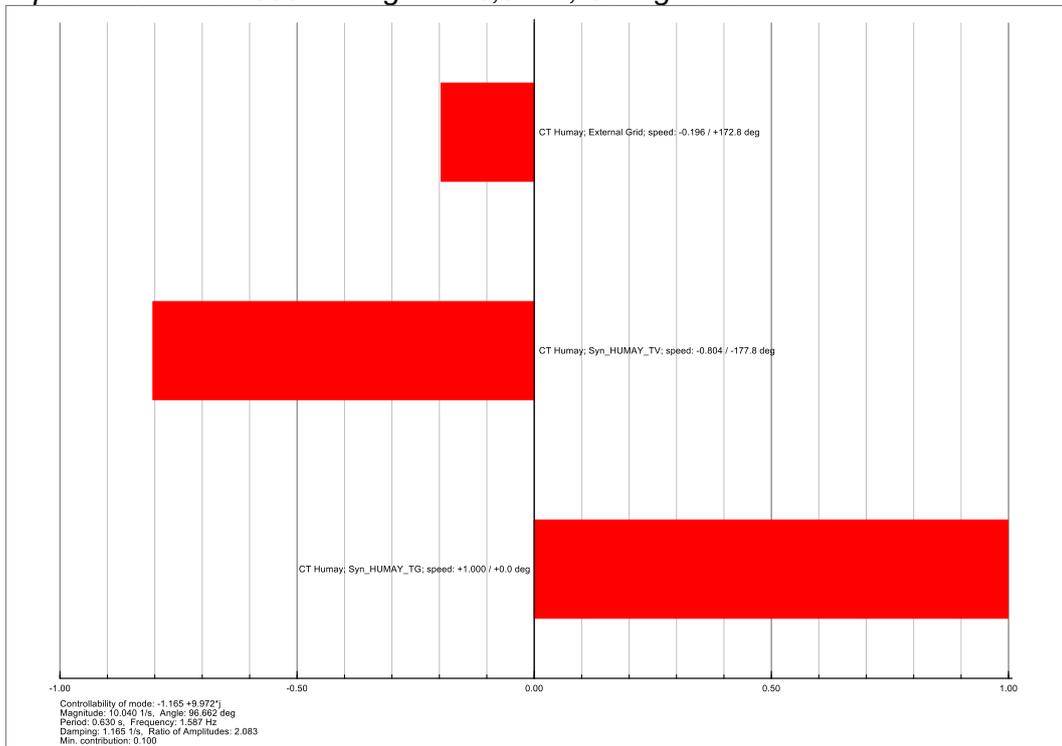
Modos de oscilación – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 1.



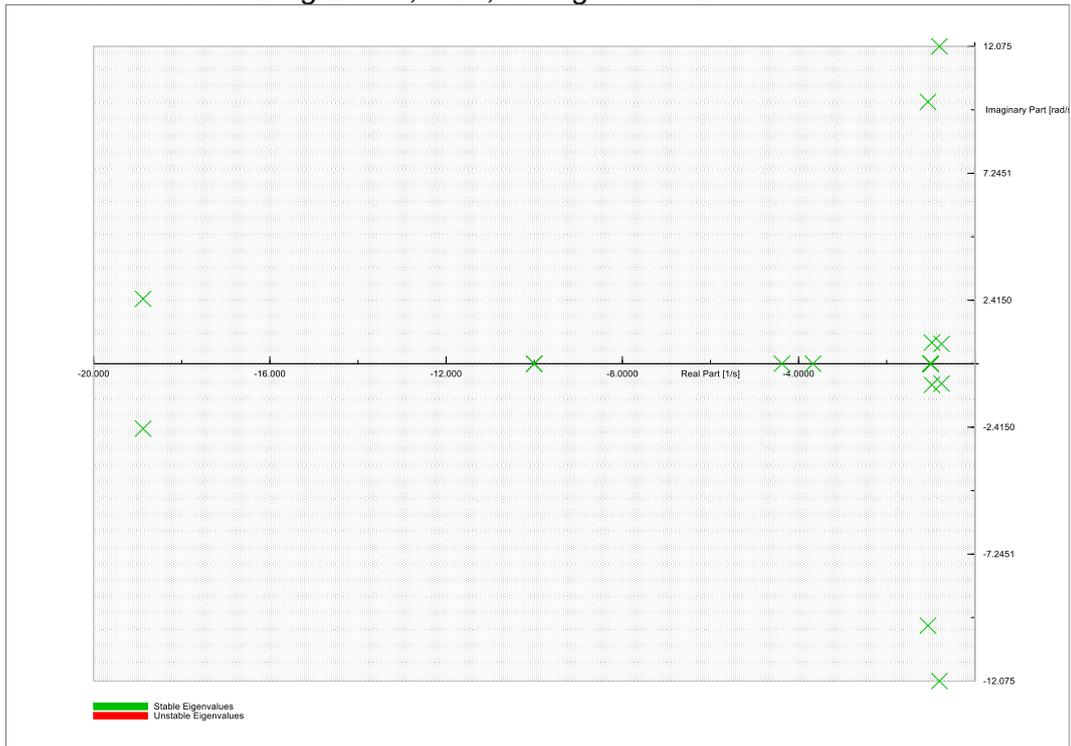
Participación en Modo 004 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 1.



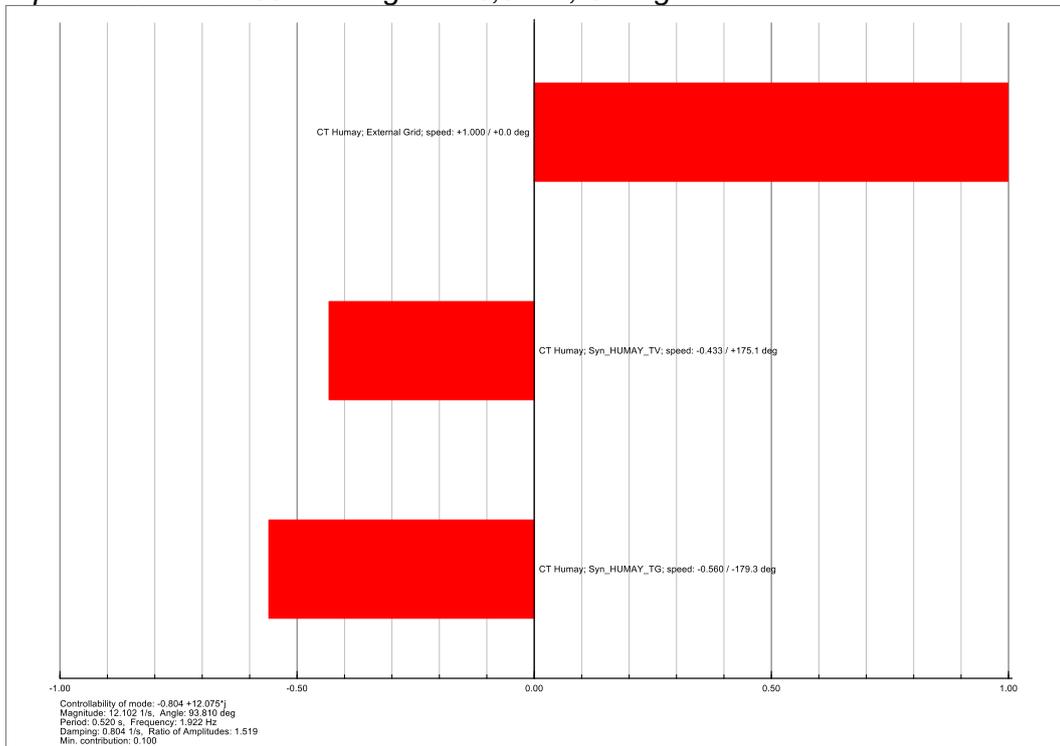
Participación en Modo 008 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 1.



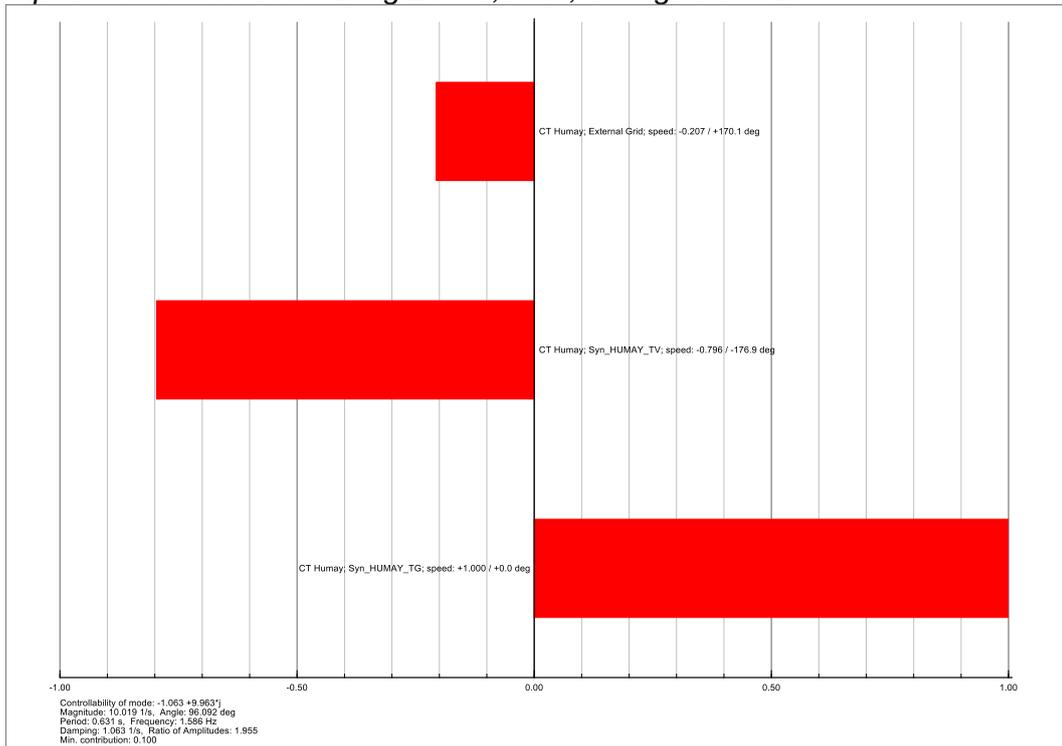
Modos de oscilación – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 2.



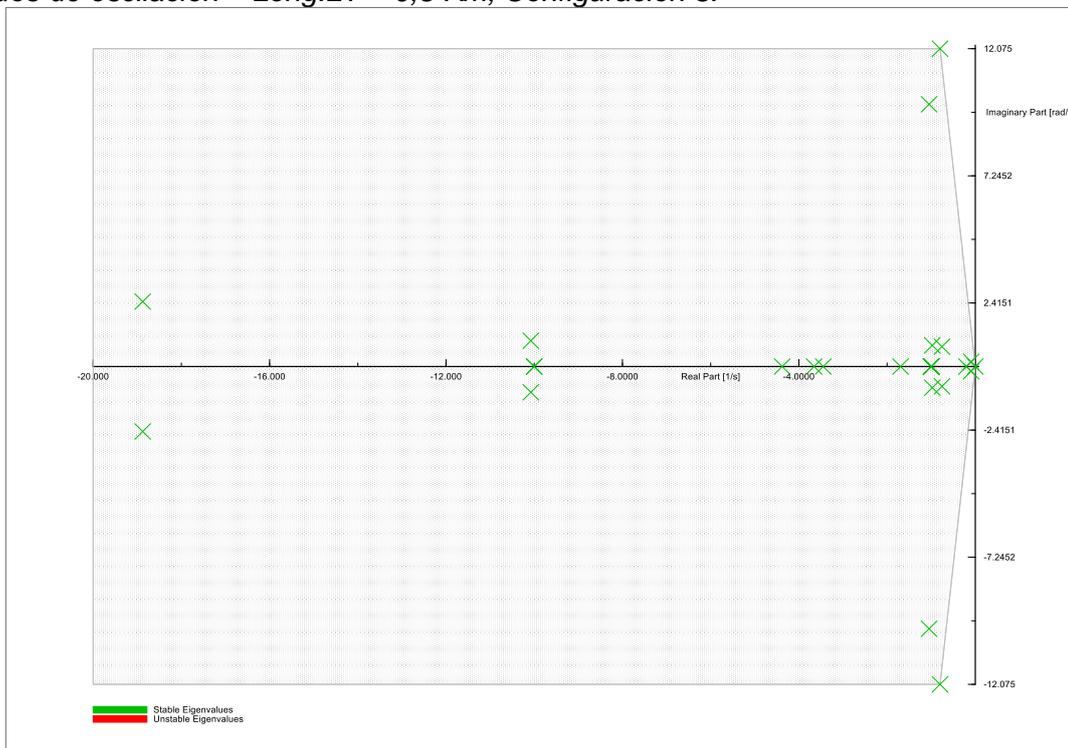
Participación en Modo 004 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 2.



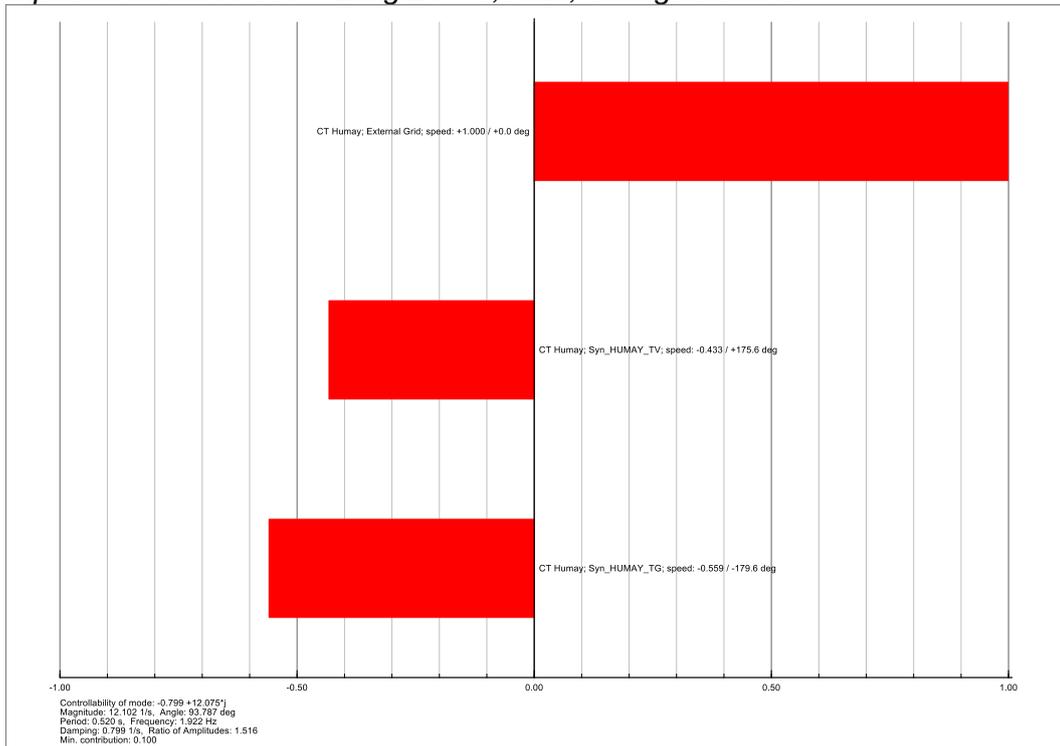
Participación en Modo 014 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 2.



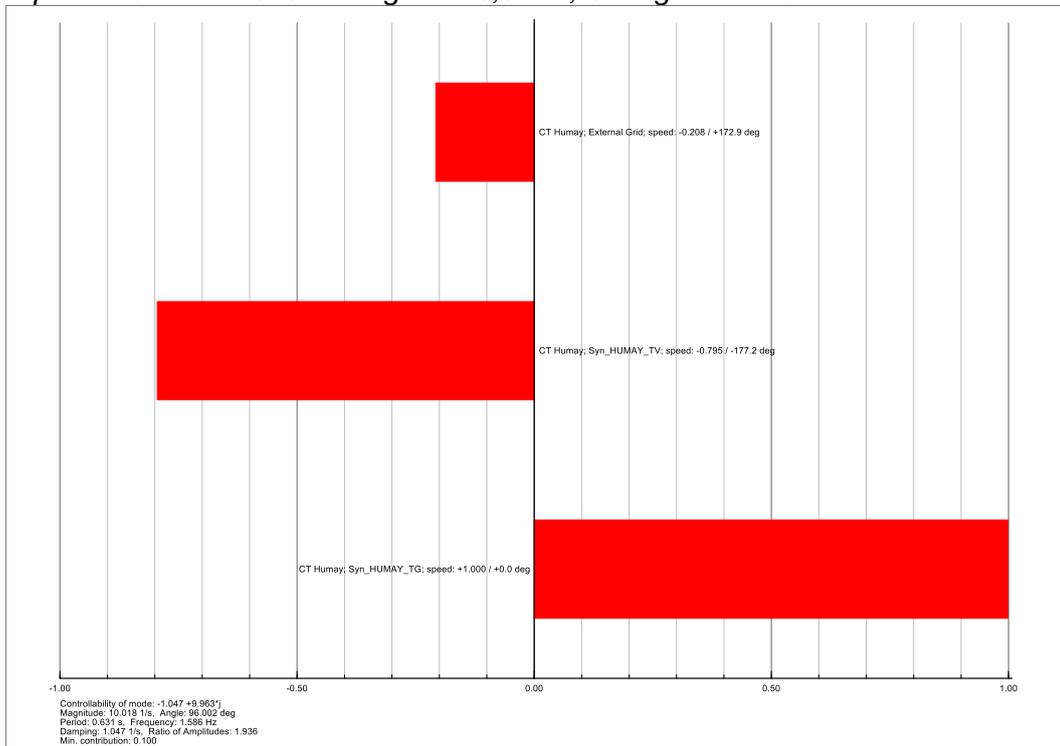
Modos de oscilación – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 3.



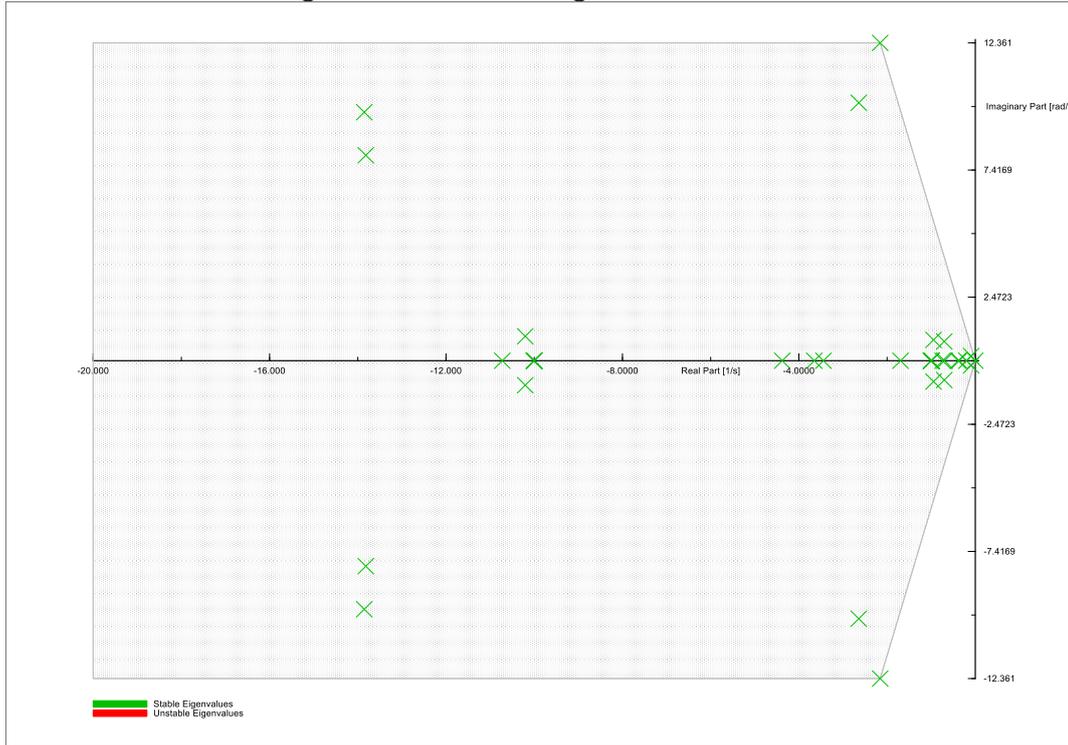
Participación en Modo 007 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 3.



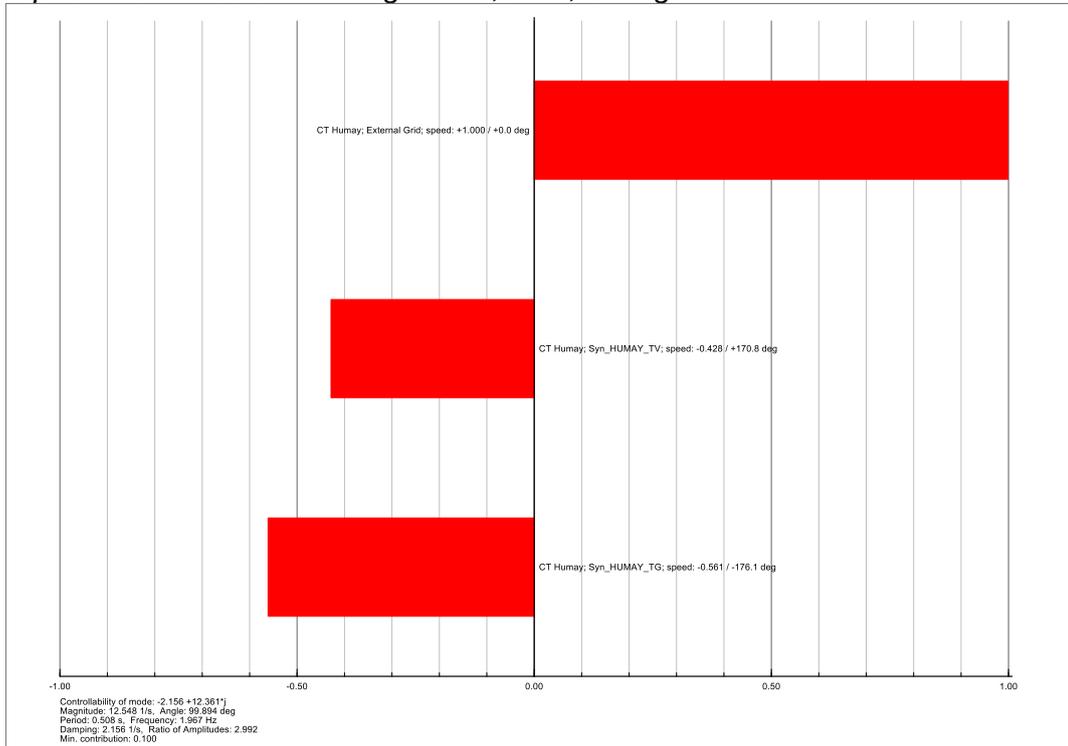
Participación en Modo 019 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 3.



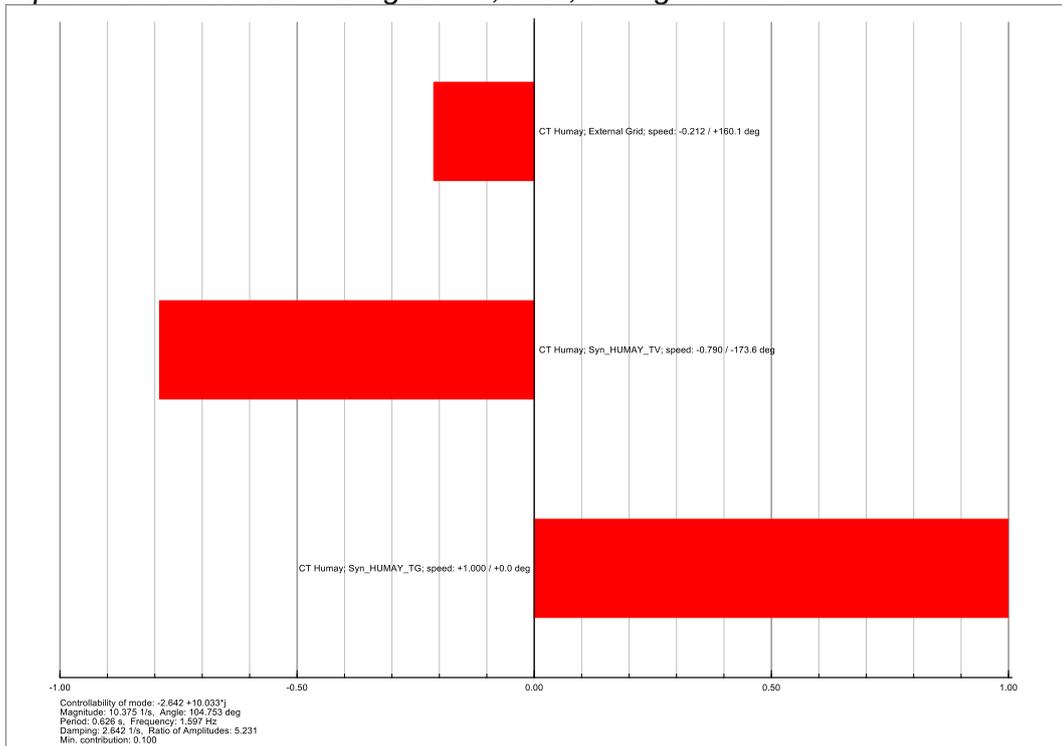
Modos de oscilación – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 4.



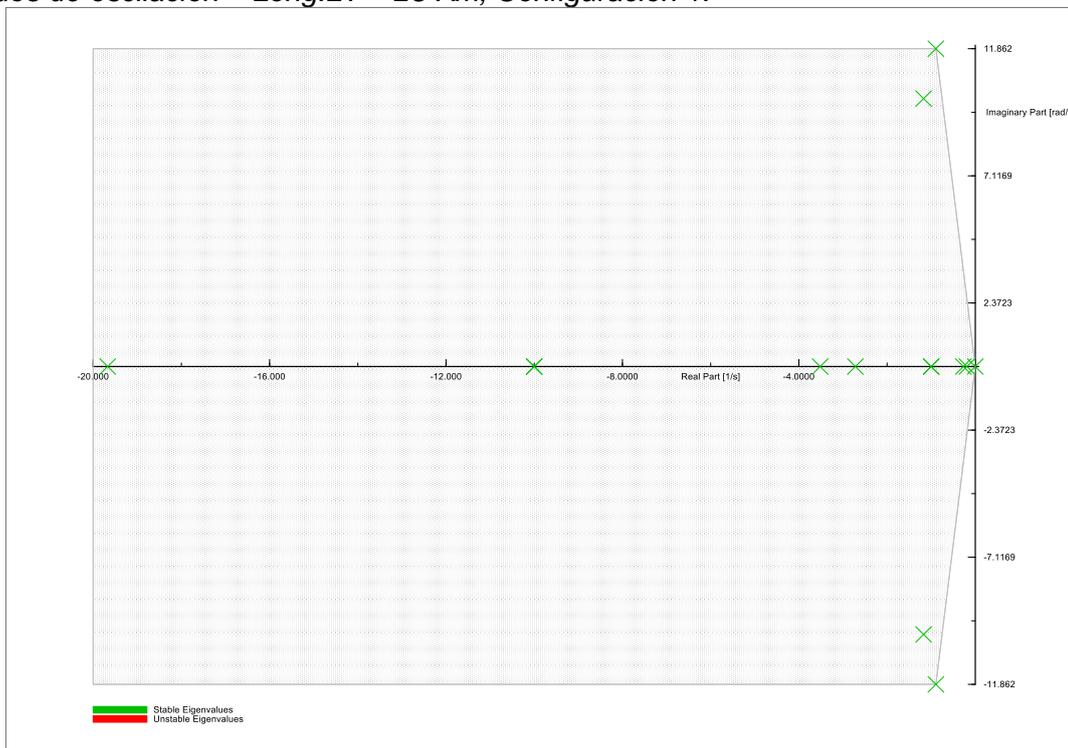
Participación en Modo 022 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 4.



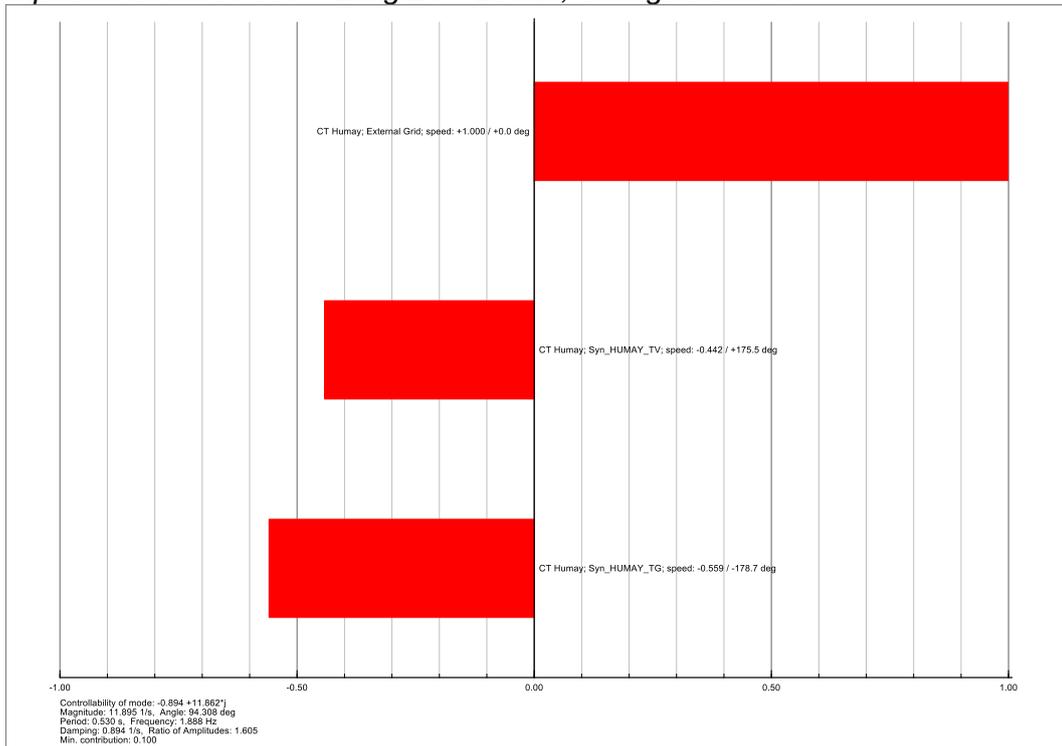
Participación en Modo 024 – Long.LT = 0,5 Km, Configuración 4.



