



**Análisis de la Operación de los Sistemas
SIC-SING Interconectados**
Estudio 4 - Análisis de pequeña señal y ajuste de PSS
INFORME FINAL

Proyecto EE-2016-061
Informe Técnico EE-ES-2016-1400
Revisión C



ESTUDIOS ELECTRICOS



**Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning**
ISO9001:2008 Certified

09/03/2017

Este documento EE-ES-2016-1400-RC fue preparado para Coordinador Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Pablo Fernández

Departamento de Estudios

pablo.fernandez@estudios-electricos.com**Ing. David Perrone**

Departamento de Estudios

david.perrone@estudios-electricos.com**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador Dpto. Estudios

alejandro.musto@estudios-electricos.com**Ing. Fernando Libonati**

Gerente Dpto. Estudios

fernando.libonati@estudios-electricos.comwww.estudios-electricos.com

Este documento contiene 115 páginas y ha sido guardado por última vez el 09/03/2017 por David Perrone, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	02/12/2016	Para revisión.	DP/PF	AM	FL
B	08/02/2017	Contempla respuesta a observaciones: → O-SING-INTERC-PSS-EE-V3 → MINUTA TÉCNICA N°18	DP/PF	AM	FL
C	09/03/2017	Versión Final.	DP	AM	FL

ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO	4
2 INTRODUCCIÓN	12
3 METODOLOGÍA.....	13
3.1 Generalidades	13
3.2 Antecedentes	14
3.2.1 Aspectos Normativos	14
3.2.2 Documentación y Estudios CDEC	16
3.2.3 Resumen de estado de controles y modelos homologados	17
3.3 Identificación de modos oscilatorios	18
3.3.1 Generalidades.....	18
3.3.2 Marco teórico de modos oscilatorios electromecánicos.....	19
3.3.3 Condiciones de estudio	21
3.3.4 Análisis	23
3.3.5 Criterios de evaluación.....	25
3.3.6 Resultados	26
3.4 Propuestas de mejoras	27
3.4.1 Selección de unidades para ajuste de controladores.....	27
3.4.2 Metodología de la sintonización de PSS	29
3.4.3 Tratamiento de modelos dinámicos.....	30
3.4.4 Método de ajuste robusto de fase (MARF).....	32
3.4.5 Criterios de ajuste	33
3.4.6 Consideraciones complementarias	44
3.5 Verificación de ajustes.....	45
3.5.1 Generalidades.....	45
3.5.2 Verificación sistémica.....	46
4 ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	48
4.1 Escenarios Base	48
4.2 Escenarios Específicos del estudio	49
4.2.1 Escenarios Fase I y Fase II	50
4.2.2 Escenarios Fase III	51
5 IDENTIFICACIÓN DE MODOS OSCILATORIOS.....	55
5.1 Análisis sobre Escenarios Base	55
5.1.1 Fases I y II.....	55
5.1.2 Fases III y IV.....	60
5.1.3 Principales resultados	66
5.2 FASES I y II – Escenarios Específicos	68
5.2.1 Operación sin controladores (Red N).....	68
5.2.2 Operación con controladores (Red N).....	70
5.2.3 Análisis ante contingencias simples (N-1).....	77
5.2.4 Principales resultados y conclusiones	78
5.3 FASE III – Escenarios Específicos.....	79
5.3.1 Sensibilidad de los controladores (Red N)	79
5.3.2 Operación con controladores actuales (Red N y N-1).....	81
5.3.3 Principales resultados y conclusiones	89
6 PROPUESTAS DE MEJORA	91
6.1 Unidades por ajustar.....	91

6.2 Unidades que requieren homologación	92
7 VERIFICACIÓN DE AJUSTES	93
7.1 Respuestas individuales unidades ajustadas	93
7.1.1 TOCOPILLA	94
7.1.2 TARAPACA	95
7.1.3 CHACHAYA (CTA y CTH)	96
7.1.4 MEJILLONES	97
7.2 Unidades participantes con ajustes aceptables	99
7.3 Análisis sistémico	103
7.3.1 FASE I y II	103
7.3.2 FASE III	108
8 BIBLIOGRAFÍA	114

ANEXOS

- ANEXO I – ESCENARIOS DE ESTUDIO.
- ANEXO II – AJUSTES DE ESTABILIZADORES.
- ANEXO III – BASE DE DATOS EN FORMATO P.F. DIGSILENT.

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de la interconexión de los sistemas eléctricos de Chile SIC y SING, el Comité CDEC (actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional) solicita la elaboración de un conjunto de estudios conducentes a evaluar la operación de éstos en etapas previas y posteriores a su interconexión, cuyo alcance involucra los siguientes desarrollos:

- a) Preparación de la base de datos y escenarios base (PBD).
- b) Estudio 1: Estudio de control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF
- c) Estudio 2: Estudio de evaluación del comportamiento del sistema con los automatismos existentes (EDAC, EDAG y otros).
- d) Estudio 3: Estudio de control y estabilidad de tensión.
- e) Estudio 4: Estudio de estabilidad de pequeña señal y sintonización de PSS.**
- f) Estudio 5: Estudio de diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9.
- g) Estudio 6: Estudio de Energización de Instalaciones y TRV.

Específicamente este documento corresponde al **INFORME FINAL** del **ESTUDIO 4**, el cual incorpora los **DESARROLLOS METODOLÓGICOS, ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD Y AJUSTE DE ESTABILIZADORES** y la **VERIFICACIÓN DE AJUSTES Y RECOMENDACIONES**. El documento contiene los siguientes capítulos:

- METODOLOGÍA
- ESCENARIOS
- IDENTIFICACIÓN DE MODOS OSCILATORIOS
- PROPUESTAS DE MEJORA
- VERIFICACIÓN DE AJUSTES

El estudio considera 4 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

- La **FASE I** está focalizada en el SIC y en la puesta en servicio del enlace Mejillones y Nueva Cardones 2x500kV, 1500MW, desarrollado por la empresa T.E.N.
- La **FASE II** sigue focalizada en el SIC, considerando en servicio en enlace de transmisión Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo - Nueva Cardones 2x500kV, 1500MVA, desarrollado por la empresa I.S.A.
- La **FASE III** considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatur – Los Changos 2x220kV, 1500MW, desarrollada por Transelec.

- Finalmente se considera una **FASE IV** de estudio, planteada como caso de sensibilidad, donde se analiza la interconexión SIC-SING con un retraso en el proyecto Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo - Nueva Cardones.

PRINCIPALES RESULTADOS

Del análisis desarrollado en el presente documento se identifican modos oscilatorios con amortiguamiento inferior a un 10% sobre una amplia variedad de escenarios y se clasifican según sus relevancias conforme a la metodología propuesta en el estudio.

En condiciones de **FASE I y II** se destaca que:

- Todos los modos naturales del sistema (i.e. sin controladores) asociados a unidades homologadas resultan estables.
- Sin considerar a CTM3, tanto en FASE I como en FASE II se presenta un modo interárea SIC NORTE – CENTRO, el cual se encuentra satisfactoriamente amortiguado en todos los escenarios analizados ($\zeta > 10\%$) y tiene a CT Guacolda como la central con mayor participación. La operación en FASE II produce un desplazamiento del modo a frecuencias mayores respecto a FASE I, como resultado de la mayor robustez del vínculo entre el SIC NORTE con el SIC CENTRO producto de la obra POLPAICO – NUEVA CARDONES 2x500kV.
- Considerando operativa a CTM3, ésta se incorpora al modo interárea SIC NORTE – CENTRO y cuenta con los mayores factores de participación en el modo, produciendo un decremento en los niveles de amortiguamiento respecto a la condición sin CTM3, tanto en FASE I como en FASE II.
- Con CTM3, para la condición de FASE I el modo presenta una frecuencia en el rango 0,52Hz - 0,71Hz mientras que en FASE II la frecuencia del mismo aumenta al rango 0,95Hz - 1,11Hz. El mínimo amortiguamiento encontrado resulta 7,4%.
- En ambas topologías, se identifica además un modo local de CTM3 con frecuencia $\sim 1,4$ Hz y reducido amortiguamiento ($\sim 8\%$).
- Lo anteriormente descrito para el modo interárea, se aprecia directamente en el diagrama de polos reportado en Figura 1-1: la reducción de la impedancia de vinculación en FASE II produce un aumento de la frecuencia en el modo, mientras que la incorporación de CTM3 sin sus PSS, ocasiona un decremento en el amortiguamiento del mismo en ambas FASES.

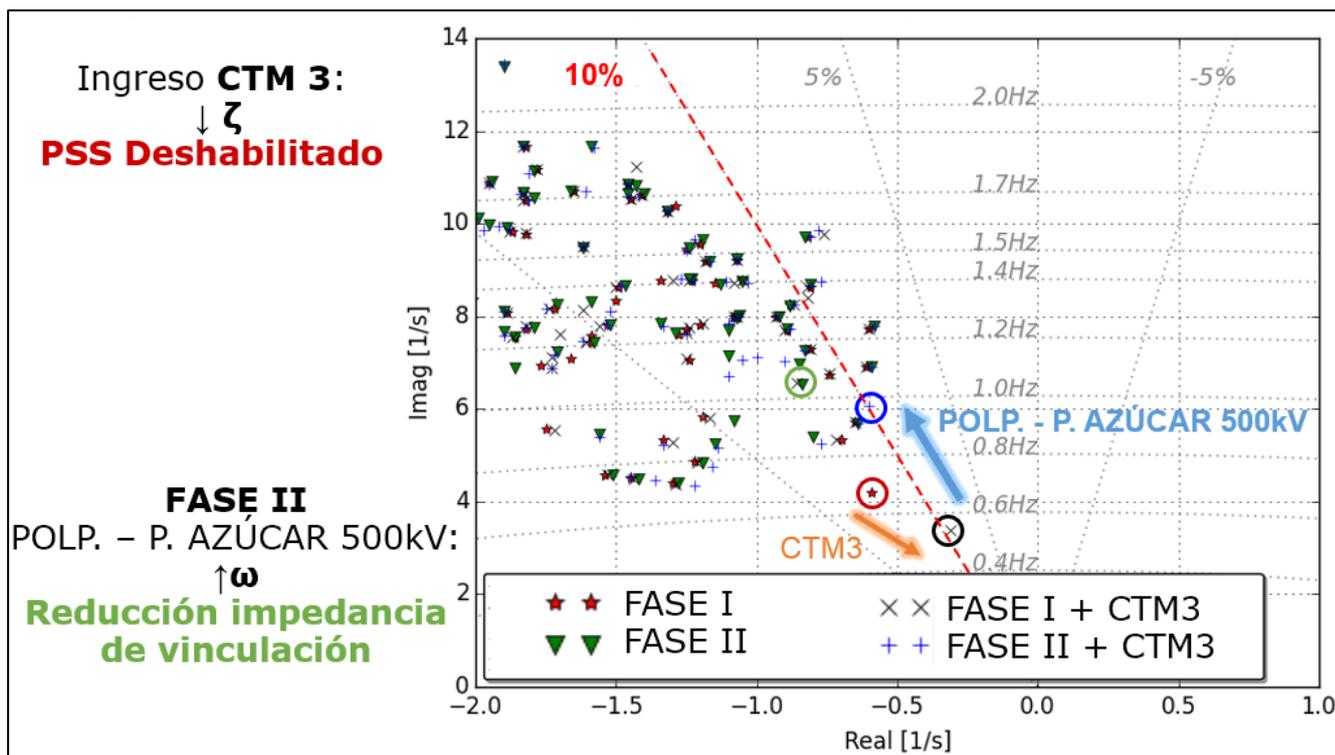


Figura 1-1: Efecto del ingreso de CTM3 y de POL. - N. CARDONES 500kV | Hidrología Seca - Demanda Alta - Sin ERNC

En condiciones de **FASE III** se encuentra que:

- Todos los modos naturales del sistema (i.e. sin controladores) asociados a unidades homologadas resultan estables.
- La interconexión SIC-SING deriva en la aparición de un modo interárea, en adelante llamado modo SIC-SING. Las características de este modo son dependientes de la condición de vinculación y del escenario operativo.
- Los escenarios que imponen una mayor exigencia al modo SIC-SING en términos de frecuencia y amortiguamiento son aquellos con transferencias en sentido SING → SIC en condiciones de Hidrología Seca con Demanda Alta, especialmente en ausencia de fuentes ERNC (alta inercia).
- Contemplando el proyecto POLPAICO - NUEVA CARDONES 2x500kV, en condiciones normales y según el escenario de operación, **el modo interárea** tiene una frecuencia mínima de **~0,5Hz** y amortiguamientos de **~7,2%** y superiores. Esto implica que el modo resulta teóricamente estable, pero no cumple, en todas las condiciones, los parámetros de desempeño dinámico establecidos por la NTSyCS ($\zeta > 10\%$).
- La operación considerando la indisponibilidad de un elemento del sistema (Red N-1) no produce cambios significativos en las características de frecuencia y amortiguamiento del modo SIC - SING. Esto se debe a que no existe un elemento que por sí solo modifique

ostensiblemente la impedancia que vincula al SING con el centro de carga del SIC según el estado de operación o indisponibilidad del mismo. Esto se aprecia en la siguiente figura, en la cual se observa que, para un conjunto de indisponibilidades no simultáneas, no se presentan alteraciones relevantes en la posición de los modos oscilatorios en el plano complejo, destacándose lo que respecta al modo SIC-SING:

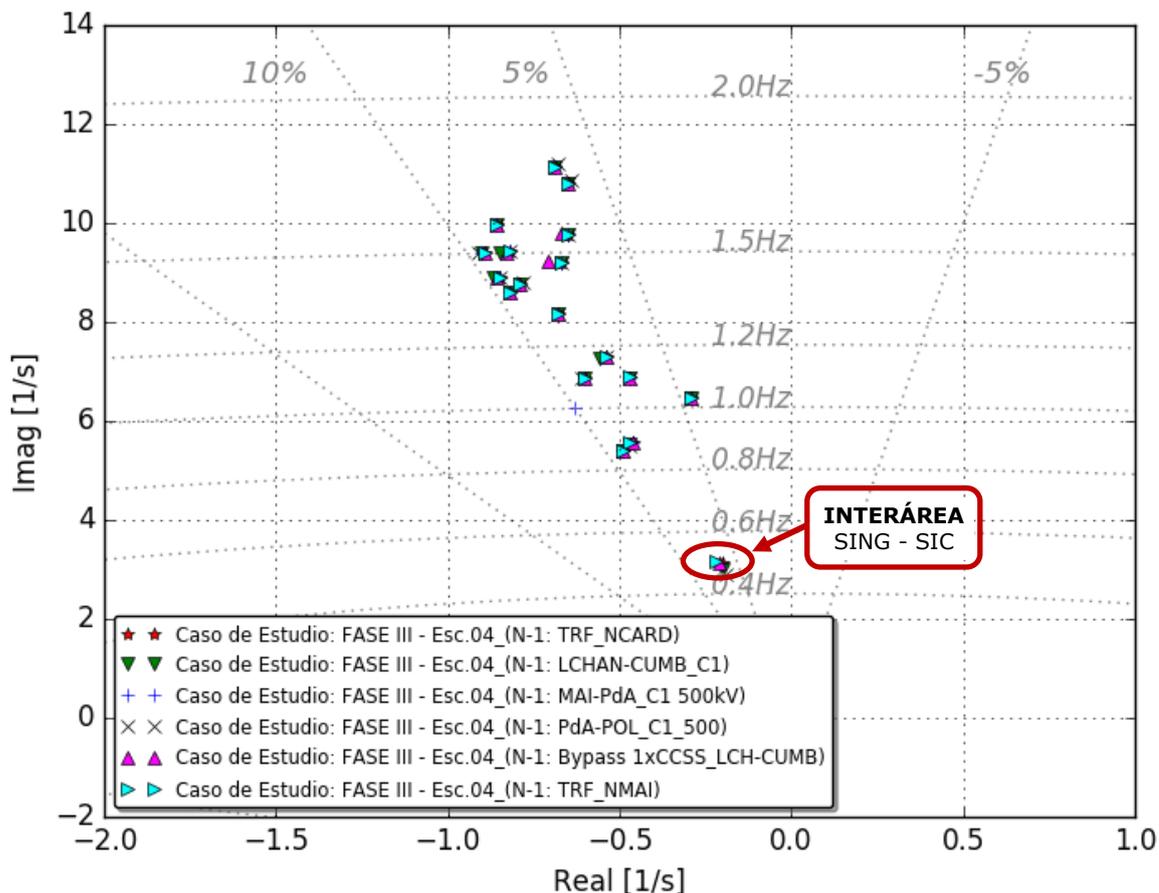


Figura 1-2: FASE III - Escenario 4 | Diagrama de polos ante condiciones de Red N-1.

En **FASE IV** se identifica que:

- La ausencia del proyecto POLPAICO – NUEVA CARDONES 2x500kV, produce que la impedancia de vinculación entre LOS CHANGOS 220kV y POLPAICO 500kV sea significativamente mayor que en condiciones de FASE III. Esto se debe a que al no disponer del doble circuito en 500kV en FASE IV, ambos sistemas se vinculan únicamente a través del troncal de 220kV. Por este motivo, en FASE IV los sistemas SIC y SING quedan vinculados por un enlace más débil respecto a FASE III.
- De los análisis de los Escenarios Base de FASE IV, se encuentra que el modo interárea SIC-SING disminuye su frecuencia hasta ~0,25Hz respecto a los escenarios más exigentes de FASE III (~0,5Hz) y alcanza amortiguamientos menores, aunque sobre un 5%. Esto resulta esperable considerando la mayor impedancia de vinculación entre ambos sistemas.

- En los análisis efectuados en los Estudios de Interconexión para FASE IV, se encuentra que al contemplar elevadas transferencias Maitencillo → Punta Colorada → Pan de Azúcar (Norte → Sur), o bien Nogales → Los Vilos → Pan de Azúcar (Sur → Norte) deben establecerse ciertas restricciones de transferencias y/o despacho de las unidades de gran tamaño para lograr un adecuado desempeño transitorio. Por este motivo, los análisis de pequeña señal sobre Escenarios Específicos se abordan de manera integral en el documento <<EE-ES-2016-1352-RA>>, en el cual se presentan los límites de operación admisible en función de los análisis de estabilidad transitoria y pequeña señal. El desarrollo de dichos escenarios toma como referencia las condiciones resultantes de los análisis PCP (Programación a Corto Plazo).

En términos de **UNIDADES PARTICIPANTES**, se encuentra que:

- De forma general, las unidades del SIC tienden a un desempeño aceptable para el modo de oscilación interárea SIC-SING. No obstante, se identifican modos de índole local (no afectados por la interconexión) con amortiguamientos por debajo de los estándares requeridos. En este contexto, cabe destacar que se encuentra en desarrollo el plan de sintonización de estabilizadores del SIC, a través del cual se espera alcanzar los amortiguamientos requeridos para los distintos modos presentes en la red.
- Las unidades que requieren reajustes son principalmente unidades del SING.

En términos de **AJUSTES DE CONTROLADORES**, utilizando el Método de Ajuste Robusto de Fase (MARF) se encuentra que:

- Ajustando adecuadamente los estabilizadores de CTM3 TG/TV, tanto los modos locales de CTM3 como el modo interárea SIC NORTE – CENTRO presentes en FASE I y FASE II, alcanzan amortiguamientos satisfactorios.
- En FASE III, ajustando únicamente el estabilizador de la unidad con mayor participación en el modo interárea SIC – SING (TOCOPILLA U16 – 400MW), es posible alcanzar el cumplimiento normativo para condición de red normal ($\zeta \geq 10\%$) en el escenario testigo (de mayor exigencia), con un amortiguamiento de 11,3%.
- El resultado anterior es similar al que se obtiene, en el mismo escenario testigo, al ajustar únicamente las unidades CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV, con lo que se obtiene un amortiguamiento de 10,3%, motivo por el cual se considera como un AJUSTE MÍNIMO. Esto pone en evidencia la significativa participación de la U16 en el modo interárea.
- Por otra parte, si en FASE III se efectúa un AJUSTE GLOBAL RECOMENDADO que contemple los estabilizadores asociados a las unidades U16, U15, U14, CTTAR, CTA, CTH, CTM2, CTM3

TG y CTM3 TV, es posible alcanzar un amortiguamiento del modo SIC – SING superior al 15% en todos los escenarios evaluados.

- En función de los análisis realizados, en la siguiente tabla se presentan las unidades sobre las cuales se requiere tomar acciones ya sea de ajuste u homologación, según corresponda. Si bien se incluye un conjunto de unidades que se estima como mínimo deben ser ajustadas, el ajuste de todas las unidades recomendadas permite alcanzar amortiguamientos satisfactorios en una mayor cantidad de configuraciones de despacho, especialmente si se considera a la U16 fuera de servicio.

Prioridad	Generador	P. Nom [MW]
Unidades que requieren ser ajustadas (mínimo)	U16	400
	CTM3 TG	157
	CTM3 TV	94
	CTM2	167
	CTA	168
	CTH	168
Se recomienda ajustar	CTTAR	158
	U14 ¹	124
	U15 ²	124
Homologar	IEM	387
	KELAR TG1	191
	KELAR TG2	191
	GAS ATACAMA ³	333

Tabla 1-1: Unidades que requieren ajuste u homologación.

- En Figura 1-3 se muestra en el plano complejo la ubicación del modo SIC-SING en las 4 condiciones estudiadas para el Escenario testigo:

¹ Si bien la U14 cuenta con un sobrevalor de 27% en su AVR, esto no imposibilita el ajuste del PSS. En caso de adecuarse la respuesta al escalón, deberá adaptarse en consecuencia el ajuste del estabilizador.

² En la U15 no resulta posible ajustar su PSS al considerar el AVR con su parametrización actual, pues éste incumple las exigencias normativas para su operación en vacío (Artículo 3-11 NTSyCS). Por este motivo, previo al ajuste del PSS se modifica la ganancia del AVR a un 35% de su valor original, acción mediante la cual se obtiene una respuesta cercana a las exigencias y permite ajustar el PSS, lo cual se detalla en el ANEXO II apartado 2.2. Esta modificación se efectúa sin perjuicio de que puedan desarrollarse otros ajustes que permitan efectuar una adecuada sintonización del PSS. Con posterioridad a la ejecución de la propuesta de ajuste de esta máquina, se tuvo conocimiento de que se cambió el AVR de la U15 en el último mantenimiento mayor. Por este motivo, se recomienda **homologar** nuevamente la unidad y evaluar la necesidad de proponer nuevos ajustes a sus controladores.

³ Si bien CT GasAtacama dispone de modelos homologados, se contó con éstos hacia el final del desarrollo del presente informe, por lo que no fue posible incorporarlas en la Base de datos ni en los análisis. No obstante, se debe tener presente que los escenarios desarrollados tienen su origen en los Escenarios PCP, en los cuales CT GasAtacama se encuentra mayoritariamente fuera de servicio.