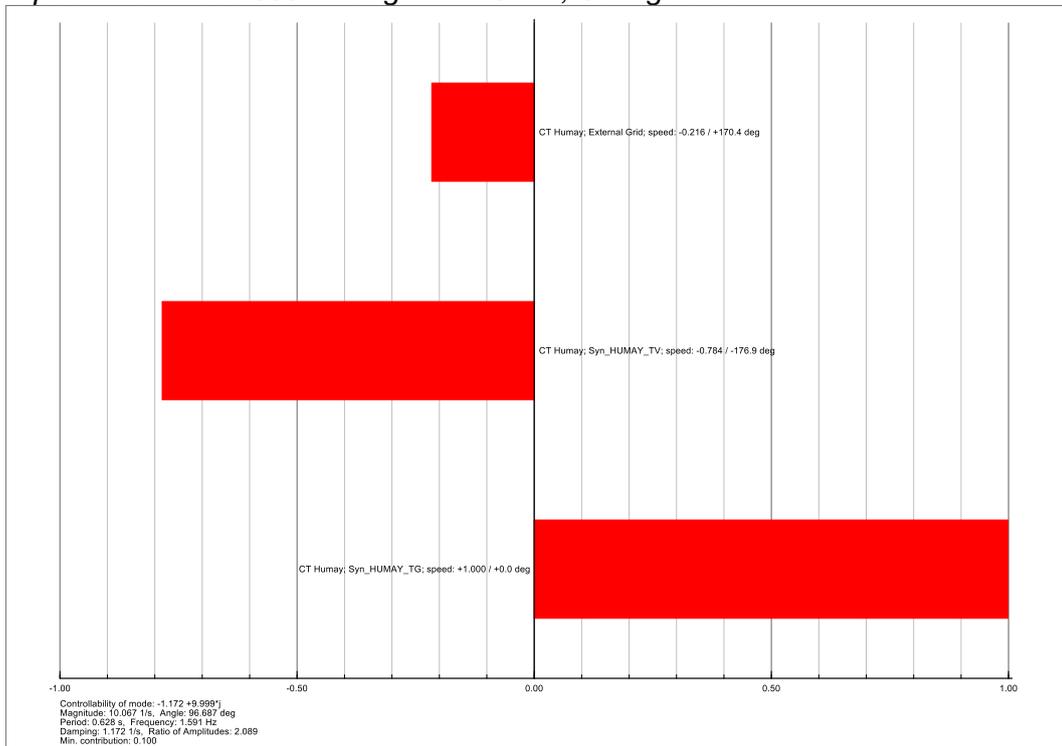
Modos de oscilación – Long.LT = 25 Km, Configuración 1.



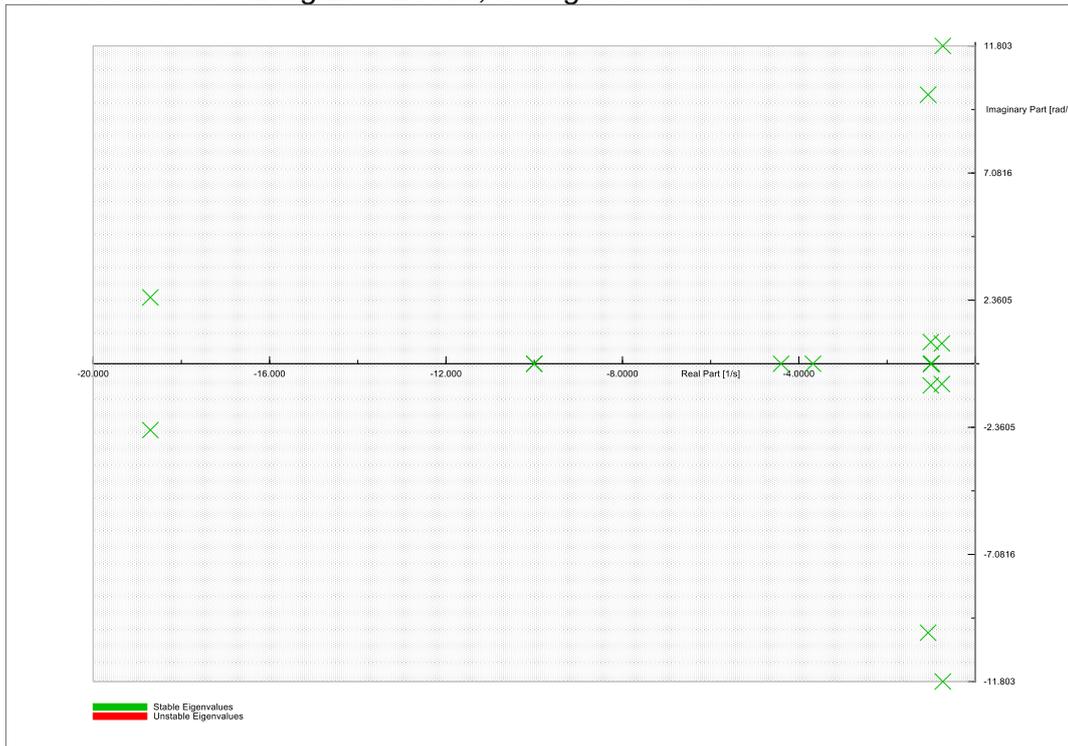
Participación en Modo 004 – Long.LT = 25 Km, Configuración 1.



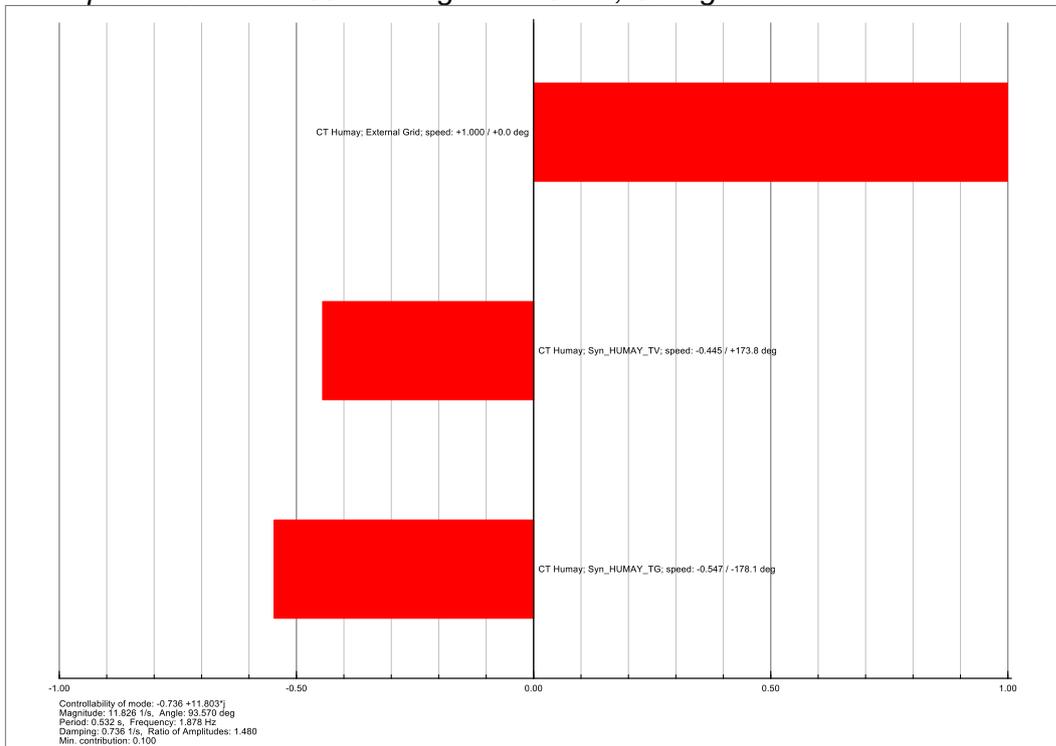
Participación en Modo 008 – Long.LT = 25 Km, Configuración 1.



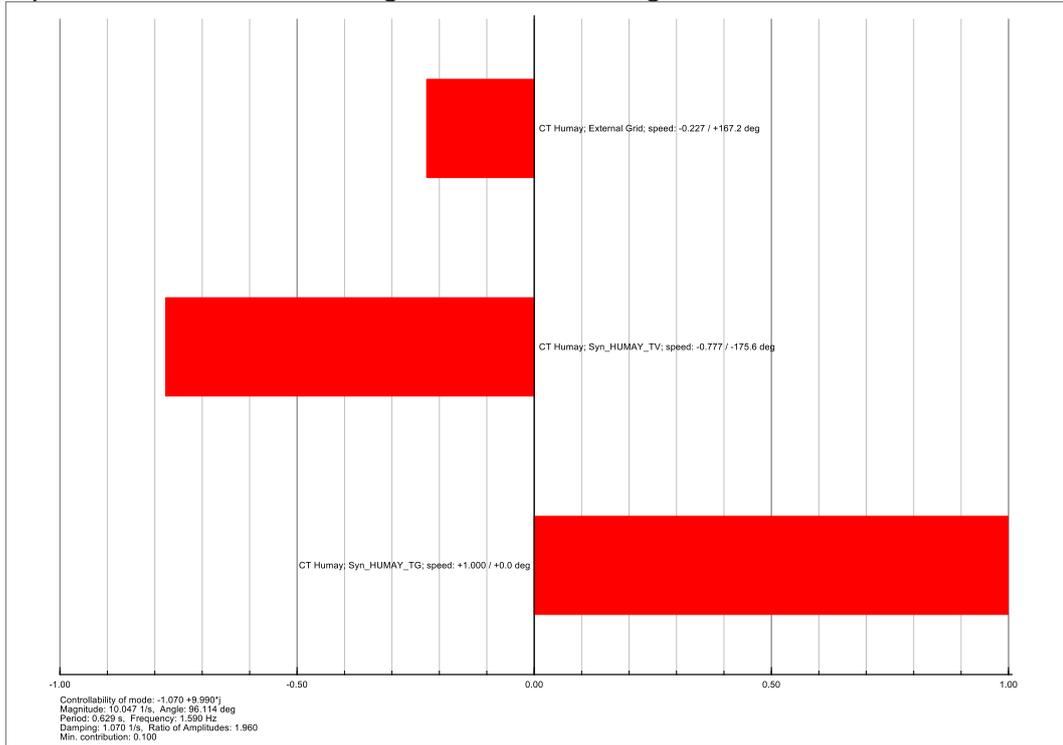
Modos de oscilación – Long.LT = 25 Km, Configuración 2.



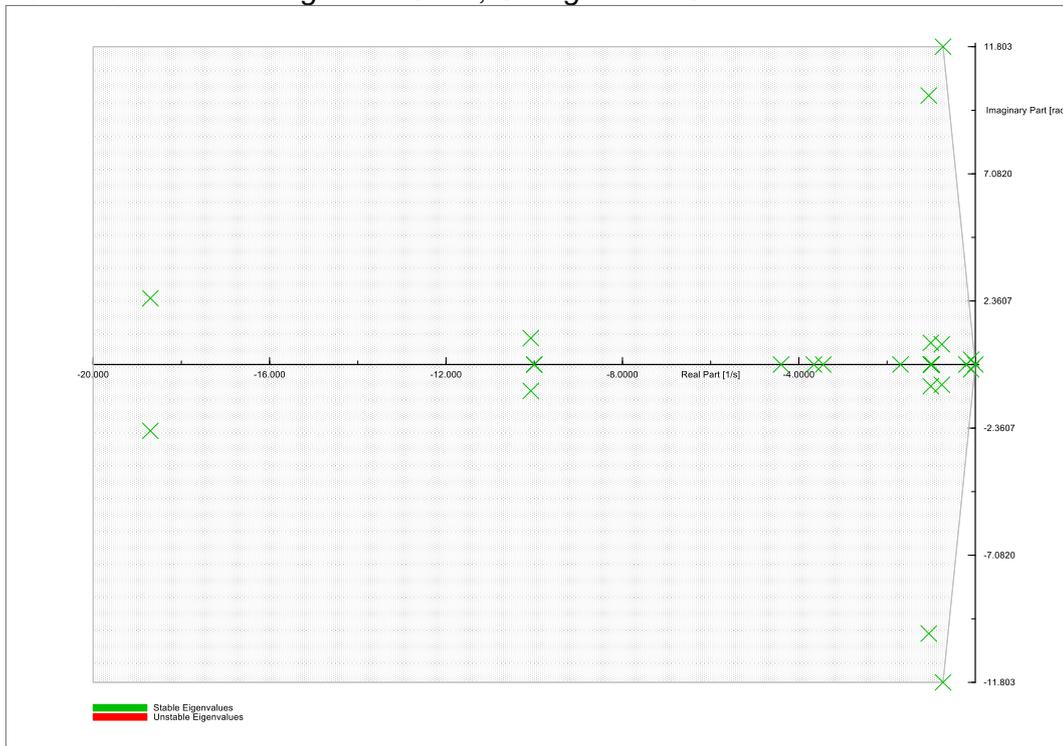
Participación en Modo 002 – Long.LT = 25 Km, Configuración 2.



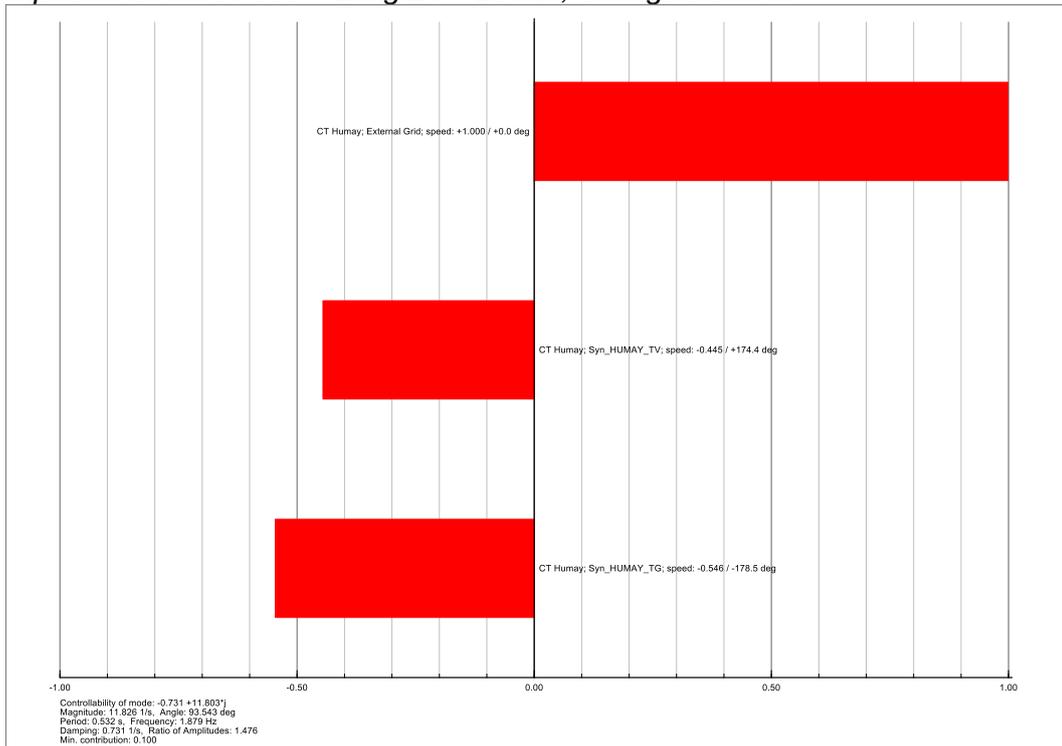
Participación en Modo 014 – Long.LT = 25 Km, Configuración 2.



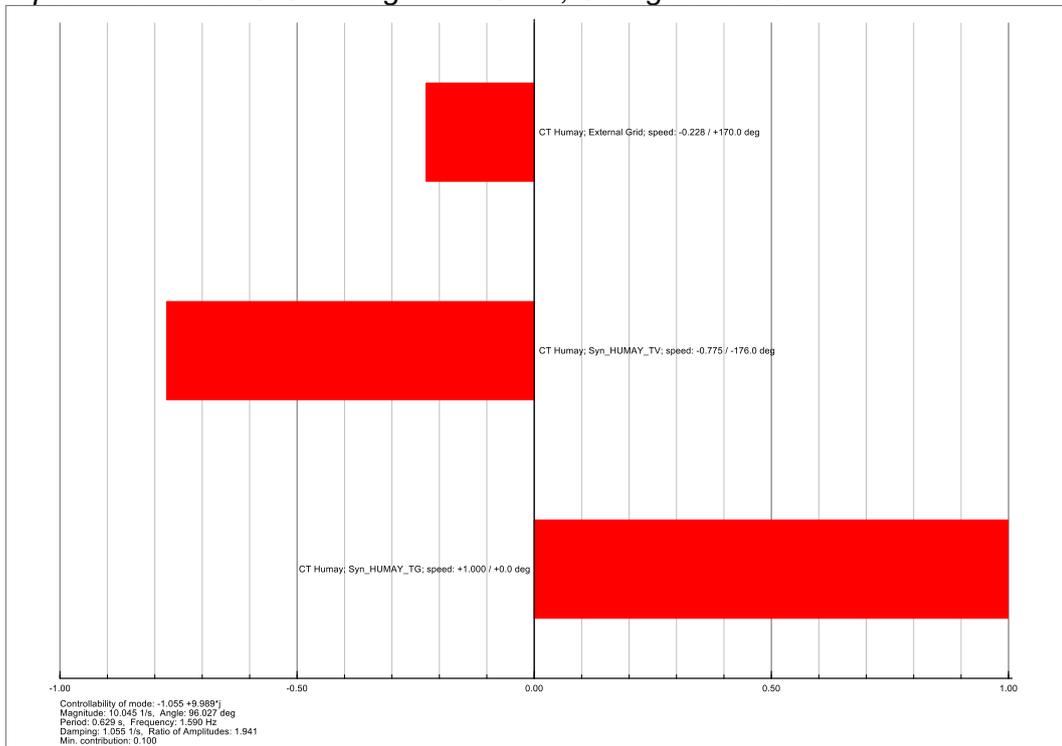
Modos de oscilación – Long.LT = 25 Km, Configuración 3.



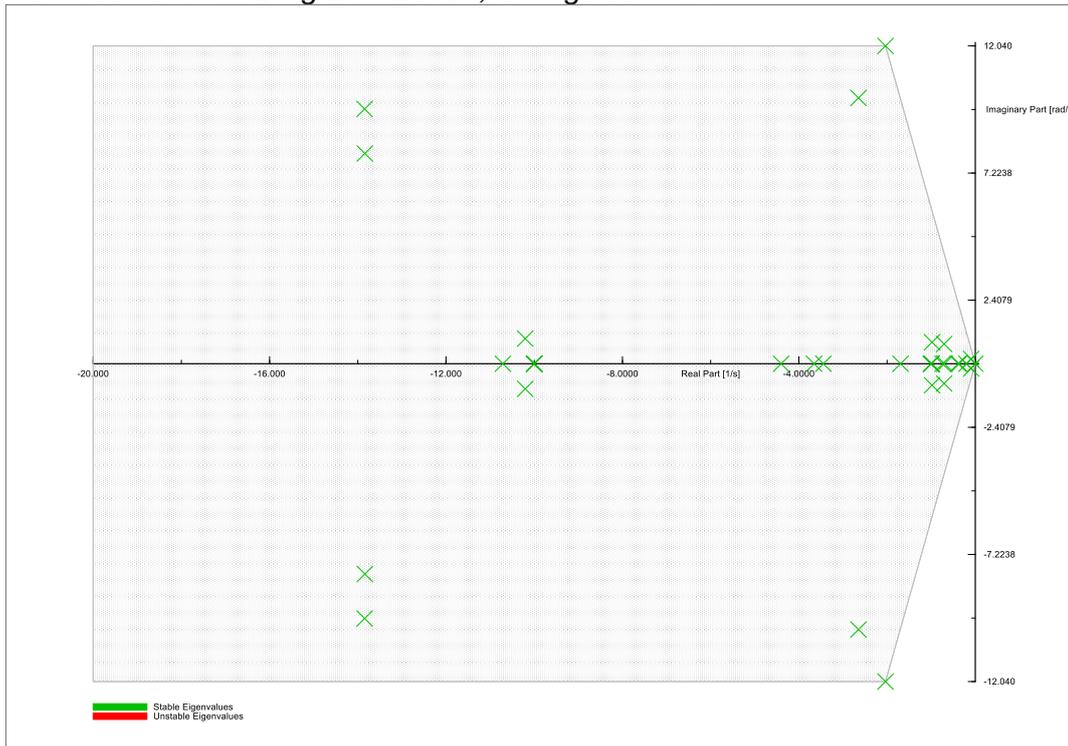
Participación en Modo 005 – Long.LT = 25 Km, Configuración 3.



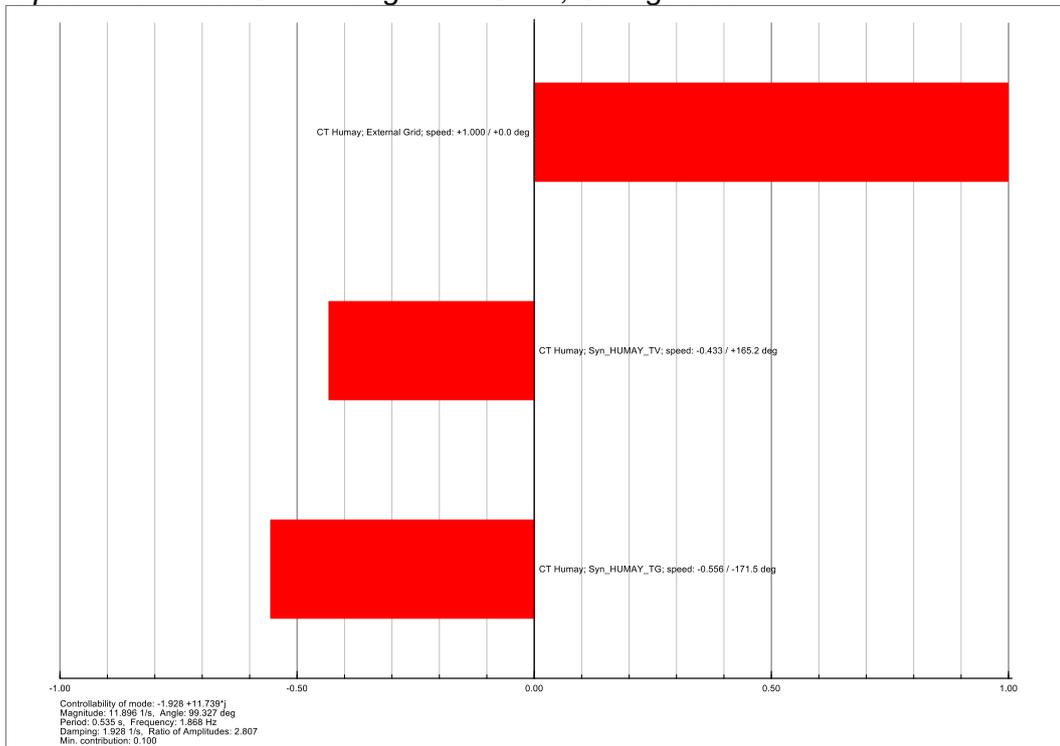
Participación en Modo 019 – Long.LT = 25 Km, Configuración 3.



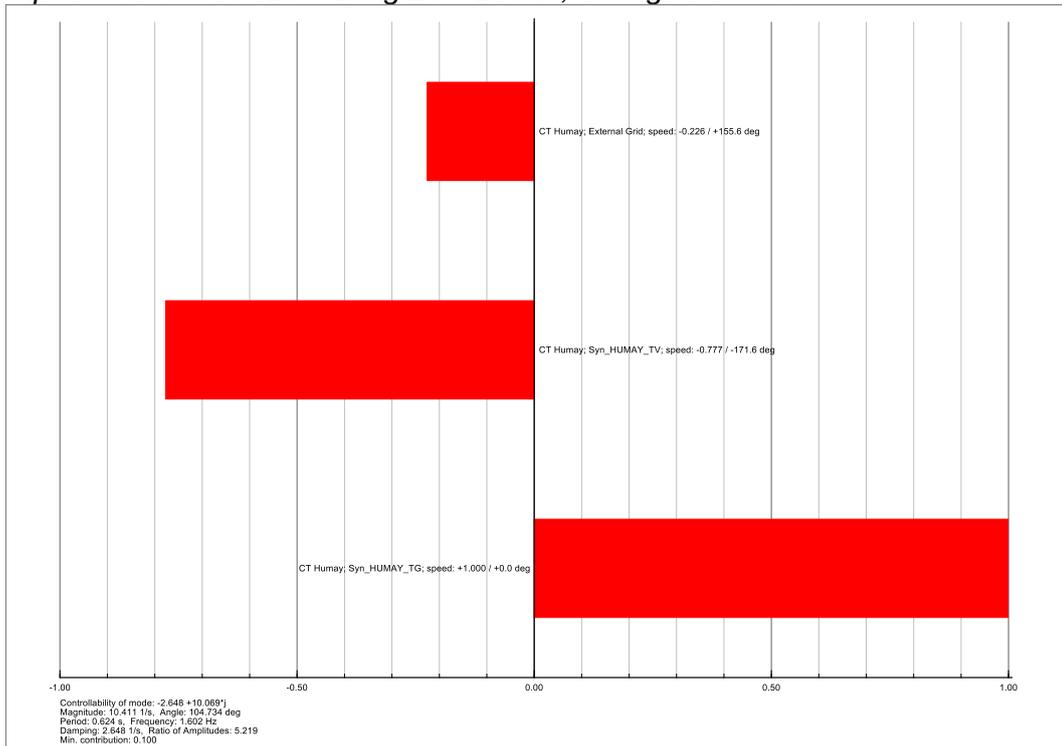
Modos de oscilación – Long.LT = 25 Km, Configuración 4.



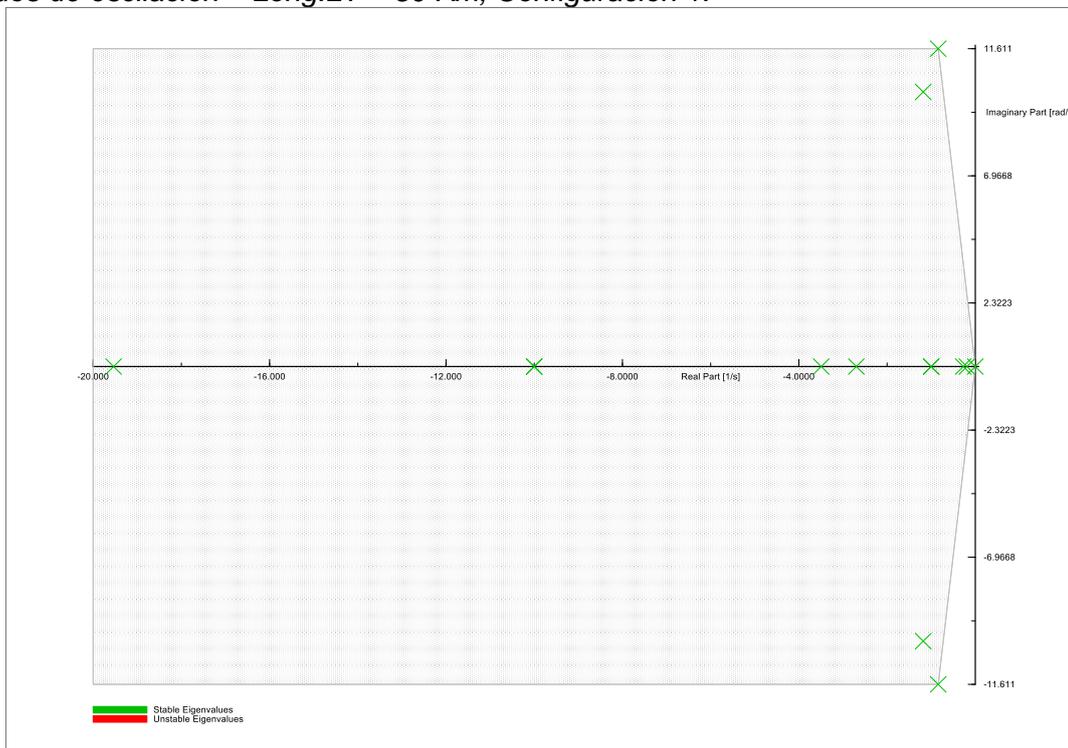
Participación en Modo 022 – Long.LT = 25 Km, Configuración 4.



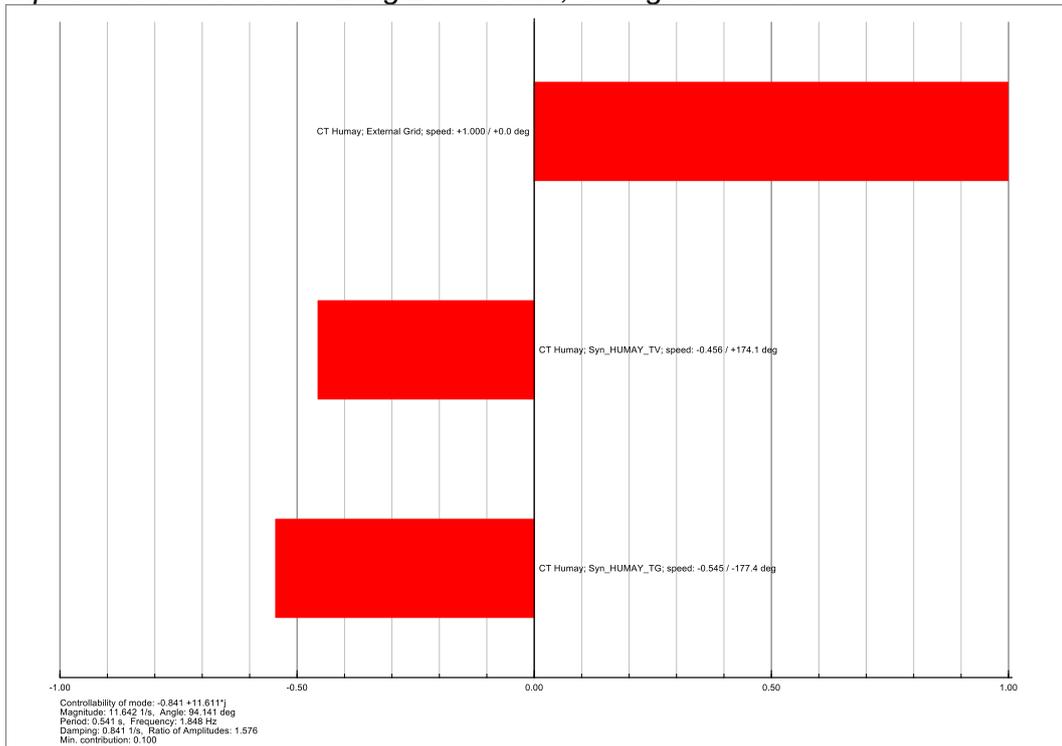
Participación en Modo 024 – Long.LT = 25 Km, Configuración 4.



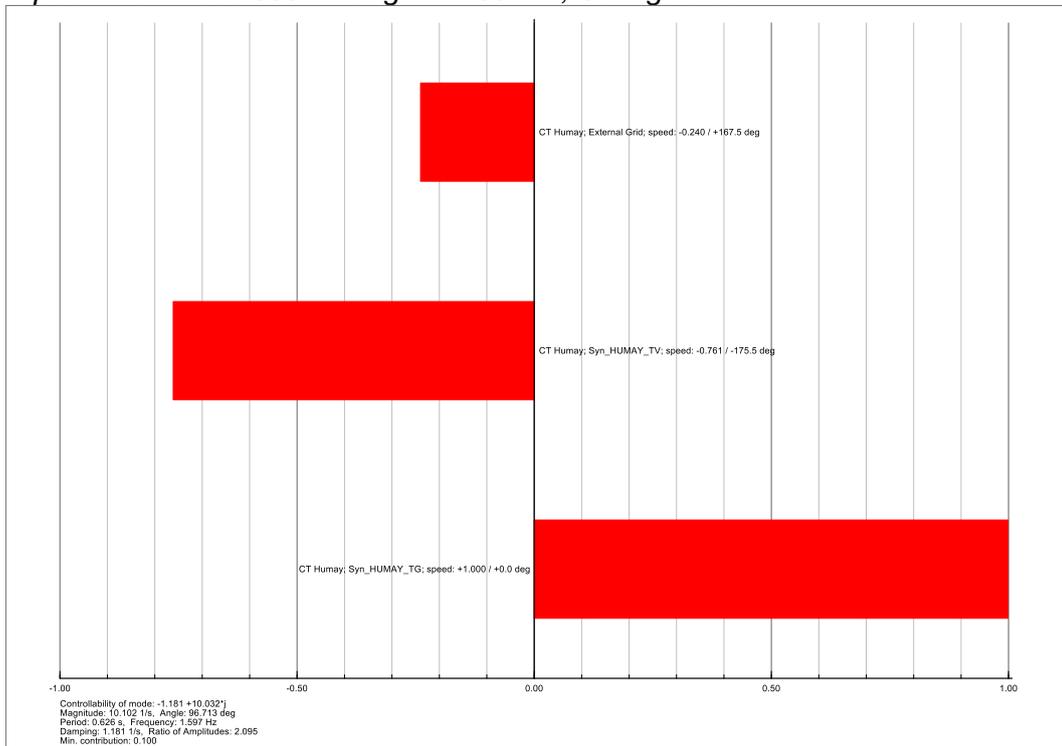
Modos de oscilación – Long.LT = 50 Km, Configuración 1.



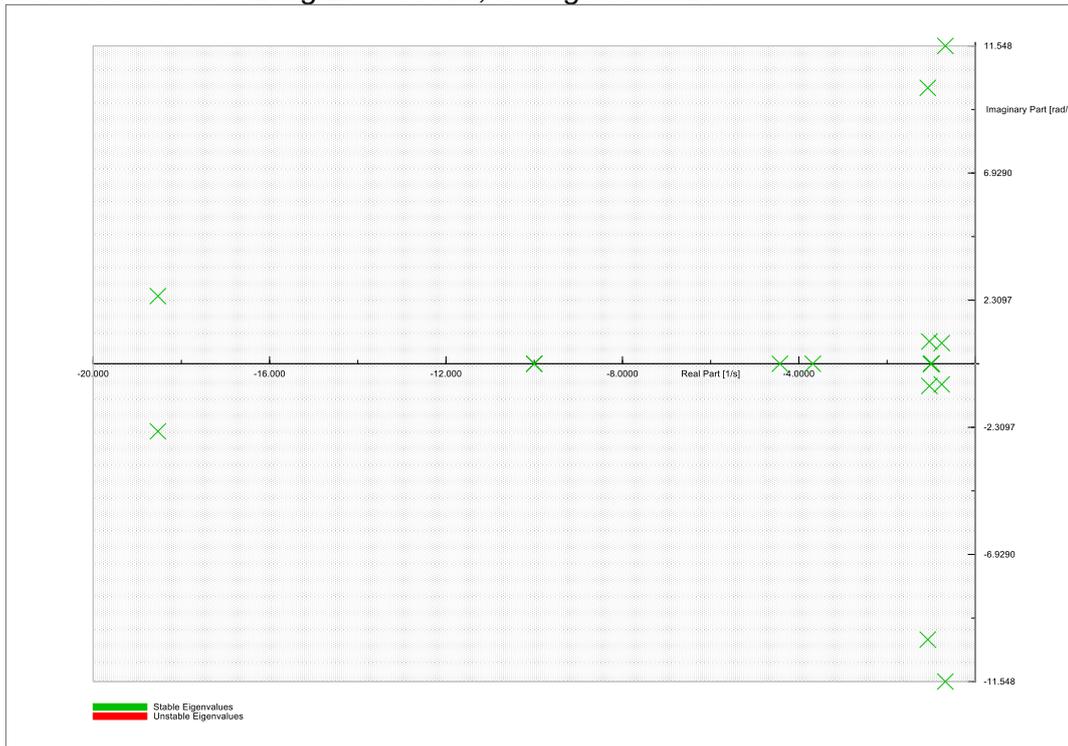
Participación en Modo 004 – Long.LT = 50 Km, Configuración 1.



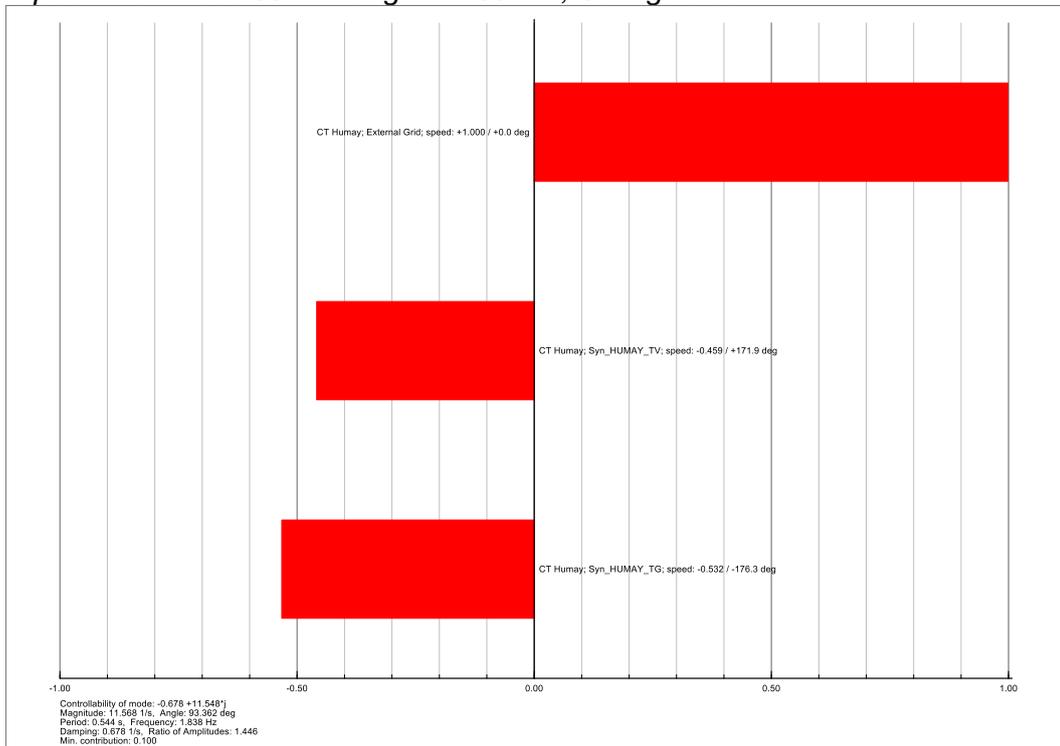
Participación en Modo 008 – Long.LT = 50 Km, Configuración 1.



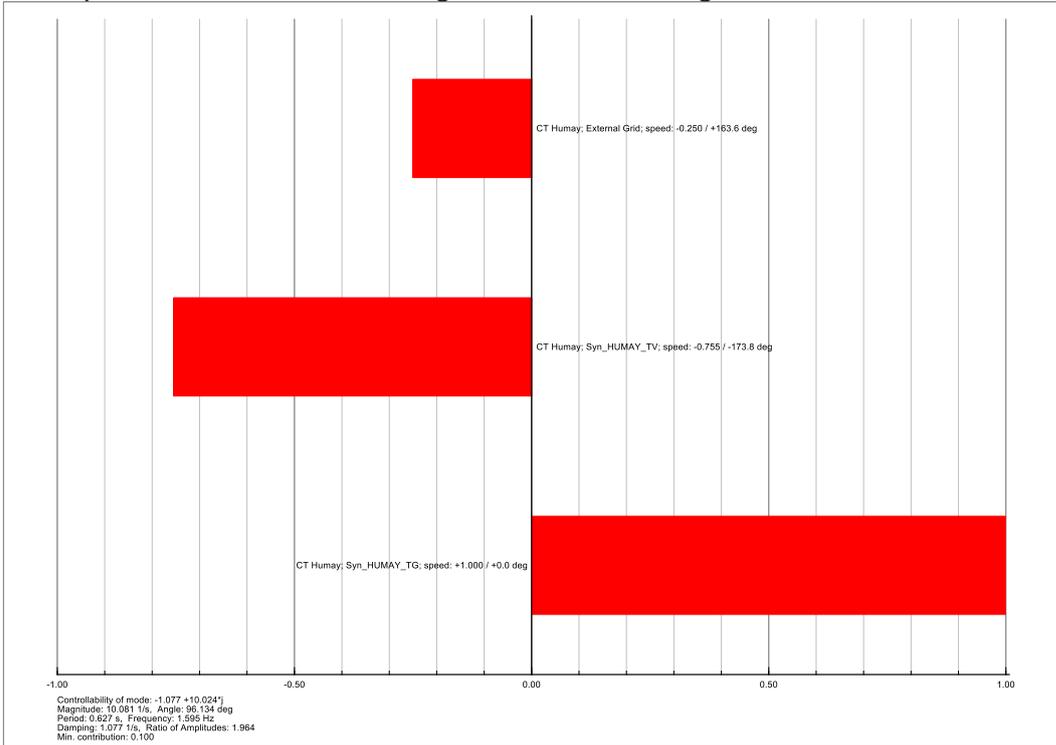
Modos de oscilación – Long.LT = 50 Km, Configuración 2.



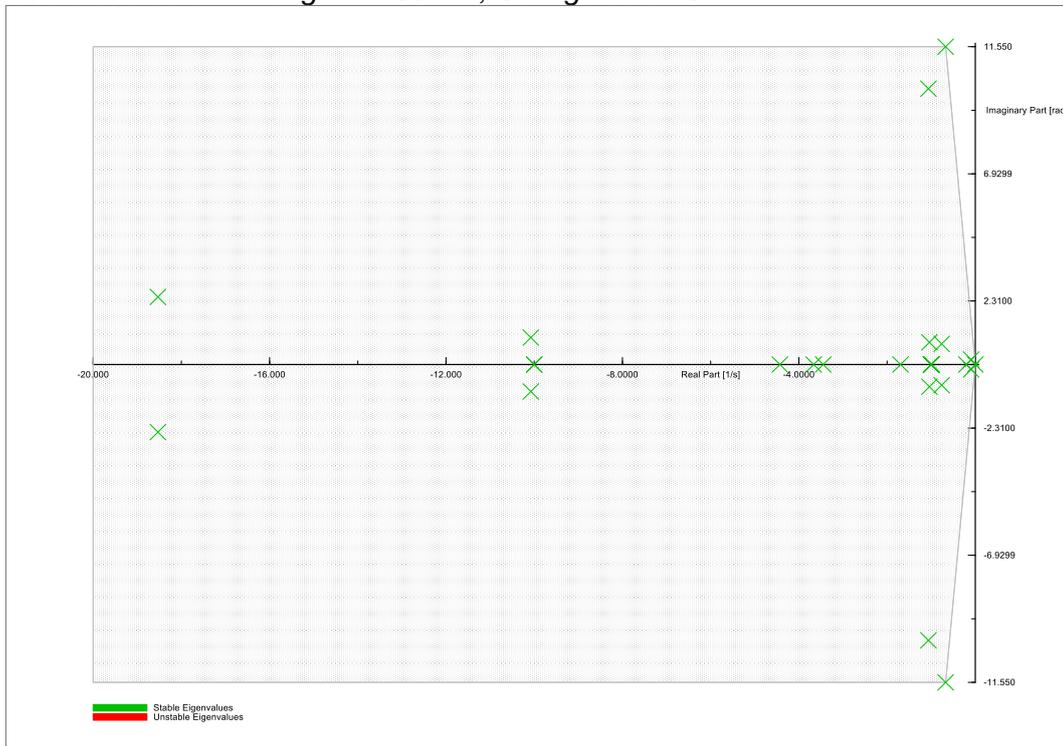
Participación en Modo 002 – Long.LT = 50 Km, Configuración 2.



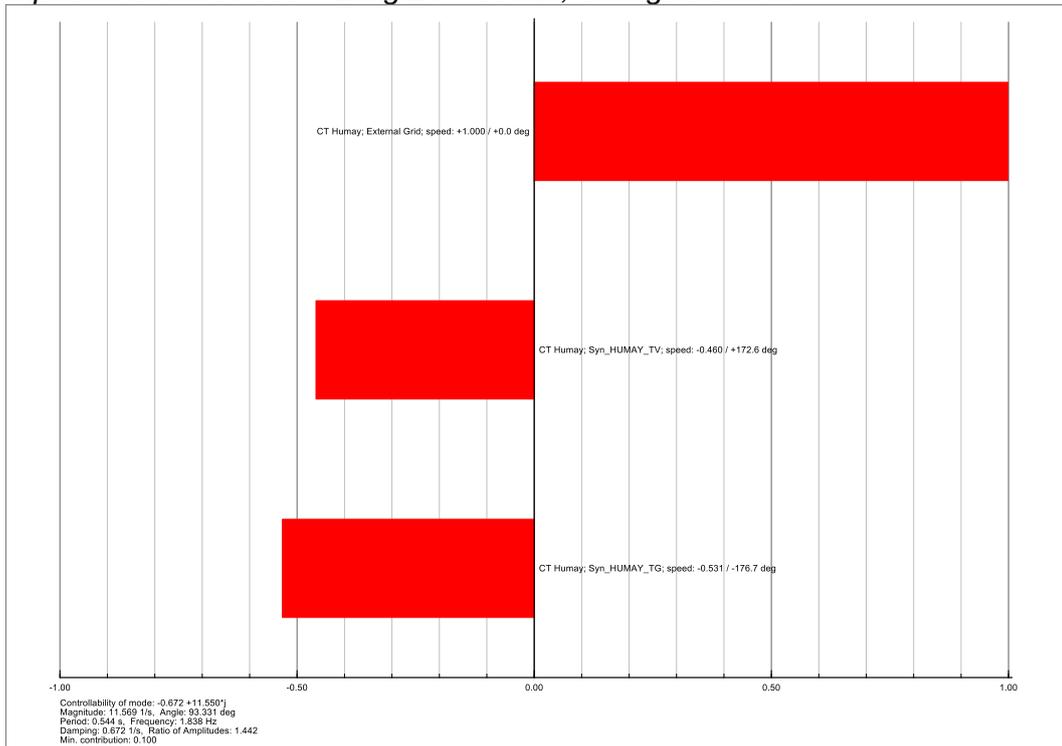
Participación en Modo 014 – Long.LT = 50 Km, Configuración 2.



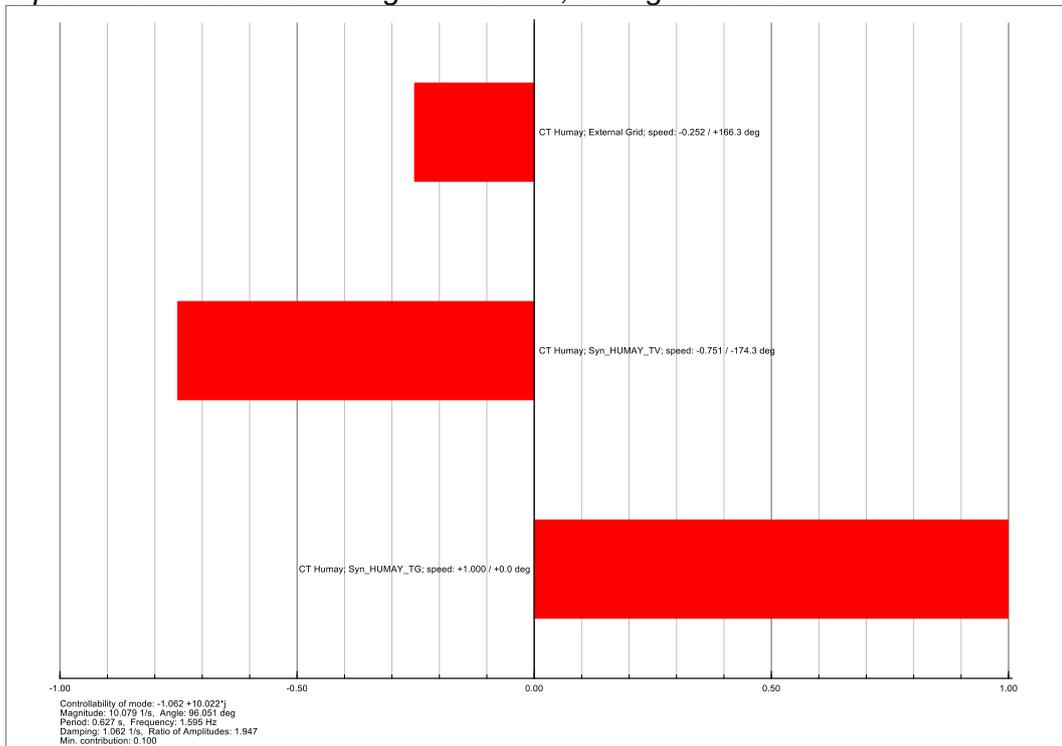
Modos de oscilación – Long.LT = 50 Km, Configuración 3.



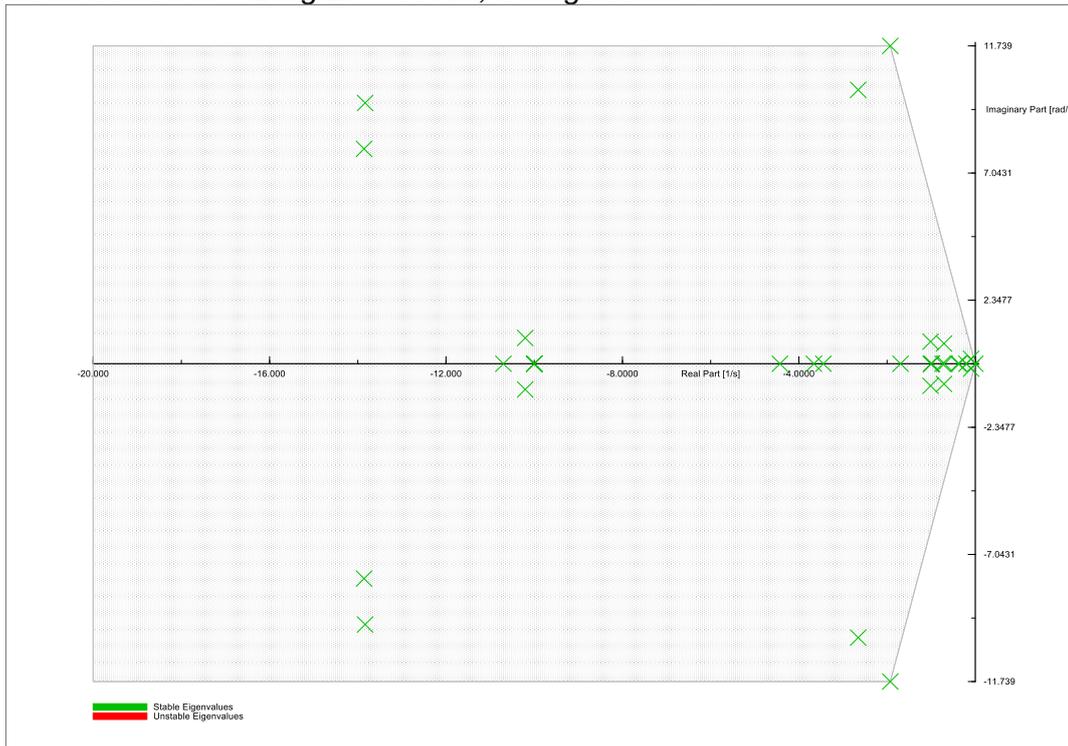
Participación en Modo 005 – Long.LT = 50 Km, Configuración 3.



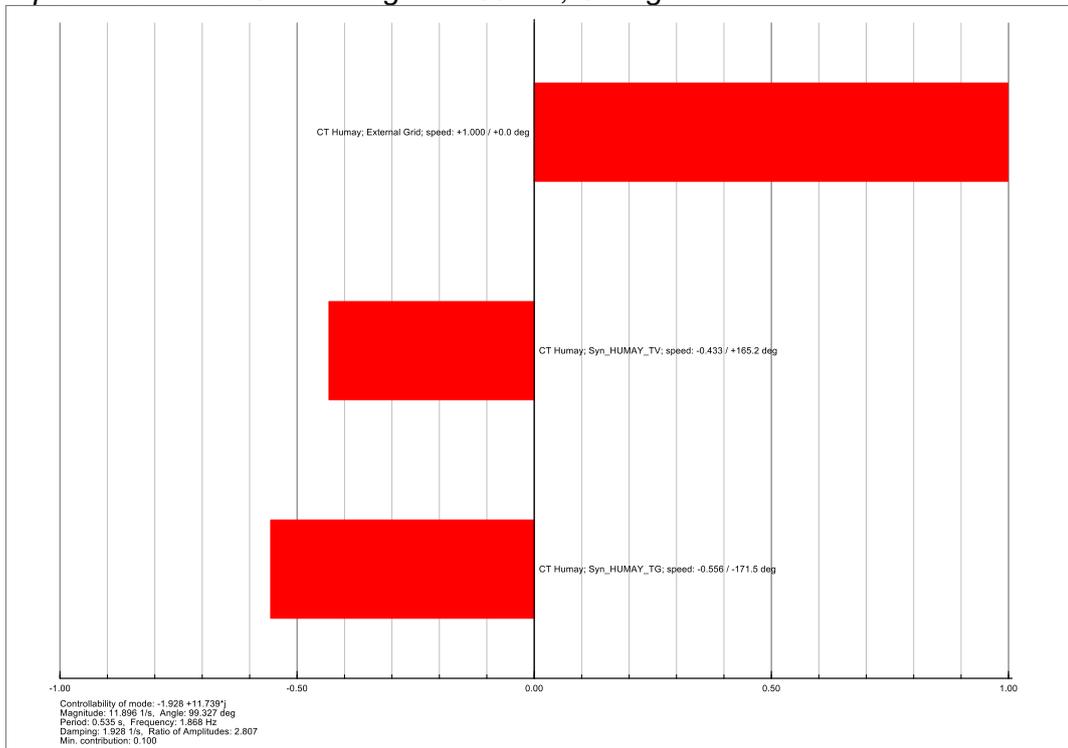
Participación en Modo 019 – Long.LT = 50 Km, Configuración 3.



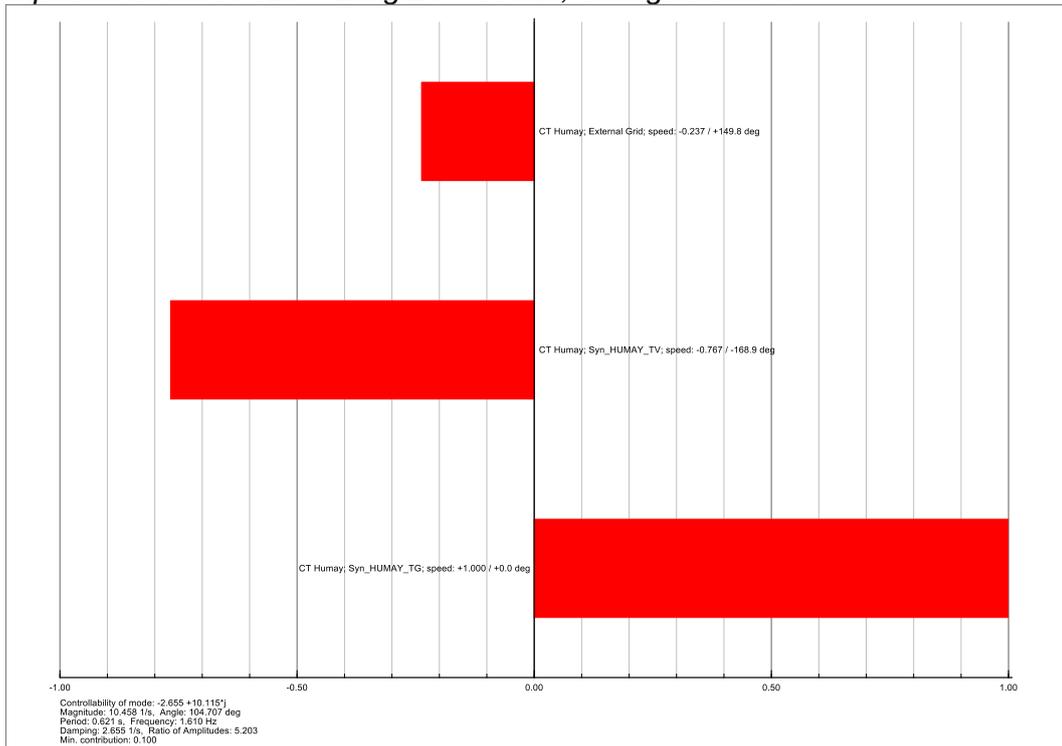
Modos de oscilación – Long.LT = 50 Km, Configuración 4.



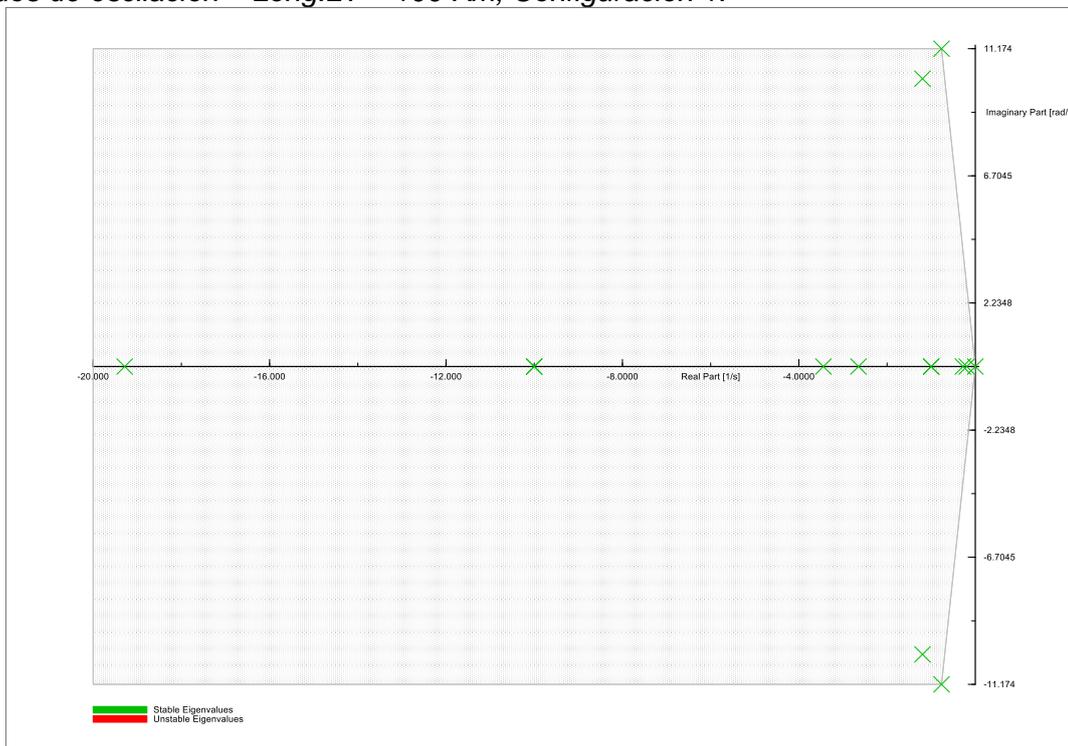
Participación en Modo 022 – Long.LT = 50 Km, Configuración 4.