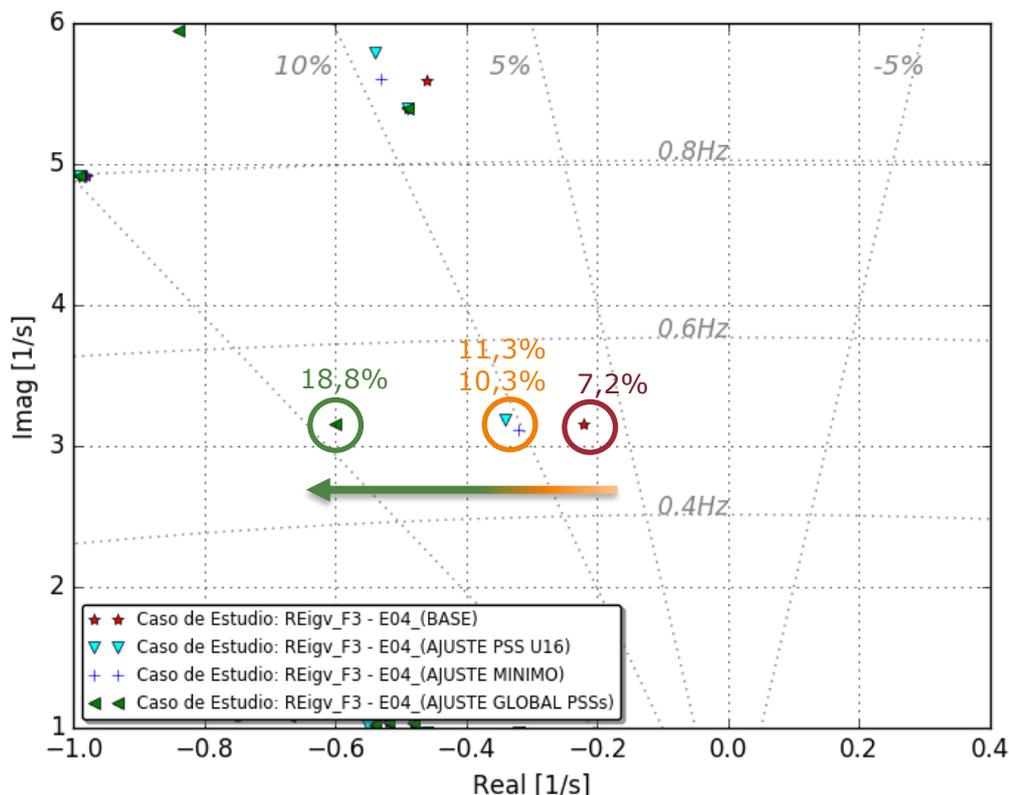


Figura 1-3: FASE III | Desplazamiento del modo SIC-SING según ajuste de PSS | Escenario testigo.

- En Tabla 1-2 se reportan los resultados para todos los escenarios específicos de FASE III:

ESCENARIO		Modo SIC SING ORIGINAL		Modo SIC SING AJUSTE GLOBAL PSSs	
		f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]
E01	MAX_SING-SIC_CERNC_DB_HS	0,58	8,7	0,62	17,8 ✓
E02	MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS	0,52	8,1	0,54	19,1 ✓
E03	MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS	0,57	11,1	0,59	18,9 ✓
E04	MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS	0,5	7,2	0,5	18,8 ✓
E05	MAX_SIC-SING_SERNC_DB_HH	0,6	10,7	0,61	19,2 ✓
E06†	E06_MAX_SIC-SING_CERNC_DB_HH	0,69	>20,0	0,71	>25,0 ✓
E07	E07_MAX_SIC-SING_SERNC_DA_HH	0,5	9,5	0,5	24,3 ✓
E08	E08_OTRANSF_SERNC_DB	0,55	8,6	0,57	17,6 ✓
E09*	E09_DB_HS_CERNC_(7000MW)	0,57	5,5	0,6	15,2 ✓
E04*	MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS_(U16)	0,52	5,4	0,51	13,8 ✓

† En este escenario el modo SIC-SING cuenta con gran amortiguamiento desde las condiciones de partida.

*Corresponden a casos de sensibilidad para alcanzar condiciones límites y no son usadas como casos Testigo.

Tabla 1-2: Verificación de ajustes modo SIC – SING FASE III en todos los Escenarios Específicos.

- De los análisis efectuados se encuentra que desde la perspectiva de la estabilidad de pequeña señal y contemplando los ajustes de los estabilizadores propuestos, ésta no impone límites a las transferencias entre las áreas.

Finalmente, como resultado del presente estudio, se **RECOMIENDA**:

- Para condiciones de FASE I y FASE II, sintonizar los estabilizadores de CTM3 TG y CTM3 TV conforme a los ajustes propuestos.
- Para condiciones de FASE III, ajustar un conjunto suficiente de unidades que permitan alcanzar amortiguamientos satisfactorios en el modo interárea SIC-SING conforme a los ajustes propuestos en el presente estudio. La principal unidad a ajustar es U16 por su alta participación en el modo, sin embargo, para condiciones en las que ésta no se encuentre operativa, más unidades de las que participan en él deben contar con sus PSS ajustados adecuadamente para proporcionar un amortiguamiento satisfactorio.
- Efectuar la homologación de las unidades IEM, KELAR TG1 y KELAR TG2. Posteriormente evaluar la necesidad de sintonizar sus estabilizadores conforme al nivel de participación que puedan tener en modos de bajo amortiguamiento. En el caso de Central Gas Atacama, se recomienda continuar con el proceso de homologación de sus unidades, para posteriormente evaluar si requiere ajustes a sus estabilizadores.
- Continuar con el desarrollo de planes de sintonización de PSS, con independencia que las unidades a ajustar no participen apreciablemente en modos oscilatorios derivados específicamente de la interconexión SIC-SING. Se recomienda que las sintonizaciones de tales unidades se realicen mediante el método de ajuste robusto, contemplando una frecuencia mínima de al menos 0,50 Hz, para asegurar la contribución de amortiguamiento al modo sistémico identificado.

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde uno de los 6 estudios solicitados por el COMITÉ CDEC para evaluar la operación de los sistemas SIC y SING interconectados, específicamente enfocado en la estabilidad de pequeña señal y ajuste de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).

El desarrollo del estudio contempla una adecuada representación del SIC y el SING mediante una base de datos integrada y acondicionada con suficiente detalle, en la cual se incorporan nuevos modelos matemáticos desarrollados a partir de homologaciones en campo en unidades sincrónicas, fotovoltaicas y eólicas. De esta forma, el análisis se efectúa sobre una base de datos que representa al sistema con la mayor precisión posible en función de la información disponible.

El estudio considera 4 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

- La FASE I está focalizada en el SIC y en la puesta en servicio del enlace Mejillones y Nueva Cardones 2x500kV, 1500MW, desarrollado por la empresa T.E.N.
- La FASE II sigue focalizada en el SIC, considerando en servicio en enlace de transmisión Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo - Nueva Cardones 2x500kV, 1500MVA, desarrollado por la empresa I.S.A.
- La FASE III considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatur – Los Changos 2x220kV, 1500MW, desarrollada por Transelec.
- Finalmente se considera una FASE IV de estudio, planteada como caso de sensibilidad, donde se analiza la interconexión SIC-SING con un retraso en el proyecto Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo - Nueva Cardones.

Para cada una de estas condiciones se consideran diversas condiciones de demanda, transferencias, combinaciones de despacho térmico/hidráulico y de disponibilidad solar/eólica.

El estudio se efectúa principalmente sobre la base de análisis modal, aplicando técnicas de linealización, cálculo de valores propios, vectores propios y factores de participación. Adicionalmente, los resultados del análisis modal se verifican mediante simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos por medio de diversos tipos de perturbaciones de pequeña y gran señal en la red.

3 METODOLOGÍA

3.1 Generalidades

El siguiente diagrama resume los pasos y la metodología planteada para abordar el presente estudio.

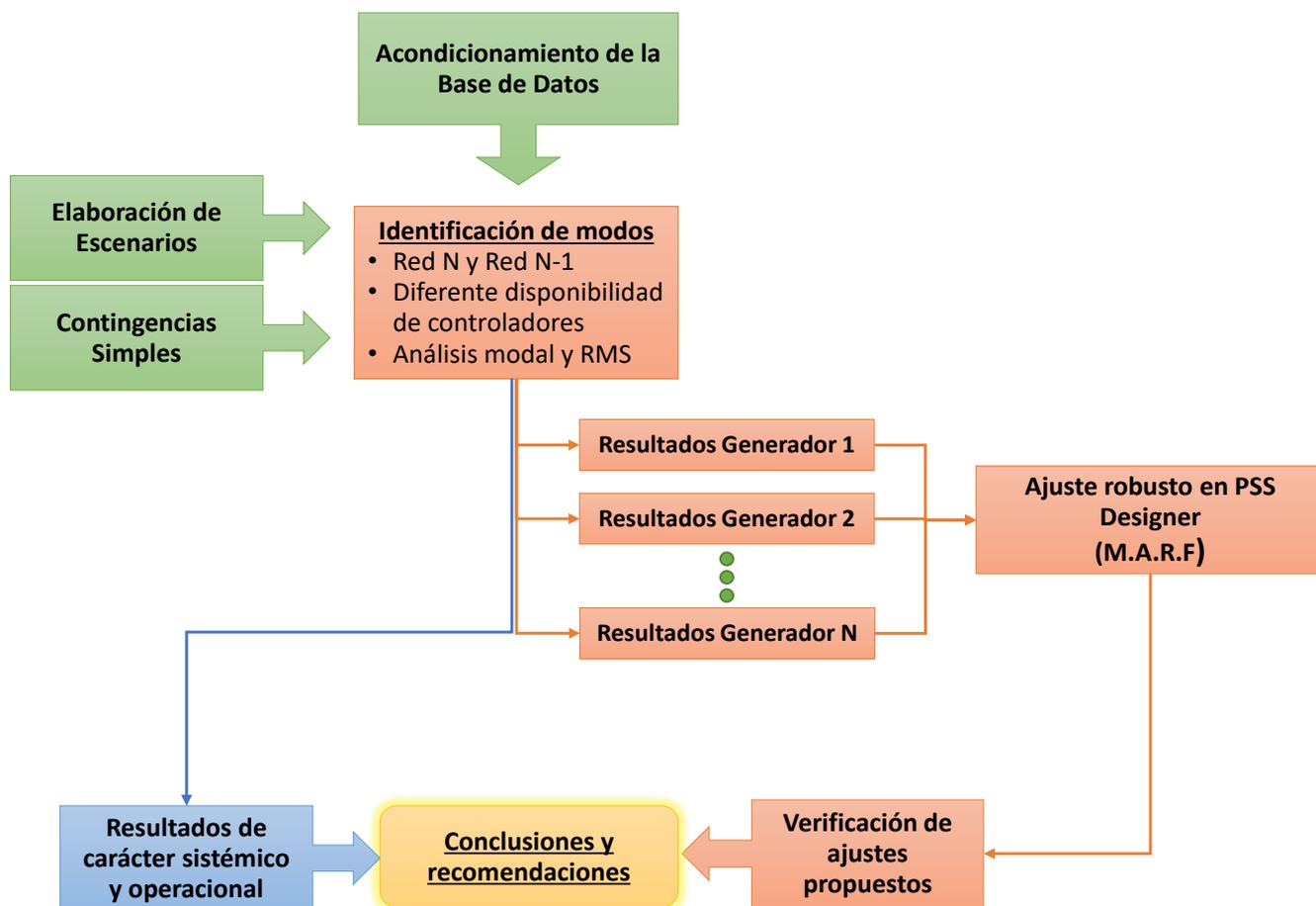


Figura 3-1: Esquema general de la metodología.

3.2 Antecedentes

3.2.1 Aspectos Normativos

El estudio se desarrolla tomando como marco normativo los artículos de la NTSyCS atinentes a la estabilidad y operación del sistema. Dicho marco, permite establecer criterios para identificar condiciones de riesgo o franco incumplimiento, así como también para validar la calidad de las soluciones propuestas ante las problemáticas detectadas. Se contemplan los siguientes artículos:

Artículo 3-5 (literal d):

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.

Artículo 3-13:

El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] deberá contar con un limitador de mínima excitación y protección contra pérdida de excitación. El limitador de mínima excitación deberá impedir que durante el estado de operación normal, la corriente de excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación.

Asimismo, todas las unidades generadoras de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con un PSS. En el caso que unidades menores a 50 [MW] o un conjunto de ellas provoquen oscilaciones indeseadas de potencia en el SI, ellas o un conjunto de ellas deberán estar equipadas con equipos PSS que permitan el control de dichas oscilaciones.

Artículo 5-43:

El factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

Artículo 5-44:

La determinación del factor ζ se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\left(1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4 \cdot \pi^2}\right)}} \cdot 100$$

Donde $R_A = \frac{A_2}{A_1}$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular.

Artículo 5-49:

El Límite por Estabilidad Permanente corresponde a la máxima transferencia que permite operar en forma estable, sin que se ponga en riesgo el sincronismo de las unidades generadoras conectadas en las áreas asociadas a los extremos receptor y emisor de la instalación de transmisión.

Para ello, con el SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo 10%, valor que se adopta como margen de seguridad para la determinación del Límite por Estabilidad Permanente para cada Elemento Serie del ST.

El Límite por Estabilidad Permanente para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo.

Artículo 8-49:

Con el fin de verificar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,2 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora, la DO podrá realizar ensayos para el PSS que estime pertinente, los cuales incluirán como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS.*
- b) Medición del amortiguamiento del modo local de oscilación.*
- c) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.*
- d) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.*

Artículo 8-50:

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo precedente, la DO determinará bajo qué circunstancias y en qué unidades generadoras deberá estar operativo el PSS, de acuerdo a los requerimientos del SI.

Tal decisión deberá ser debidamente justificada y fundamentada en base a los Estudios de la presente NT, a partir de los cuales la DO definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

3.2.2 Documentación y Estudios CDEC

Para el desarrollo del estudio, se toman como referencia al menos los siguientes documentos:

- i) *Norma técnica de seguridad y calidad de servicio*, enero 2016. Comisión Nacional de Energía.
- ii) *Informe técnico definitivo de fijación de precios de nudo de corto plazo en el SIC*, abril 2016. Comisión Nacional de Energía.
- iii) *Bases de licitación de Estudios para el análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados*, abril 2016. Direcciones de operación del CDEC-SIC y CDEC-SING.
- iv) *Respuesta consultas proceso de licitación estudios para el análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados*, mayo 2016. CDEC-SIC y CDEC-SING.
- v) *Estudio de operación de estabilizadores de sistemas de potencia en el SIC – Fase II*, diciembre 2011. Proyecto EE-2007-039/I:EE-ES-2011-435/R:B.
- vi) *Sistema de Transmisión 500kV Mejillones – Cardones: Dynamic Studies RMS & Modal*, noviembre 2015. Proyecto EE-2015-013/I:EE-ES-2015-0711 (SCHA-500-E-MC-0013).
- vii) *Estudio de operación de la zona norte del SIC e interconexión con el SING*, octubre 2015. Proyecto EE-2015-077/I:EE-ES-2015-0972/R:B.



3.2.3 Resumen de estado de controles y modelos homologados

A continuación se presenta un listado con todas las unidades homologadas y que además cuentan con su PSS homologado, los cuales se han considerado operativos para los fines del presente estudio; con independencia del estado real actual.

No obstante, los modelos de dichas centrales se encuentran homologados, algunos de ellos están considerados en un plan de sintonización (adecuación, reajustes y re-homologación) para mejoramiento de su desempeño. En otros términos, se aclara que el hecho que un modelo se encuentre homologado significa que es representativo de la realidad, lo cual no implica que la unidad en cuestión tenga un desempeño acorde con los requerimientos de la NTSyCS.

Unidades con PSS Homologado				
Alfalfal U1	Chacayes U2	Machicura U1	Ralco U2	Angamos U1
Alfalfal U2	Colbún U2	Nehuenco 1 TG	Rapel U1	Angamos U2
Angostura U1	Curillinque	Nehuenco 2 TG	Rapel U2	CTM 2
Angostura U2	El Toro U1	Nehuenco U1 TV	Rapel U3	CTM3 TG
Angostura U3	El Toro U2	Nehuenco U2 TV	Rapel U4	CTM3 TV
Antilhue U1	El Toro U3	Nueva Renca TG	Rapel U5	NTO1
Antilhue U2	El Toro U4	Nueva Renca TV	Rucue U1	NTO2
Antuco U1	Guacolda U1	Pangue U1	Rucue U2	U12
Antuco U2	Guacolda U2	Pangue U2	San Isidro 2 TG	U13
Bocamina U1	Guacolda U3	Pehuenche U1	San Isidro 1 TG	U14
Bocamina U2	Guacolda U4	Pehuenche U2	SanIsidro U2 TV	U16
Candelaria U1	Guacolda U5	Quilleco U1	Santa Fe Energía	CCH1
Candelaria U2	Horcones	Quilleco U2	Santa María	CCH2
Canutillar U1	Laja 4	Quintero TG 1A	Taltal U1	
Canutillar U2	Los Pinos	Quintero TG 1B	Taltal U2	
Chacayes U1	Los Vientos	Ralco U1	Valdivia	

Tabla 3-1: Unidades homologadas incluyendo sus PSS.

Adicionalmente, se destaca que las unidades CTTAR, CTM1, CTA y CTH cuentan con sus AVR homologados y se conocen sus tipos de PSS, pero que estos últimos no se encuentran homologados en terreno.

3.3 Identificación de modos oscilatorios

3.3.1 Generalidades

Para cada una de las fases de estudio, resulta necesario identificar la presencia de los modos oscilatorios de interés ante distintas condiciones de operación. La detección de dichos modos permite establecer las condiciones de riesgo y/o incumplimiento normativo, así como también establece las bases para la sintonización de los estabilizadores que requieran ser calibrados según la participación que tengan los generadores asociados a éstos.

El siguiente diagrama de flujo condensa las principales actividades a realizar y que conducen a la identificación de los modos oscilatorios.

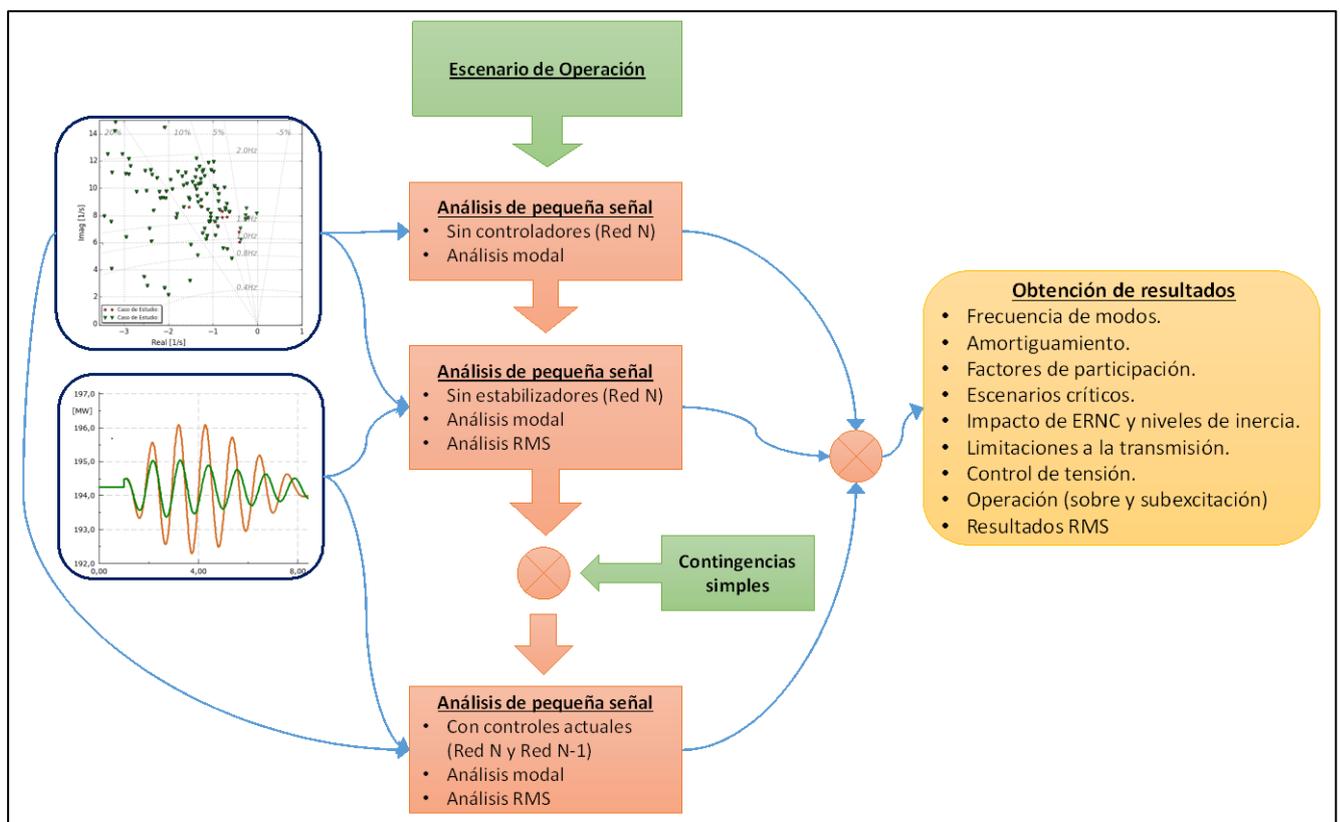


Figura 3-2: Esquema general de la metodología de identificación de modos oscilatorios.

A continuación se presenta la metodología de identificación de los modos oscilatorios.

3.3.2 Marco teórico de modos oscilatorios electromecánicos

Los modos electromecánicos son aquellos asociados al ángulo del rotor o bien a la velocidad de los generadores del sistema, encontrándose en general en frecuencias comprendidas entre los 0,2Hz y 2,5Hz. Para cada modo es posible identificar un conjunto de propiedades que proporcionan información sobre la estabilidad del sistema, entre las cuales se destacan las siguientes:

Frecuencia:

Cada modo electromecánico tiene asociada una frecuencia de oscilación. Si bien los modos pueden ser clasificados en función de sus frecuencias de oscilación, no existe un rango exacto. No obstante, una categorización típica corresponde a:

Modos locales: rango aproximado 0,7 – 2,0Hz.

Modos interárea: rango aproximado 0,2 – 0,7Hz.