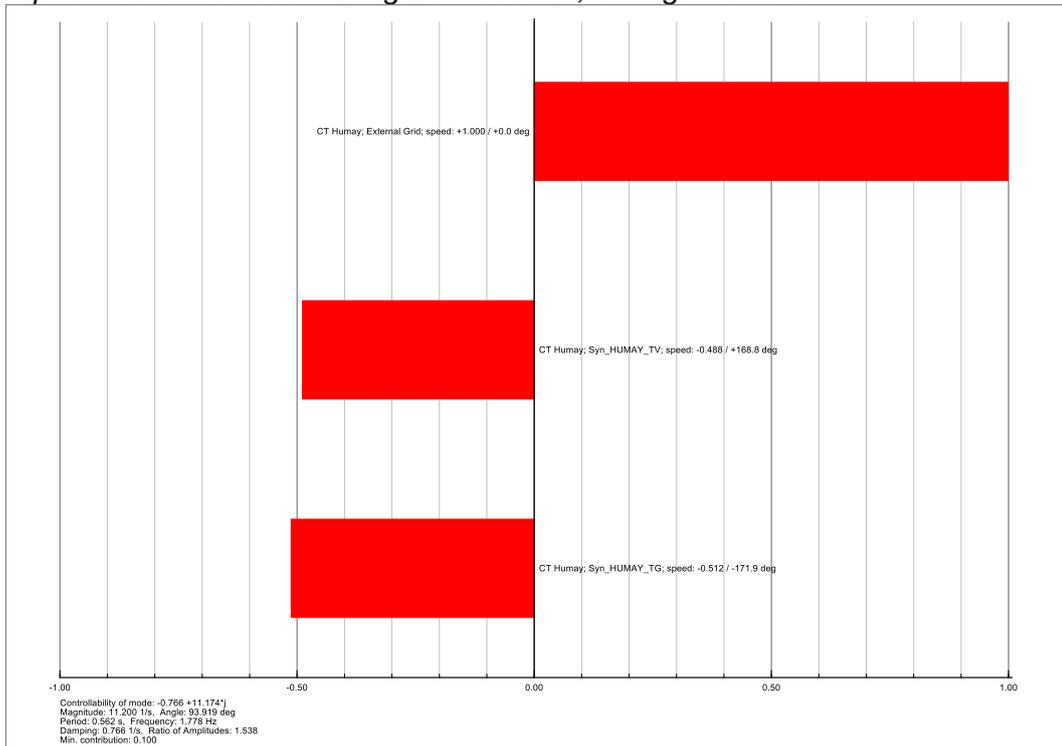
Participación en Modo 024 – Long.LT = 50 Km, Configuración 4.



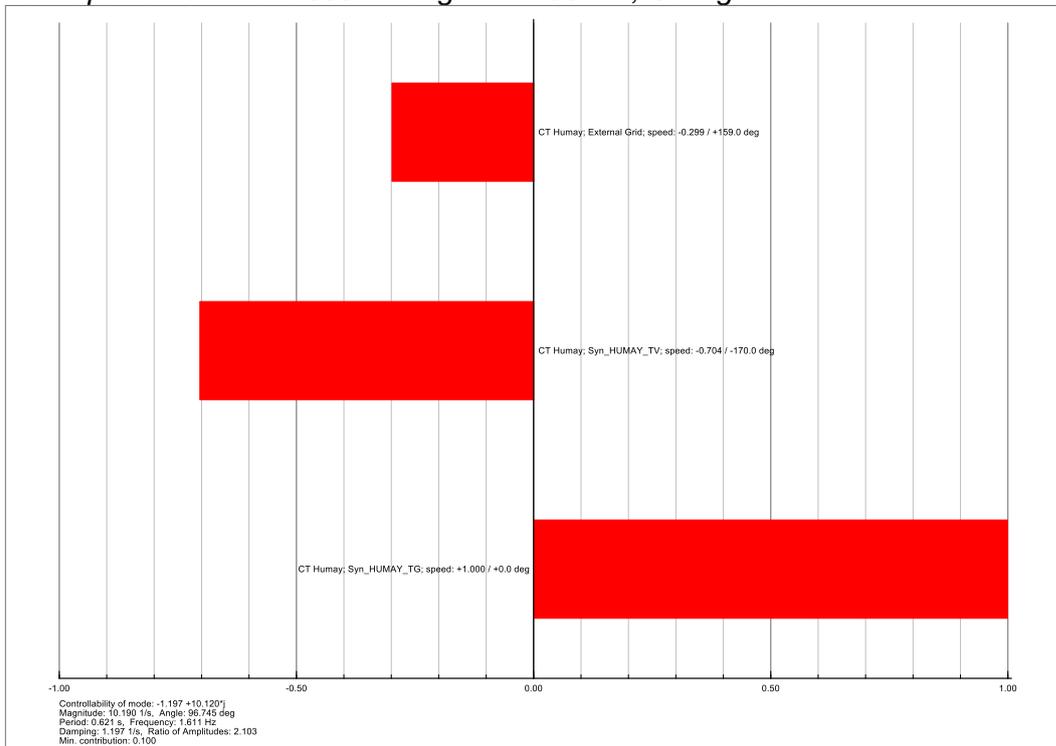
Modos de oscilación – Long.LT = 100 Km, Configuración 1.



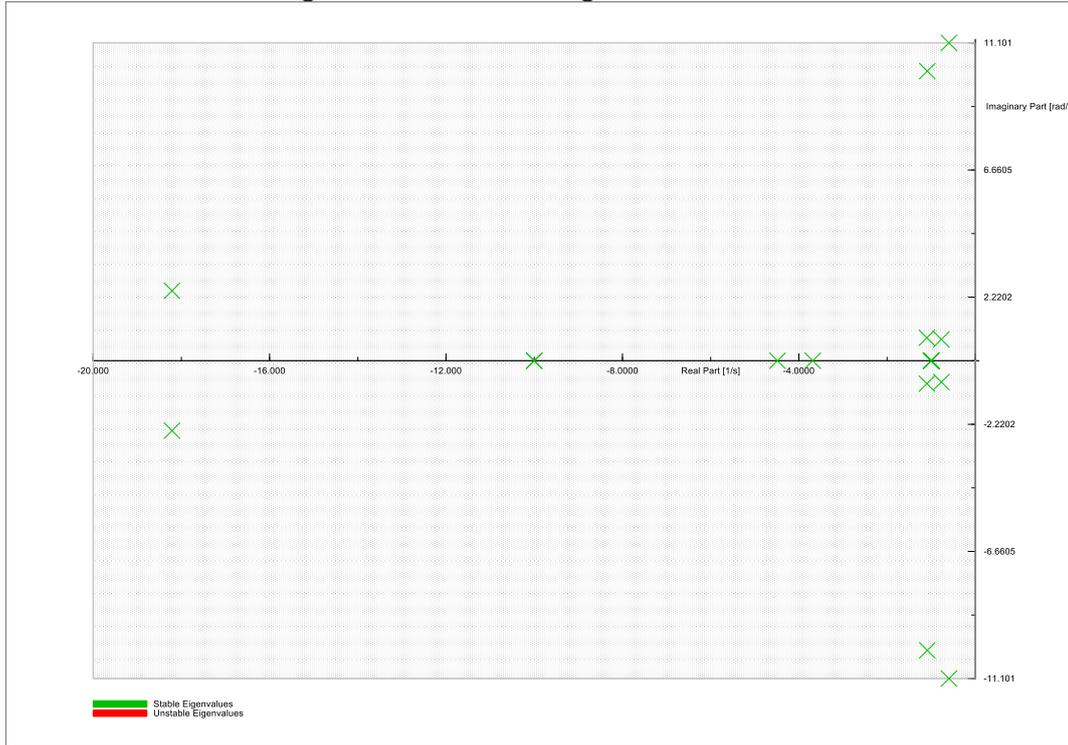
Participación en Modo 004 – Long.LT = 100 Km, Configuración 1.



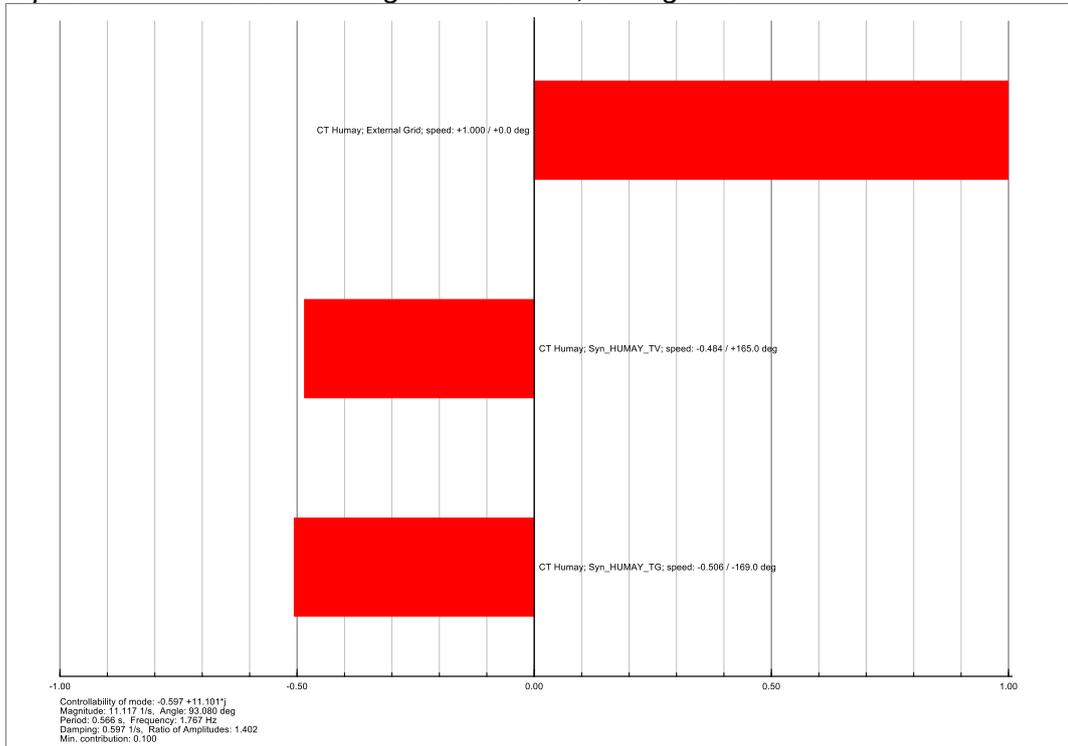
Participación en Modo 008 – Long.LT = 100 Km, Configuración 1.



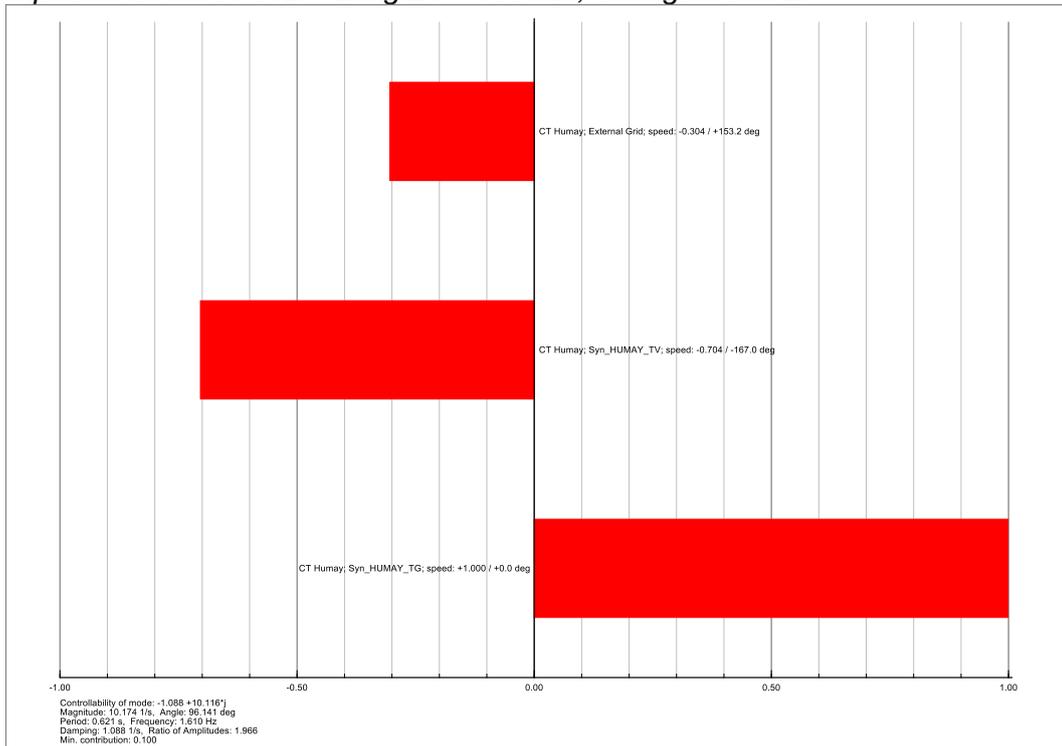
Modos de oscilación – Long.LT = 100 Km, Configuración 2.



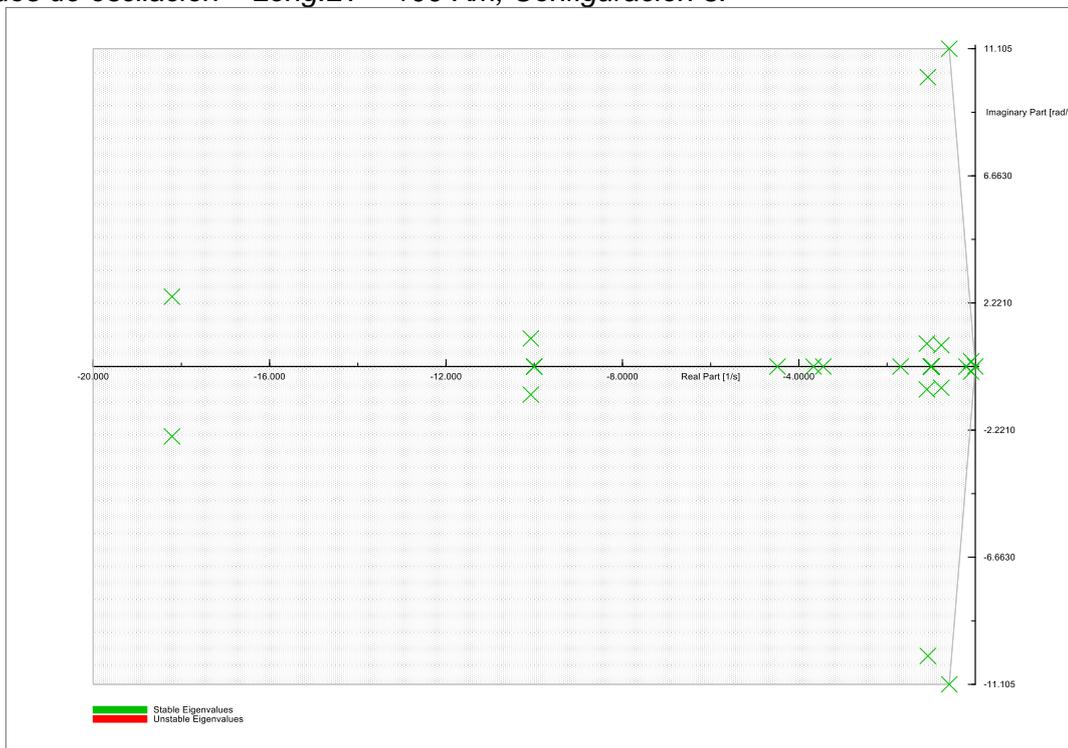
Participación en Modo 002 – Long.LT = 100 Km, Configuración 2.



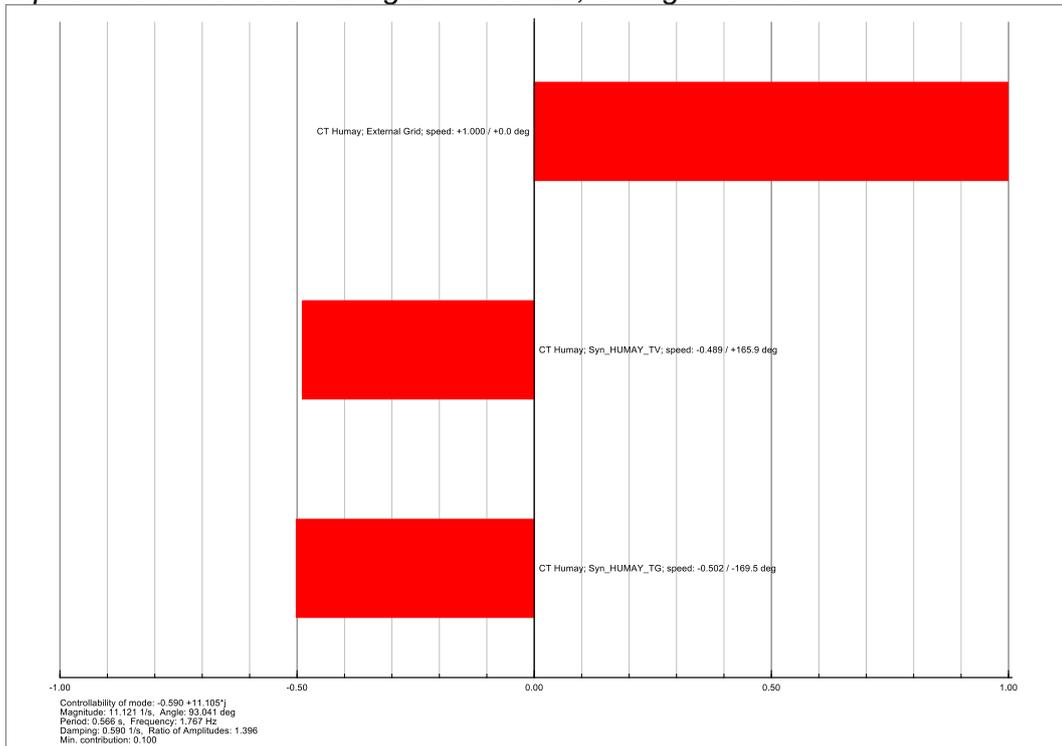
Participación en Modo 012 – Long.LT = 100 Km, Configuración 2.



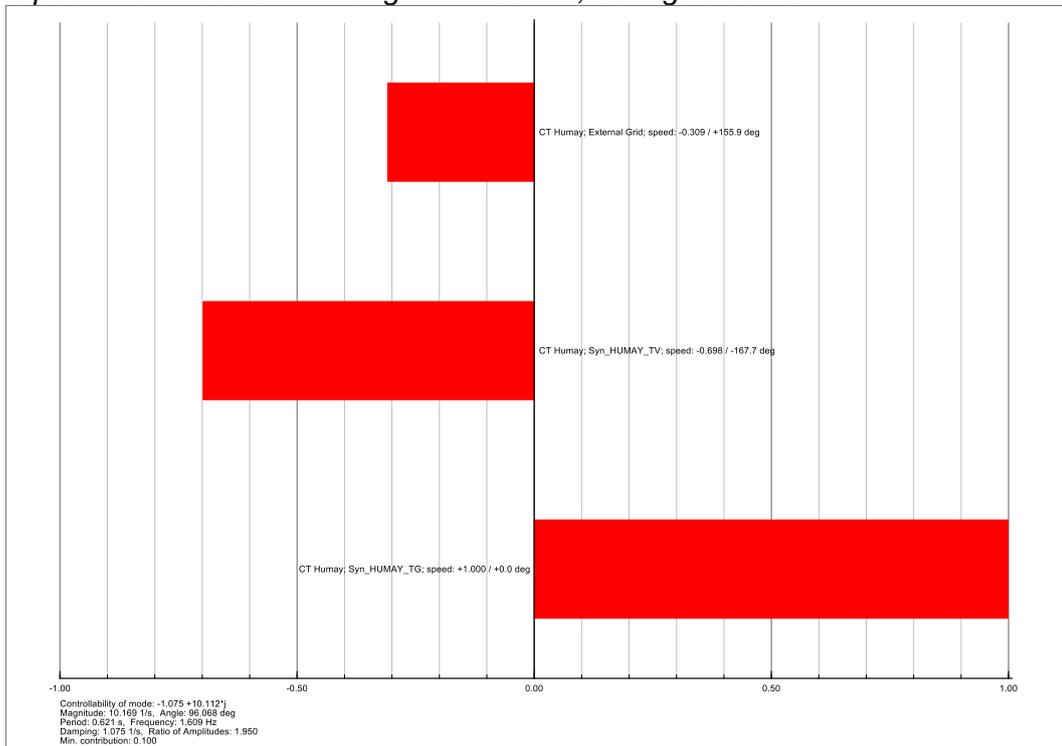
Modos de oscilación – Long.LT = 100 Km, Configuración 3.



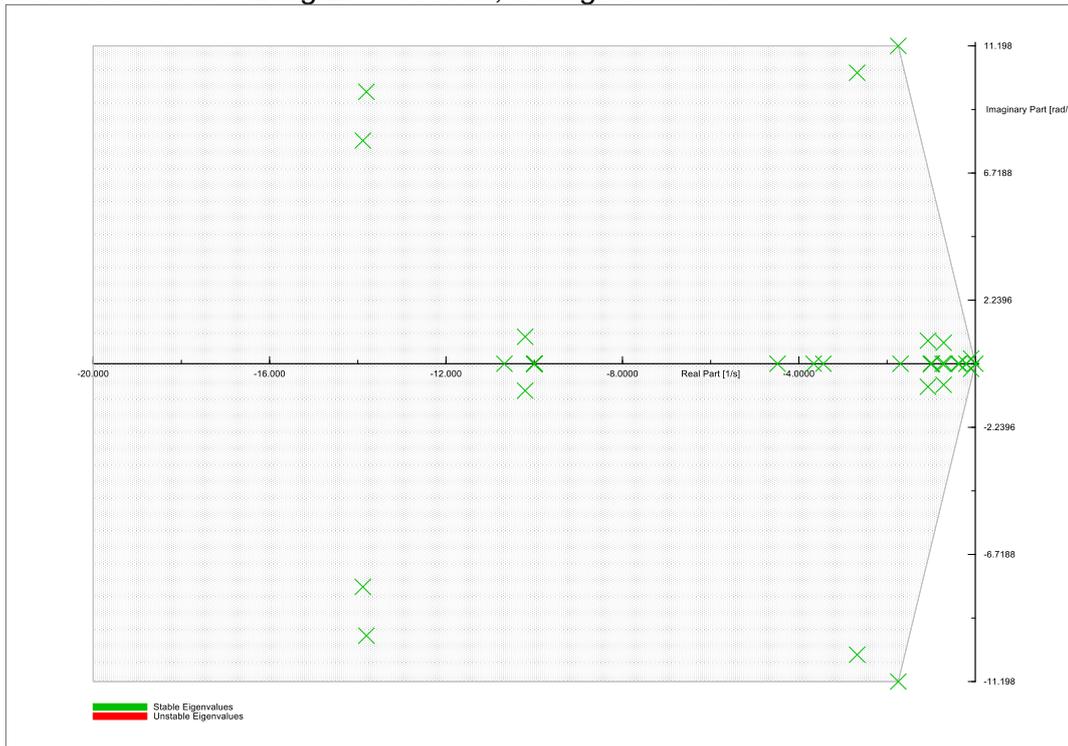
Participación en Modo 005 – Long.LT = 100 Km, Configuración 3.



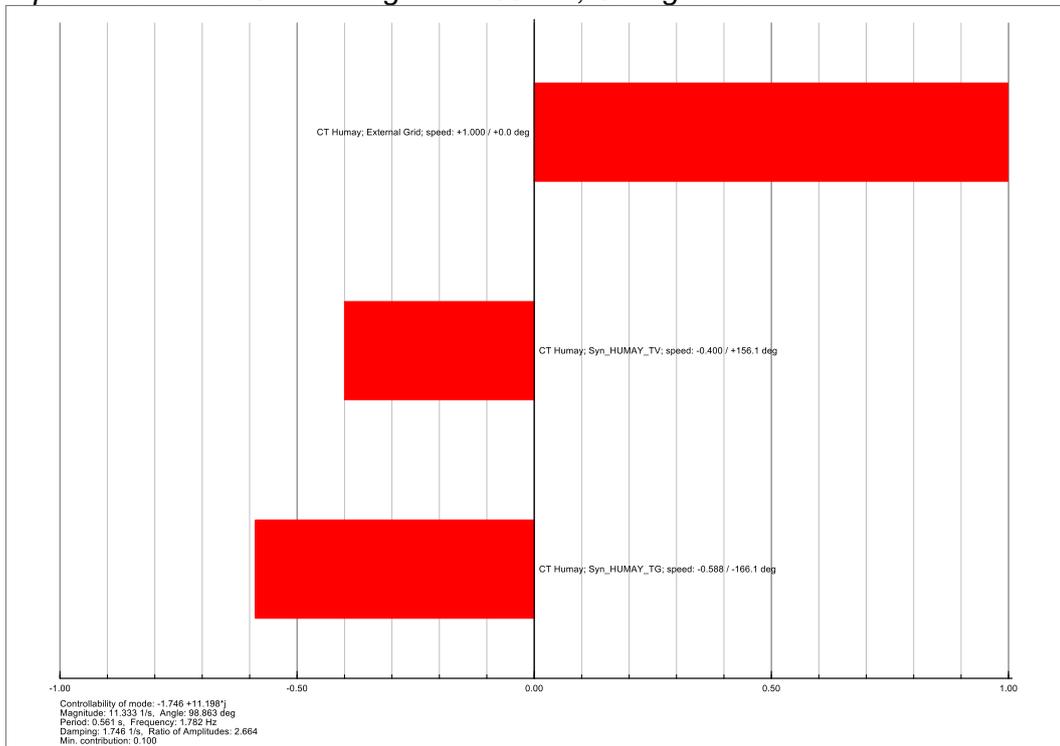
Participación en Modo 017 – Long.LT = 100 Km, Configuración 3.



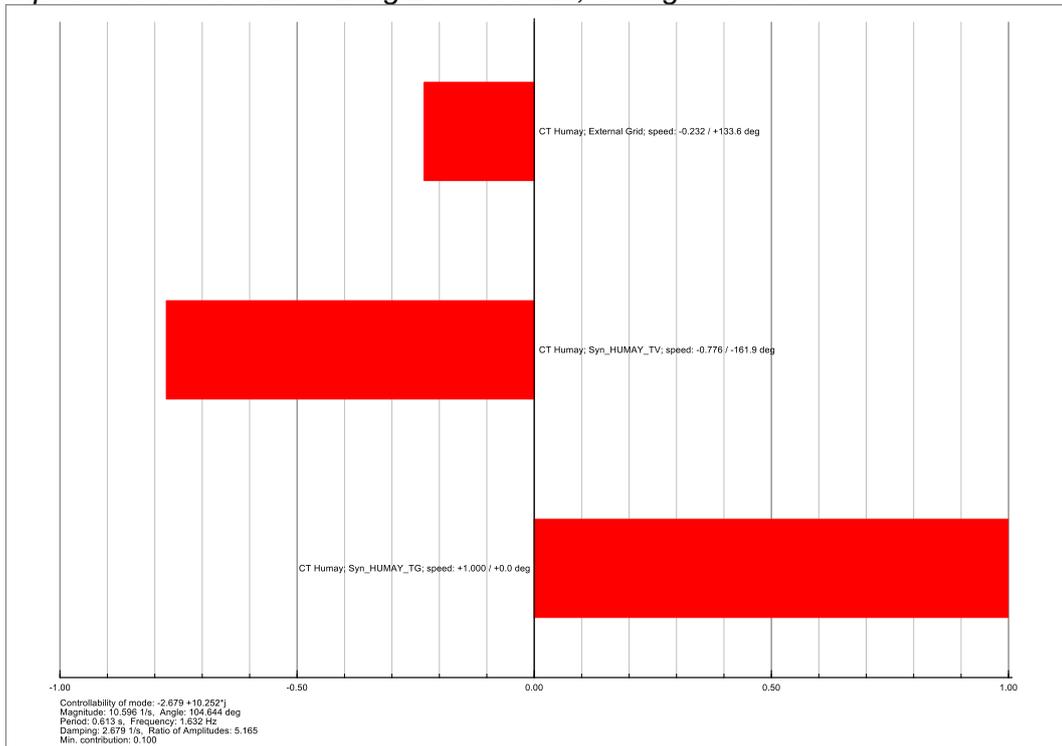
Modos de oscilación – Long.LT = 100 Km, Configuración 4.



Participación en Modo 022 – Long.LT = 100 Km, Configuración 4.