Amortiguamiento:

Vectores propios del tipo par conjugado con forma $\lambda = \sigma \pm j\omega$ produce modos oscilatorios, los cuales tienen una respuesta temporal de la forma [1]

$$e^{\sigma t} \cdot \sin(\omega t + \theta); \sigma < 0,$$

la cual representa una senoide amortiguada en la que la parte real (σ) proporciona el amortiguamiento y la componente imaginaria provee la frecuencia de oscilación. Luego, el amortiguamiento relativo o *damping ratio* del modo se expresa según:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Desde la perspectiva del dominio temporal, es posible expresar la relación anterior mediante su forma exponencial al tomar dos máximos (o mínimos) consecutivos de la senoide, definidos como A_1 y A_2 respectivamente. Así:

$$R_A = \frac{A_2}{A_1} = \frac{e^{\sigma t_2}}{e^{\sigma t_1}} = e^{\sigma \left(\frac{2\pi}{\omega} \right)}$$

Finalmente, despejando y reemplazando se obtiene:

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{2\pi \sqrt{\frac{\ln(R_A)^2}{4\pi^2} + 1}} \cdot 100 \text{ (\%)}$$

La expresión obtenida es la misma que se indica en el Artículo 5-44 de la NTSyCS vigente, la cual permite calcular el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas a través de la medición de los máximos de onda de potencia activa de la línea correspondiente (contemplando una oscilación regular). De esta forma, se valida la aplicación del análisis modal para obtener conclusiones de los amortiguamientos relativos y compararlos frente a los establecidos en la NTSyCS.

Mode-shapes de velocidad:

Los autovectores derechos de la matriz de estado del Sistema proporcionan los llamados “*mode-shapes*” (también “forma del modo” en singular), dando una medida de la actividad de una variable de estado cuando un determinado modo es excitado [1]. Los *mode-shapes* de velocidad se componen de los factores de observabilidad de las velocidades rotóricas en cada modo, y se utilizan para identificar la forma en que oscilan las máquinas, permitiendo su clasificación en modos locales, intraplanta, interplantas e interáreas.

Factores de participación:

Los factores de participación son indicativos de las interacciones relativas de los respectivos estados en los respectivos modos, y viceversa [1]. Los factores de participación de velocidad indican la sensibilidad del modo a la adición de amortiguamiento mecánico en el eje del generador. Si el factor de participación correspondiente a un determinado generador en un modo electromecánico fuera cercano a cero, entonces ese generador no tendrá capacidad de contribuir al amortiguamiento del modo.

- Adecuada representación de los modelos dinámicos y parámetros eléctricos de las unidades generadoras en función de la información más actualizada que se encuentra disponible.
- Proyección de la demanda contemplando características de estacionalidad en términos de consumo y factor de potencia.
- Elaboración de escenarios específicos para los fines del estudio.

2. Desarrollo de escenarios de operación.

A partir de los Escenarios Base elaborados para el presente estudio, para cada una de las Fases se desarrolla un conjunto de escenarios específicos para el análisis de pequeña señal. Dichos escenarios mantienen las mismas condiciones de demanda que los respectivos Escenarios Base desde los cuales se elaboran, pero difieren principalmente en el despacho de las unidades generadoras, así como también eventualmente en la compensación de estática de reactivos y/o diferente disponibilidad de elementos en el sistema.

Con independencia de que durante el desarrollo del estudio resulte conveniente elaborar otros escenarios o bien prescindir de los que pudieran constituir redundancia, se contempla al menos el análisis ante las siguientes condiciones:

- a) Máxima y mínima disponibilidad hidroeléctrica. Como consecuencia esto se traduce en baja y alta generación en la zona norte respectivamente.
- b) Máxima y nula disponibilidad de recurso solar.
- c) Máxima y nula disponibilidad de recurso eólico.
- d) Máximas transferencias en la zona de interés.
 - Fase I: Cardones → Polpaico 220kV.
 - Fase II: Nueva Cardones → Polpaico 500kV.
 - Fase III: Los Changos ↔ Polpaico 500kV (900MW en ambos sentidos).
 - Fase IV: Los Changos ↔ Nueva Cardones 500kV (375MW SING → SIC | 275MW SIC → SING⁴).
- e) Transferencias nulas en Los Changos – Nueva Cardones 500kV, lo cual implica:

⁴ El nivel de transferencia adoptado para este caso es un punto de partida contemplando que una contingencia simple (pérdida del transformador) no derive en desbalances en los sistemas SIC y SING mayores a los actualmente previstos. Es parte de los estudios de operación SIC-SING la validación de esta condición topológica y las condiciones sistémicas donde esta operación es válida. En este informe se presenta el enfoque relativo al análisis modal para los casos base, siendo esta topología abordada de forma integral en el informe EE-ES-2016-1352.

- Fase I: CTM3 fuera de servicio.
 - Fase II: CTM3 fuera de servicio.
 - Fase III y IV: Adecuado balance generación/demanda en SING y SIC.
- f) Condiciones de demandas bajas y altas en el sistema.
- g) Casos intermedios y/o combinatorios en términos de generación que resulten de interés, respetando las exigencias establecidas por la NTSyCS vigente.

3.3.4 Análisis

3. Análisis modal sin controladores (Red N)

Para cada una de las Fases del estudio y sus respectivos escenarios de operación, se desarrolla un análisis modal sin contemplar controladores en ningún elemento del sistema. Esto implica que las unidades sincrónicas, fotovoltaicas y eólicas, así como también las unidades de compensación de reactivos como los SVC, se operan manteniendo sus componentes de control fuera de servicio.

De esta forma, se encuentran los modos naturales propios del sistema ante diversas condiciones operativas de red completa, lo cual permite establecer una referencia en términos de estabilidad de pequeña señal y posteriormente evaluar en qué medida la utilización de controles favorece o afecta la estabilidad del sistema según sus características y ajustes.

4. Análisis modal sin estabilizadores (Red N)

En línea con el análisis precedente, se desarrolla también el análisis modal considerando la operación de los controles sin adición de los estabilizadores (PSS) existentes actualmente. Esta condición permite identificar los posibles efectos de reducción de amortiguamiento asociados a los lazos de regulación de tensión (AVR) así como también la posible existencia de reguladores específicos que deriven en problemas de inestabilidad.

5. Análisis modal con controladores actuales (Red N y N-1)

Como siguiente paso tras la identificación de los modos naturales del sistema, mediante análisis modal se evalúa al sistema en condiciones de operación normal (Red N) y ante contingencias (Red N-1), contemplando operativos todos los controladores disponibles y previstos para cada una de las fases de estudio. Los modos oscilatorios identificados mediante este análisis, corresponden a la representación más realista posible de la operación prevista sin contemplar nuevos ajustes de controladores.

Análisis de Red N:

Tiene por finalidad identificar los modos electromecánicos de mayor interés en condiciones normales de operación en diferentes escenarios mediante técnicas de análisis modal. Para los casos

de mayor interés y que además presenten un amortiguamiento menor a un 10% se efectúan simulaciones dinámicas de eventos de pequeña señal, las cuales pueden corresponder a cambios en las referencias de controladores, perturbaciones globales sobre el sistema que no produzcan la desconexión de elementos, entre otras.

Análisis de Red N-1:

Los modos oscilatorios pueden afectarse en diferente grado ante cambios topológicos. En consideración a esto y para los casos que se estime conveniente, el análisis modal se efectúa contemplando la indisponibilidad no simultánea de diversos elementos del sistema de transmisión, lo cual permite identificar los modos oscilatorios en condiciones de régimen en ausencia de algún elemento del sistema. Como complemento a esto, en los casos de mayor relevancia y con amortiguamiento inferior a un 5%, se efectúan simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos de pequeña y/o gran señal a fin de brindar soporte al análisis que se efectúa mediante análisis modal.

Cabe destacar que los análisis mediante simulaciones dinámicas se enfocan en el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia y no en el análisis de estabilidad de primera oscilación (estabilidad transitoria – falta de torque sincronizante), los cuales serán parte específica del análisis de otros estudios enmarcados en el presente proyecto. En consecuencia, en caso de detectar inestabilidades de este último tipo, se opta por modificar el escenario de operación. No obstante lo anterior, se deja constancia que en los casos en que se efectúe una propuesta de ajuste de controladores, éste se realiza de forma que los estabilizadores contribuyan en términos de torque amortiguante y sin comprometer la magnitud del torque sincronizante. Esto último se presenta con mayor detalle en el apartado 3.4.5.

Por otra parte, al momento de presentar los análisis en el informe, éstos se realizan sobre “Escenarios Testigo”, los cuales corresponden a escenarios que se escogen a partir de los escenarios ya elaborados a fin de utilizarlos para mostrar fenómenos de interés. De esta forma se evita mostrar reiteradamente un mismo fenómeno sobre todos los escenarios. No obstante, en Anexo 1 se incorporan resultados para todos los escenarios desarrollados.

3.3.5 Criterios de evaluación

En el desarrollo del estudio se efectúan diversas clasificaciones de los modos oscilatorios, las cuales responden a los siguientes criterios:

- Criterios de cumplimiento normativo y/o estándares admisibles:
 - En Red N: Aplican las exigencias del Artículo 5-49 de la NTSyCS vigente en términos de Estabilidad de Régimen Permanente. Esto implica que las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal deben ser iguales o superiores a un 10%.
 - En Red N-1: Ante la ocurrencia de una contingencia simple, para el cálculo del amortiguamiento aplican las exigencias del Artículo 5-43 de la NTSyCS vigente, el cual basa el cálculo en mediciones sobre la evolución temporal de la onda de potencia activa de la línea correspondiente, el cual debe ser superior a 5%. Por otra parte, en consideración a que existe una multiplicidad de condiciones operativas en las cuales es posible evaluar la misma contingencia, en términos de pequeña señal se adopta como criterio general de aceptación que en la condición N-1 todos los modos oscilatorios asociados a unidades homologadas cuenten con amortiguamiento mayor a un 5%, considerándolo así como un estándar admisible para la operación.
- Criterio de relevancia de modos electromecánicos:

Para cada modo electromecánico detectado y que cuente con un amortiguamiento inferior a un 10%, se le asigna un orden de relevancia en función de su frecuencia, amortiguamiento, estado de homologación y/o disponibilidad de modelos dinámicos de las principales unidades participantes en el modo. Las categorías son:

 - Relevancia ALTA: Modos interárea en los cuales al menos participan máquinas con potencia nominal superior a 50MW y modelos dinámicos homologados.
 - Relevancia MEDIA: Modos locales intraplanta o interplanta en los cuales participan máquinas con potencia nominal superior a 10MW y que dispongan de modelos dinámicos homologados, o bien que se tengan referencias de la operación real respecto a la presencia de condiciones oscilatorias en el área en la que dichas máquinas se encuentren (v.g. modos de la red de 154kV).
 - Relevancia BAJA: Modos en los cuales participan máquinas con modelos no homologados o bien que no cuenten con modelos dinámicos.

3.3.6 Resultados

Tras la realización de los análisis conforme a lo presentado, para cada caso se obtiene como resultado un conjunto de modos oscilatorios vinculados a los generadores evaluados, cada uno de los cuales tiene asociadas principalmente las siguientes características:

- Frecuencia del modo, medida en Hz.
- Amortiguamiento del modo, medido en %.
- Unidades que tienen participación en el modo, reportándose aquellas con más de 10%.

Estos datos corresponden a la información específica de entrada para la realización de los ajustes de los controladores correspondientes.

Por otra parte, también se obtiene un conjunto de resultados de carácter sistémico y operacional, dentro de los cuales se destacan:

- Identificación de los escenarios y condiciones sistémicas de mayor criticidad para cada una de las fases de estudio.
- En qué medida la incorporación de ERNC y la consecuente disminución de inercia en el sistema repercute en la estabilidad de pequeña señal ante distintas condiciones de demanda.
- Características del control de tensión y su relación con la estabilidad de pequeña señal.
- Efectos de la estabilidad de pequeña señal sobre las transferencias admisibles.
- Consideraciones respecto al estado de operación de las unidades sincrónicas en términos de sobre excitación o sub excitación de las mismas.

3.4 Propuestas de mejoras

3.4.1 Selección de unidades para ajuste de controladores

A partir del análisis precedente, se identifica a las unidades que requieren reajustes de sus controles, a fin de proporcionar amortiguamiento al sistema y desplazar los modos detectados hacia la región izquierda del plano complejo.

La principal mejora a implementar corresponde a la sintonización de los PSS de las unidades sincrónicas conforme se describe a posteriori. No obstante, en caso de ser necesario/conveniente, podrán realizarse otras recomendaciones sobre los lazos de control. En particular, en algunos casos puede resultar de interés recalibrar los lazos de control de tensión para que, previo al ajuste de los estabilizadores, se cumplan con los estándares de respuesta en vacío de la NTSySC vigente (Artículo 3-11).

La elección de las unidades a ajustar y el procedimiento asociado se diferencia en función de la validez o representatividad de sus modelos, tal como se especifica a continuación para modos locales e interárea:

Modos locales

- i) Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y además cuenta con PSS:
 - a. Se reajustará el PSS para obtener una respuesta conforme a las exigencias normativas.
 - b. Si no es posible reajustar el PSS para cumplir con la normativa vigente, se considerará la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, a fin de que con una adecuada sintonización se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.
- ii) Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y no cuenta con PSS:
 - a. Se considerará la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, a fin de que con una adecuada sintonización se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.
- iii) Si la unidad no dispone de modelos homologados:
 - a. Se recomendará la realización de ensayos en campo y homologación de la misma. No se propondrán ajustes de PSS, pues no resulta razonable efectuar una sintonización sobre la base de parámetros y modelos que no representan adecuadamente el comportamiento de la máquina.

- b. En caso que la unidad altere los resultados de análisis modal o de simulaciones de dominio temporal, distorsionando los resultados obtenidos para otros modos de interés, se considerará incorporar un modelo de librería cuyo comportamiento se encuentre dentro del estándar exigido por la normativa vigente.

Modos interárea

- i) Si la unidad o central tiene todos sus modelos homologados y tiene PSS:
 - a. Se reajustará dicho PSS para obtener una acorde a las exigencias normativas.
 - b. Si no es posible reajustar para cumplir con la NTSyCS, se considerará la incorporación de un PSS del tipo 2A (o 2B si fuera necesario), y se ajustará dicho PSS para obtener una acorde a las exigencias normativas.
- ii) Si la unidad o central tiene todos sus modelos homologados y no tiene PSS, se considerará la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior (según resulte necesario), y se ajustará dicho PSS para obtener una acorde a las exigencias normativas.
- iii) Si la unidad o central involucrada no tiene modelos homologados, se recomendará el ensayo y homologación de la misma, pero igualmente se ajustará genéricamente un PSS que aporte amortiguamiento tanto al modo interárea de interés como a su modo local (en caso que sea necesario). Si bien este ajuste no será válido para implementar en la unidad ya que todos sus modelos son supuestos, permitirá conocer qué efecto tiene en el modo interárea y concluir al respecto.

Más allá de lo indicado anteriormente, de forma general y siempre que su estructura lo permita, cada PSS será ajustado para amortiguar modos de oscilación de alta frecuencia (modos locales, típicamente de 0,7 a 2,5Hz) y modos lentos de oscilación interárea (normalmente de 0,2 a 0,7 Hz), priorizando siempre la frecuencia de oscilación que haya sido identificada dentro del análisis sistémico.

3.4.2 Metodología de la sintonización de PSS

En términos generales, la sintonización de los estabilizadores se orienta principalmente a determinar como mínimo los parámetros de:

- Filtros "ramp-tracking" y "wash-out"
- Redes de compensación de fase
- Ganancia estática y límites de tensión de salida.
- Lógicas adicionales como: reset no lineal, bandas de potencia de operación restringida.

El siguiente diagrama de flujo muestra el proceso de sintonización en su dimensión más general:

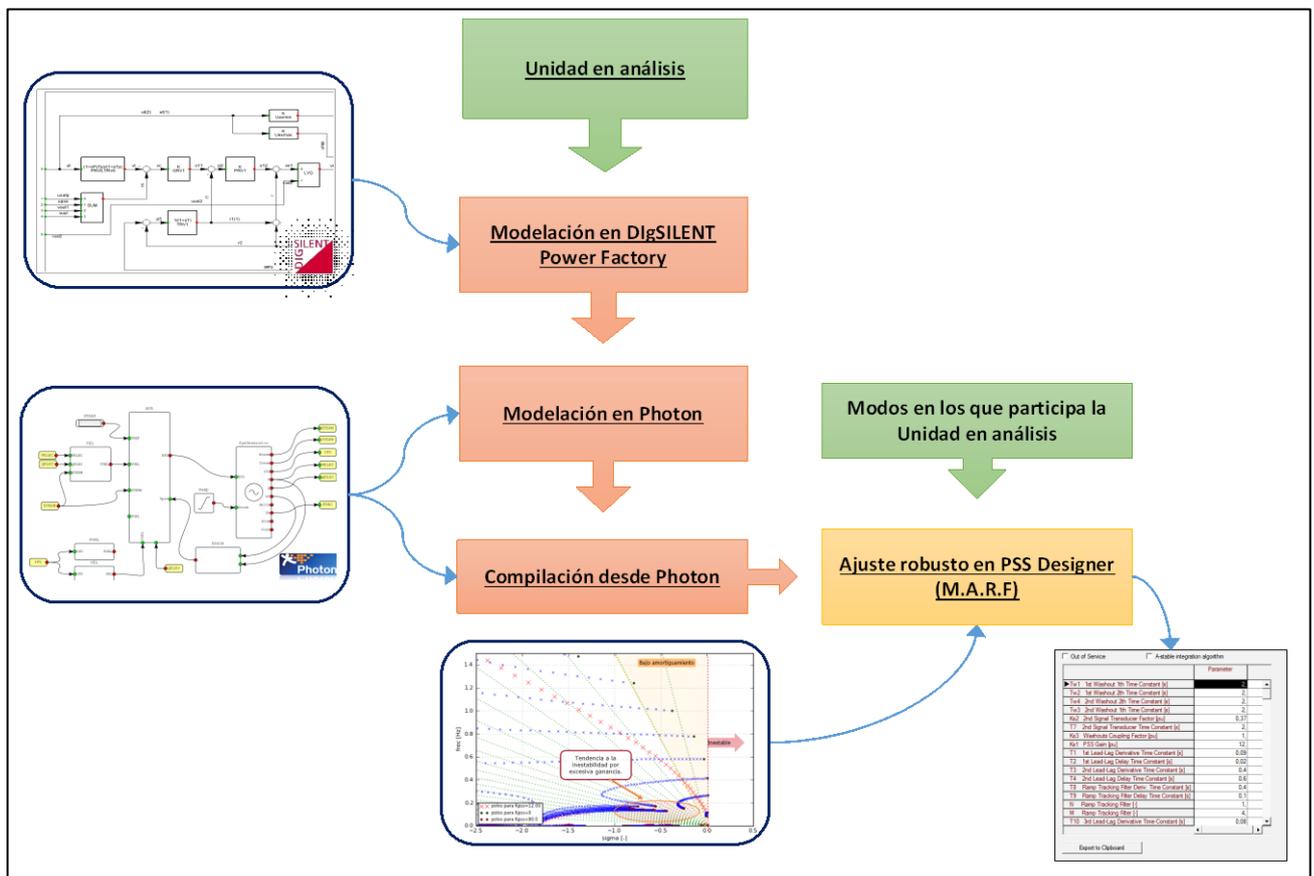


Figura 3-4: Esquema simplificado de la metodología de ajuste de PSS.

El detalle del proceso de sintonización de PSS se especifica a continuación.

3.4.3 Tratamiento de modelos dinámicos

Para cada unidad a la cual se le realizará un ajuste de los parámetros del PSS que tiene asociado, se toma como punto de partida su respectivo modelo en formato DIgSILENT Power Factory. Luego, a partir de éste, posteriormente se elabora su correspondiente modelo de planta y de generador en el software Photon, el cual fue desarrollado por Estudios Eléctricos para tales fines.

A modo ilustrativo, en la siguiente figura se presenta el diagrama de bloques principal de una unidad sincrónica. Se observa que el modelo escogido cuenta con regulador automático de tensión, limitadores tales como UEL, OEL y Fast OEL, así como también con su respectivo estabilizador 2B.

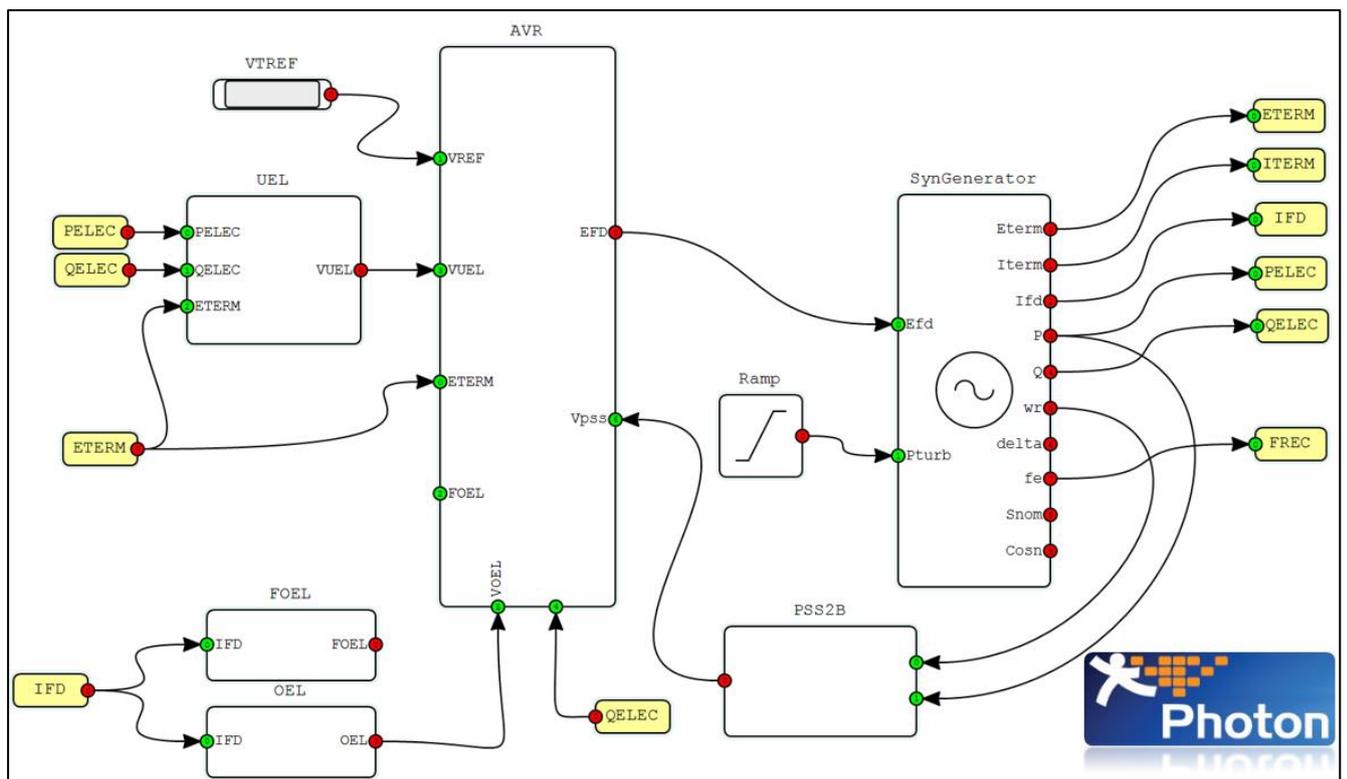


Figura 3-5: Modelamiento de una Unidad en software Photon | Diagrama de bloques principal.

Cada uno de los elementos presentados en la figura anterior, corresponde a una máscara en cuyo interior se encuentra su respectivo modelo detallado. A modo de ejemplo, en Figura 3-6 se presenta el diagrama de bloques del PSS2B implementado en Photon:

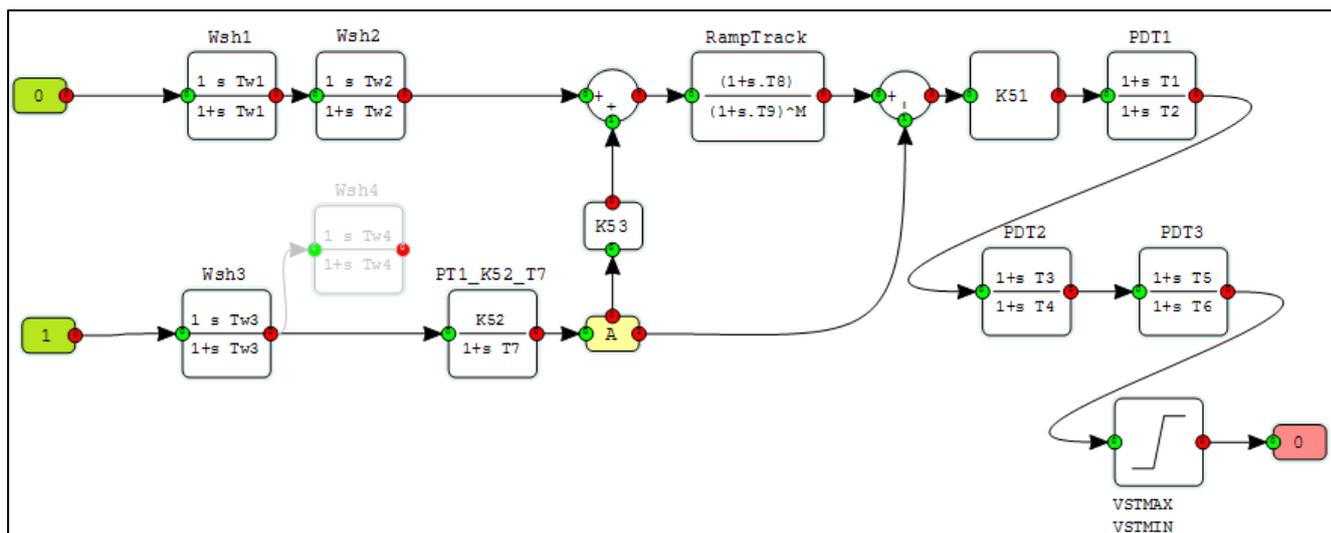


Figura 3-6: Modelamiento de PSS2B en software Photon | Diagrama.

Similarmente a lo presentado para el PSS2B, se procede al modelamiento de todos los elementos constitutivos del modelo de planta de la unidad, a partir de lo cual se obtiene un modelo final equivalente a la representación original realizada en DIGSILENT Power Factory. De esta forma, el modelo en Photon puede ser compilado y exportado para su posterior utilización en el software PSS Designer en el proceso de ajuste de controladores que se detalla en los siguientes apartados.

3.4.4 Método de ajuste robusto de fase (MARF)

Las constantes de tiempo de los filtros *wash-out* y de los bloques de adelanto-atraso de fase del lazo de control de cada estabilizador se seleccionan individualmente para cada máquina utilizando el software PSS Designer desarrollado por Estudios Eléctricos, el cual aplica el Método de Ajuste Robusto de Fase (MARF) propuesto en [2] y basado en [3]. El MARF permite definir los requerimientos de compensación de fase del estabilizador de cada máquina por separado en todo el rango de posibles frecuencias electromecánicas y escenarios de operación.

El MARF utiliza un Sistema Sintético en el que el generador bajo estudio se vincula a una barra de potencia infinita a través de una reactancia serie sobre la que se opera para variar la frecuencia electromecánica de oscilación. Se introduce una carga local en la barra de generación con dependencia nula respecto de la tensión y que varía con la reactancia serie de modo de mantener inalteradas las condiciones terminales de la máquina en cada uno de los escenarios generados. En la siguiente figura se muestra un esquema representativo del Sistema Sintético utilizado:

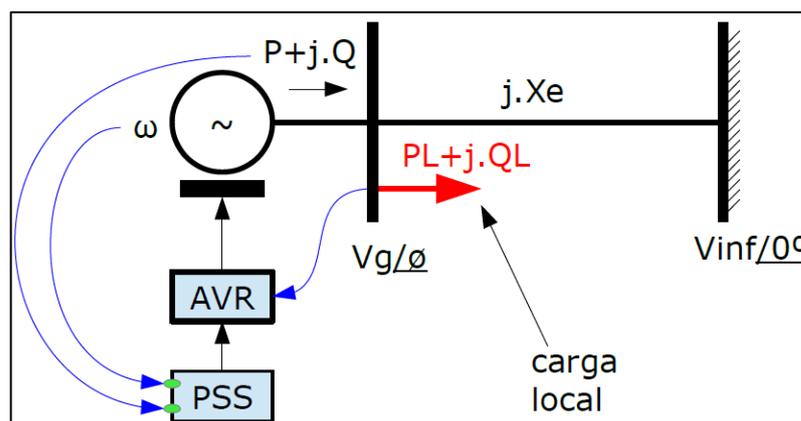


Figura 3-7: Sistema equivalente utilizado en sintonización mediante MARF.

La carga local permite la convergencia del flujo de cargas cuando la reactancia del sistema equivalente se hace muy grande (normalmente se utiliza $X_e = 0,1 \rightarrow 20,0pu$, tomando como base la potencia y tensión nominal del generador analizado). La carga local se representa mediante una carga de potencia constante (que no agrega amortiguamiento al sistema), y se modula el ángulo de transmisión ϕ en función de la reactancia de vinculación con una curva: $\phi = A \cdot X_{e_{max}}^B$, donde

$$A = \frac{\phi_{max}}{X_{e_{max}}^B} \quad \text{y} \quad B = \frac{\log\left(\frac{\phi_{min}}{\phi_{max}}\right)}{\log\left(\frac{X_{e_{min}}}{X_{e_{max}}}\right)}$$

Mayores ángulos de transmisión representan peores condiciones para la estabilidad de pequeña señal.

3.4.5 Criterios de ajuste

En el presente apartado se detallan los criterios generales de ajuste para la implementación del MARF, así como también la descripción de la implementación del procedimiento en el software PSS Designer mediante la ejemplificación de ajuste de controladores de una unidad que dispone de un PSS2B.

Definición del rango de compensación de fase (RCF)

Siendo que en la práctica es imposible proporcionar compensación de fase ideal en todo el rango de frecuencias de oscilación, es preciso restringir el ajuste de la compensación de fase de cada máquina al rango de frecuencias electromecánicas que la máquina experimenta cuando se interconecta al sistema. Así, pues, además de asegurar el amortiguamiento satisfactorio de los modos de alta frecuencia, deberá optimizarse la eficiencia de la acción de control extendiendo el RCF sólo hasta aquellas frecuencias electromecánicas en las que la máquina bajo ajuste participa fuertemente. Por ejemplo, si la frecuencia más baja de oscilación en la que participa una máquina es 0,8Hz, no sería eficiente invertir acción de control para amortiguar modos de 0,2Hz de frecuencia que, en la práctica, no habrá de experimentar.

La frecuencia mínima del RCF de cada planta resultará de la menor entre: 0,5 Hz y la mínima frecuencia del modo crítico en el que participa más de 0,1 pu, multiplicada por un factor 0,8. En aquellos casos en los que el estabilizador actualmente instalado no permitiera alcanzar una buena compensación de fase en todo el RCF (por ejemplo, por poseer sólo dos bloques adelanto-atraso de fase en el lazo principal), se evaluará la posibilidad de aumentar la mínima frecuencia cuando la participación en modos críticos de baja frecuencia sea relativamente reducida, a fin de priorizar la región en la que se encuentran los modos oscilatorios de mayor interés.

El límite superior del RCF quedará establecido por la máxima frecuencia alcanzada por el modo local, calculado al asumir una reactancia mínima entre el generador y la barra de potencia infinita.

El RCF se define de modo que la máxima compensación de fase para cada frecuencia de oscilación sea la ideal y la mínima contemple una subcompensación de $\sim 40^\circ$.

Ajuste de filtros y no linealidades

Los filtros wash-out, los de oscilaciones torsionales (*ramp-tracking*) y de integral de potencia eléctrica, así como los límites de tensión de salida y las eventuales lógicas adicionales (como reset no lineal, bandas de potencia de operación restringida, lógicas on/off, etc.) se ajustan, en principio, adoptando parámetros típicos reportados en la literatura especializada y de acuerdo con la experiencia de Estudios Eléctricos en la parametrización de controles y ensayos en campo.

Para el caso de estabilizadores del tipo PSS2A o bien PSS2B, se tomarán como referencia los siguientes valores:

Constante de tiempo	Valor
Tw1	2 seg
Tw2	2 seg
Tw3	2 seg
Tw4	0 seg

Tabla 3-2: Filtros Washout | Constantes de tiempo.

De la tabla anterior, se aprecia que el cuarto *Washout* se anula al considerar $Tw4=0$. Asimismo, es importante destacar que estos ajustes son requeridos en sistemas relativamente chicos con una reducida capacidad para el control de frecuencia, para evitar que las variaciones de frecuencia generen efectos nocivos sobre la tensión.

Para los ajustes de filtro de modos torsionales se siguen los lineamientos de [8].

Constante de tiempo	Valor
T8	0,32 seg
T9	0,08 seg
N	1
M	4

Tabla 3-3: Ramp-Tracking | Parámetros.

Los valores se eligen de modo que se cumpla la relación $T8=M*T9$.

Por otra parte, para el caso del filtro de integral de potencia eléctrica, se utiliza la siguiente aproximación:

$$\frac{K_{S2}}{1 + sT_7}$$

Adicionalmente, se adopta un valor típico $T_7=2s$, por lo que la ganancia K_{S2} se calcula del siguiente modo, para la sintetización de la señal de integral de potencia acelerante.

$$K_{S2} = \frac{T_7}{2 \cdot H}$$

Ajuste de las redes de adelanto-atraso de fase

Tras el ajuste definido para los parámetros de los filtros de entrada *Washout*, integral de potencia eléctrica y filtro de oscilaciones torsionales, posteriormente se calculan los valores a utilizar para los parámetros de los bloques de adelanto-atraso. A continuación, se ejemplifica el procedimiento para una unidad que cuenta con un PSS2B como la descrita en el apartado 3.4.3 y con participación en modos locales.

En el software PSS Designer se carga el modelo completo de la unidad desarrollado previamente en Photon, a la vez que inicialmente se le ajustan las constantes de tiempo de adelanto-atraso en $T1=T2=T3=T4=T5=T6=1$, de manera de anular la compensación de los 3 bloques. Por otra parte, se anula la ganancia estática al establecer $K_{PSS}=0$ y se establecen condiciones de elevado despacho en la máquina y reducido aporte de reactivos (condición conservadora). De esta forma, luego se calcula la fase que requiere compensar el estabilizador y se obtiene un diagrama de polos que identifica la sensibilidad del PSS al aumento en la ganancia, tal como se aprecia en Figura 3-8 y Figura 3-9 respectivamente:

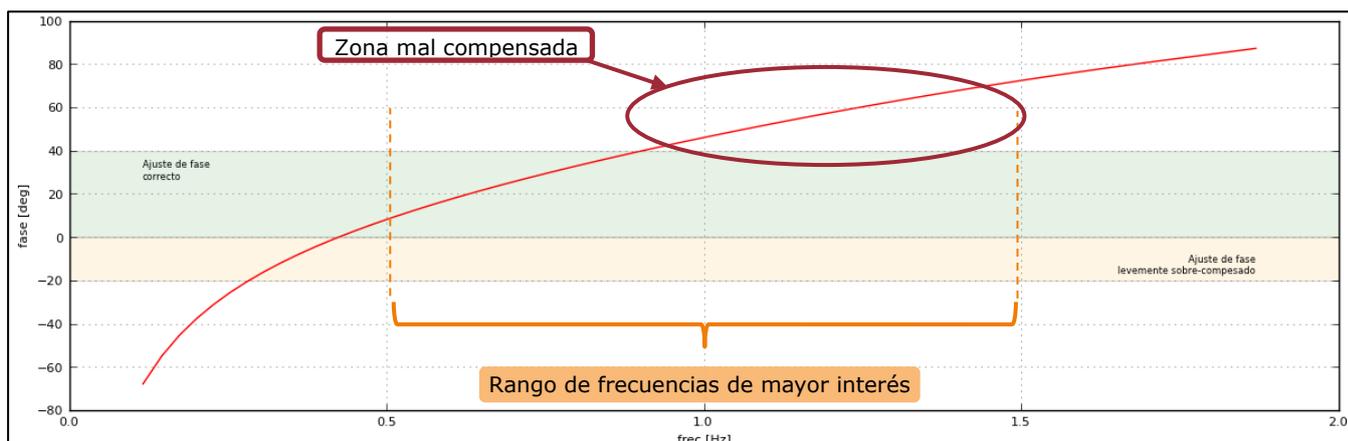


Figura 3-8: Fase a compensar por PSS: Diagrama de fase.

De la figura anterior, se observa que la fase obtenida sin el estabilizador no se encuentra dentro de los rangos de fase adecuados en las frecuencias de mayor interés (e.g. 0,5Hz – 1,5Hz), por lo que se requiere hacer uso de los bloques de adelanto-atraso para ajustarla adecuadamente. Por otra parte, en Figura 3-9 se aprecia que la posición de los polos a frecuencias inferiores a 0,5Hz se encuentra en la zona de inestabilidad, mientras que a frecuencias superiores la sensibilidad a la ganancia tiende a girar los polos hacia la zona inestable, lo cual también debe evitarse por medio de la correcta compensación del estabilizador.

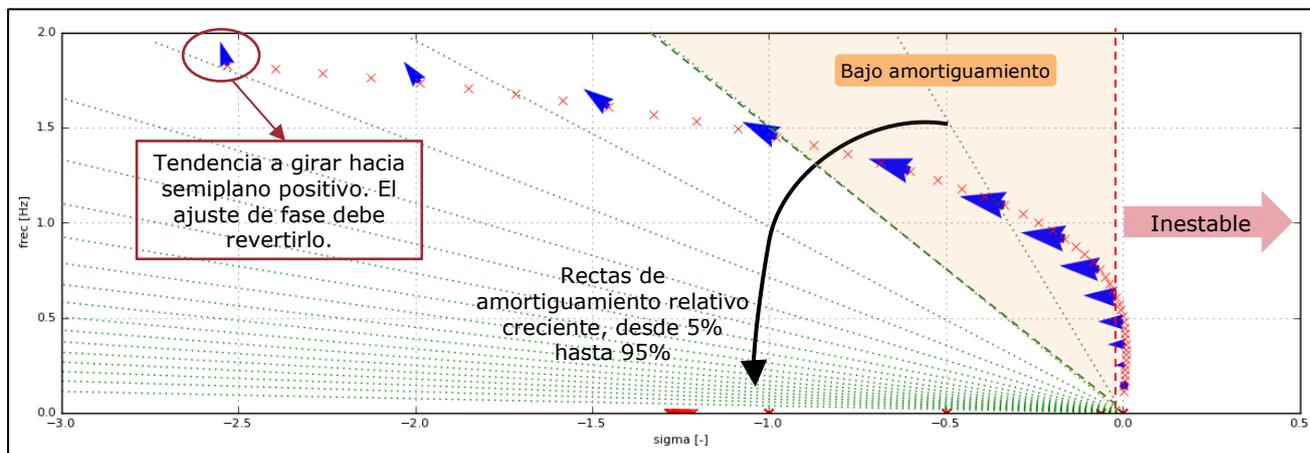


Figura 3-9: Fase a compensar por PSS: Diagrama de polos.

Como primer paso, se ajustan los parámetros del primer bloque de adelanto-atraso (T1 y T2) para que a una frecuencia de 1Hz, ajuste la fase en dicha frecuencia dentro del rango de ajuste correcto. El efecto de esta compensación se presenta en las siguientes figuras:

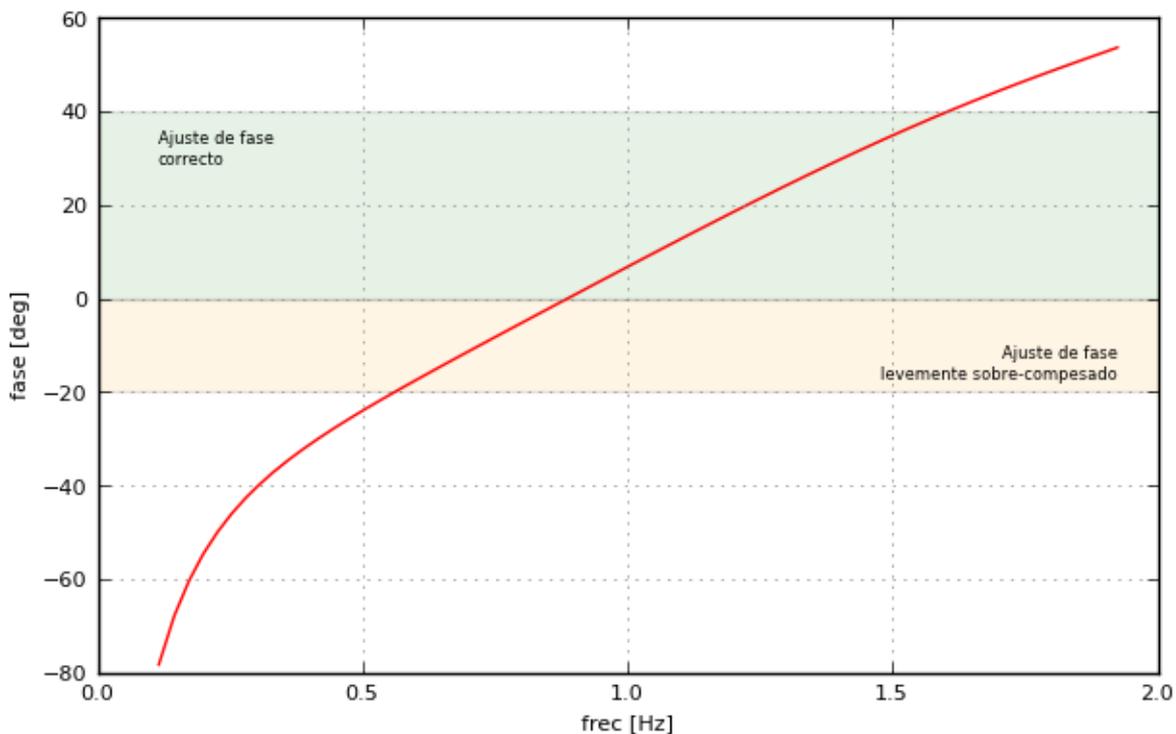


Figura 3-10: Diagrama de fase | Efecto de compensar el primer bloque de la red de adelanto-atraso.

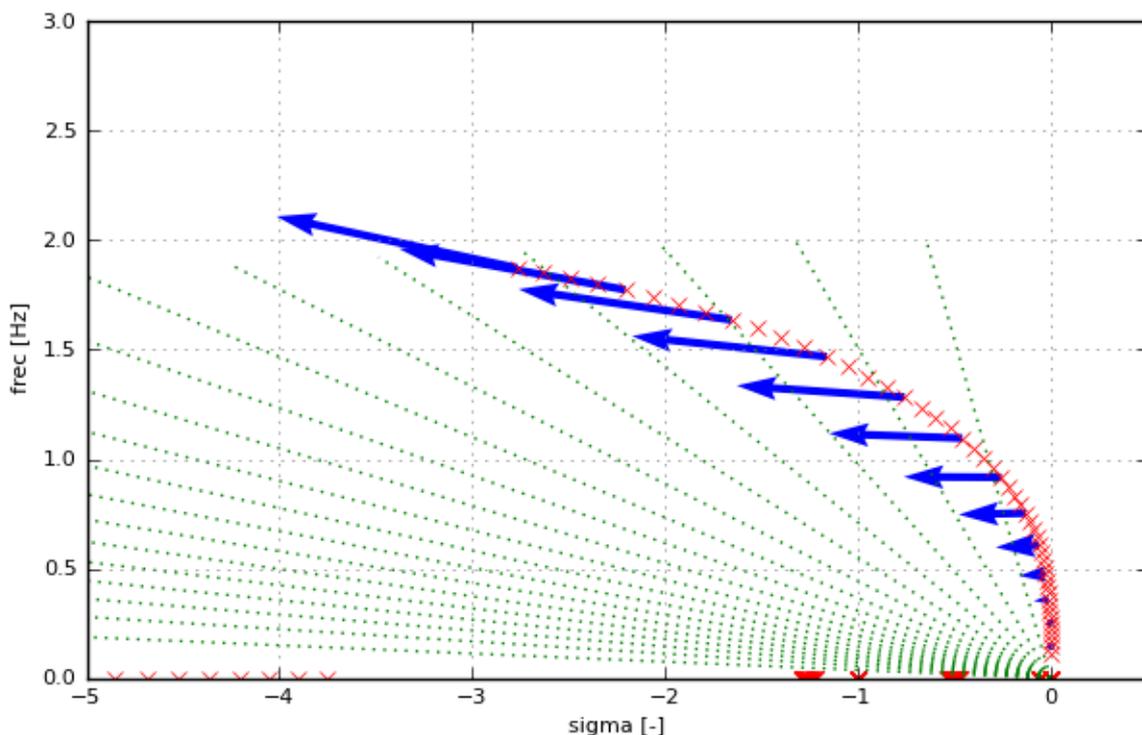


Figura 3-11: Diagrama de polos | Efecto de compensar el primer bloque de la red de adelanto-atraso.