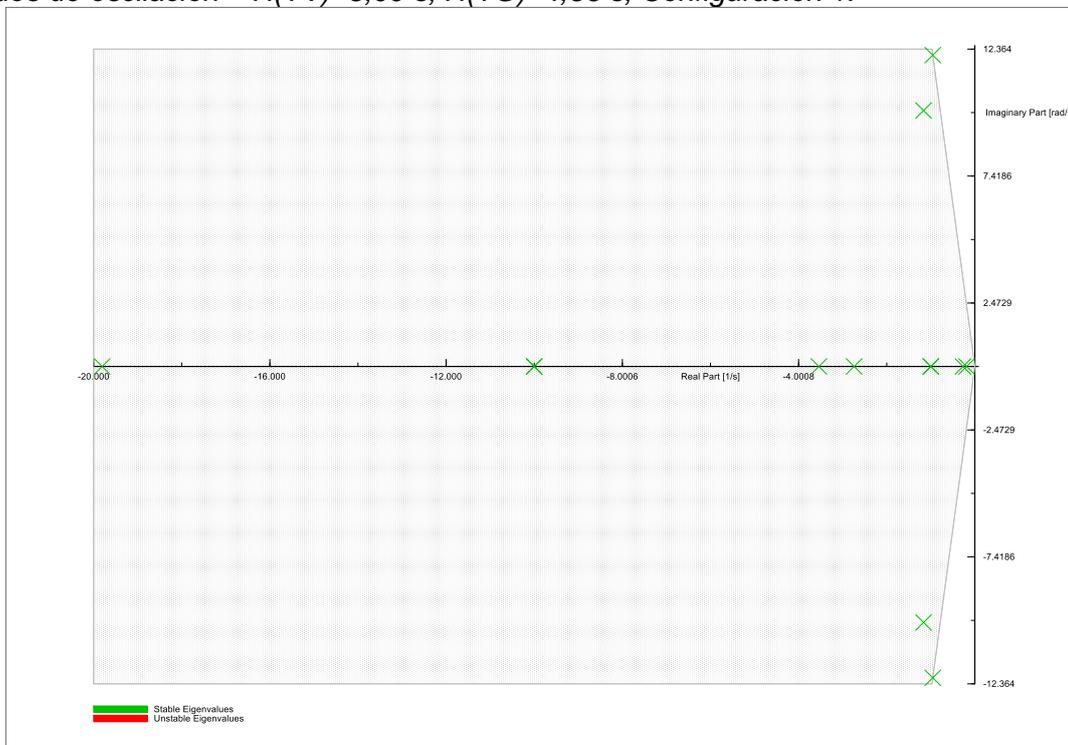


Participación en Modo 024 – Long.LT = 100 Km, Configuración 4.

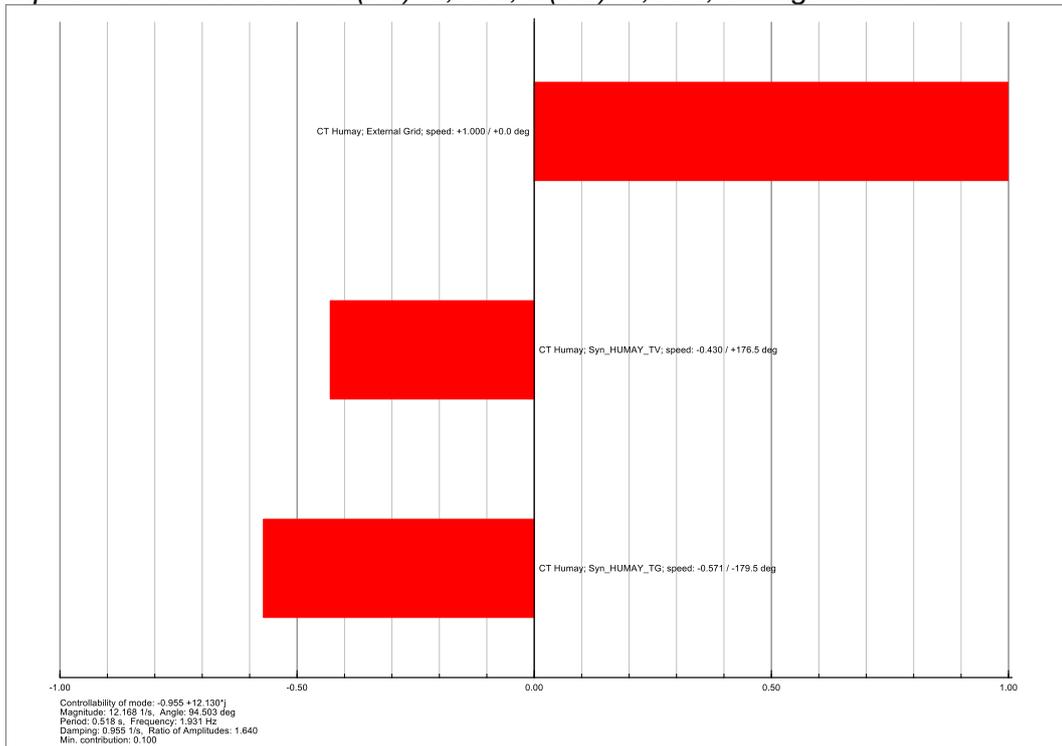


c) Resultados de estabilidad permanente para el caso 3

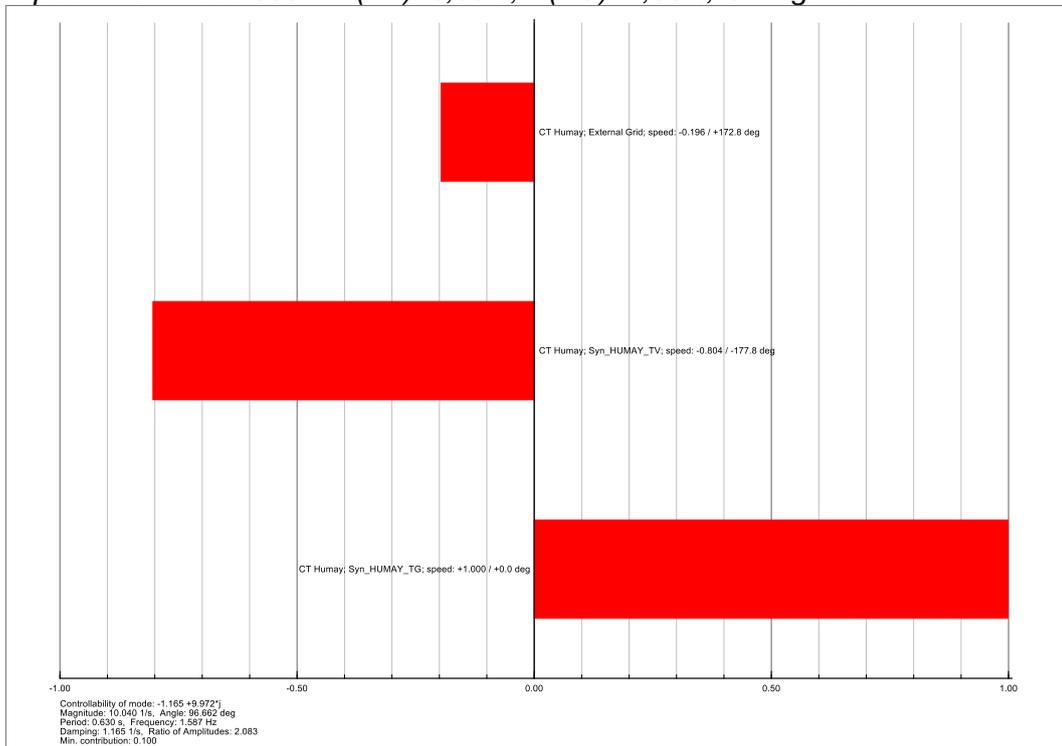
Modos de oscilación –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 1.



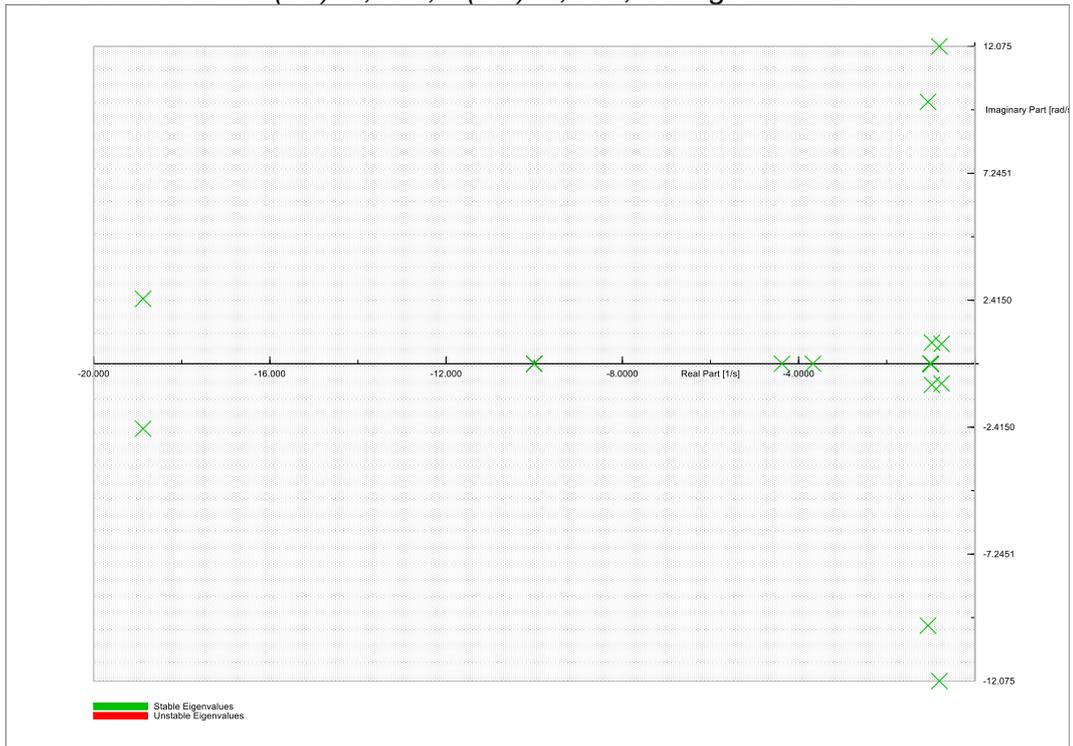
Participación en Modo 004 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 1.



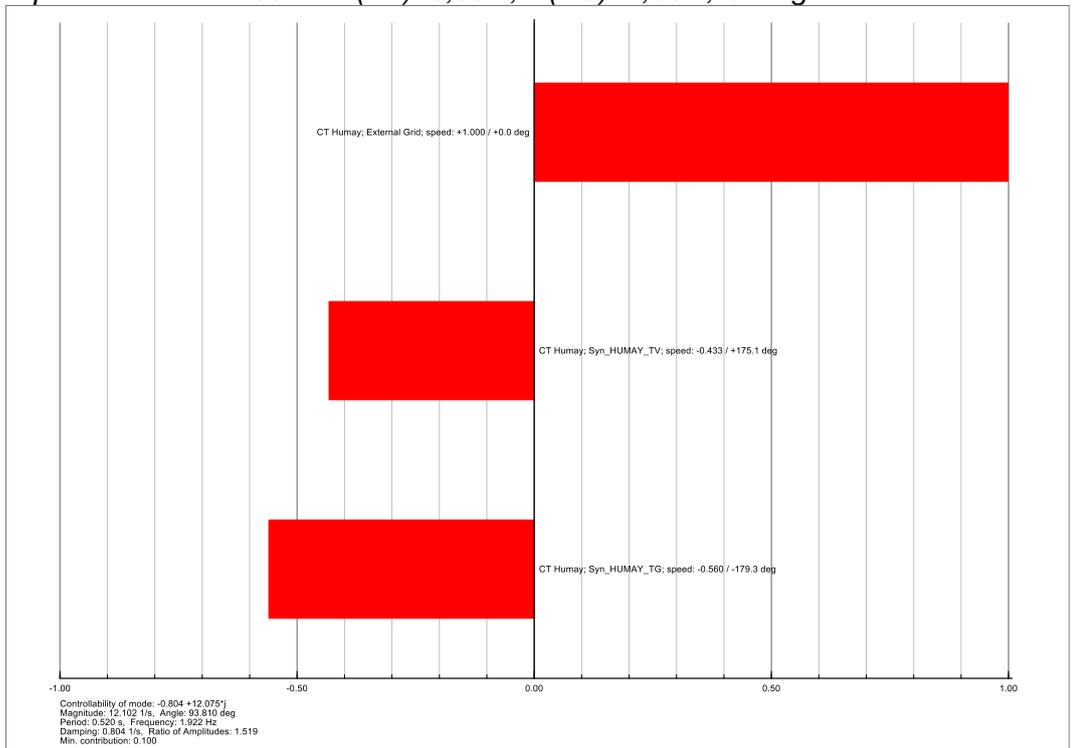
Participación en Modo 008 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 1.



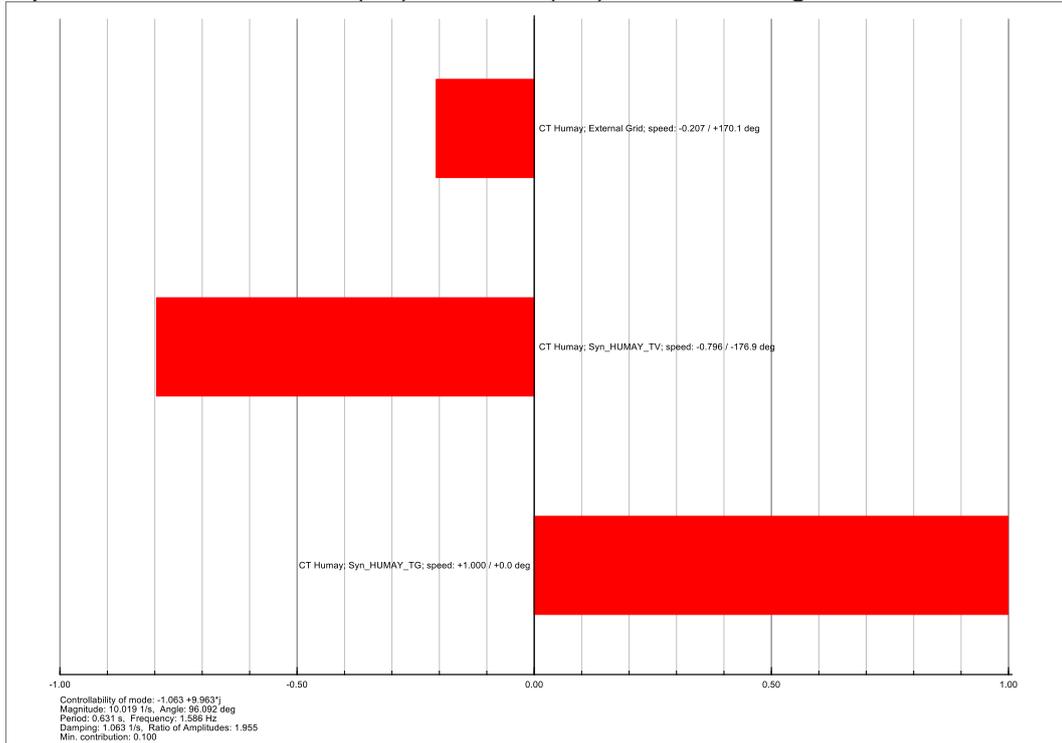
Modos de oscilación –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 2.



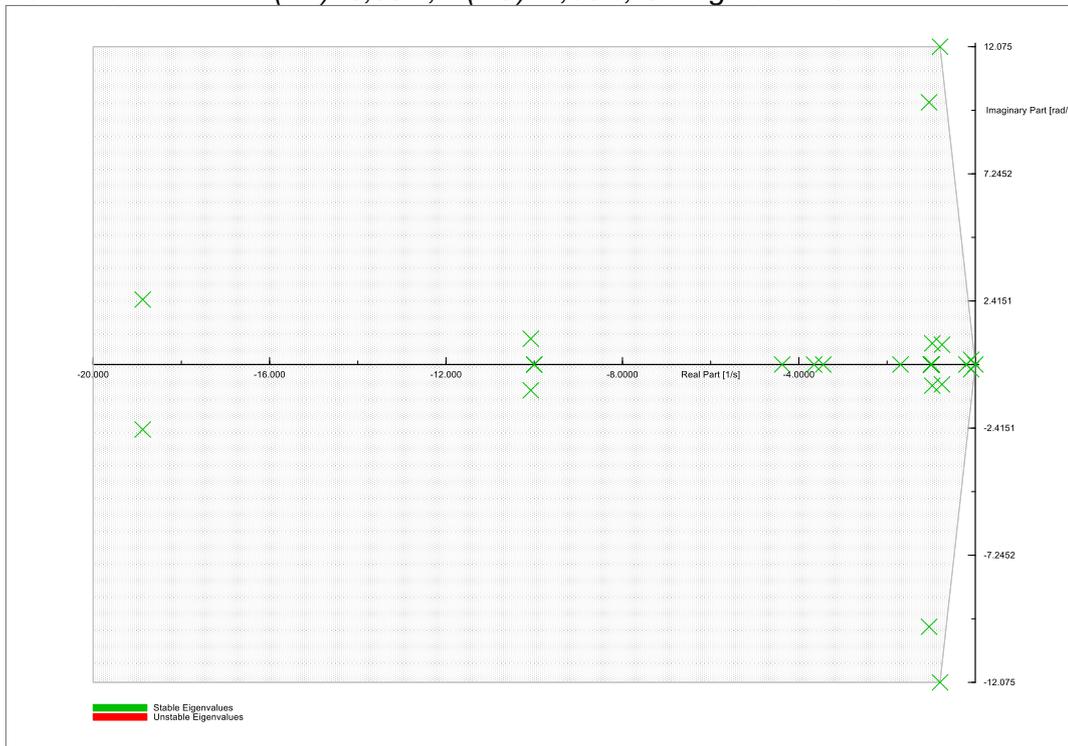
Participación en Modo 004 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 2.



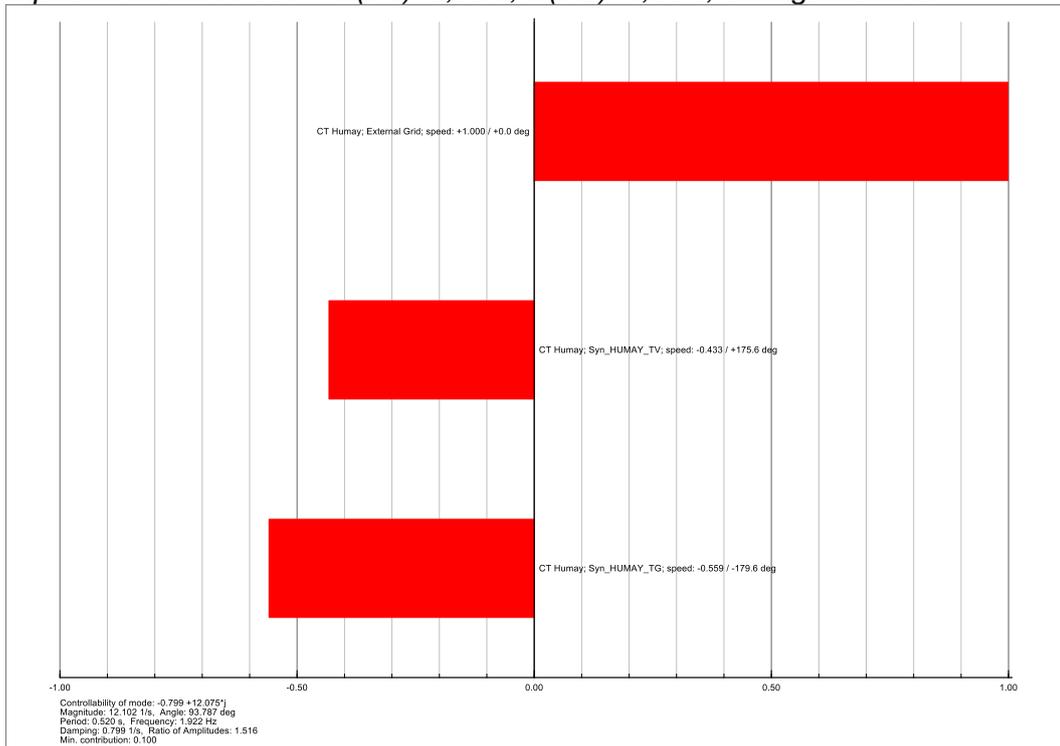
Participación en Modo 014 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 2.



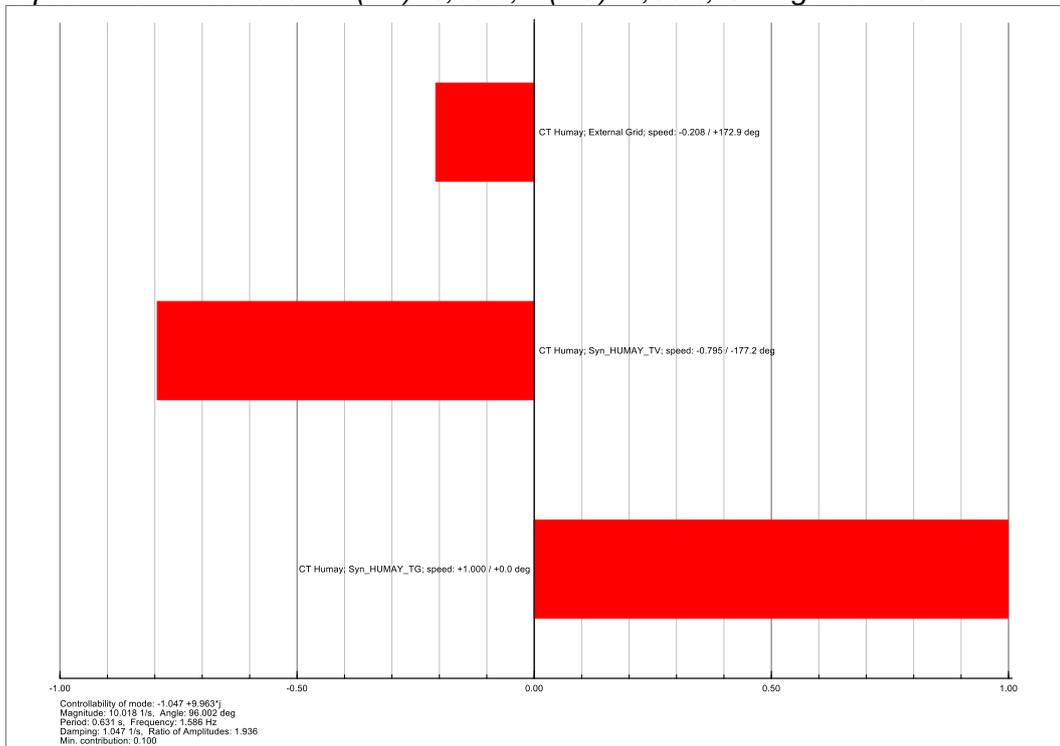
Modos de oscilación –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 3.



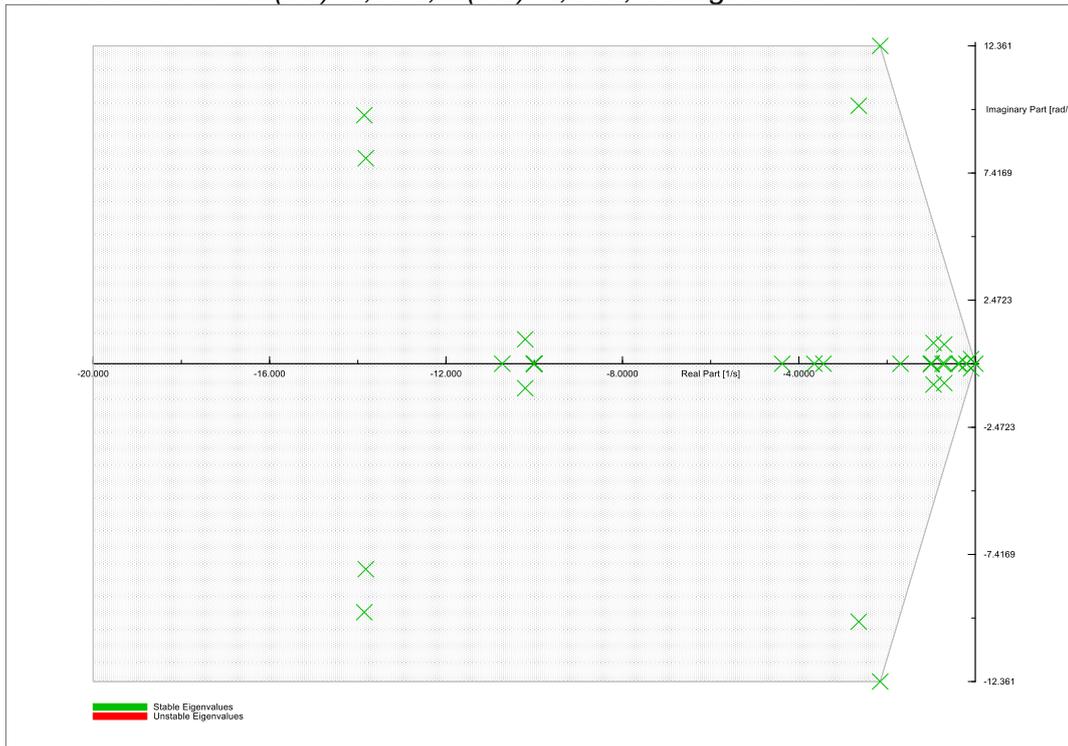
Participación en Modo 007 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 3.



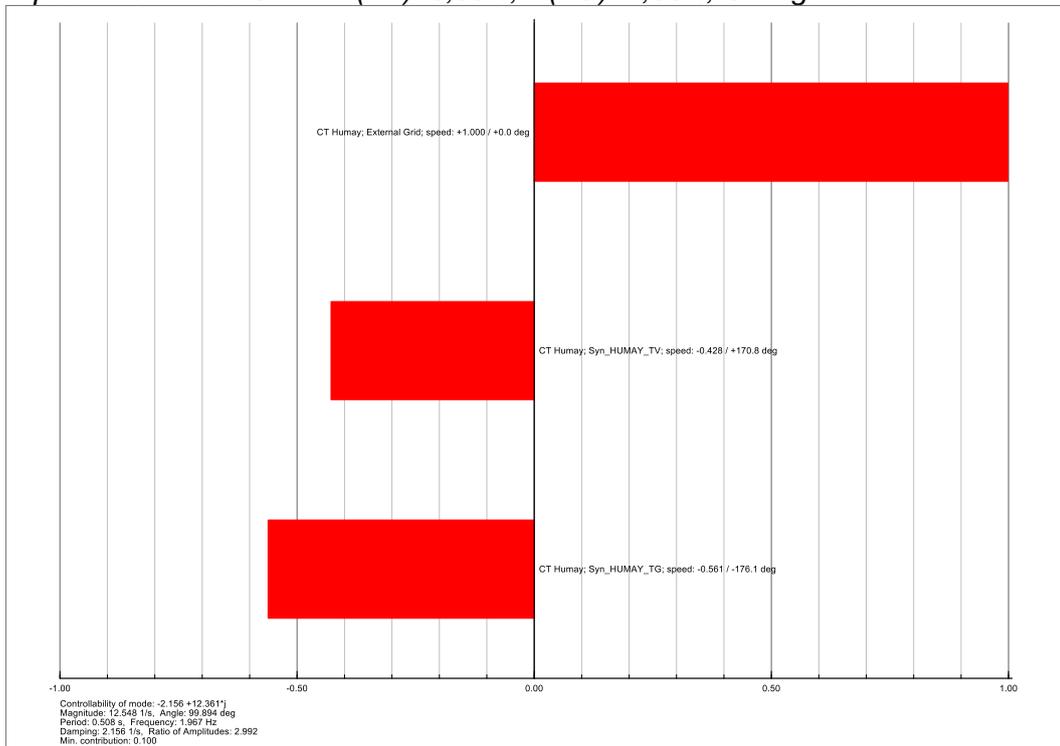
Participación en Modo 019 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 3.



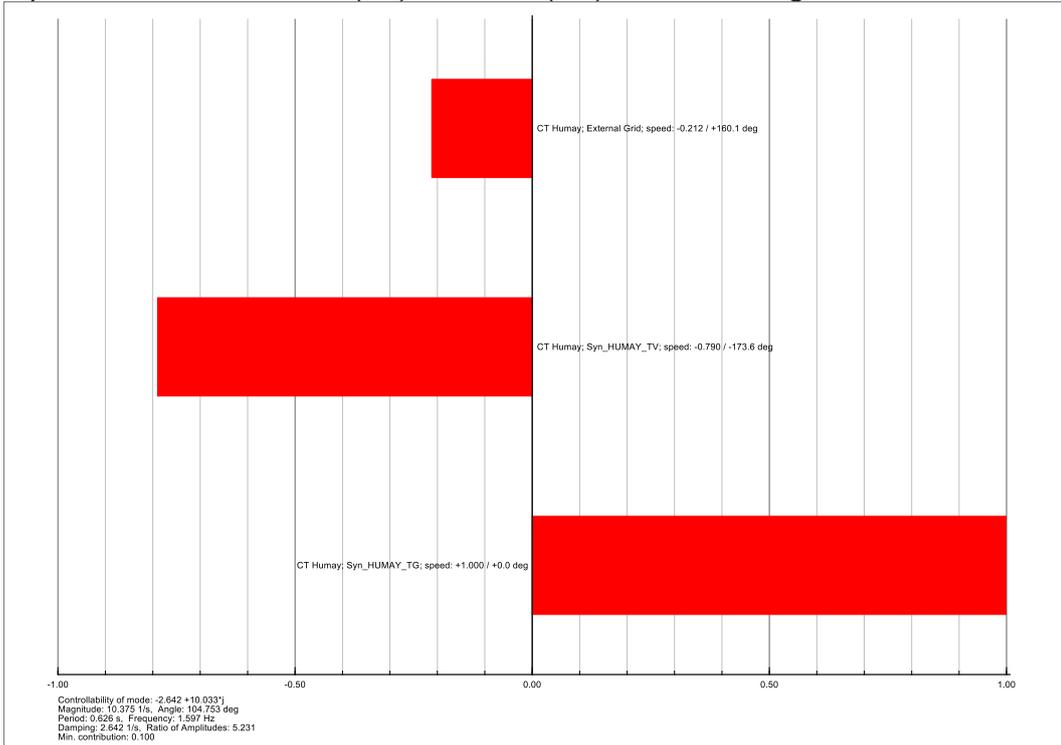
Modos de oscilación –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 4.