De las figuras precedentes se observa que para la frecuencia de 1Hz, la fase se encuentra correctamente ajustada, mientras que la sensibilidad al aumento de la ganancia se incrementa en magnitud (flechas azules), a la vez que se dirige hacia el semiplano negativo en el diagrama de polos, lo cual es adecuado ya que se aleja de la zona de inestabilidad. A la vez, se aprecia que a mayores frecuencias, mayor es la sensibilidad de los polos al aumento de la ganancia.

Sin pérdida de generalidad y siguiendo el mismo procedimiento, con los 2 bloques de adelanto-atraso restantes se efectúan ajustes en otros rangos de frecuencia a fin de mantener la curva dentro de los rangos de ajuste correcto para la fase y preservar una adecuada sensibilidad a la ganancia tanto en magnitud como en orientación en el plano. Así, para el ejemplo presentado, se obtiene los parámetros de todos los bloques de adelanto-atraso y se logra un adecuado ajuste del diagrama de fase para una condición de ganancia estática nula, tal como se presenta a continuación:

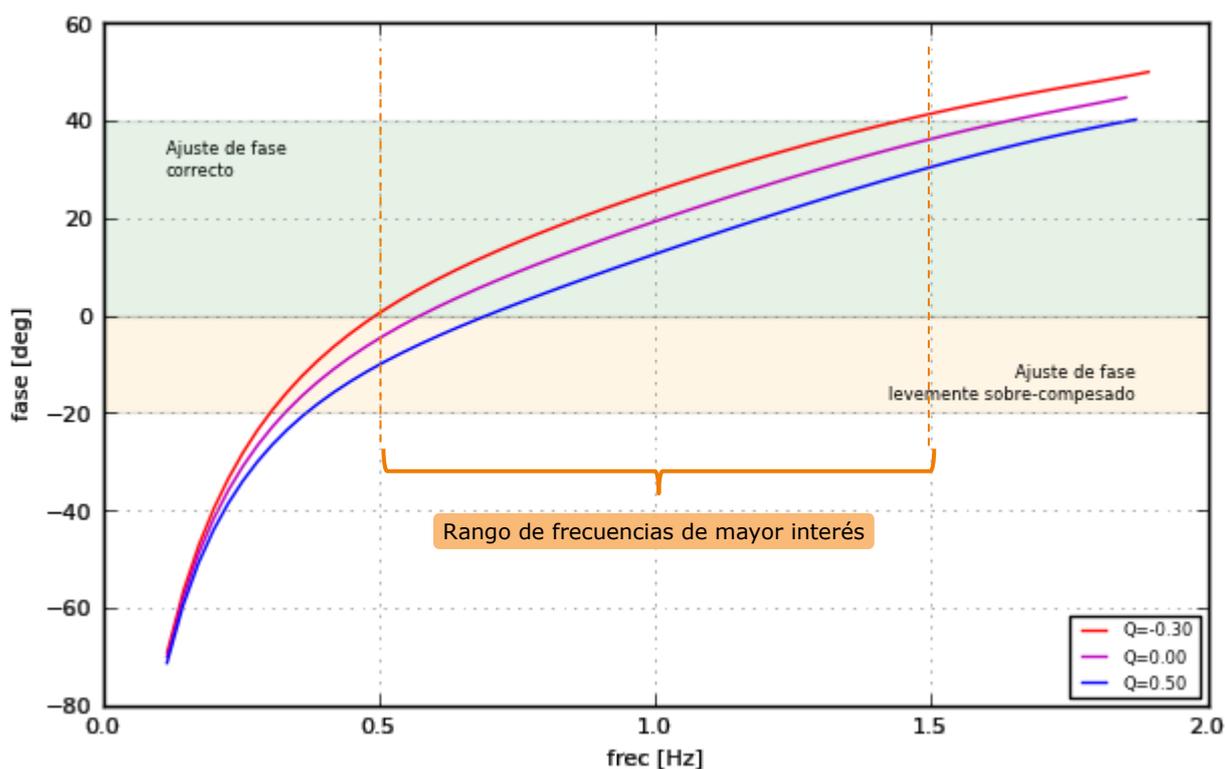


Figura 3-12: Diagrama de fase | Red de adelanto-atraso compensada | $K_{PSS}=0$.

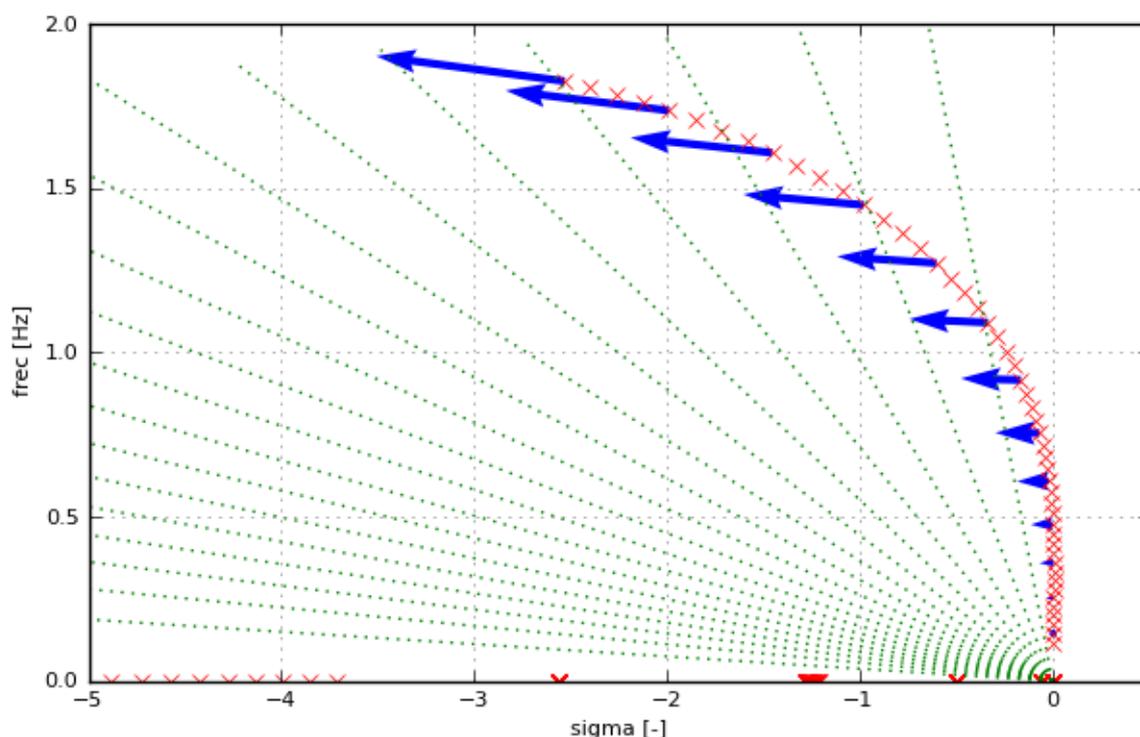


Figura 3-13: Diagrama de polos | Red de adelanto-atraso compensada | $K_{PSS}=0$.

Elección de ganancia estática K_{PSS}

Consideraciones teóricas:

El criterio utilizado corresponde a adoptar la menor ganancia estática K_{PSS} del lazo de control del estabilizador posible tal que los modos electromecánicos de alta frecuencia (por encima de 0,8Hz) del generador en el Sistema Sintético satisfaga el criterio de mínimo amortiguamiento relativo del 10%.

Como es sabido [1] [4] [5], a medida que el amortiguamiento del modo electromecánico aumenta, el modo de control o de excitatriz se desplaza hacia la derecha en el plano complejo, pudiendo incluso volverse inestable si la ganancia del estabilizador es relativamente grande. Debe prestarse especial atención a que el amortiguamiento post-ajuste del modo de control sea aceptable.

Siempre que sea posible, al amortiguar los modos electromecánicos debe procurarse no disminuir sus frecuencias finales (en relación a sus valores iniciales), ya que de sus cuadrados dependen las componentes sincronizantes T_s del torque eléctrico de la máquina de acuerdo a la siguiente expresión, en la cual H es la constante de inercia y ω_n es la frecuencia natural no amortiguada del polo [1] [4] [5]:

$$T_s = 2 \cdot H \cdot \omega_n^2$$

Cabe destacar que un procedimiento habitual y recomendado en el ajuste final de la ganancia estática ante la presencia de modos interárea, es mediante ensayos de campo evaluar la sensibilidad de ésta hasta un valor correspondiente al triple del propuesto, a fin de verificar que incluso en dichas condiciones, el ajuste de los controladores resulta satisfactorio y no afecta la estabilidad (i.e. se cuenta con un margen de ganancia de dos veces el valor seteado). Por este motivo, en el presente estudio se replicará la prueba a nivel de simulación en el Sistema Sintético, a fin de proporcionar una estimación del comportamiento real que tendría la unidad.

Procedimiento de obtención de ganancia estática en PSS Designer:

Tras haber establecido los parámetros para los bloques de la red de adelanto-atraso, se procede a evaluar el comportamiento de los polos en el diagrama frecuencia/amortiguamiento al modificar el valor de la ganancia K_{PSS} . El valor a utilizar se obtiene mediante un proceso de barrido, en el cual partiendo desde una condición de ganancia nula ($K_{PSS}=0$), se grafica en el plano complejo la posición de los polos conforme aumenta la ganancia hasta un valor suficientemente elevado (por ejemplo, $K_{PSS}=80$).

Mediante este procedimiento, es posible apreciar la tendencia de ubicación de los polos en el plano complejo, lo cual facilita la identificación de los valores de ganancia estática que se pueden establecer. Esto se ejemplifica en Figura 3-13, en la cual se observa que si bien la sensibilidad de los polos al aumento de la ganancia se orienta adecuadamente hacia el semiplano negativo, un aumento excesivo de ésta puede conllevar a que los polos tiendan a reubicarse hacia el semiplano positivo, lo cual no es deseable. Esto se aprecia en las siguientes figuras, las cuales muestran la posición de los polos conforme varía la ganancia K_{PSS} desde 0 hasta 80 para una operación de la máquina subexcitada ($Q=-0,12pu$).

En las imágenes se representan 3 tipos de polos:

Puntos verdes (●): Ubicación de los polos con ganancia $K_{PSS}=0$ (nula).

Puntos rojos (●): Ubicación de los polos con ganancia $K_{PSS}=80$.

Cruces rojas (X): Ubicación de los polos con la ganancia seleccionada para el PSS, $K_{PSS}=12$.

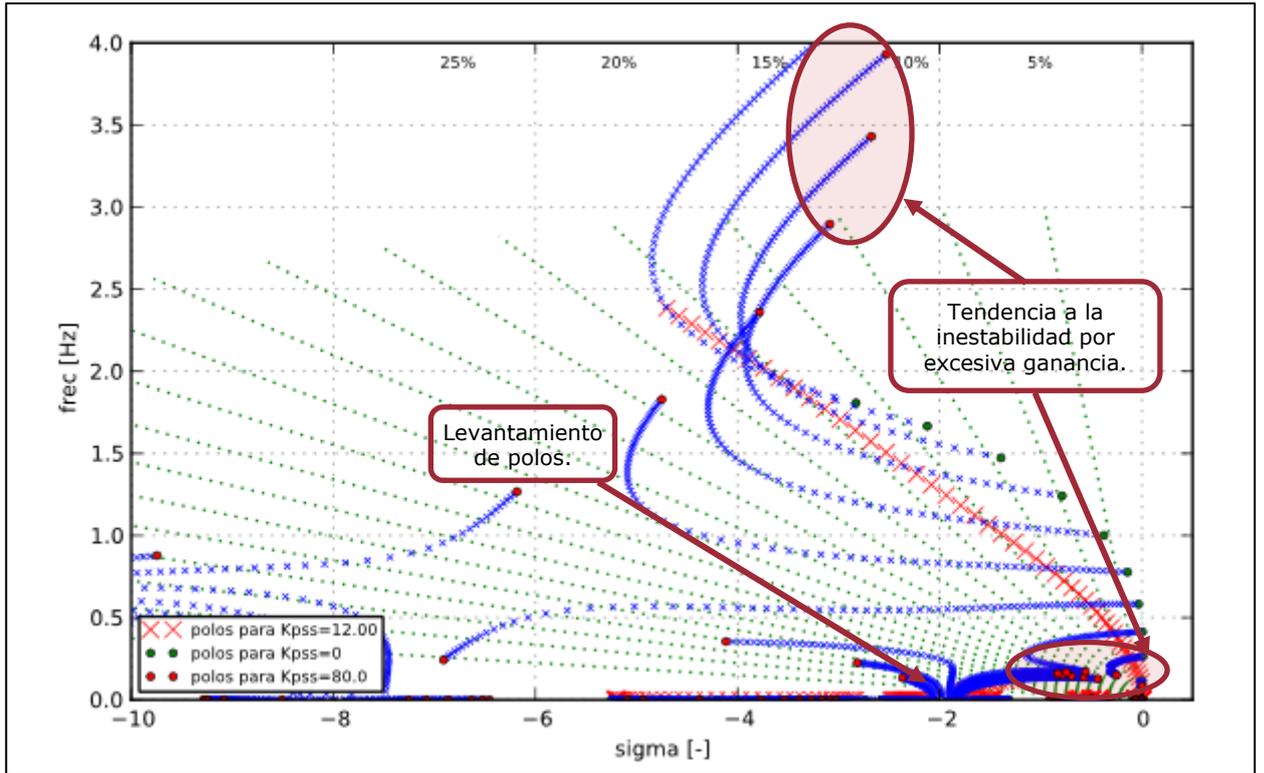


Figura 3-14: Barrido de ganancia estática | Diagrama de Polos | $P=0,8pu$ y $Q=-0,12pu$.

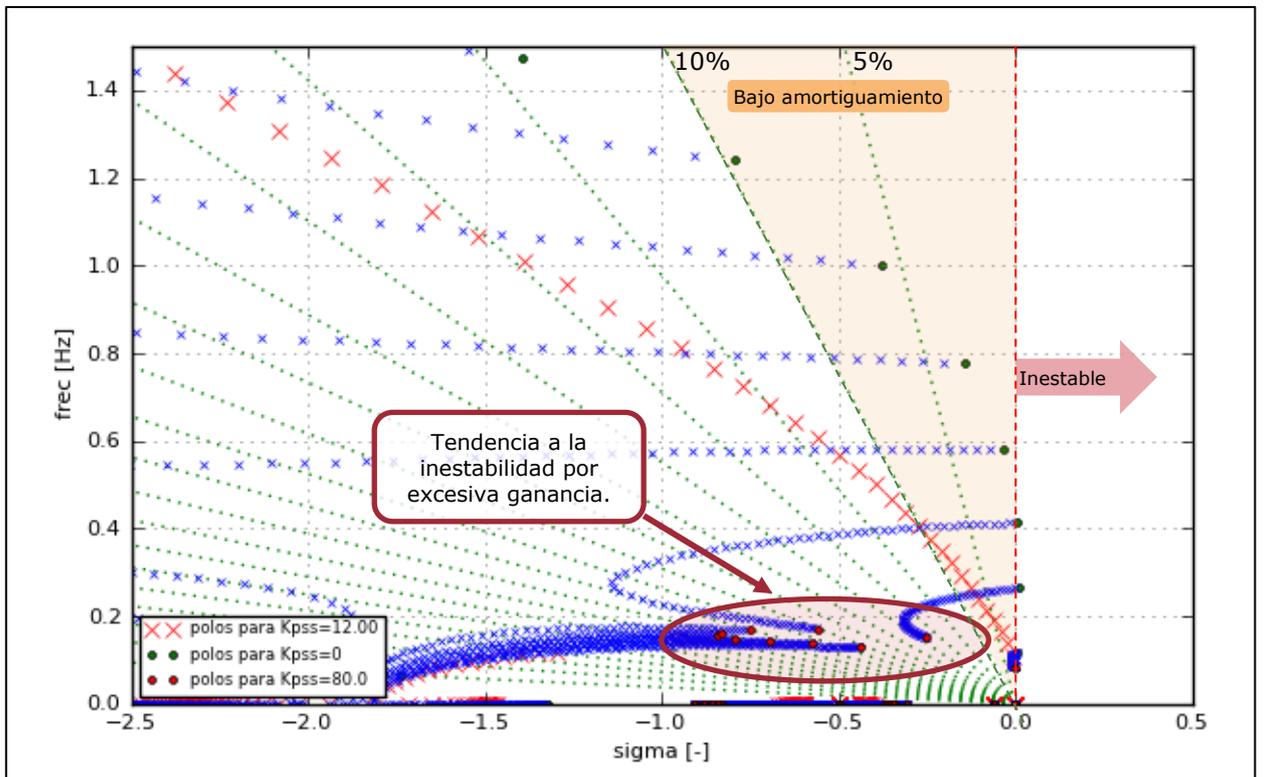


Figura 3-15: Diagrama de Polos | $P=0,8pu$ y $Q=-0,12pu$ | Acercamiento a zona de riesgo de inestabilidad.

De las imágenes anteriores, se observa que en el ejemplo presentado la elección de $K_{PSS}=12$ mantiene a los polos en posiciones de adecuado amortiguamiento para las frecuencias superiores a 0,3Hz, sin tender a orientarse hacia la zona de inestabilidad.

Validación de ajustes mediante simulaciones temporales en PSS Designer:

A partir de la obtención del valor de K_{PSS} y de las constantes de tiempo de los bloques de adelanto-atraso según la metodología expuesta, posteriormente en el Sistema Sintético se ejecutan simulaciones temporales de escalones en la referencia de los reguladores de tensión y rampas (de toma de carga) en la potencia mecánica. De esta forma, se pretende verificar con el modelo no lineal del conjunto generador - AVR - PSS que el estabilizador efectivamente proporciona amortiguamiento positivo a las oscilaciones electromecánicas, sin introducir transitorios adversos en la tensión y potencia reactiva terminales [6], [7].

Las simulaciones temporales se efectúan tanto para frecuencias de oscilación cercanas a las identificadas previamente para la unidad bajo análisis, así como también para modos lentos asociados a oscilaciones del tipo interárea, con independencia de si en el análisis modal se detectó que la unidad tuviera o no participación en modos de baja frecuencia. Esto resulta posible debido a que el ajuste realizado corresponde a un ajuste robusto, pese a que priorice el aporte de amortiguamiento en las frecuencias de mayor interés según cada unidad.

A modo de ejemplo, en las siguientes figuras se muestra la respuesta de la unidad ante un escalón de +2% en su referencia de tensión. Se evalúa la respuesta ante oscilaciones de modos locales ($X_e=0,2pu$) como modos interárea ($X_e=10pu$). En rojo se muestra la respuesta sin PSS y en azul con PSS operativo.

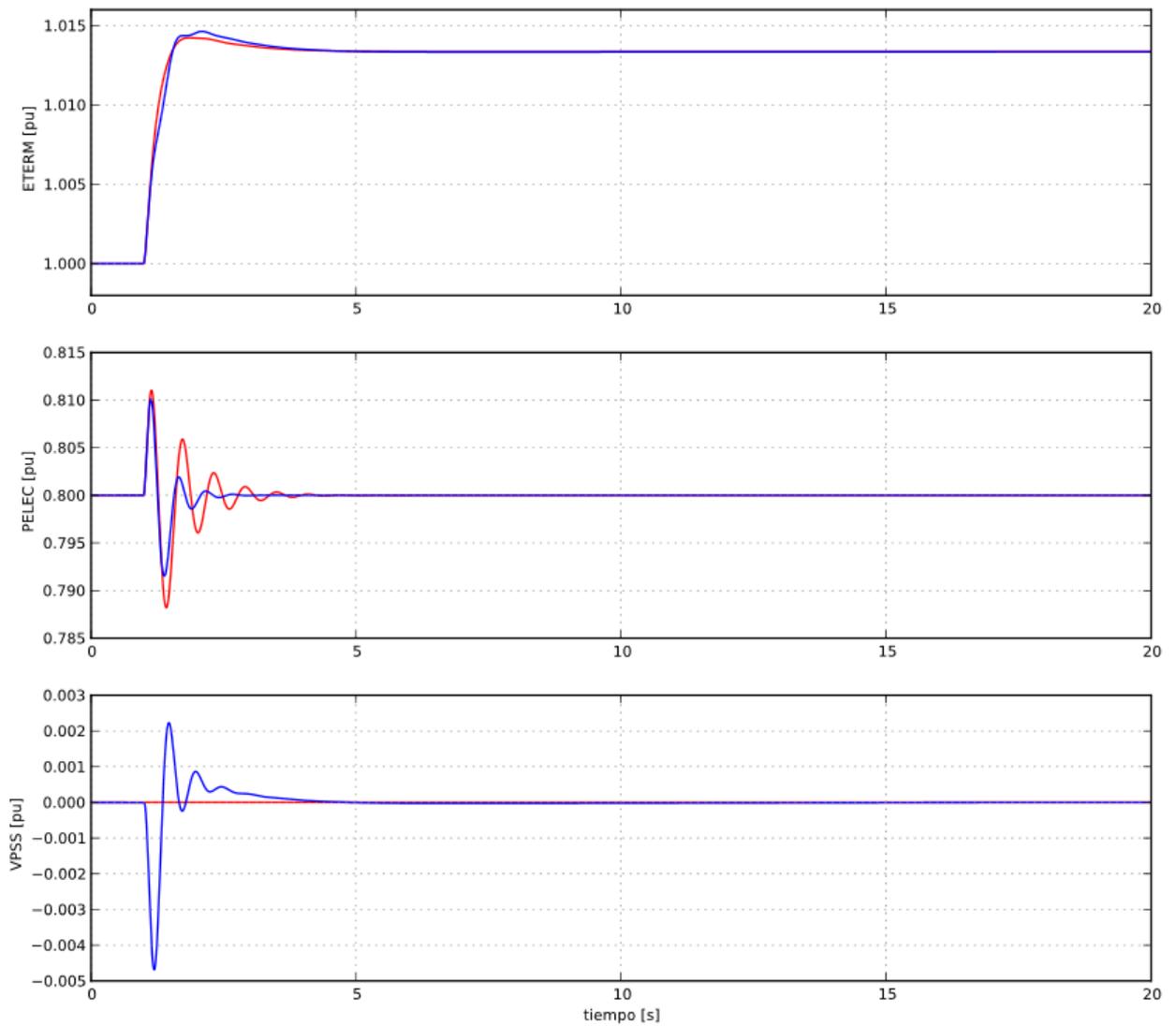


Figura 3-16: Escalón de tensión de +2% | $P=0,8pu$ y $Q=+0,5pu$ | Modo Local: $X_e=0,2pu$.

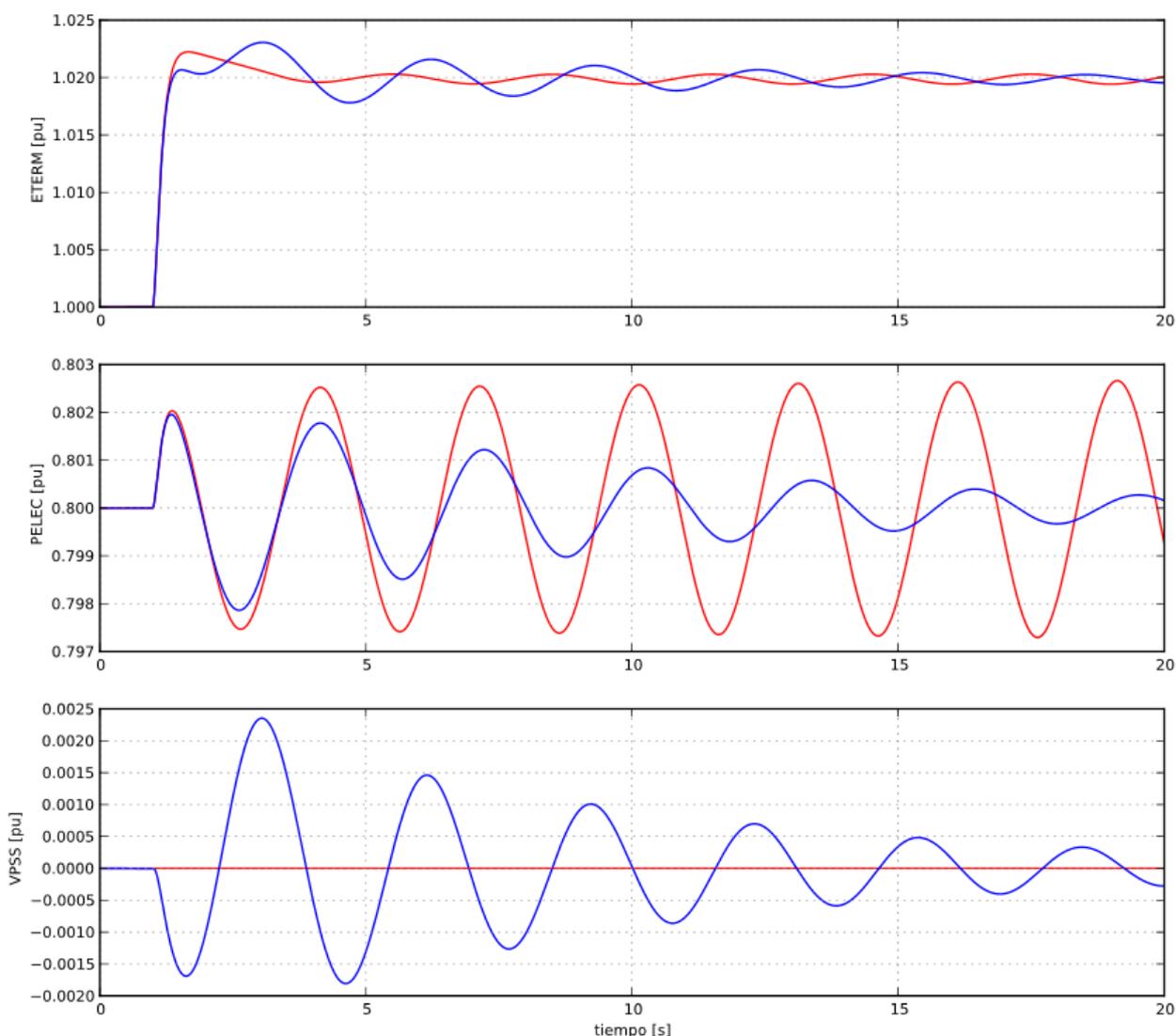


Figura 3-17: Escalón de tensión de +2% | $P=0,8pu$ y $Q=+0,5pu$ | Modo Interárea: $X_e=10pu$.

El procedimiento expuesto es de carácter iterativo, pues si bien una ganancia estática seleccionada en primera instancia puede contribuir de forma satisfactoria al amortiguamiento de los modos oscilatorios, por medio de la simulación temporal es posible acotar el rango de búsqueda de la ganancia definitiva que se proponga.

3.4.6 Consideraciones complementarias

En atención a ciertas particularidades que se pueden presentar durante el análisis, se adopta un conjunto de consideraciones metodológicas que se detallan a continuación:

- i) En caso que se detecte que el ajuste robusto no permite proporcionar una compensación de fase adecuada a modos de oscilación de baja frecuencia y a la vez a los modos específicos en los cuales la unidad cuenta con una mayor participación, se priorizará un ajuste para el rango de frecuencia de mayor interés con los bloques de adelanto/atraso disponibles.
- ii) En determinados casos es posible que se requiera un re-ajuste integral del regulador de tensión (AVR) y estabilizador (PSS) para lograr un adecuado desempeño en las frecuencias (modos) de interés.

3.5 Verificación de ajustes

En el presente capítulo se aborda la metodología utilizada a fin de validar los ajustes propuestos para los PSS mediante el MARF descrito en el Capítulo 3.4.

3.5.1 Generalidades

Sobre la base de las calibraciones realizadas en cada uno de los generadores se realiza una verificación sistémica del desempeño y una adaptación de ajustes en caso que sea necesario.

En esta etapa se prevé:

- Verificación del desempeño modal sobre los casos de identificación.
- Validación mediante simulaciones en el dominio temporal (RMS).
- Determinación de límites o restricciones operativas, en caso que corresponda.

El siguiente esquema condensa las principales actividades asociadas a la verificación de los ajustes de controladores propuestos mediante la ejecución del M.A.R.F. en las unidades sincrónicas que lo requieren:

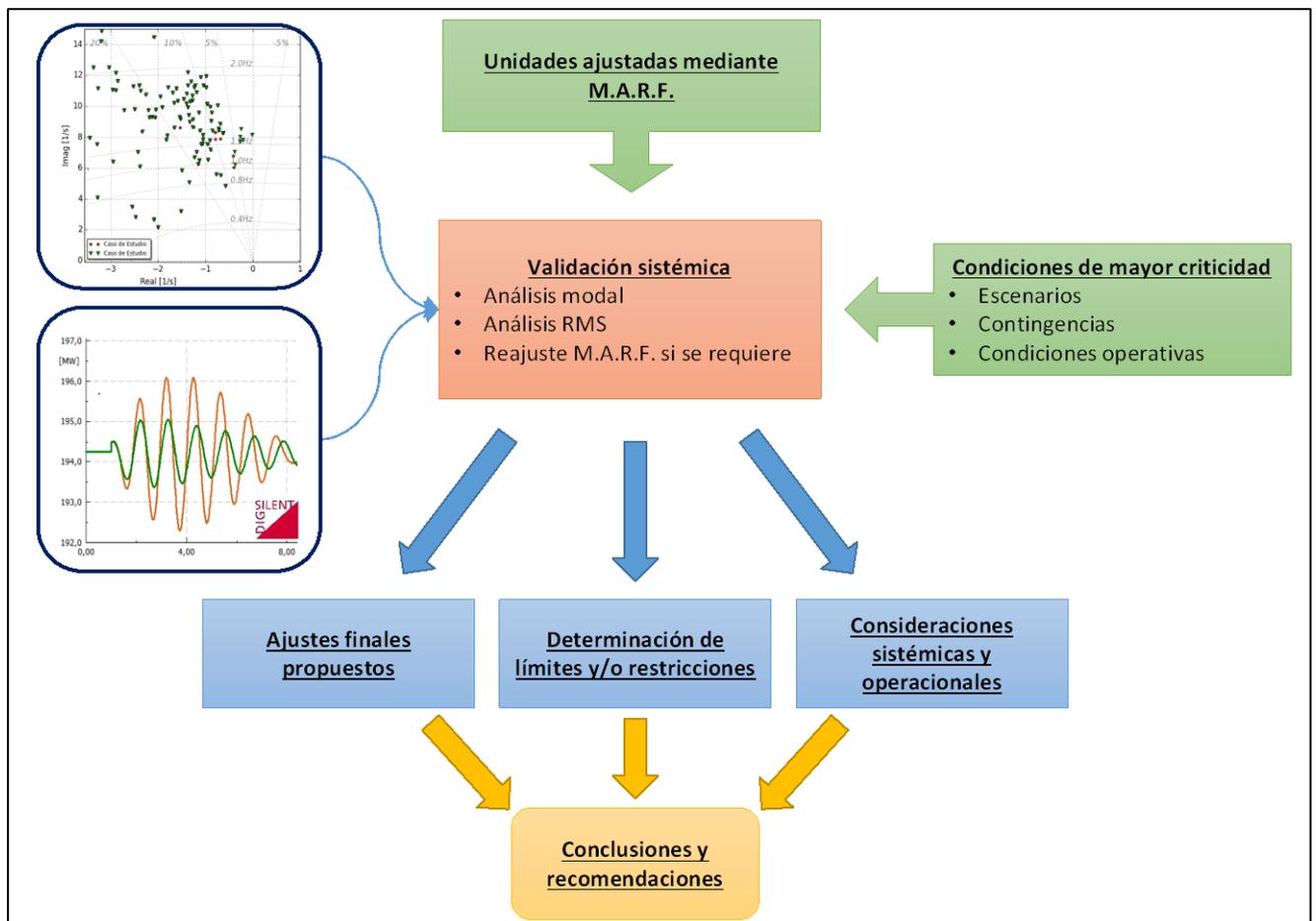


Figura 3-18: Esquema general del proceso de verificación de ajustes.

3.5.2 Verificación sistémica

La propuesta inicial de ajuste de parámetros de los controladores se efectúa mediante M.A.R.F. en forma aislada sobre un Sistema Sintético para cada una de las unidades sincrónicas que lo requieran, tal como se detalla en el Capítulo 3.4. Cada uno de los PSS sintonizados deben aportar amortiguamiento ante modos locales e interárea por sí solos, priorizando los rangos de frecuencia en los cuales la unidad tiene una mayor participación en modos electromecánicos.

No obstante lo anterior, con independencia de si los modos en los cuales participan las unidades son de tipo local o interárea, resulta necesario y conveniente efectuar una verificación de carácter sistémico, es decir, considerando a las unidades operando conectadas al sistema y en diferentes condiciones operativas. De esta forma, se pretende:

- Validar la metodología de tratamiento de modelos dinámicos y ajuste robusto para cada unidad, verificando que los modelos dinámicos operan adecuadamente y que efectivamente los modelos de los estabilizadores proporcionan amortiguamiento a la operación.
- Verificar la acción de aporte conjunto de amortiguamiento por parte de las máquinas involucradas en los diversos modos electromecánicos de interés identificados previamente.
- Establecer si con los ajustes propuestos los modos electromecánicos cuentan con amortiguamiento admisible conforme a la normativa vigente, tanto en condiciones de operación normal como de contingencia simple.
- Establecer si es necesario modificar el valor de ganancia estática de algunos estabilizadores a fin de mejorar su desempeño o si con el valor propuesto mediante el M.A.R.F. resulta suficiente.
- Utilizando los ajustes finales, re evaluar las limitaciones y/o restricciones reportadas previamente en el proceso de identificación de modos oscilatorios y actualizar la información conforme a los resultados finales.

El proceso de verificación de los ajustes se efectúa utilizando técnicas de análisis modal y simulaciones de transitorios electromecánicos. Específicamente, se desarrollan las siguientes actividades:

- Análisis modal: se ejecuta un conjunto de simulaciones de análisis modal a fin de identificar los modos electromecánicos en las condiciones operativas de mayor exigencia. De esta forma, es posible establecer en qué medida los ajustes propuestos afectan el amortiguamiento y frecuencia de los modos oscilatorios previamente identificados.

- Análisis RMS: Mediante la ejecución de eventos de pequeña y/o gran señal, se evalúa la respuesta del sistema ante dichas perturbaciones. De esta forma, es posible contrastar la evolución temporal de las oscilaciones para los casos pre y post ajuste de controladores e identificar los niveles de amortiguamiento asociados.

4 ESCENARIOS DE ESTUDIO

El acondicionamiento de la base de datos se efectúa de forma que ésta permita desarrollar adecuadamente análisis modal y simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos considerando la modelación del sistema conforme a la información más actualizada disponible. Por otra parte, también contempla la elaboración de un conjunto de escenarios específicos de estudio que favorezcan el análisis de estabilidad de pequeña señal para todas las fases de estudio.

4.1 Escenarios Base

Los Escenarios Base contemplados se encuentran documentados en el informe <<EE-ES-2016-0802-RB: Preparación de la Base de Datos>>, los cuales abarcan combinaciones de diferentes condiciones de demanda (alta/baja), hidrología (seca/húmeda) y de disponibilidad de recursos ERNC (nulo/full). En consecuencia, también se evalúan distintos niveles de transferencias por el sistema de transmisión y de despacho en las unidades generadores de la red. Las principales características de los Escenarios Base se resumen en la siguiente tabla:

ESCENARIOS BASE			
FASE	DEMANDA	HIDROLOGÍA	ERNC
I	ALTA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
	HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC
			NO ERNC
	BAJA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC	
		NO ERNC	
II	ALTA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
	HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC
			NO ERNC
	BAJA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC	
		NO ERNC	
III	ALTA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
	HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC
			NO ERNC
	BAJA	SECA	FULL ERNC
			NO ERNC
HÚMEDA	HÚMEDA	FULL ERNC	
		NO ERNC	
IV	ALTA	SECA	NO ERNC
	BAJA		NO ERNC

Tabla 4-1: Escenarios Base

4.2 Escenarios Específicos del estudio

A partir de los Escenarios Base y teniendo en consideración como antecedente los análisis ya realizados en el *Estudio de operación de la zona norte del SIC e Interconexión con el SING <<P:EE-2015-077/I:EE-ES-2015-0972>>*, para el presente estudio se desarrolla un conjunto de Escenarios Específicos factibles de operación para cada uno de las Fases de estudio. Como criterio general se adopta un diseño de carácter conservador, es decir, los escenarios cuentan con características operativas orientadas a producir modos oscilatorios de menor amortiguamiento.

En términos generales y para los objetivos del presente estudio, se considera que las siguientes características contribuyen al desarrollo de escenarios operacionales conservadores:

- Maximización de transferencias por el sistema de transmisión.
- Máquinas sincrónicas subexcitadas o bien levemente sobreexcitadas según sea posible.
- Condiciones de demanda baja o alta, según corresponda en cada caso.

Para los escenarios específicos se utiliza la siguiente nomenclatura:

F1/F2/F3/F4 ↔ Escenario asociado a Fase I, II, III o IV respectivamente.

DA/DB ↔ Demanda Alta / Demanda Baja.

HS/HH ↔ Hidrología Seca / Hidrología Húmeda.

SERNC ↔ Sin aporte significativo de parques eólicos y/o fotovoltaicos intermedio.

CERNC ↔ Alto despacho eólico y/o fotovoltaico.

A continuación se detallan los criterios de elaboración de los escenarios específicos para cada Fase, así como también las principales características de cada uno de ellos:

Se deja constancia que, aun siendo los escenarios presentados de carácter específico del estudio, durante la realización de éste se generan sub-casos y/o sensibilidades según los resultados en base a los resultados encontrados durante el desarrollo. Estas condiciones se indican explícitamente dentro del desarrollo.

4.2.1 Escenarios Fase I y Fase II

En términos de transferencias en el SIC Norte, para la Fase I y Fase II se considera como condición de mayor interés la maximización de transferencias CHANGOS → NUEVA CARDONES 500kV, lo cual implica el despacho a plena potencia de CTM3. A continuación una tabla que resume las principales características de estos escenarios. Los flujos de carga reportados en el documento **ANEXO: Escenarios y Simulaciones**

Vale desatacar que en base a los resultados obtenidos sobre los casos base (5.1.1) se determinan que los escenarios de más exigentes para el análisis en pequeña señal de estas fases, corresponden a condiciones de máxima generación sincrónica en la zona norte del SIC.

Resumen Escenarios	F1 - E01_DA_HS_SERNC SIN_CTM3	F1 - E01_DA_HS_SERNC CON_CTM3	F2 - E01_DA_HS_SERNC SIN_CTM3	F2 - E01_DA_HS_SERNC CON_CTM3
Generacion Total [MW]	7604	7589	7902	7891
+ HIDRAULICO [%]	42	39	44	41
+ TERMICO [%]	58	61	56	59
+ EOLICO [%]	0	0	0	0
+ SOLAR [%]	0	0	0	0
Reserva CF SIC [MW]	309	356	290	335
Demanda Neta SIC NORTE [MW]	1136	1136	1193	1193
Demanda Neta SIC RESTO [MW]	6136	6136	6371	6371
Demanda Neta TOTAL [MW]	7272	7272	7564	7564
EDAC SIC [MW]	1417	1417	1456	1456
TRANSF CHARR -> ANC 2x500kV [MW]	1350	1215	1391	1347
GEN CHARRUA [MW]	2480	2387	2515	2451
GEN ANCOA [MW]	597	556	879	614
GEN SAN LUIS [MW]	1465	1465	1465	1465
GEN VENTANAS [MW]	817	817	817	817
GEN GUACOLDA [MW]	750	750	750	750
GEN EOLICA SIC [MW]	0	0	0	0
GEN SOLAR SIC [MW]	0	0	0	0

Tabla 4-2: FASE I y II - Escenarios Específicos.

4.2.2 Escenarios Fase III

Dado que en la FASE III se contempla la interconexión SIC-SING, se evalúa una mayor cantidad de escenarios que para la FASE I y FASE II. En particular, en términos de transferencias los análisis de la FASE III se efectúan principalmente maximizando los flujos CHANGOS ↔ NUEVA CARDONES y PAN DE AZÚCAR ↔ POLPAICO en ambos sentidos, así como también para un caso de transferencia nula.

La siguiente tabla resume los casos previstos, los cuales se describen a posteriori.

ID	Escenario	Escenario de Partida	Nivel de Demanda	Características básicas
F3-1	Max Transf SING-SIC	Seco - CON ERNC	Baja SIC: 5.690MW SING: 2.336MW	Máxima transferencia NORTE -> SUR - Limite N-1 ATR LCHAN 220/500kV ~900MVA - Límite N-1 Lne PAZ-POL 500kV ~1500MVA
F3-2	Max Transf SING-SIC	Seco - SIN ERNC	Baja SIC: 5.690MW SING: 2.379MW	Máxima transferencia NORTE -> SUR - Limite N-1 ATR LCHAN 220/500kV ~900MVA - Elevado despacho sincrónico zona Norte
F3-3	Max Transf SING-SIC	Seco - CON ERNC	Alta SIC: 7.682MW SING: 2.721MW	Máxima transferencia NORTE -> SUR - Limite N-1 ATR LCHAN 220/500kV ~900MVA - Límite N-1 Lne PAZ-POL 500kV ~1500MVA
F3-4	Max Transf SING-SIC	Seco - SIN ERNC	Alta SIC: 7.696MW SING: 2.760MW	Máxima transferencia NORTE -> SUR - Limite N-1 ATR LCHAN 220/500kV ~900MVA - Elevado despacho sincrónico zona Norte
F3-5	Max Transf SIC-SING	Húmedo - SIN ERNC	Baja SIC: 5.609MW SING: 2.279MW	Máxima transferencia SUR -> NORTE - Limite N-1 ATR LCHAN 500/220kV ~900MVA - Reducido control de tensión nodo Kapatur
F3-6	Max Transf SIC-SING	Húmedo - CON ERNC	Baja SIC: 5.596MW SING: 2.291MW	Máxima transferencia SUR -> NORTE - Limite N-1 ATR LCHAN 500/220kV ~900MVA - Reducido despacho sincronico SING
F3-7	Max Transf SIC-SING	Húmedo - SIN ERNC	Alta SIC: 7.690MW SING: 2.697MW	Máxima transferencia SUR -> NORTE - Limite N-1 ATR LCHAN 500/220kV ~900MVA - Transf. POL-PAZU ~1000MVA
F3-8	0 Transf POL-PAZU	Media - SIN ERNC	Baja SIC: 5.610MW SING: 2.350MW	Mínimo Intercambio SIC-SING Condiciones de subexcitación en SIC NORTE
F3-9	Demanda Mínima	Seco - CON ERNC	Baja SIC: 4.878MW SING: 2.141MW	Demanda Mínima de 7000MW.

Tabla 4-3: FASE III - Escenarios Específicos.

Fase III – Escenario 1

F3 – E01_MAX_SING-SIC_CERNC_DB_HS: Contempla una transferencia SING → SIC de ~900MW con disponibilidad ERNC y con significativo aporte térmico en el SING y SIC. El límite de transferencia se establece en función de la capacidad de transformación 2x 500/220kV – 750MVA en S/E Los Changos, admitiendo una sobrecarga de ~20% ante una condición N-1. Asimismo, el aporte renovable del SIC Norte hace que las transferencias por el tramo PAN DE AZÚCAR → POLPAICO también se establezca en el límite (criterio N-1).

Fase III – Escenario 2

F3 – E02_MAX_SING-SIC_SERNC_DB_HS: Contempla una transferencia SING → SIC de ~900MW sin aporte de ERNC y con significativo aporte térmico en el SING y SIC. El límite de transferencia se establece en función de la capacidad de transformación 2x 500/220kV – 750MVA en S/E Los Changos, admitiendo una sobrecarga de ~20% ante una condición N-1. En esta condición se cuenta con un elevado despacho sincrónico en la zona norte.

Fase III – Escenario 3

F3 – E03_MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS: Similar al Fase III – Escenario 1 contemplando una condición de alta demanda.

Fase III – Escenario 4

F3 – E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS: Similar al Fase III – Escenario 2 contemplando una condición de alta demanda.

Fase III – Escenario 5

F3 – E05_MAX_SIC-SING_SERNC_DB_HH Contempla transferencias SIC → SING de 900MW sin disponibilidad ERNC y con significativo aporte hidráulico en la zona centro sur del SIC. La limitación de la transferencia la establece la capacidad de transformación 2x 500/220kV – 750MVA en S/E Los Changos, admitiendo una sobrecarga de ~20% ante una condición N-1.

Este caso particular contempla a la vez una reducida capacidad de control de tensión en el área Kapatur.

Fase III – Escenario 6

F3 – E06_MAX_SIC-SING_CERNC_DB_HH: Complementa al caso anterior para una condición donde se cuenta con un significativo aporte renovable. En este escenario la generación sincrónica en el SING es reducida. Se hace notar que en este caso existen unidades sincrónicas del SING operando con un despacho menor a su potencia máxima, razón por la cual la reserva calculada en el SING y por lo tanto la total resulta mayor a los restantes casos.