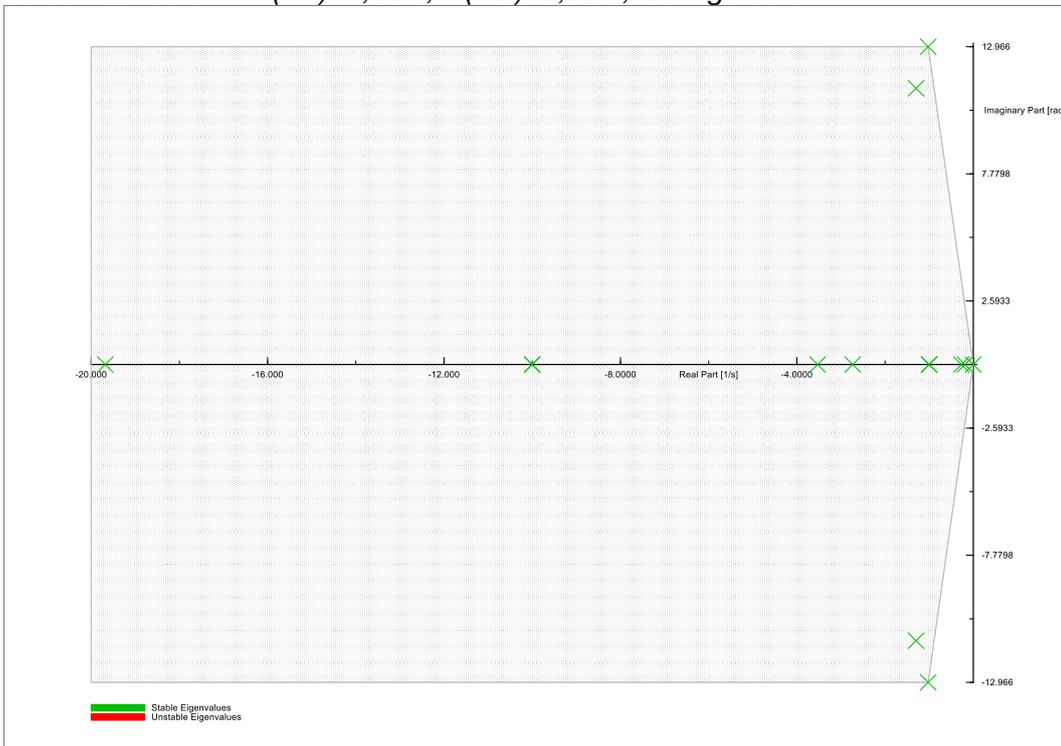
Participación en Modo 022 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 4.



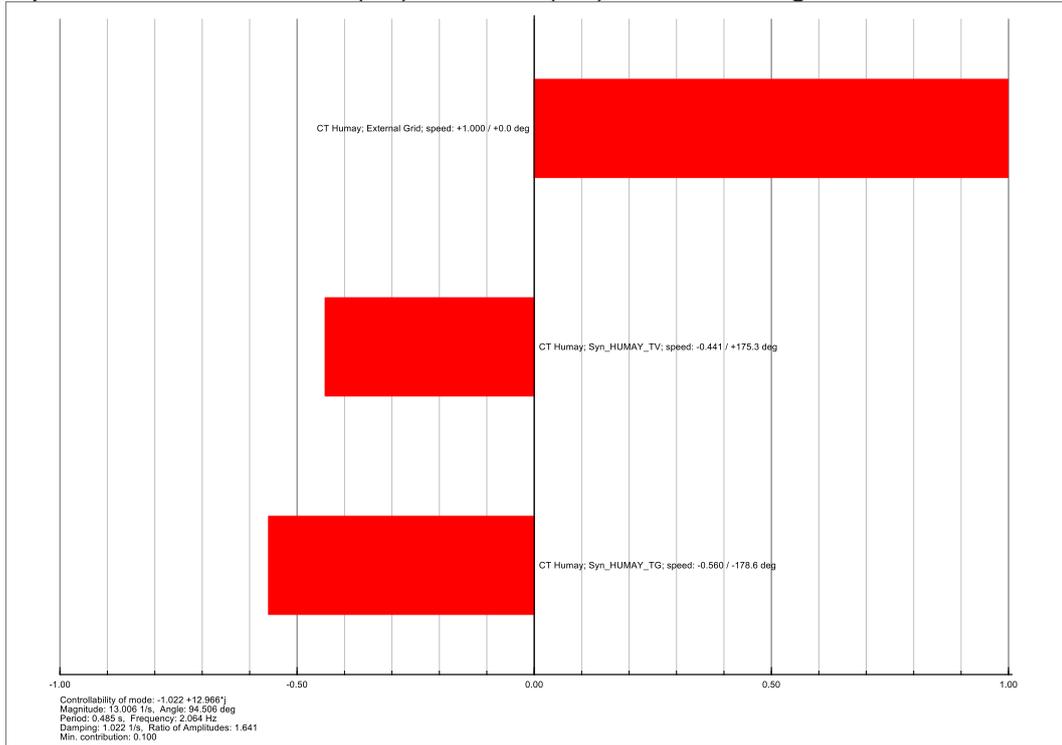
Participación en Modo 024 –  $H(TV)=5,09$  s,  $H(TG)=4,56$  s, Configuración 4.



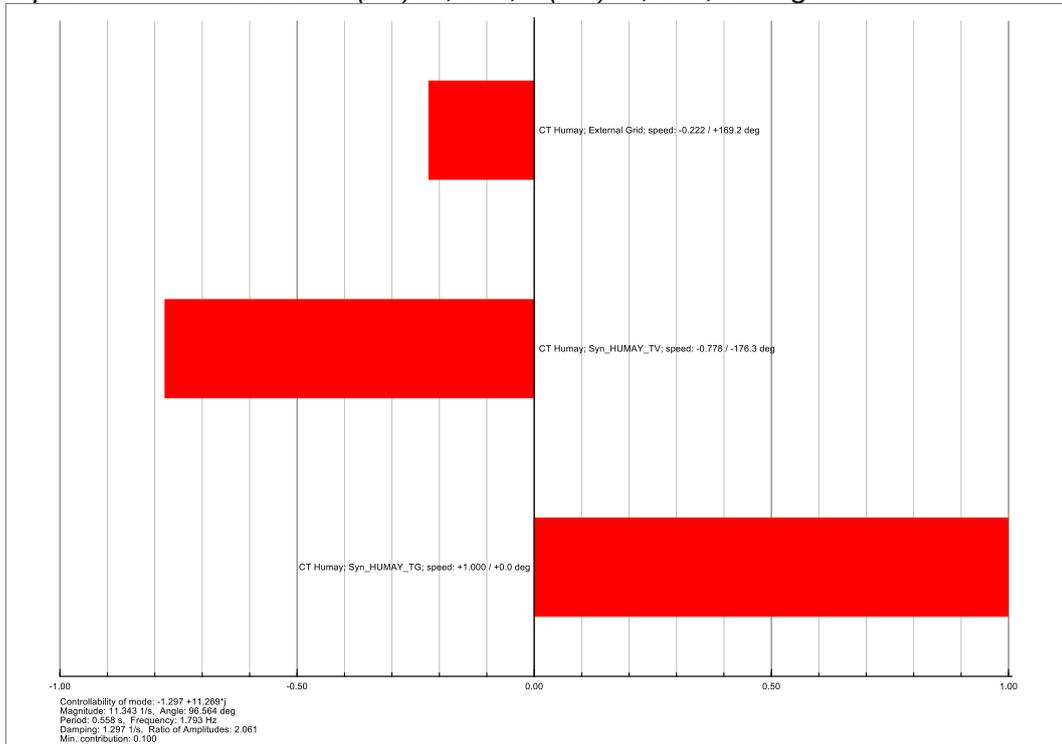
Modos de oscilación –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 1.



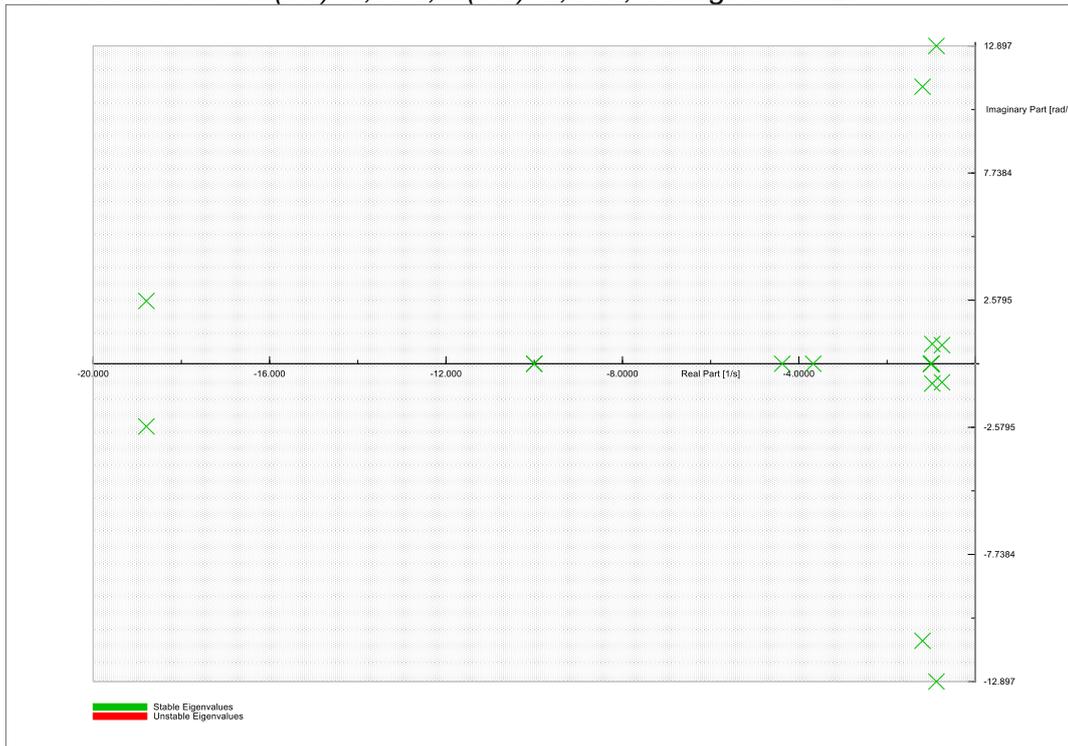
Participación en Modo 006 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 1.



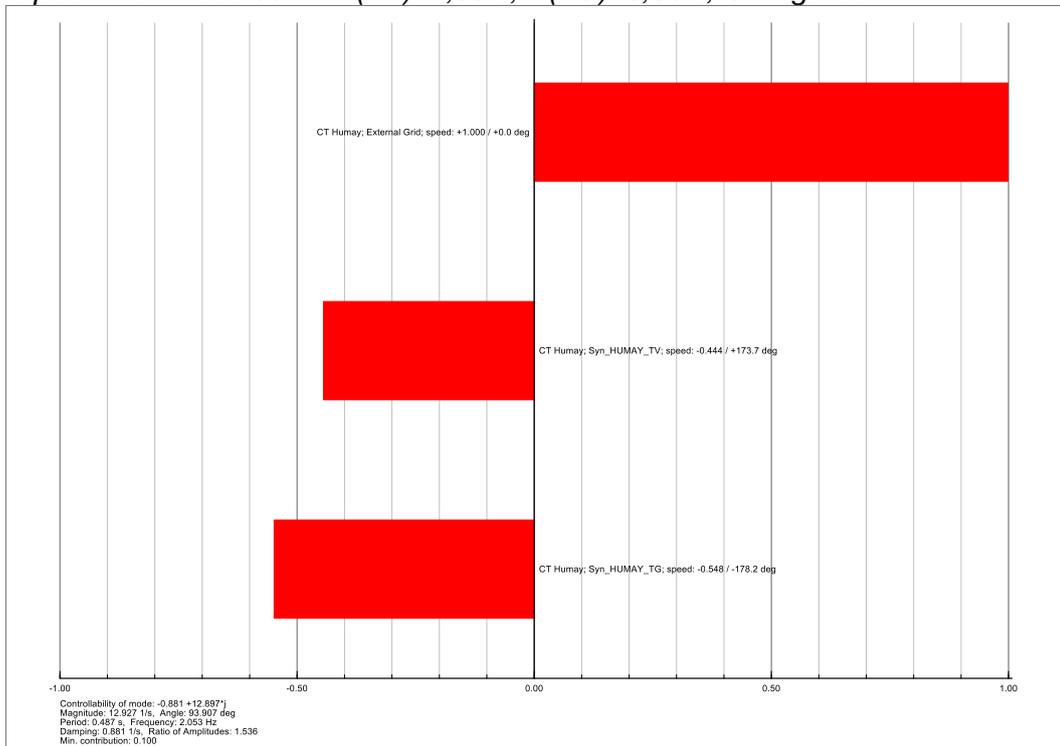
Participación en Modo 008 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 1.



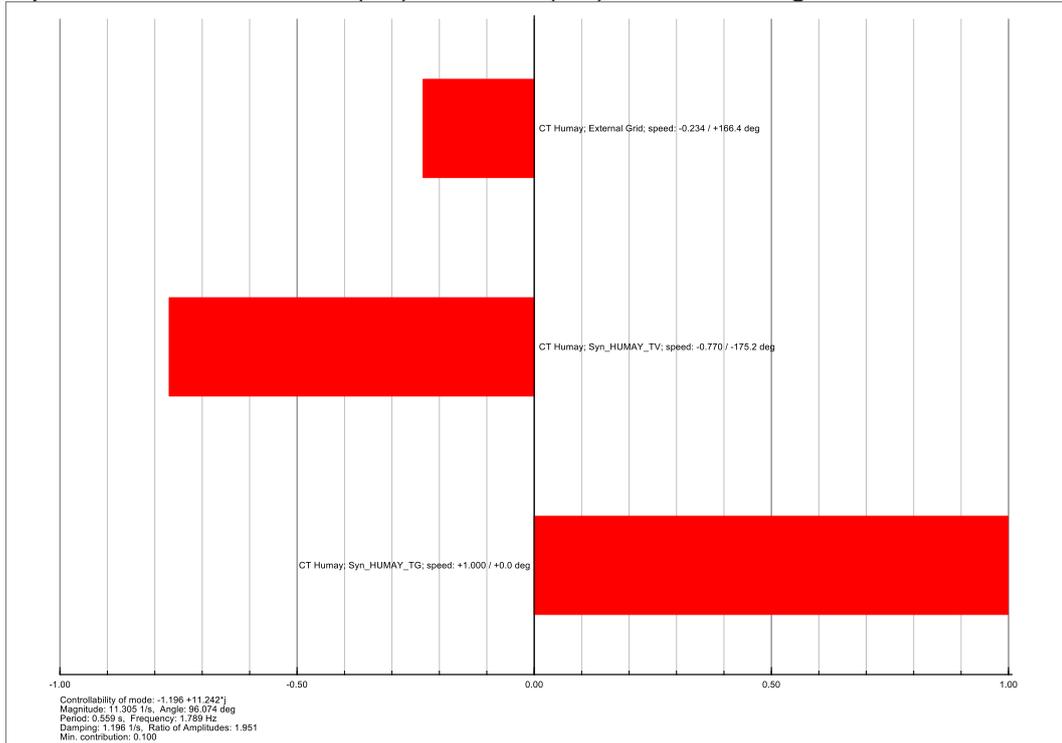
Modos de oscilación –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 2.



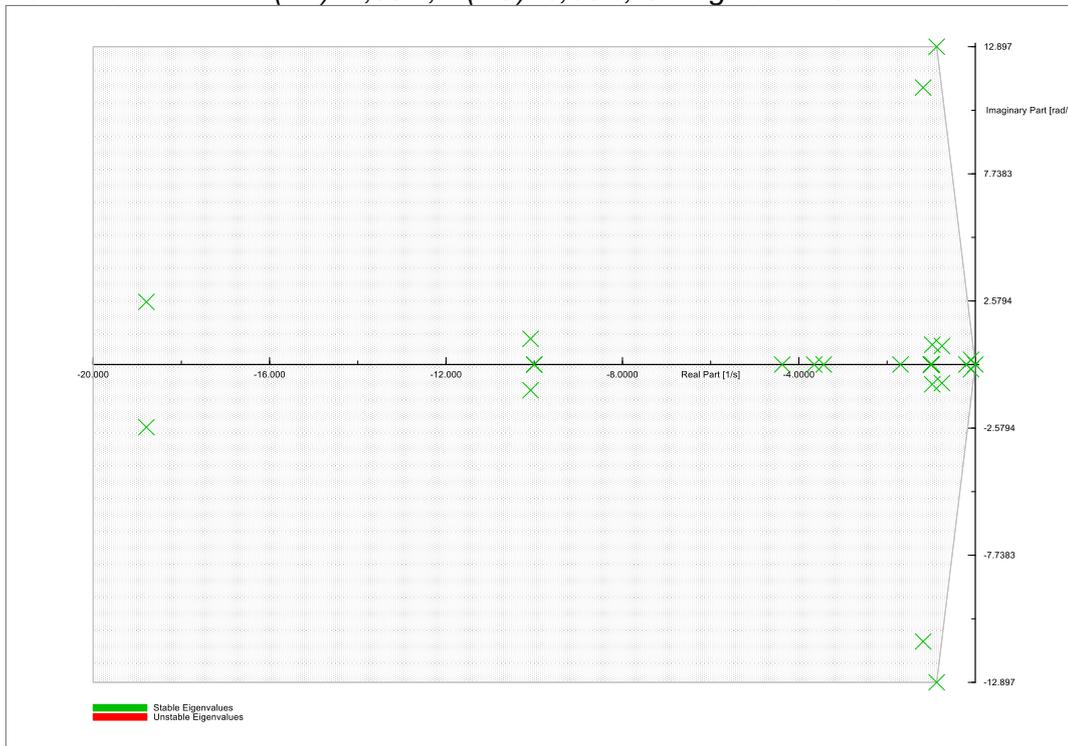
Participación en Modo 004 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 2.



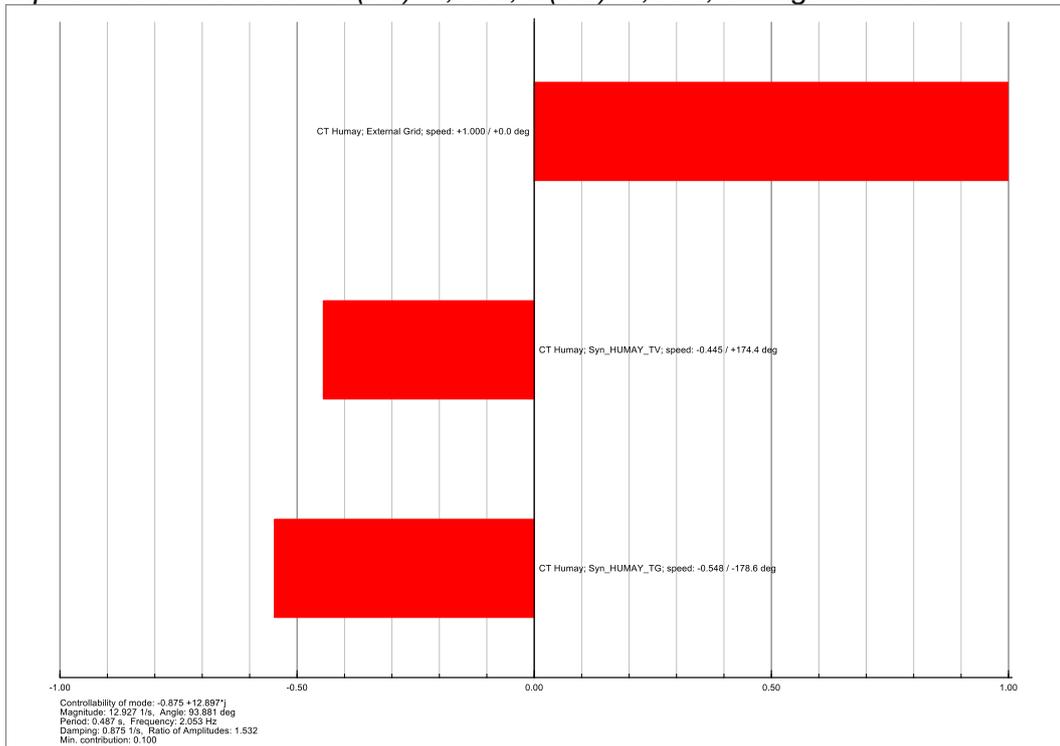
Participación en Modo 014 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 2.



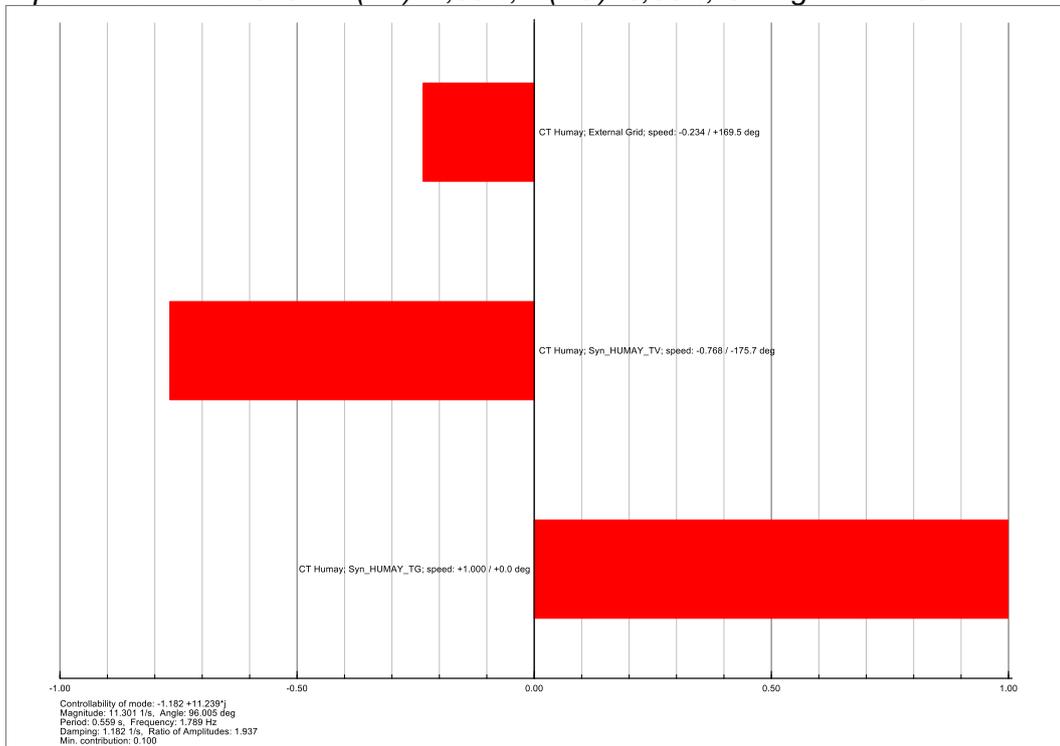
Modos de oscilación –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 3.



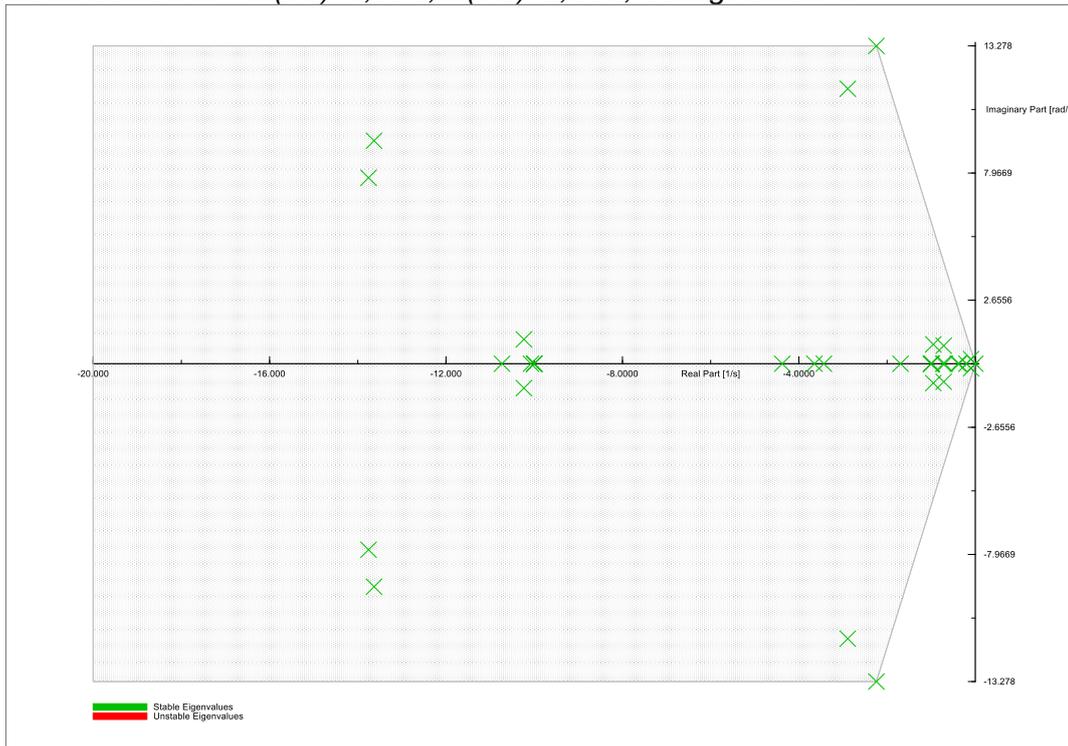
Participación en Modo 007 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 3.



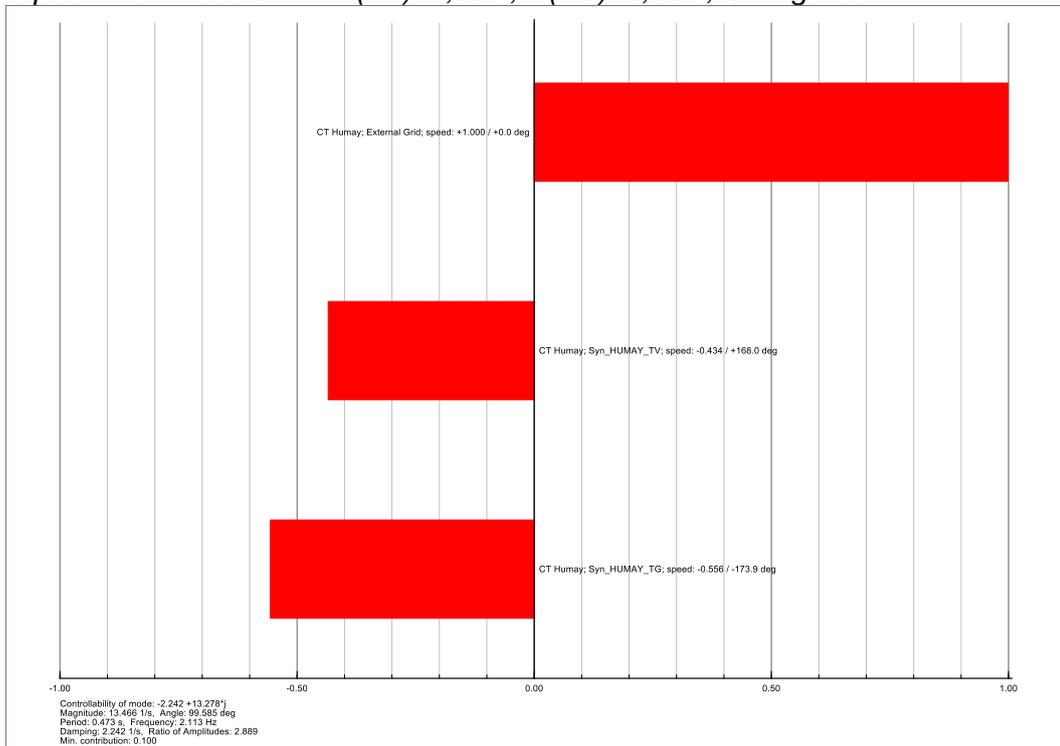
Participación en Modo 019 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 3.



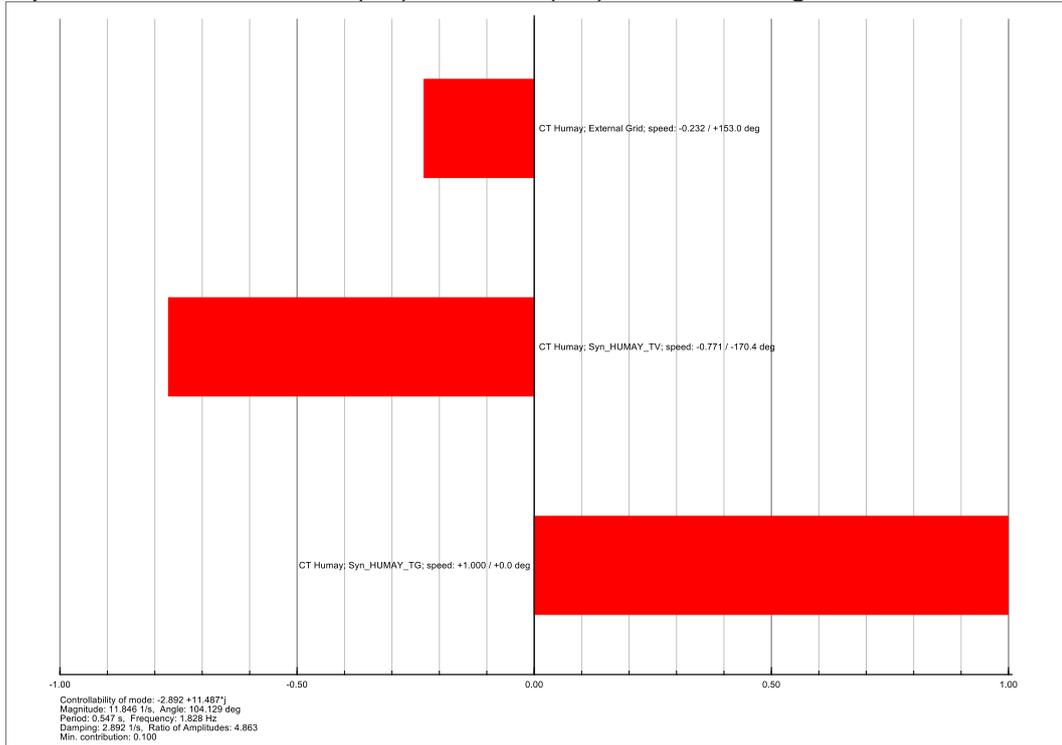
Modos de oscilación –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 4.