Fase III – Escenario 7

F3 – E07_MAX_SIC-SING_SERNC_DA_HH: Similar al caso Fase III – Escenario 5 para una condición de alta demanda. Se destaca que en este caso las transferencias POLPAICO → PAN DE AZÚCAR resultan relativamente elevadas.

Fase III – Escenario 8

F3 – E08_OTRANSF_SERNC_DB: Se establece un balance generación/demanda tal que las transferencias por el enlace CHANGOS – NUEVA CARDONES 500kV sea aproximadamente nulo. La hidrología es mayormente térmica y se considera a las fuentes ERNC fuera de servicio.

Fase III – Escenario 9

F3 – E09_DB_HS_CERNC(7000MW): Corresponde a un escenario de demanda mínima, en el cual se considera una demanda total SIC+SING de 7.000MW.

ID	E01	E02	E03	E04	E05	E06	E07	E08	E09
Tipo	DB-HS-CERNC	DB-HS-SERNC	DA-HS-CERNC	DA-HS-SERNC	DB-HH-SERNC	DB-HH-CERNC	DA-HH-SERNC	DB-HS-SERNC	DB*-HS-CERNC
Generacion Total [MW]	7296	8295	10934	10907	8328	8297	10976	8252	7296
+ HIDRAULICO [%]	15	17	19	25	61	45	48	33	15
+ TERMICO [%]	63	83	54	75	38	18	52	67	63
+ EOLICO [%]	9	0	10	0	0	12	0	0	9
+ SOLAR [%]	14	0	17	0	1	25	0	0	14
Reserva CF SING [MW] (Efectiva)	103	108	133	121	80	103	145	138	103
Reserva CF SING BESS [MW] (Efectiva)	36	51	51	51	51	37	51	51	36
Reserva CF SIC [MW] (Efectiva)	162	175	131	181	233	186	158	135	162
Reserva CF TOTAL [MW] (Efectiva)	300	334	316	352	365	326	354	324	300
Demanda Neta SING [MW]	2141	2379	2721	2760	2280	2292	2697	2351	2141
Demanda Neta SIC NORTE [MW]	943	1126	1202	1216	1126	1112	1216	1126	943
Demanda Neta SIC RESTO [MW]	3935	4484	6480	6480	4484	4484	6474	4484	3935
Demanda Neta TOTAL [MW]	7019	7989	10404	10456	7889	7887	10388	7960	7019
EDAC SING [MW]	767	767	767	767	767	767	767	767	767
EDAC SIC [MW]	914	1055	1483	1483	1055	1055	1483	1055	914
EDAC TOTAL [MW]	1681	1822	2250	2250	1822	1822	2250	1822	1681
TRANSF CHA -> ANC 2x500kV [MW]	685	579	648	728	1619	1106	2037	1212	685
TRANSF PAZ -> POL 2x500kV [MW]	1152	626	1567	569	-956	422	-1035	-123	1152
TRANSF LCHAN -> CUMB 2x500kV [MW]	898	896	900	895	-865	-868	-873	3	898
GEN CHARRUA [MW]	1302	1458	1743	1819	2351	1971	3062	1949	1302
GEN ANCOA [MW]	250	250	430	829	1123	351	1125	289	250
GEN SAN LUIS [MW]	196	830	705	1590	350	110	1000	556	196
GEN VENTANAS [MW]	371	638	747	817	429	144	789	792	371
GEN GUACOLDA [MW]	560	750	195	750	750	195	750	750	560
GEN EOLICA SIC [MW]	570	0	951	0	0	917	0	0	570
GEN SOLAR SIC [MW]	424	0	1136	0	100	1586	0	0	424
GEN EOLICA SING [MW]	61	0	101	0	0	91	0	0	61
GEN SOLAR SING [MW]	707	0	704	100	0	463	0	0	707
GEN LOS CHANGOS [MW]	596	1442	1428	1656	0	344	250	500	596
GEN CHACAYA [MW]	626	608	600	474	608	230	616	621	626
GEN CRUCERO [MW]	973	1163	727	1387	734	251	911	1144	973

Tabla 4-4: FASE III – Resumen escenarios específicos.

5 IDENTIFICACIÓN DE MODOS OSCILATORIOS

5.1 Análisis sobre Escenarios Base

Como primer paso en el proceso de identificación de modos oscilatorios, se efectúa un análisis modal sobre todos los Escenarios Base en condiciones de red completa para las cuatro Fases contempladas en el Estudio. De esta forma se obtienen resultados para una amplia variedad de condiciones operacionales menos exigentes, lo cual permite identificar eventuales condiciones de riesgo que no necesariamente se presenten en los Escenarios Específicos. El análisis se efectúa considerando en servicio a todos los controladores actualmente implementados, incluyendo los PSS.

El análisis se efectúa conjuntamente para las Fases I y II en el apartado 5.1.1, mientras que las Fases III y IV se analizan en 5.1.2.

5.1.1 Fases I y II

En la siguiente figura se presenta un diagrama polar en el cual se reportan los modos oscilatorios de FASE I y FASE II detectados en los Escenarios Base. Se utiliza un único color para graficar los resultados de todos los escenarios asociados a cada Fase a fin de proporcionar una visión general del comportamiento de los modos electromecánicos en cada una de ellas. Si bien en la imagen se reportan modos en un amplio rango de amortiguamiento, en los siguientes capítulos los análisis y reportes se efectúan para los modos con amortiguamientos inferiores a un 10% a fin de facilitar la visualización de los modos más relevantes y que se encuentran por debajo de las exigencias de la NTSyCS para una operación en Red N.

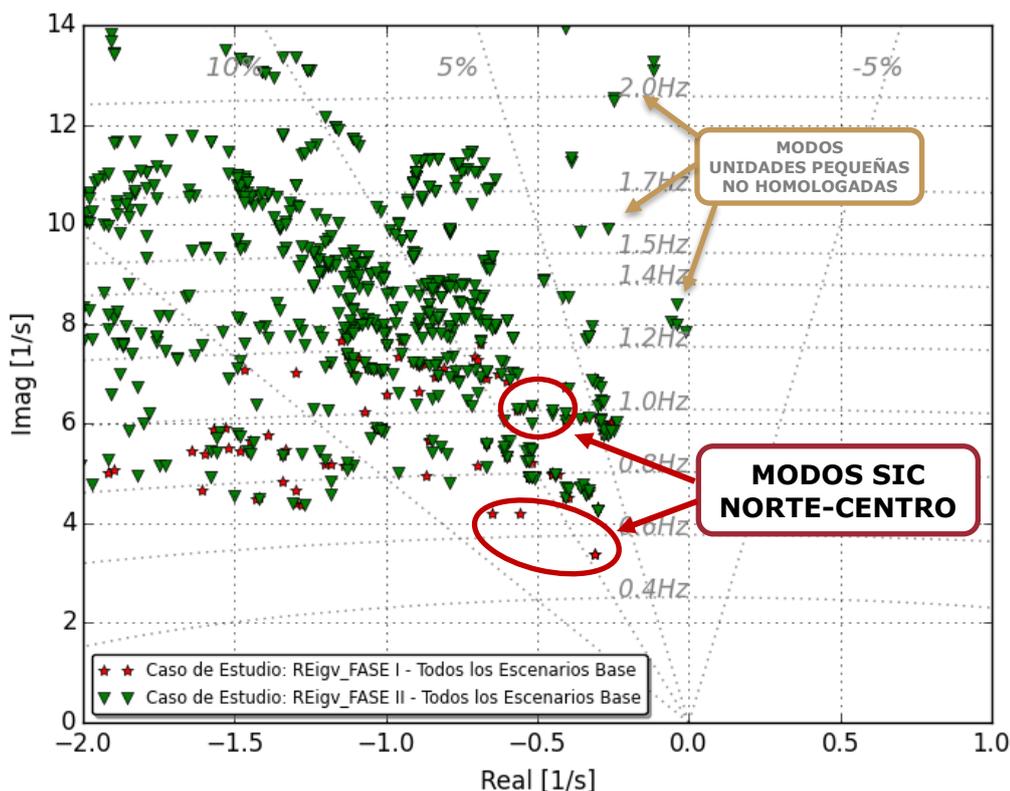


Figura 5-1: Diagrama de polos | Escenarios Base en FASE I y FASE II.

Si bien la imagen anterior permite apreciar la amplia variedad de modos oscilatorios detectados en el plano polar para ambas Fases, como análisis preliminar también resulta de interés:

- i) Identificar qué tipo de escenarios presentan condiciones más favorables para la presencia de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.
- ii) Identificar qué unidades de mayor relevancia tienen participación superior a un 10% en modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.
- iii) Identificar qué unidades con modelos no homologados en ensayos de campo o bien sin modelos, tienen participación superior a un 10% en modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.

Por este motivo, a continuación se presentan dos gráficos que condensan la información contenida en los modos oscilatorios presentados en el plano polar, los cuales se dividen para generadores con potencia nominal superior e inferior a 50MW. Los gráficos se construyen de la siguiente forma:

- a) En el eje horizontal se disponen los generadores sincrónicos reportados.
- b) Los modos oscilatorios de los Escenarios Base de FASE I y II se condensan en 2 categorías:
 - a. Hidrología Seca (color naranja)
 - b. Hidrología Húmeda (color verde)
- c) En el eje vertical se reporta la cantidad de veces que cada generador sincrónico participa con un factor de participación de velocidad rotórica igual o superior a un 10% en algún modo oscilatorio con amortiguamiento menor a un 11%, tanto en escenarios de Hidrología Seca como de Hidrología Húmeda. Si bien la normativa exige un amortiguamiento mínimo de 10%, se reportan los menores a 11% a fin de contar con una holgura en la detección de los modos para todos los escenarios (i.e. incluir los que se encuentran al límite).

Así, cada uno de los gráficos permite visualizar directamente la cantidad de veces que una unidad participa en modos electromecánicos para cada tipo de hidrología, lo cual también permite observar si una hidrología en particular presenta o no una tendencia a favorecer la presencia de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento. Cabe destacar que las gráficas no contienen información respecto al nivel de participación específico (10% a 100%) de cada unidad reportada ni al amortiguamiento de cada modo asociado, aunque éste es a lo sumo de un 11%. Dicho análisis se reserva para los Escenarios Específicos abordados en los apartados posteriores.

Respecto a las máquinas que no se reportan en los gráficos, esto puede deberse a dos razones: i) no fueron despachadas en los escenarios, o bien, ii) se despachan, pero participan sólo en modos oscilatorios con amortiguamientos superiores a un 11%.

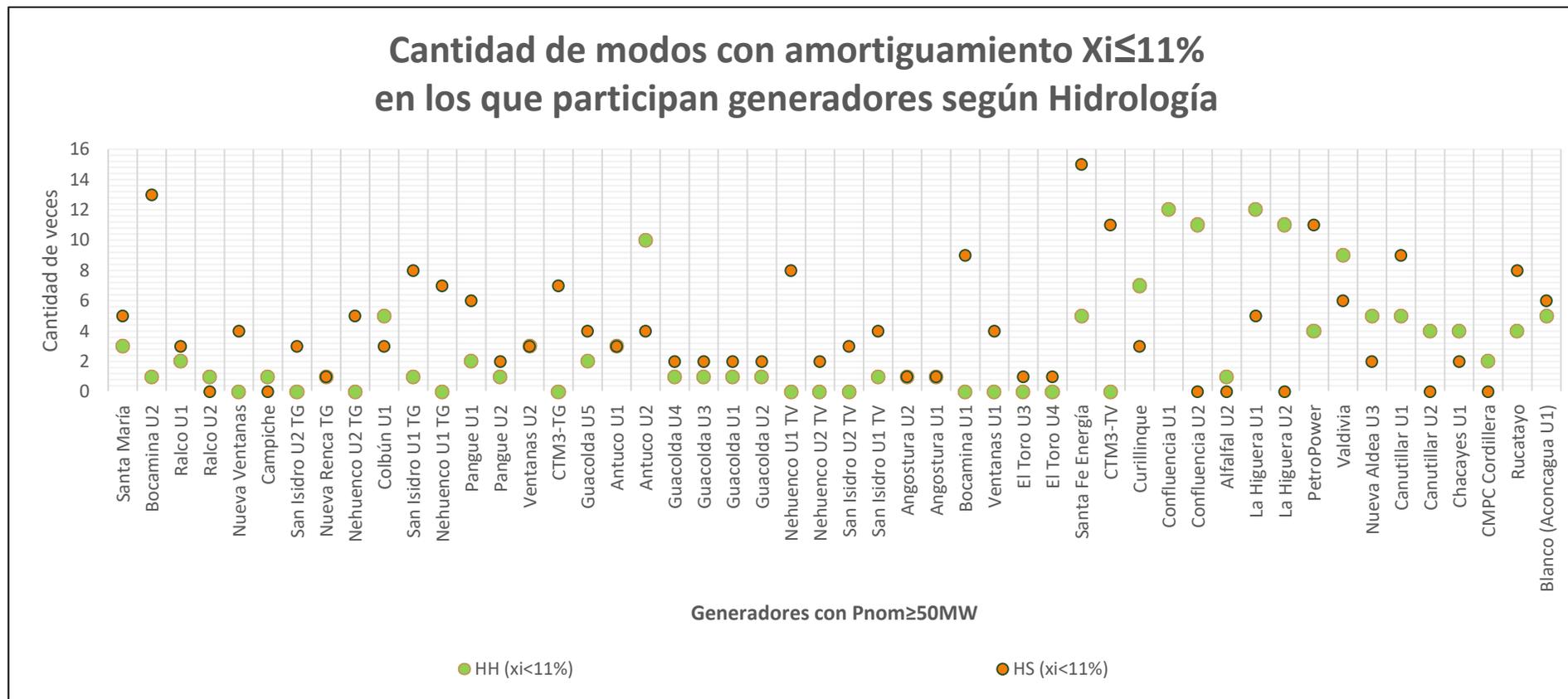


Figura 5-2: FASES I y II | Unidades generadoras con $P_{nom} > 50\text{MW}$ que participan en modos de amortiguamiento $\leq 11\%$ según hidrología en Escenarios Base.

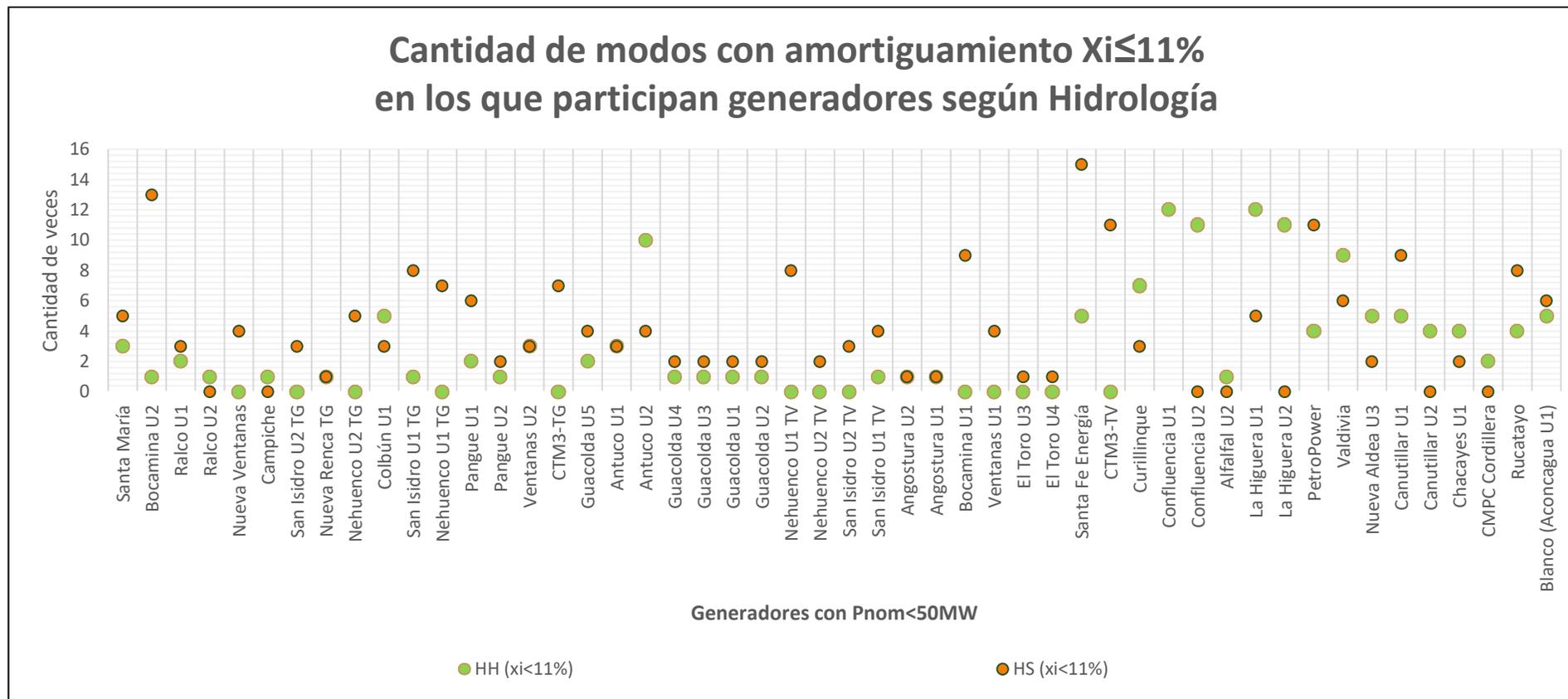


Figura 5-3: FASES I y II | Unidades generadoras con $P_{nom} < 50\text{MW}$ que participan en modos de amortiguamiento $\leq 11\%$ según hidrología en Escenarios Base.

De este barrido general de sobre escenarios base se destacan los siguientes aspectos:

- Los modos sobre los que participan unidades de mayores a $\sim 150\text{MVA}$ son en general modos locales con amortiguamientos muy próximos al estándar 10% o bien modos donde estas unidades sólo tienen una participación baja (v.g. modo SIC NORTE – SIC CENTRO para el caso de los ciclos combinados de San Luis).
- En el caso de generadores con potencia menor a 50MVA los modos son del tipo local y en muchos casos corresponden a unidades con modelos no homologados.
- Para unidades comprendidas en el rango intermedio se identifican:
 - Unidades participantes de modos en la red de 154kV, de los cuales se tiene conocimiento de la existencia real de los mismos.
 - Unidades asociadas a modos SIC NORTE – SIC CENTRO, afectados por los proyectos POLPAICO – NUEVA CARDONES 2x500kV y NUEVA CARDONES – LOS CHANGOS 2x500kV.

De este análisis general se destaca el actualmente en desarrollo “plan de sintonización de estabilizadores del SIC”, a través del cual, se espera alcanzar los amortiguamientos requeridos por la NTSyCS para los distintos modos locales presentes en la red. Por otra parte, se presenta a continuación el análisis específico de los modos del SIC NORTE, los cuales resultan alterados por las obras en estudio. La siguiente tabla resume la caracterización de los modos de interés de la zona norte, para las topologías de FASES I y II, encontrándose que las condiciones de mayor interés corresponden a escenarios con mayor despacho térmico y sin aporte renovable. Adicionalmente se destaca que en Fase II el modo SIC NORTE-CENTRO presenta frecuencias superiores a las de la Fase I, evidencia de la mayor robustez del sistema ante la incorporación de POLPAICO - NUEVA CARDONES.

Escenario Base	MODO INTERÁREA		MODO CTM3	
	SIC NORTE - CENTRO		f [Hz]	ζ [%]
	f [Hz]	ζ [%]		
F1 - Húmedo - Dda Alta - Full-ERNC	0,69	14,1	-	-
F1 - Húmedo - Dda Alta - No-ERNC	0,67	13,2	-	-
F1 - Húmedo - Dda Baja - Full-ERNC	0,71	13,5	-	-
F1 - Húmedo - Dda Baja - No-ERNC	0,67	15,4	-	-
F1 - Seco - Dda Alta - Full-ERNC	0,52	9,1	1,34	8,7
F1 - Seco - Dda Alta - No-ERNC	0,54	9,3	1,33	9,7
F1 - Seco - Dda Baja - Full-ERNC	0,53	9,6	1,34	9,1
F1 - Seco - Dda Baja - No-ERNC	0,54	7,4	1,36	9,2
F2 - Húmedo - Dda Alta - Full-ERNC	-	-	-	-
F2 - Húmedo - Dda Alta - No-ERNC	1,11	9,9	-	-
F2 - Húmedo - Dda Baja - Full-ERNC	-	-	-	-
F2 - Húmedo - Dda Baja - No-ERNC	-	-	-	-
F2 - Seco - Dda Alta - Full-ERNC	-	-	1,36	7,9
F2 - Seco - Dda Alta - No-ERNC	0,97	10	1,39	8,8
F2 - Seco - Dda Baja - Full-ERNC	-	-	1,36	8,1
F2 - Seco - Dda Baja - No-ERNC	0,95	8,6	1,36	8,3

Tabla 5-1 - Modos de relevancia SIC NORTE – CENTRO

De la tabla anterior, se observa una tendencia en que a mayores frecuencias, los amortiguamientos asociados también se incrementan respecto a los identificados a frecuencias menores. Este fenómeno resulta esperable, en consideración a que como se muestra en Figura 3-9, los PSS proporcionan más amortiguamiento conforme mayor es la frecuencia.

5.1.2 Fases III y IV

En línea con lo presentado en el apartado previo, en la Figura 5-4 se presenta un diagrama polar en el cual se reportan los modos oscilatorios de FASE III y FASE IV detectados en los Escenarios Base (mostrados como CASO 1 y CASO 2 respectivamente). Se utiliza un único color para graficar los resultados de todos los escenarios asociados a cada Fase a fin de proporcionar una visión general del comportamiento de los modos electromecánicos en cada una de ellas. Si bien en la imagen se reportan modos en un amplio rango de amortiguamiento, en los siguientes capítulos los análisis y reportes se efectúan para lo modos con amortiguamientos inferiores a un 10% a fin de facilitar la visualización de los modos más relevantes y que se encuentran por debajo de las exigencias de la NTSyCS para una operación en Red N.