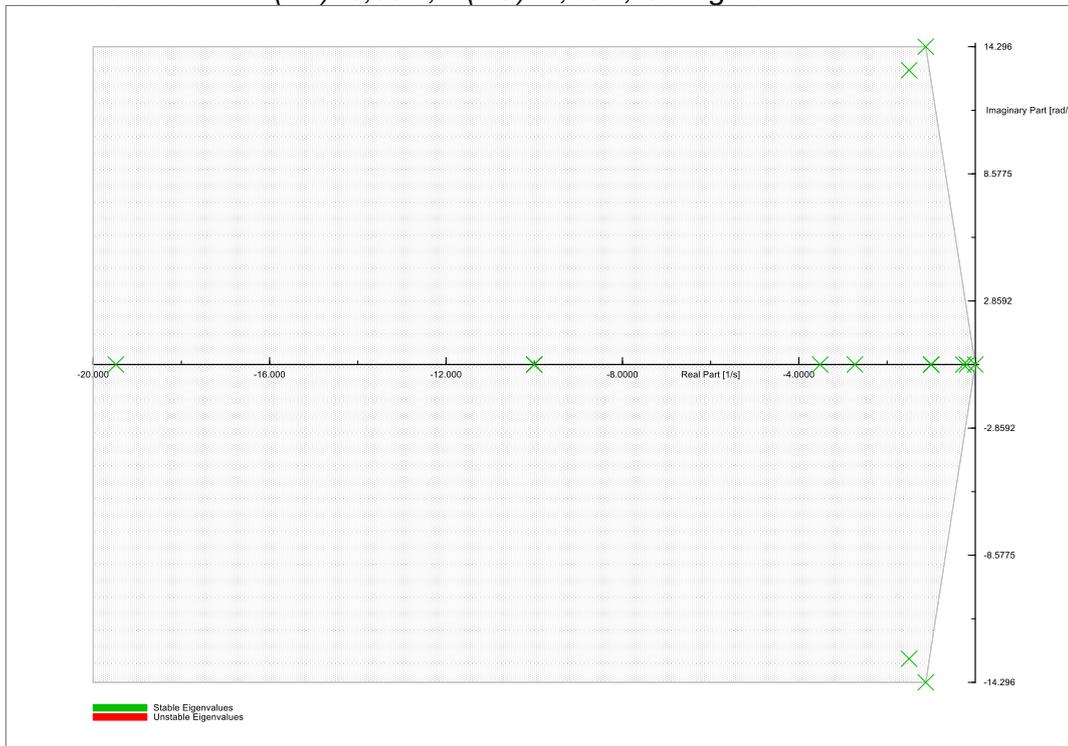
Participación en Modo 022 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 4.



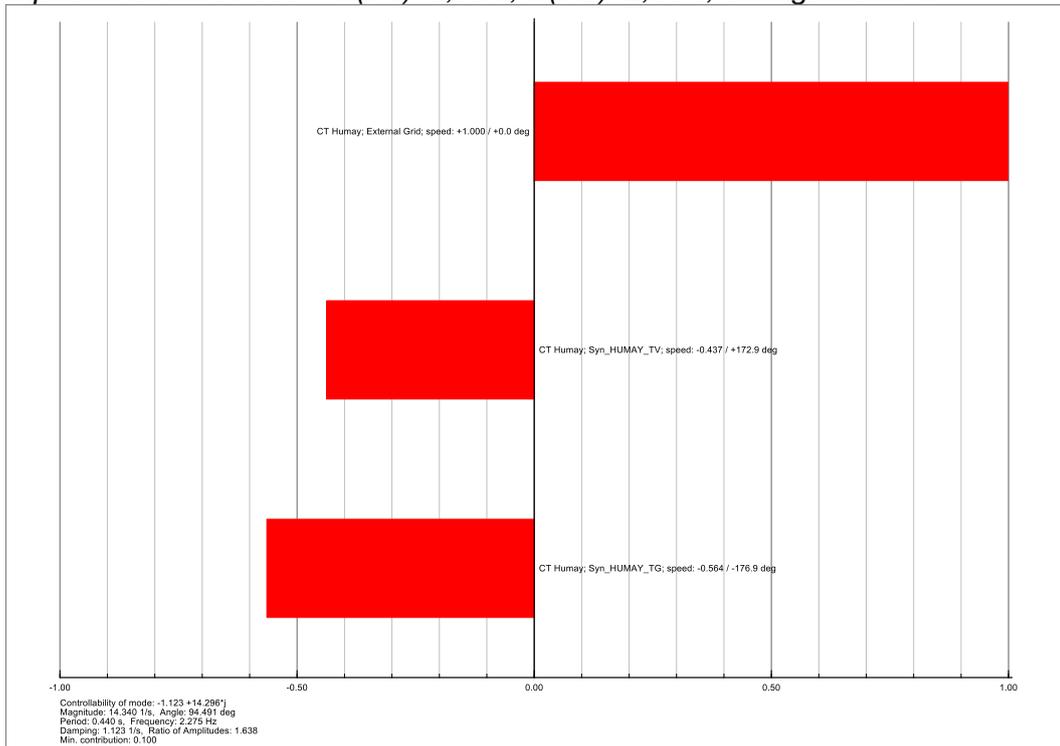
Participación en Modo 024 –  $H(TV)=4,09$  s,  $H(TG)=3,56$  s, Configuración 4.



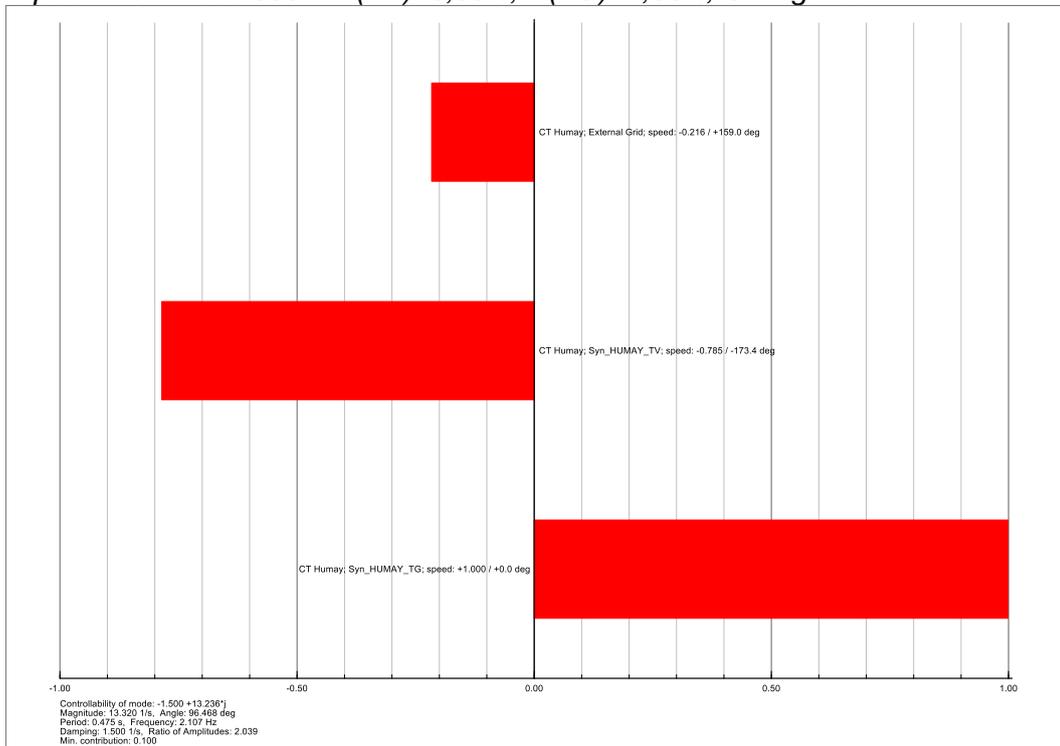
Modos de oscilación –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 1.



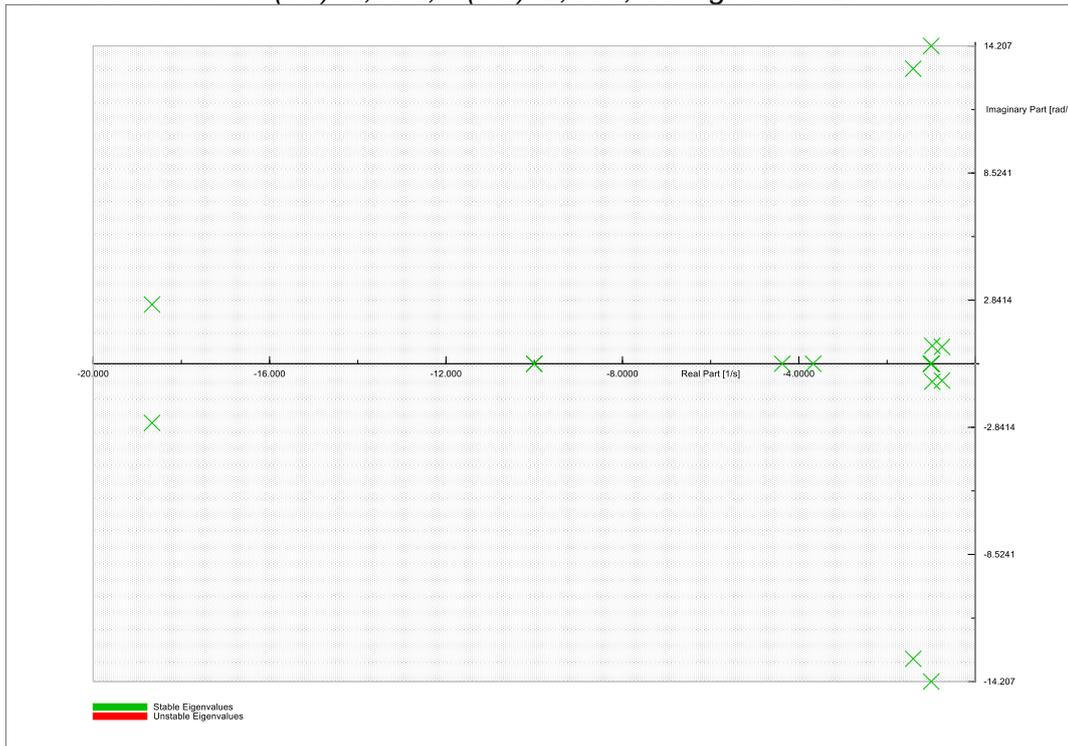
Participación en Modo 006 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 1.



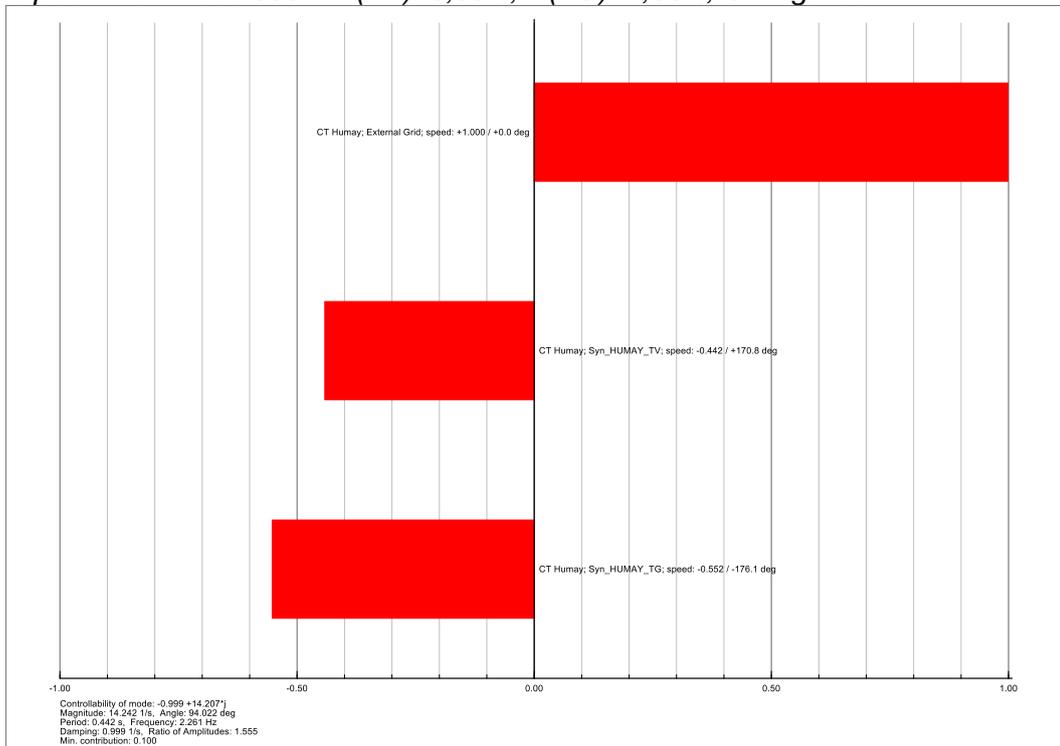
Participación en Modo 008 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 1.



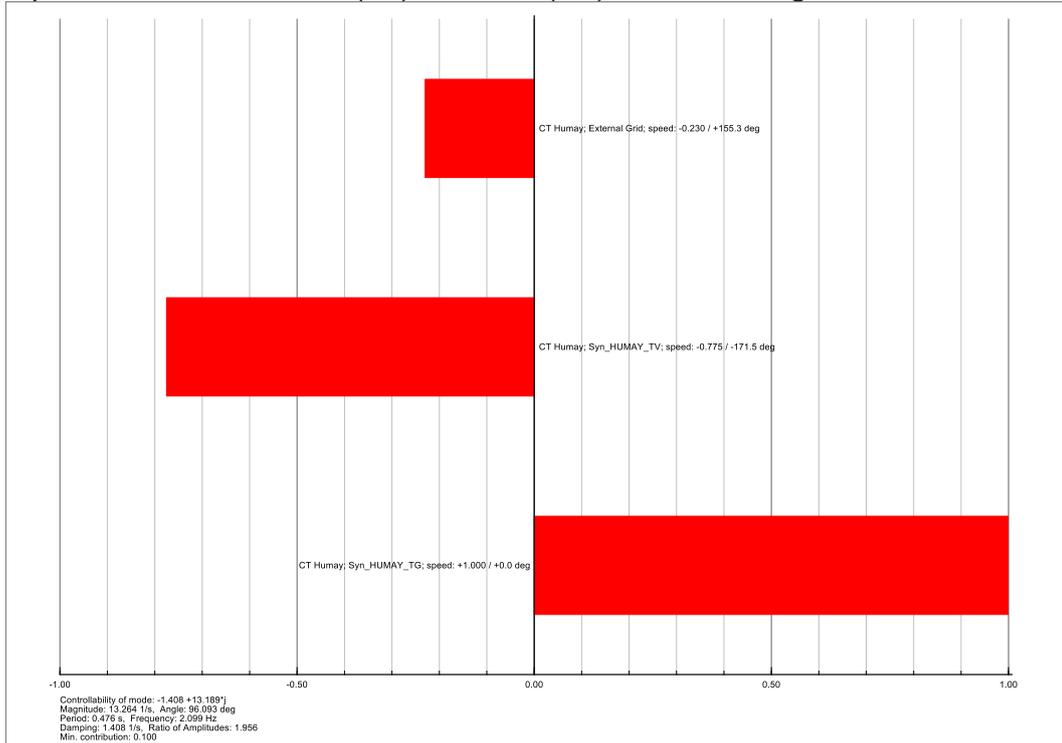
Modos de oscilación –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 2.



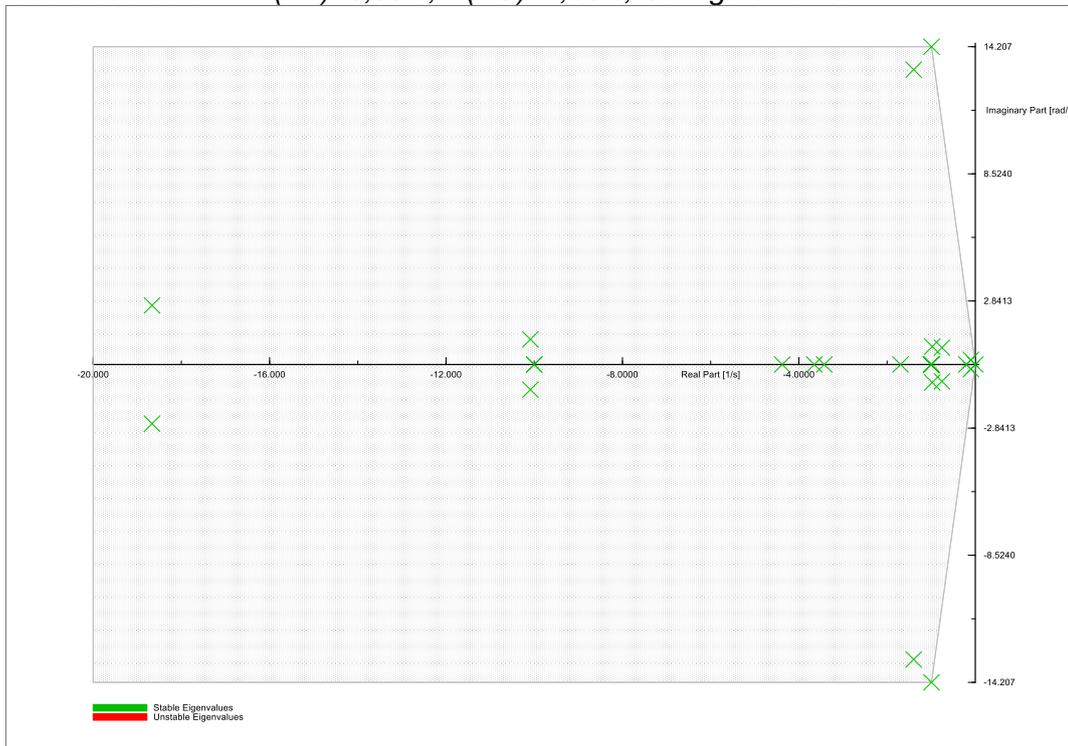
Participación en Modo 006 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 2.



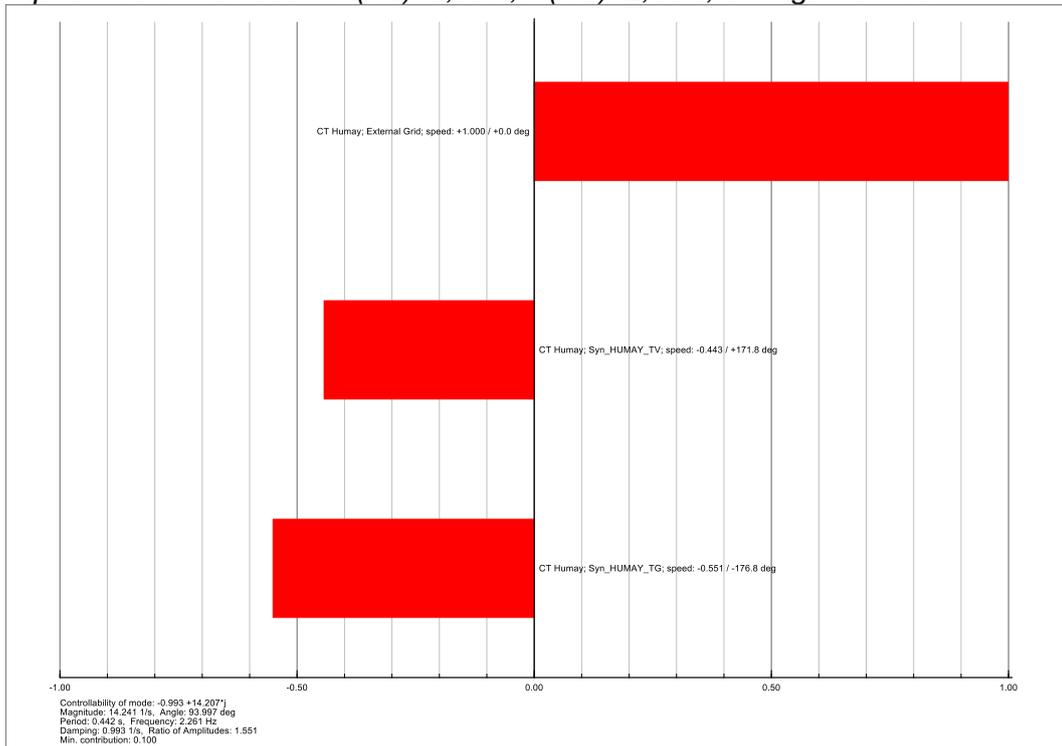
Participación en Modo 014 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 2.



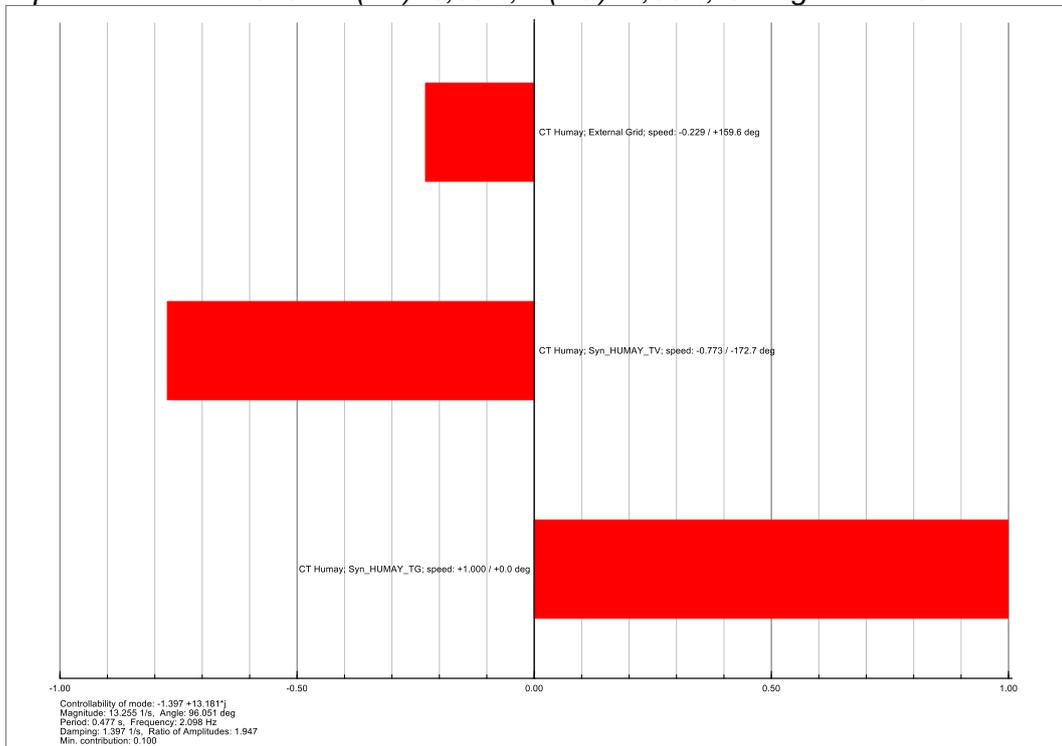
Modos de oscilación –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 3.



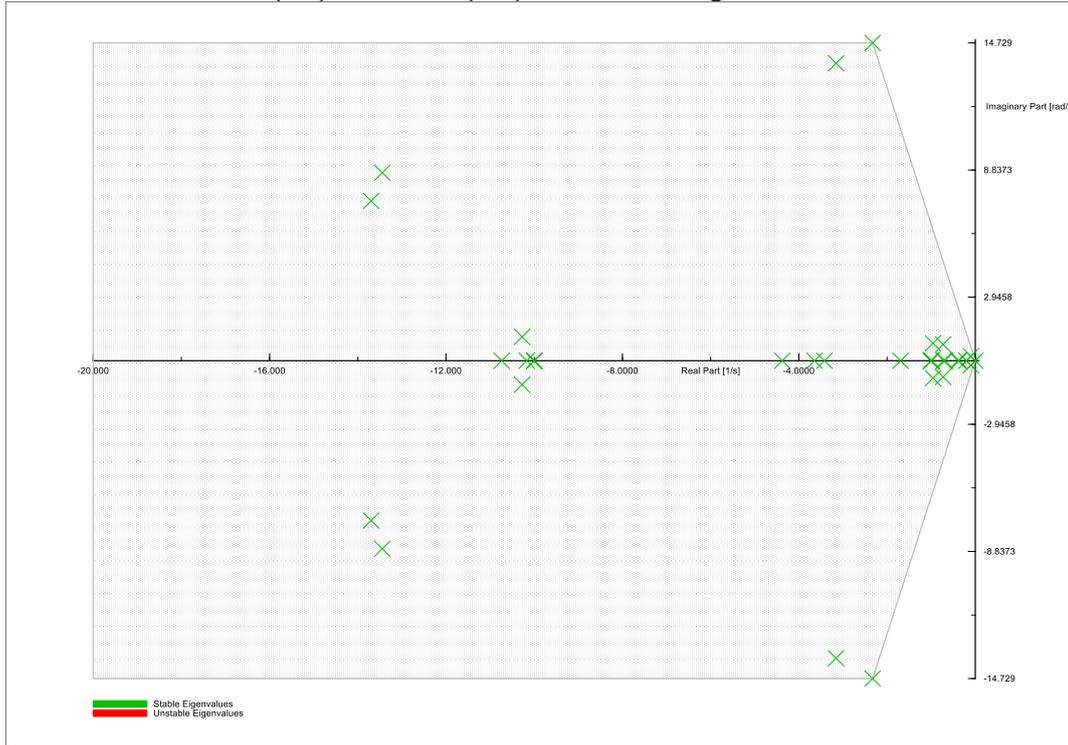
Participación en Modo 009 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 3.



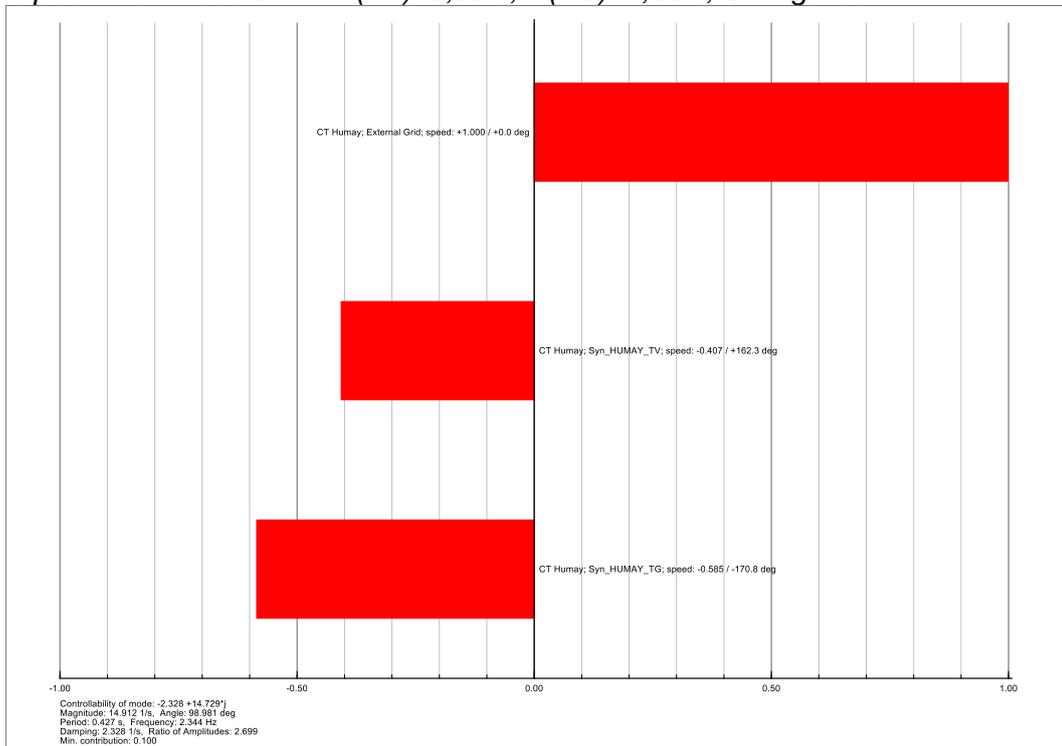
Participación en Modo 019 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 3.



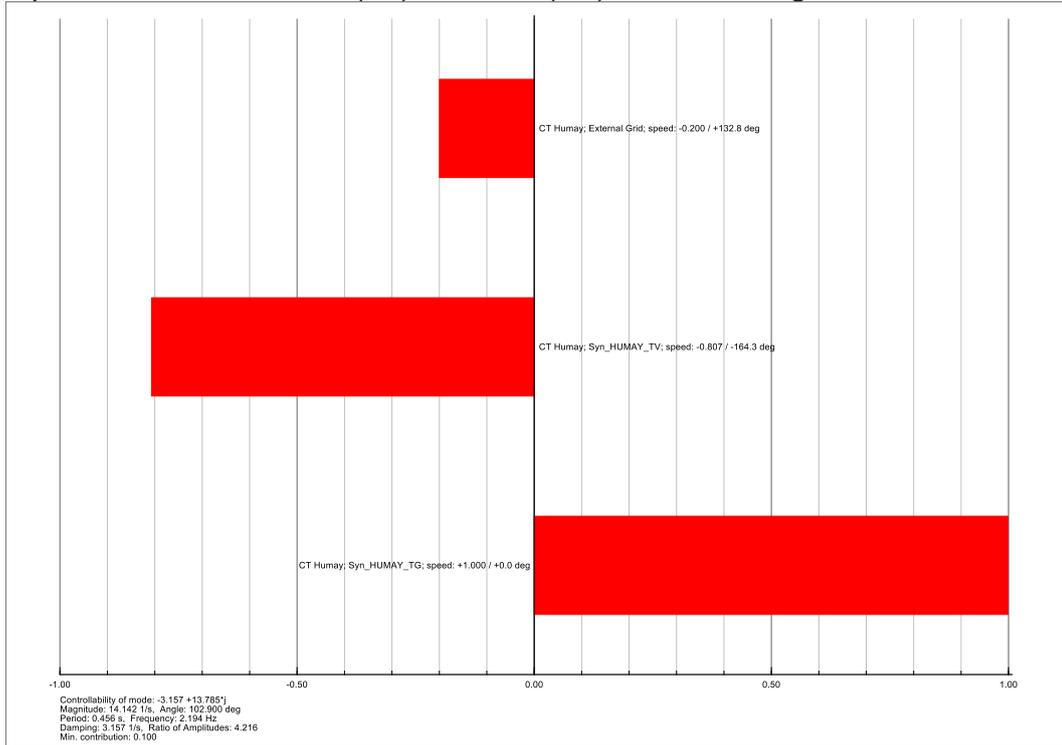
Modos de oscilación –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 4.



Participación en Modo 022 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 4.



Participación en Modo 024 –  $H(TV)=3,09$  s,  $H(TG)=2,56$  s, Configuración 4.



### Anexo 3: Resultados de todos los modos identificados en el análisis modal

#### a) Resultados de los modos de oscilación para el caso 1

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 1, Pgen = 100%.*

Modo de Oscilación	Real part (1/s)	Imaginary part (rad/s)	Damped Frequency (Hz)	Period (seg)	Ratio A1/A2	Damping Ratio (%)	Damping Time Const. (seg)
Mode 00004	-0,955	12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00005	-0,955	-12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00008	-1,165	9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859
Mode 00009	-1,165	-9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 1, Pgen = 50%.*

Modo de Oscilación	Real part (1/s)	Imaginary part (rad/s)	Damped Frequency (Hz)	Period (seg)	Ratio A1/A2	Damping Ratio (%)	Damping Time Const. (seg)
Mode 00006	-1,468	11,968	1,905	0,525	2,161	12,170	0,681
Mode 00007	-1,468	-11,968	1,905	0,525	2,161	12,170	0,681
Mode 00008	-1,676	9,561	1,522	0,657	3,008	17,262	0,597
Mode 00009	-1,676	-9,561	1,522	0,657	3,008	17,262	0,597

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 1, Pgen = 25%.*

Modo de Oscilación	Real part (1/s)	Imaginary part (rad/s)	Damped Frequency (Hz)	Period (seg)	Ratio A1/A2	Damping Ratio (%)	Damping Time Const. (seg)
Mode 00007	-1,839	11,808	1,879	0,532	2,661	15,393	0,544
Mode 00008	-1,839	-11,808	1,879	0,532	2,661	15,393	0,544
Mode 00010	-2,056	9,288	1,478	0,677	4,020	21,619	0,486
Mode 00011	-2,056	-9,288	1,478	0,677	4,020	21,619	0,486

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 2, Pgen = 100%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,804	-12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00004	-0,804	12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00015	-1,063	-9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00014	-1,063	9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00007	-0,975	-0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00006	-0,975	0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00003	-0,755	-0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325
Mode 00002	-0,755	0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 2, Pgen = 50%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00012	-1,397	11,991	1,909	0,524	2,079	11,569	0,716
Mode 00013	-1,397	-11,991	1,909	0,524	2,079	11,569	0,716
Mode 00014	-1,630	9,596	1,527	0,655	2,907	16,743	0,614
Mode 00015	-1,630	-9,596	1,527	0,655	2,907	16,743	0,614
Mode 00002	-0,848	0,672	0,107	9,355	2794,1	78,399	1,179
Mode 00003	-0,848	-0,672	0,107	9,355	2794,1	78,399	1,179
Mode 00010	-1,047	0,592	0,094	10,619	67233,3	87,055	0,955
Mode 00011	-1,047	-0,592	0,094	10,619	67233,3	87,055	0,955

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 2, Pgen = 25%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00012	-1,812	11,829	1,883	0,531	2,619	15,146	0,552
Mode 00013	-1,812	-11,829	1,883	0,531	2,619	15,146	0,552
Mode 00014	-2,039	9,307	1,481	0,675	3,962	21,402	0,490
Mode 00015	-2,039	-9,307	1,481	0,675	3,962	21,402	0,490
Mode 00008	-1,054	0,591	0,094	10,623	72521,3	87,198	0,949
Mode 00009	-1,054	-0,591	0,094	10,623	72521,3	87,198	0,949

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 3, Pgen = 100%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00007	-0,799	12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00008	-0,799	-12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00019	-1,047	9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00020	-1,047	-9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00009	-0,975	0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00010	-0,975	-0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00005	-0,755	0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00006	-0,755	-0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00002	-0,094	0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638
Mode 00003	-0,094	-0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 3, Pgen = 50%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00017	-1,392	11,990	1,908	0,524	2,074	11,536	0,718
Mode 00018	-1,392	-11,990	1,908	0,524	2,074	11,536	0,718
Mode 00020	-1,611	9,593	1,527	0,655	2,873	16,563	0,621
Mode 00021	-1,611	-9,593	1,527	0,655	2,873	16,563	0,621
Mode 00005	-0,850	0,672	0,107	9,352	2837,6	78,458	1,176
Mode 00006	-0,850	-0,672	0,107	9,352	2837,6	78,458	1,176
Mode 00014	-1,048	0,590	0,094	10,651	70354,0	87,141	0,954
Mode 00015	-1,048	-0,590	0,094	10,651	70354,0	87,141	0,954
Mode 00002	-0,095	0,185	0,029	34,014	24,972	45,582	10,571
Mode 00003	-0,095	-0,185	0,029	34,014	24,972	45,582	10,571

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 3, Pgen = 25%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00018	-1,807	11,827	1,882	0,531	2,612	15,106	0,553
Mode 00019	-1,807	-11,827	1,882	0,531	2,612	15,106	0,553
Mode 00020	-2,016	9,303	1,481	0,675	3,903	21,180	0,496
Mode 00021	-2,016	-9,303	1,481	0,675	3,903	21,180	0,496
Mode 00013	-1,055	0,591	0,094	10,631	74093,9	87,238	0,948
Mode 00014	-1,055	-0,591	0,094	10,631	74093,9	87,238	0,948
Mode 00002	-0,094	0,182	0,029	34,518	25,717	45,911	10,630
Mode 00003	-0,094	-0,182	0,029	34,518	25,717	45,911	10,630

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 4, Pgen = 100%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,156	12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00023	-2,156	-12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00024	-2,642	10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00025	-2,642	-10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00039	-13,85	9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00040	-13,85	-9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00037	-13,81	7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00038	-13,81	-7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00011	-0,947	0,811	0,129	7,752	1538,7	75,962	1,056
Mode 00012	-0,947	-0,811	0,129	7,752	1538,7	75,962	1,056
Mode 00008	-0,703	0,750	0,119	8,373	360,673	68,379	1,422
Mode 00009	-0,703	-0,750	0,119	8,373	360,673	68,379	1,422
Mode 00002	-0,094	0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621
Mode 00003	-0,094	-0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 4, Pgen = 50%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,423	12,238	1,948	0,513	3,469	19,418	0,413
Mode 00023	-2,423	-12,238	1,948	0,513	3,469	19,418	0,413
Mode 00024	-2,803	9,651	1,536	0,651	6,202	27,890	0,357
Mode 00025	-2,803	-9,651	1,536	0,651	6,202	27,890	0,357
Mode 00040	-14,18	8,474	1,349	0,741	36920,2	85,845	0,071
Mode 00041	-14,18	-8,474	1,349	0,741	36920,2	85,845	0,071
Mode 00038	-13,85	7,008	1,115	0,897	248913,4	89,239	0,072
Mode 00039	-13,85	-7,008	1,115	0,897	248913,4	89,239	0,072
Mode 00009	-0,792	0,668	0,106	9,411	1719,8	76,443	1,263
Mode 00010	-0,792	-0,668	0,106	9,411	1719,8	76,443	1,263
Mode 00018	-1,011	0,602	0,096	10,437	38276,7	85,923	0,989
Mode 00019	-1,011	-0,602	0,096	10,437	38276,7	85,923	0,989
Mode 00002	-0,095	0,186	0,030	33,797	24,667	45,444	10,544
Mode 00003	-0,095	-0,186	0,030	33,797	24,667	45,444	10,544

*Modos de oscilación en el caso 1 y escenario 4, Pgen = 25%.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00023	-2,455	11,988	1,908	0,524	3,622	20,065	0,407
Mode 00024	-2,455	-11,988	1,908	0,524	3,622	20,065	0,407
Mode 00025	-2,745	9,353	1,489	0,672	6,323	28,163	0,364
Mode 00026	-2,745	-9,353	1,489	0,672	6,323	28,163	0,364
Mode 00040	-14,76	6,969	1,109	0,902	605326,3	90,435	0,068
Mode 00041	-14,76	-6,969	1,109	0,902	605326,3	90,435	0,068
Mode 00038	-14,22	5,805	0,924	1,082	4865481,9	92,588	0,070
Mode 00039	-14,22	-5,805	0,924	1,082	4865481,9	92,588	0,070
Mode 00017	-1,000	0,581	0,093	10,807	49609,6	86,461	1,000
Mode 00018	-1,000	-0,581	0,093	10,807	49609,6	86,461	1,000
Mode 00002	-0,095	0,183	0,029	34,355	25,842	45,966	10,564
Mode 00003	-0,095	-0,183	0,029	34,355	25,842	45,966	10,564

**b) Resultados de los modos de oscilación para el caso 2**

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 0,5 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,955	12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00005	-0,955	-12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00008	-1,165	9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859
Mode 00009	-1,165	-9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 25 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,894	11,862	1,888	0,530	1,605	7,512	1,119
Mode 00005	-0,894	-11,862	1,888	0,530	1,605	7,512	1,119
Mode 00008	-1,172	9,999	1,591	0,628	2,089	11,644	0,853
Mode 00009	-1,172	-9,999	1,591	0,628	2,089	11,644	0,853

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 50 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,841	11,611	1,848	0,541	1,576	7,221	1,190
Mode 00005	-0,841	-11,611	1,848	0,541	1,576	7,221	1,190
Mode 00008	-1,181	10,032	1,597	0,626	2,095	11,690	0,847
Mode 00009	-1,181	-10,032	1,597	0,626	2,095	11,690	0,847

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 1, Long.LT = 100 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,766	11,174	1,778	0,562	1,538	6,835	1,306
Mode 00005	-0,766	-11,174	1,778	0,562	1,538	6,835	1,306
Mode 00008	-1,197	10,120	1,611	0,621	2,103	11,745	0,835
Mode 00009	-1,197	-10,120	1,611	0,621	2,103	11,745	0,835

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 2, Long.LT = 0,5 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,804	-12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00004	-0,804	12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00015	-1,063	-9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00014	-1,063	9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00007	-0,975	-0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00006	-0,975	0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00003	-0,755	-0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325
Mode 00002	-0,755	0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 2, Long.LT = 25 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00002	-0,736	11,803	1,878	0,532	1,480	6,226	1,358
Mode 00003	-0,736	-11,803	1,878	0,532	1,480	6,226	1,358
Mode 00014	-1,070	9,990	1,590	0,629	1,960	10,650	0,935
Mode 00015	-1,070	-9,990	1,590	0,629	1,960	10,650	0,935
Mode 00012	-1,008	0,807	0,128	7,788	2564,3	78,069	0,992
Mode 00013	-1,008	-0,807	0,128	7,788	2564,3	78,069	0,992
Mode 00004	-0,758	0,753	0,120	8,347	559,84	70,960	1,319
Mode 00005	-0,758	-0,753	0,120	8,347	559,84	70,960	1,319

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 2, Long.LT = 50 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00002	-0,678	11,548	1,838	0,544	1,446	5,864	1,474
Mode 00003	-0,678	-11,548	1,838	0,544	1,446	5,864	1,474
Mode 00014	-1,077	10,024	1,595	0,627	1,964	10,685	0,928
Mode 00015	-1,077	-10,024	1,595	0,627	1,964	10,685	0,928
Mode 00012	-1,040	0,807	0,128	7,784	3275,131	78,993	0,962
Mode 00013	-1,040	-0,807	0,128	7,784	3275,131	78,993	0,962
Mode 00004	-0,761	0,750	0,119	8,375	588,448	71,235	1,313
Mode 00005	-0,761	-0,750	0,119	8,375	588,448	71,235	1,313

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 2, Long.LT = 100 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00002	-0,597	11,101	1,767	0,566	1,402	5,373	1,674
Mode 00003	-0,597	-11,101	1,767	0,566	1,402	5,373	1,674
Mode 00012	-1,088	10,116	1,610	0,621	1,966	10,698	0,919
Mode 00013	-1,088	-10,116	1,610	0,621	1,966	10,698	0,919
Mode 00014	-1,098	0,801	0,127	7,846	5512,665	80,794	0,911
Mode 00015	-1,098	-0,801	0,127	7,846	5512,665	80,794	0,911
Mode 00004	-0,769	0,745	0,119	8,435	655,591	71,822	1,301
Mode 00005	-0,769	-0,745	0,119	8,435	655,591	71,822	1,301

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 3, Long.LT = 0,5 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00007	-0,799	12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00008	-0,799	-12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00019	-1,047	9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00020	-1,047	-9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00009	-0,975	0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00010	-0,975	-0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00005	-0,755	0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00006	-0,755	-0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00002	-0,094	0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638
Mode 00003	-0,094	-0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 3, Long.LT = 25 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,731	11,803	1,879	0,532	1,476	6,181	1,368
Mode 00006	-0,731	-11,803	1,879	0,532	1,476	6,181	1,368
Mode 00019	-1,055	9,989	1,590	0,629	1,941	10,499	0,948
Mode 00020	-1,055	-9,989	1,590	0,629	1,941	10,499	0,948
Mode 00017	-1,008	0,806	0,128	7,791	2580,758	78,094	0,992
Mode 00018	-1,008	-0,806	0,128	7,791	2580,758	78,094	0,992
Mode 00007	-0,759	0,752	0,120	8,355	567,380	71,034	1,318
Mode 00008	-0,759	-0,752	0,120	8,355	567,380	71,034	1,318
Mode 00002	-0,094	0,181	0,029	34,644	25,848	45,968	10,652
Mode 00003	-0,094	-0,181	0,029	34,644	25,848	45,968	10,652

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 3, Long.LT = 50 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,672	11,550	1,838	0,544	1,442	5,811	1,487
Mode 00006	-0,672	-11,550	1,838	0,544	1,442	5,811	1,487
Mode 00019	-1,062	10,022	1,595	0,627	1,947	10,542	0,941
Mode 00020	-1,062	-10,022	1,595	0,627	1,947	10,542	0,941
Mode 00017	-1,040	0,807	0,128	7,788	3296,557	79,017	0,961
Mode 00018	-1,040	-0,807	0,128	7,788	3296,557	79,017	0,961
Mode 00007	-0,762	0,749	0,119	8,383	596,622	71,311	1,312
Mode 00008	-0,762	-0,749	0,119	8,383	596,622	71,311	1,312
Mode 00002	-0,094	0,181	0,029	34,676	25,814	45,953	10,667
Mode 00003	-0,094	-0,181	0,029	34,676	25,814	45,953	10,667

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 3, Long.LT = 100 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,590	11,105	1,767	0,566	1,396	5,305	1,695
Mode 00006	-0,590	-11,105	1,767	0,566	1,396	5,305	1,695
Mode 00017	-1,075	10,112	1,609	0,621	1,950	10,571	0,930
Mode 00018	-1,075	-10,112	1,609	0,621	1,950	10,571	0,930
Mode 00019	-1,098	0,800	0,127	7,850	5551,394	80,817	0,911
Mode 00020	-1,098	-0,800	0,127	7,850	5551,394	80,817	0,911
Mode 00007	-0,770	0,744	0,118	8,443	665,146	71,900	1,299
Mode 00008	-0,770	-0,744	0,118	8,443	665,146	71,900	1,299
Mode 00002	-0,094	0,181	0,029	34,738	25,752	45,926	10,694
Mode 00003	-0,094	-0,181	0,029	34,738	25,752	45,926	10,694

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 4, Long.LT = 0,5 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,156	12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00023	-2,156	-12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00024	-2,642	10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00025	-2,642	-10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00039	-13,85	9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00040	-13,85	-9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00037	-13,81	7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00038	-13,81	-7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00011	-0,947	0,811	0,129	7,752	1538,7	75,962	1,056
Mode 00012	-0,947	-0,811	0,129	7,752	1538,7	75,962	1,056
Mode 00008	-0,703	0,750	0,119	8,373	360,6	68,379	1,422
Mode 00009	-0,703	-0,750	0,119	8,373	360,6	68,379	1,422
Mode 00002	-0,094	0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621
Mode 00003	-0,094	-0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 4, Long.LT = 25 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,036	12,040	1,916	0,522	2,894	16,674	0,491
Mode 00023	-2,036	-12,040	1,916	0,522	2,894	16,674	0,491
Mode 00024	-2,648	10,069	1,602	0,624	5,219	25,434	0,378
Mode 00025	-2,648	-10,069	1,602	0,624	5,219	25,434	0,378
Mode 00039	-13,84	9,650	1,536	0,651	8222,4	82,039	0,072
Mode 00040	-13,84	-9,650	1,536	0,651	8222,4	82,039	0,072
Mode 00037	-13,83	7,965	1,268	0,789	55069,8	86,669	0,072
Mode 00038	-13,83	-7,965	1,268	0,789	55069,8	86,669	0,072
Mode 00011	-0,981	0,815	0,130	7,712	1925,3	76,918	1,020
Mode 00012	-0,981	-0,815	0,130	7,712	1925,3	76,918	1,020
Mode 00008	-0,707	0,748	0,119	8,396	376,9	68,651	1,415
Mode 00009	-0,707	-0,748	0,119	8,396	376,9	68,651	1,415
Mode 00002	-0,094	0,183	0,029	34,396	25,455	45,797	10,626
Mode 00003	-0,094	-0,183	0,029	34,396	25,455	45,797	10,626

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 4, Long.LT = 50 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-1,928	11,739	1,868	0,535	2,807	16,207	0,519
Mode 00023	-1,928	-11,739	1,868	0,535	2,807	16,207	0,519
Mode 00024	-2,655	10,115	1,610	0,621	5,203	25,388	0,377
Mode 00025	-2,655	-10,115	1,610	0,621	5,203	25,388	0,377
Mode 00037	-13,83	9,631	1,533	0,652	8311,01	82,071	0,072
Mode 00038	-13,83	-9,631	1,533	0,652	8311,01	82,071	0,072
Mode 00039	-13,85	7,935	1,263	0,792	58251,7	86,779	0,072
Mode 00040	-13,85	-7,935	1,263	0,792	58251,7	86,779	0,072
Mode 00019	-1,013	0,816	0,130	7,698	2444,16	77,882	0,987
Mode 00020	-1,013	-0,816	0,130	7,698	2444,16	77,882	0,987
Mode 00008	-0,710	0,746	0,119	8,421	394,599	68,929	1,409
Mode 00009	-0,710	-0,746	0,119	8,421	394,599	68,929	1,409
Mode 00002	-0,094	0,183	0,029	34,428	25,489	45,812	10,632
Mode 00003	-0,094	-0,183	0,029	34,428	25,489	45,812	10,632

*Modos de oscilación en el caso 2 y escenario 4, Long.LT = 100 km.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-1,746	11,198	1,782	0,561	2,664	15,407	0,573
Mode 00023	-1,746	-11,198	1,782	0,561	2,664	15,407	0,573
Mode 00024	-2,679	10,252	1,632	0,613	5,165	25,281	0,373
Mode 00025	-2,679	-10,252	1,632	0,613	5,165	25,281	0,373
Mode 00037	-13,80	9,581	1,525	0,656	8543,6	82,152	0,072
Mode 00038	-13,80	-9,581	1,525	0,656	8543,6	82,152	0,072
Mode 00039	-13,88	7,862	1,251	0,799	65945,7	87,019	0,072
Mode 00040	-13,88	-7,862	1,251	0,799	65945,7	87,019	0,072
Mode 00019	-1,073	0,812	0,129	7,740	4048,46	79,752	0,932
Mode 00020	-1,073	-0,812	0,129	7,740	4048,46	79,752	0,932
Mode 00008	-0,717	0,741	0,118	8,476	436,956	69,538	1,394
Mode 00009	-0,717	-0,741	0,118	8,476	436,956	69,538	1,394
Mode 00002	-0,094	0,182	0,029	34,489	25,564	45,845	10,641
Mode 00003	-0,094	-0,182	0,029	34,489	25,564	45,845	10,641

**c) Resultados de los modos de oscilación para el caso 3**

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 1,  $H(TV) = 5,09$  s y  $H(TG) = 4,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,955	12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00005	-0,955	-12,130	1,931	0,518	1,640	7,851	1,047
Mode 00008	-1,165	9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859
Mode 00009	-1,165	-9,972	1,587	0,630	2,083	11,601	0,859

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 1,  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00006	-1,022	12,966	2,064	0,485	1,641	7,856	0,979
Mode 00007	-1,022	-12,966	2,064	0,485	1,641	7,856	0,979
Mode 00008	-1,297	11,269	1,793	0,558	2,061	11,432	0,771
Mode 00009	-1,297	-11,269	1,793	0,558	2,061	11,432	0,771

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 1,  $H(TV) = 3,09$  s y  $H(TG) = 2,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00006	-1,123	14,296	2,275	0,440	1,638	7,830	0,891
Mode 00007	-1,123	-14,296	2,275	0,440	1,638	7,830	0,891
Mode 00008	-1,500	13,236	2,107	0,475	2,039	11,264	0,666
Mode 00009	-1,500	-13,236	2,107	0,475	2,039	11,264	0,666

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 2,  $H(TV) = 5,09$  s y  $H(TG) = 4,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00005	-0,804	-12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00004	-0,804	12,075	1,922	0,520	1,519	6,644	1,244
Mode 00015	-1,063	-9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00014	-1,063	9,963	1,586	0,631	1,955	10,613	0,940
Mode 00007	-0,975	-0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00006	-0,975	0,804	0,128	7,819	2041,679	77,160	1,026
Mode 00003	-0,755	-0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325
Mode 00002	-0,755	0,755	0,120	8,320	532,569	70,680	1,325

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 2,  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00004	-0,881	12,897	2,053	0,487	1,536	6,813	1,135
Mode 00005	-0,881	-12,897	2,053	0,487	1,536	6,813	1,135
Mode 00014	-1,196	11,242	1,789	0,559	1,951	10,581	0,836
Mode 00015	-1,196	-11,242	1,789	0,559	1,951	10,581	0,836
Mode 00006	-0,975	0,803	0,128	7,821	2050,48	77,178	1,026
Mode 00007	-0,975	-0,803	0,128	7,821	2050,48	77,178	1,026
Mode 00002	-0,755	0,754	0,120	8,330	538,37	70,741	1,325
Mode 00003	-0,755	-0,754	0,120	8,330	538,37	70,741	1,325

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 2,  $H(TV) = 3,09$  s y  $H(TG) = 2,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00006	-0,999	14,207	2,261	0,442	1,555	7,013	1,001
Mode 00007	-0,999	-14,207	2,261	0,442	1,555	7,013	1,001
Mode 00014	-1,408	13,189	2,099	0,476	1,956	10,614	0,710
Mode 00015	-1,408	-13,189	2,099	0,476	1,956	10,614	0,710
Mode 00004	-0,975	0,803	0,128	7,823	2060,6	77,198	1,025
Mode 00005	-0,975	-0,803	0,128	7,823	2060,6	77,198	1,025
Mode 00002	-0,755	0,753	0,120	8,339	544,23	70,802	1,324
Mode 00003	-0,755	-0,753	0,120	8,339	544,23	70,802	1,324

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 3,  $H(TV) = 5,09$  s y  $H(TG) = 4,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00007	-0,799	12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00008	-0,799	-12,075	1,922	0,520	1,516	6,605	1,251
Mode 00019	-1,047	9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00020	-1,047	-9,963	1,586	0,631	1,936	10,456	0,955
Mode 00009	-0,975	0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00010	-0,975	-0,803	0,128	7,822	2054,738	77,186	1,025
Mode 00005	-0,755	0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00006	-0,755	-0,755	0,120	8,327	539,452	70,752	1,324
Mode 00002	-0,094	0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638
Mode 00003	-0,094	-0,182	0,029	34,612	25,884	45,984	10,638

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 3,  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00007	-0,875	12,897	2,053	0,487	1,532	6,768	1,143
Mode 00008	-0,875	-12,897	2,053	0,487	1,532	6,768	1,143
Mode 00019	-1,182	11,239	1,789	0,559	1,937	10,462	0,846
Mode 00020	-1,182	-11,239	1,789	0,559	1,937	10,462	0,846
Mode 00009	-0,976	0,803	0,128	7,824	2064,81	77,206	1,025
Mode 00010	-0,976	-0,803	0,128	7,824	2064,81	77,206	1,025
Mode 00005	-0,756	0,754	0,120	8,337	545,266	70,812	1,323
Mode 00006	-0,756	-0,754	0,120	8,337	545,266	70,812	1,323
Mode 00002	-0,096	0,194	0,031	32,445	22,663	44,484	10,397
Mode 00003	-0,096	-0,194	0,031	32,445	22,663	44,484	10,397

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 3,  $H(TV) = 3,09$  s y  $H(TG) = 2,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00009	-0,993	14,207	2,261	0,442	1,551	6,971	1,007
Mode 00010	-0,993	-14,207	2,261	0,442	1,551	6,971	1,007
Mode 00019	-1,397	13,181	2,098	0,477	1,947	10,542	0,716
Mode 00020	-1,397	-13,181	2,098	0,477	1,947	10,542	0,716
Mode 00007	-0,976	0,803	0,128	7,827	2076,62	77,229	1,025
Mode 00008	-0,976	-0,803	0,128	7,827	2076,62	77,229	1,025
Mode 00005	-0,756	0,753	0,120	8,346	551,121	70,872	1,322
Mode 00006	-0,756	-0,753	0,120	8,346	551,121	70,872	1,322
Mode 00002	-0,099	0,208	0,033	30,208	19,868	42,960	10,106
Mode 00003	-0,099	-0,208	0,033	30,208	19,868	42,960	10,106

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 4,  $H(TV) = 5,09$  s y  $H(TG) = 4,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,156	12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00023	-2,156	-12,361	1,967	0,508	2,992	17,183	0,464
Mode 00024	-2,642	10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00025	-2,642	-10,033	1,597	0,626	5,231	25,466	0,378
Mode 00039	-13,85	9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00040	-13,85	-9,665	1,538	0,650	8148,6	82,012	0,072
Mode 00037	-13,81	7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00038	-13,81	-7,991	1,272	0,786	52322,4	86,567	0,072
Mode 00011	-0,947	0,811	0,129	7,752	1538,78	75,962	1,056
Mode 00012	-0,947	-0,811	0,129	7,752	1538,78	75,962	1,056
Mode 00008	-0,703	0,750	0,119	8,373	360,673	68,379	1,422
Mode 00009	-0,703	-0,750	0,119	8,373	360,673	68,379	1,422
Mode 00002	-0,094	0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621
Mode 00003	-0,094	-0,183	0,029	34,365	25,425	45,784	10,621

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 4,  $H(TV) = 4,09$  s y  $H(TG) = 3,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,242	13,278	2,113	0,473	2,889	16,652	0,446
Mode 00023	-2,242	-13,278	2,113	0,473	2,889	16,652	0,446
Mode 00024	-2,892	11,487	1,828	0,547	4,863	24,411	0,346
Mode 00025	-2,892	-11,487	1,828	0,547	4,863	24,411	0,346
Mode 00037	-13,63	9,316	1,483	0,674	9833,9	82,561	0,073
Mode 00038	-13,63	-9,316	1,483	0,674	9833,9	82,561	0,073
Mode 00039	-13,75	7,770	1,237	0,809	67721,6	87,069	0,073
Mode 00040	-13,75	-7,770	1,237	0,809	67721,6	87,069	0,073
Mode 00011	-0,952	0,809	0,129	7,763	1619,61	76,185	1,051
Mode 00012	-0,952	-0,809	0,129	7,763	1619,61	76,185	1,051
Mode 00008	-0,716	0,752	0,120	8,355	396,101	68,952	1,397
Mode 00009	-0,716	-0,752	0,120	8,355	396,101	68,952	1,397
Mode 00002	-0,096	0,195	0,031	32,211	22,234	44,264	10,385
Mode 00003	-0,096	-0,195	0,031	32,211	22,234	44,264	10,385

*Modos de oscilación en el caso 3 y escenario 4,  $H(TV) = 3,09$  s y  $H(TG) = 2,56$  s.*

<b>Modo de Oscilación</b>	<b>Real part (1/s)</b>	<b>Imaginary part (rad/s)</b>	<b>Damped Frequency (Hz)</b>	<b>Period (seg)</b>	<b>Ratio A1/A2</b>	<b>Damping Ratio (%)</b>	<b>Damping Time Const. (seg)</b>
Mode 00022	-2,328	14,729	2,344	0,427	2,699	15,611	0,430
Mode 00023	-2,328	-14,729	2,344	0,427	2,699	15,611	0,430
Mode 00024	-3,157	13,785	2,194	0,456	4,216	22,324	0,317
Mode 00025	-3,157	-13,785	2,194	0,456	4,216	22,324	0,317
Mode 00037	-13,44	8,714	1,387	0,721	16226,4	83,916	0,074
Mode 00038	-13,44	-8,714	1,387	0,721	16226,4	83,916	0,074
Mode 00039	-13,69	7,404	1,178	0,849	111746,4	87,971	0,073
Mode 00040	-13,69	-7,404	1,178	0,849	111746,4	87,971	0,073
Mode 00011	-0,958	0,808	0,129	7,776	1723,43	76,452	1,043
Mode 00012	-0,958	-0,808	0,129	7,776	1723,43	76,452	1,043
Mode 00009	-0,729	0,754	0,120	8,337	434,655	69,507	1,372
Mode 00010	-0,729	-0,754	0,120	8,337	434,655	69,507	1,372
Mode 00002	-0,099	0,210	0,033	29,985	19,466	42,720	10,101
Mode 00003	-0,099	-0,210	0,033	29,985	19,466	42,720	10,101