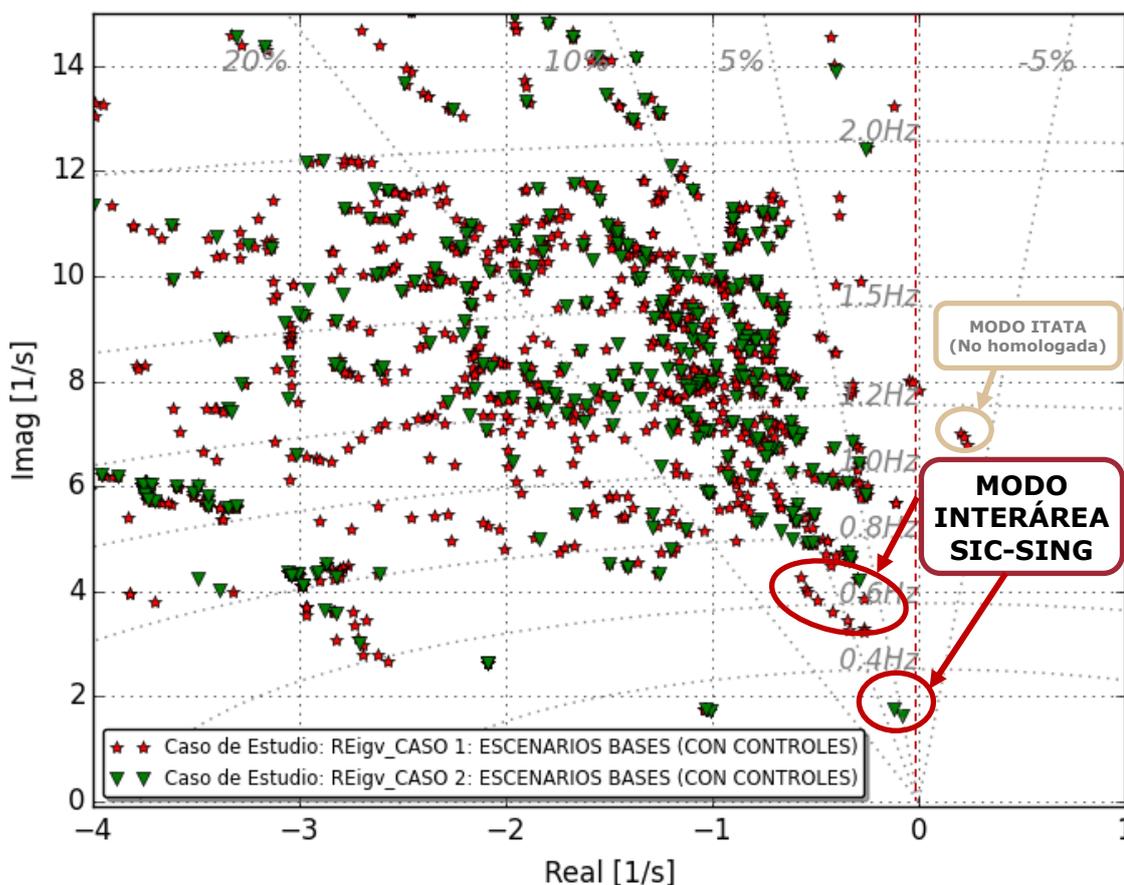


Figura 5-4: Diagrama de polos | Escenarios Base en FASE III y FASE IV.

Aquí también se aprecia la amplia variedad de modos oscilatorios detectados en el plano polar para ambas Fases, como análisis preliminar también resulta de interés:

- i) Identificar qué tipo de escenarios presentan condiciones más favorables para la presencia de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.
- ii) Identificar qué unidades de mayor relevancia tienen participación superior a un 10% en modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.
- iii) Identificar qué unidades con modelos no homologados en ensayos de campo o bien sin modelos, tienen participación superior a un 10% en modos oscilatorios de bajo amortiguamiento.

Por este motivo, a continuación se presentan dos gráficos que condensan la información contenida en los modos oscilatorios presentados en el plano polar, los cuales se dividen para generadores con potencia nominal superior e inferior a 50MW. El reporte se efectúa según se especifica a continuación y únicamente para la FASE III:

- d) En el eje horizontal se disponen los generadores sincrónicos reportados.
- e) Los modos oscilatorios de los 8 Escenarios Base de FASE III se condensan en 2 categorías:
 - a. Hidrología Seca (color naranja)
 - b. Hidrología Húmeda (color verde)
- f) En el eje vertical se reporta la cantidad de veces que cada generador sincrónico participa con un factor de participación de velocidad rotórica igual o superior a un 10% en algún modo oscilatorio con amortiguamiento menor a un 11%, tanto en escenarios de Hidrología Seca como de Hidrología Húmeda. Si bien la normativa exige un amortiguamiento mínimo de 10%, se reportan los menores a 11% a fin de contar con una holgura en la detección de los modos para todos los escenarios (i.e. incluir los que se encuentran al límite).

Así, cada uno de los gráficos permite visualizar directamente la cantidad de veces que una unidad participa en modos electromecánicos para cada tipo de hidrología, lo cual también permite observar si una hidrología en particular presenta o no una tendencia a favorecer la presencia de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento. Cabe destacar que las gráficas no contienen información respecto al nivel de participación específico (10% a 100%) de cada unidad reportada ni al amortiguamiento de cada modo asociado, aunque éste es a lo sumo de un 11%. Dicho análisis se reserva para los Escenarios Específicos abordados en los apartados posteriores.

Respecto a las máquinas que no se reportan en los gráficos, esto puede deberse a dos razones: i) no fueron despachadas en los escenarios, o bien, ii) se despachan, pero participan sólo en modos oscilatorios con amortiguamientos superiores a un 11%.

En Figura 5-5 se reportan las unidades con $P_{nom} > 50MW$, mientras que en Figura 5-6 todas cuentan con $P_{nom} < 50MW$. Para ambos casos, el ordenamiento de los generadores de izquierda a derecha se efectúa considerando de mayor a menor potencia nominal:

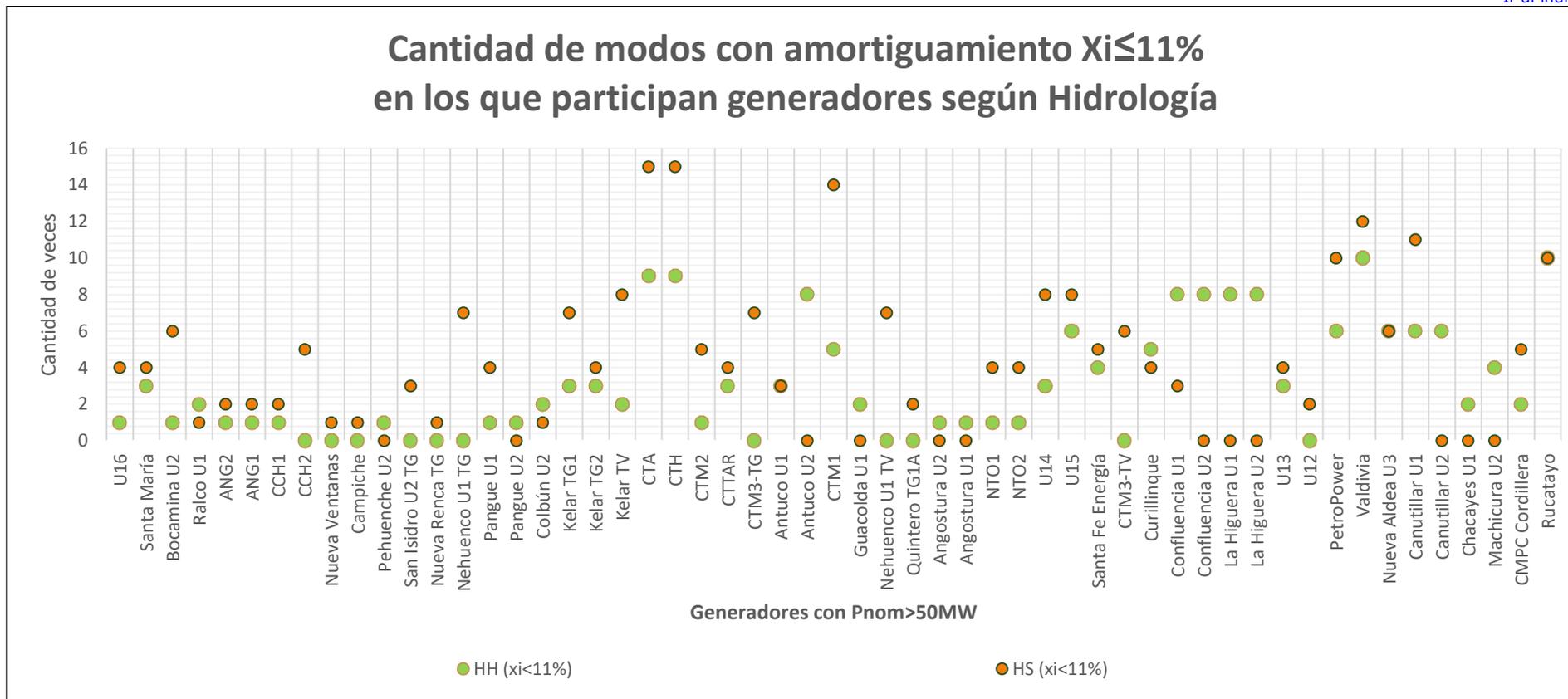


Figura 5-5: Unidades generadoras con Pnom > 50MW que participan en modos de amortiguamiento $\leq 11\%$ según hidrología en Escenarios Base | FASE III.

A partir de Figura 5-5 se observa una tendencia a que en los escenarios de Hidrología Seca las máquinas de mayor potencia tengan participación en una mayor cantidad de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento respecto a los escenarios de Hidrología Húmeda. Esto se aprecia también en que todas las unidades térmicas ($P_{nom} > 50\text{MW}$) reportadas en el SING y SIC CENTRO / SIC SUR, participan en mayor medida en modos de bajo amortiguamiento asociados a escenarios de Hidrología Seca.

Por otra parte, de la operación real se tiene conocimiento de modos oscilatorios en la zona de 154kV del SIC. Esto se observa en que las unidades hidráulicas de pasada La Higuera y Confluencia cuentan con participación en una significativa cantidad de modos en escenarios de Hidrología Húmeda reportados en Figura 5-5, los cuales son de tipo local intraplanta e interplanta y se presentan mayoritariamente en condiciones de elevado despacho hidráulico en la zona. Si bien las unidades no se encuentran homologadas actualmente, existe un plan de homologación y sintonización de PSS, por lo que, tras la ejecución de éste, debiera mejorar el desempeño global de las unidades de la red de 154kV.

En el caso de los generadores con potencia nominal inferior a 50MW, la mayoría de ellos no cuenta con modelos dinámicos homologados o bien no dispone de modelos, por lo que los resultados no son plenamente representativos. Esto se aprecia, por ejemplo, en el caso de las unidades de las centrales Pilmaiquén, Los Quilos e Itata, las cuales reportan participación en una cantidad significativa de modos electromecánicos en Hidrología Seca e Hidrología Húmeda, sin embargo, son generadores de baja potencia y no homologados.

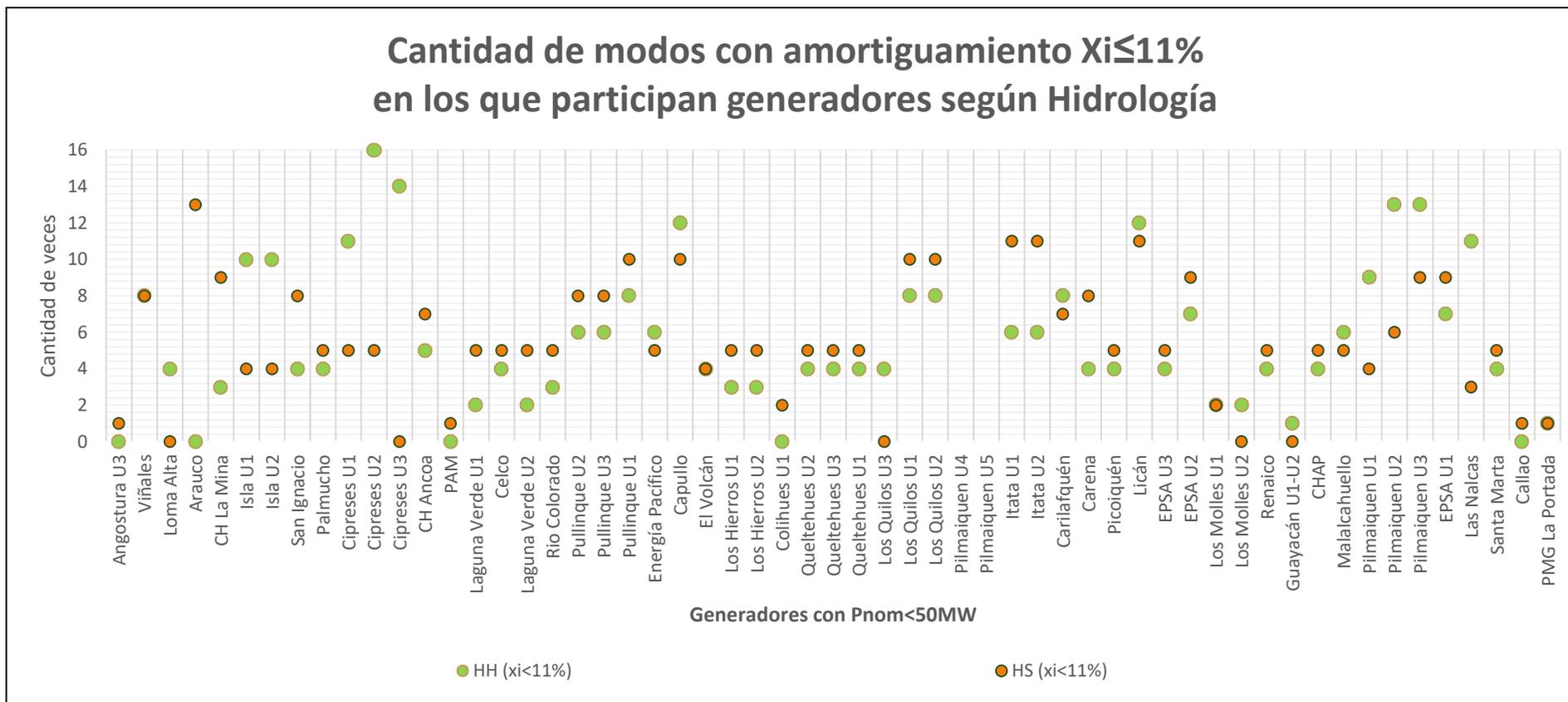


Figura 5-6: Unidades generadoras con $P_{nom} < 50\text{MW}$ que participan en modos de amortiguamiento $\leq 11\%$ según hidrología en Escenarios Base. | FASE III.

A partir del análisis realizado en base a las gráficas presentadas en Figura 5-5 y Figura 5-6, se observa que en la FASE III los escenarios de Hidrología Seca favorecen la presencia de modos de bajo amortiguamiento en mayor medida que los escenarios de Hidrología Húmeda. Por otra parte, en base a lo presentado en el diagrama polar de Figura 5-4, se identifica que tanto en FASE III como FASE IV se presenta un modo interárea SIC-SING de baja frecuencia.

En consideración a lo anterior, resulta de interés analizar el comportamiento en particular de dicho modo, por lo cual en Tabla 5-2 y Tabla 5-3 se resumen sus características de frecuencia y amortiguamiento en todos los Escenarios Base de FASE III y FASE IV respectivamente:

FASE III				
Escenario Base	MODO INTERÁREA SIC-SING		Transferencias SIC-SING	
	f [Hz]	ζ [%]	P[MW]	Sentido
C1 - Húmedo - Demanda Alta - Full-ERNC	0,68	13,7	45	SIC → SING
C1 - Húmedo - Demanda Alta - No-ERNC	0,52	11,8	222	SIC → SING
C1 - Húmedo - Demanda Baja - Full-ERNC	0,65	13,5	44	SING → SIC
C1 - Húmedo - Demanda Baja - No-ERNC	0,55	10,5	80	SING → SIC
C1 - Seco - Demanda Alta - Full-ERNC	0,57	12,7	350	SING → SIC
C1 - Seco - Demanda Alta - No-ERNC	0,51	8,7	300	SING → SIC
C1 - Seco - Demanda Baja - Full-ERNC	0,62	8,6	494	SING → SIC
C1 - Seco - Demanda Baja - No-ERNC	0,53	9	498	SING → SIC

Tabla 5-2: FASE III | Escenarios Base | Características del modo interárea SIC-SING.

FASE IV				
Escenario Base	MODO INTERÁREA SIC-SING		Transferencias SIC-SING	
	f [Hz]	ζ [%]	P[MW]	Sentido
C2 - Seco - Demanda Alta - No-ERNC	0,26	6,6	245	SING → SIC
C2 - Seco - Demanda Baja - No-ERNC	0,29	7,5	216	SING → SIC

Tabla 5-3: FASE IV | Escenarios Base | Características del modo interárea SIC-SING.

De la Tabla 5-2 se observa que en la FASE III el modo SIC-SING en general presenta menores amortiguamientos en escenarios de Hidrología Seca (transferencias SING → SIC). Si adicionalmente se contempla indisponibilidad de ERNC (escenarios de mayor inercia), la frecuencia del modo se hace incluso menor, alcanzando valores mínimos en Demanda Alta. En lo que respecta a la FASE IV, de Tabla 5-3 se aprecia que en Hidrología Seca el modo decrece hasta una frecuencia de ~0,26Hz, alcanzando además un menor amortiguamiento en Demanda Alta (6,6%) que en Demanda Baja (7,5%), en línea con lo visto para la FASE III.

5.1.3 Principales resultados

A partir de los análisis efectuados sobre un amplio conjunto de generadores en términos de la presencia que éstos tienen en modos electromecánicos de bajo amortiguamiento en los Escenarios Base, así como también en consideración al análisis específico de la característica frecuencia/amortiguamiento asociada al modo interárea SIC NORTE – SIC CENTRO y SIC-SING, se destacan los siguientes resultados:

- i. Los escenarios de Hidrología Seca favorecen en mayor medida la presencia de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento respecto a los de Hidrología Húmeda. Junto con la Hidrología Seca, los modos también tienden a menores amortiguamientos en condiciones de Demanda Alta y ante ausencia de generación ERNC (alta inercia).
- ii. Se identifican unidades sincrónicas de mayor tamaño ($P_{nom} > 50\text{MW}$) que participan de modos oscilatorios de bajo amortiguamiento. Muchos de estos modos son del tipo locales y de unidades que no cuentan con modelos homologados, de modo que no se encuentran asociados a la interconexión SIC – SING. En los apartados siguientes se clasifican estos modos, según la relevancia definida en 3.3.5.
- iii. En los escenarios Base de FASE I y II, se presenta el modo interárea SIC NORTE – CENTRO, el cual resulta sensible a las obras en estudio. Para la condición de FASE I, el modo presenta una frecuencia de 0,52 – 0,69 Hz mientras que en FASE II la mayor robustez del vínculo SIC NORTE – SIC CENTRO favorece un aumento en la frecuencia del modo, el cual llega a 0,95 – 1,11 Hz dependiendo de las condiciones operativas y con un amortiguamiento mínimo de 7,4%.
- iv. En los Escenarios Base de FASE III, se presenta un modo interárea SIC-SING en un rango de frecuencia de 0,51Hz a 0,68Hz y con amortiguamientos entre un 8,7% y 13,7% según el escenario evaluado. Por otra parte, en FASE IV, se detecta un modo interárea SIC-SING con frecuencias de hasta $\sim 0,26\text{Hz}$ y con un amortiguamiento de hasta 6,6%. El decremento en la frecuencia del modo interárea respecto a la FASE III, resulta esperable producto de la menor robustez del enlace SIC NORTE – CENTRO.

Si bien los análisis efectuados para cada uno de los Escenarios Base permiten disponer de una amplia visión de los modos electromecánicos oscilatorios en condiciones normales de operación, también es necesario evaluar el comportamiento del sistema en términos de pequeña señal ante condiciones operativas de mayor exigencia. Por este motivo, en los apartados siguientes se presentan los análisis efectuados sobre un conjunto de Escenarios Específicos, los cuales se elaboran a partir de los principales resultados identificados para los Escenarios Base a fin de lograr condiciones de mayor criticidad en términos de estabilidad de pequeña señal.

En el caso de FASE IV, en este informe sólo se presentan los análisis de los Escenarios Base a fin de proporcionar una visión general de la estabilidad de pequeña señal. Dado que a partir de análisis preliminares se encuentran condiciones de inestabilidad transitoria de gran señal (v.g. pérdida de unidades de generación), el análisis detallado y la elaboración de escenarios específicos se aborda de manera integral en el documento <<EE-ES-2016-1352-RA>>, en el cual se presentan los límites de operación admisible en función de los análisis de estabilidad transitoria y pequeña señal. El desarrollo de dichos escenarios toma como referencia las condiciones resultantes de los análisis PCP (Programación a Corto Plazo).

5.2 FASES I y II – Escenarios Específicos

En el presente capítulo se analiza la operación del SIC en el horizonte de FASE I y FASE II. El análisis se efectúa en conjunto para ambas Fases, pues de esta forma es posible apreciar en qué forma las obras LOS CHANGOS – NUEVA CARDONES 2x500kV, CTM3 y POLPAICO – NUEVA CARDONES 2x500kV inciden en el desempeño del sistema en términos de estabilidad de pequeña señal previo a la interconexión SIC-SING.

Para los análisis se utilizan los siguientes escenarios, los cuales se han identificado como “CASOS” para facilitar sus identificaciones:

- **CASO A:** Escenario 1 (FASE I): F1 – E01_DA_HS_SERNC_SIN_CTM3
- **CASO B:** Escenario 1 (FASE II): F2 – E01_DA_HS_SERNC_SIN_CTM3
- **CASO C:** Escenario 2 (FASE I): F1 – E02_DA_HS_SERNC_CON_CTM3
- **CASO D:** Escenario 2 (FASE II): F2 – E02_DA_HS_SERNC_CON_CTM3

Todos los CASOS presentados se elaboran sobre la base del Escenario Base F1 – Seco – Demanda Alta – No ERNC, el cual presenta las características más conservadoras según los análisis sobre Escenarios Base desarrollados en 5.1.1.

5.2.1 Operación sin controladores (Red N)

Para identificar gradualmente el impacto de las obras de interés en los modos naturales del SIC, se presenta a continuación una comparación de los modos NATURALES (sin controles) oscilatorios del sistema en los CASOS A, B y C, indicándose en cada caso los aspectos más relevantes para este estudio.

5.2.1.1 Ingreso del sistema Polpaico – Nueva Cardones 2x500kV

De la comparación de los dos primeros casos, con la llegada del sistema Polpaico – Nueva Cardones 500kV se encuentra que:

- El modo interárea SIC – NORTE (o ATACAMA – SIC en el *Estudio de Operación de Estabilizadores, informe técnico EE-ES-2011-0435*), en el cual para este escenario participa solamente la CT GUACOLDA, incrementa su frecuencia de oscilación y amortiguamiento, producto de la mayor cercanía eléctrica entre ambas áreas.
- Se presentaría una reducción de los amortiguamientos naturales de los modos locales de las unidades de la CT Guacolda. Esto no es un problema de gran relevancia siendo que la misma cuenta con estabilizadores que aportan correctamente amortiguamiento en su modo local.

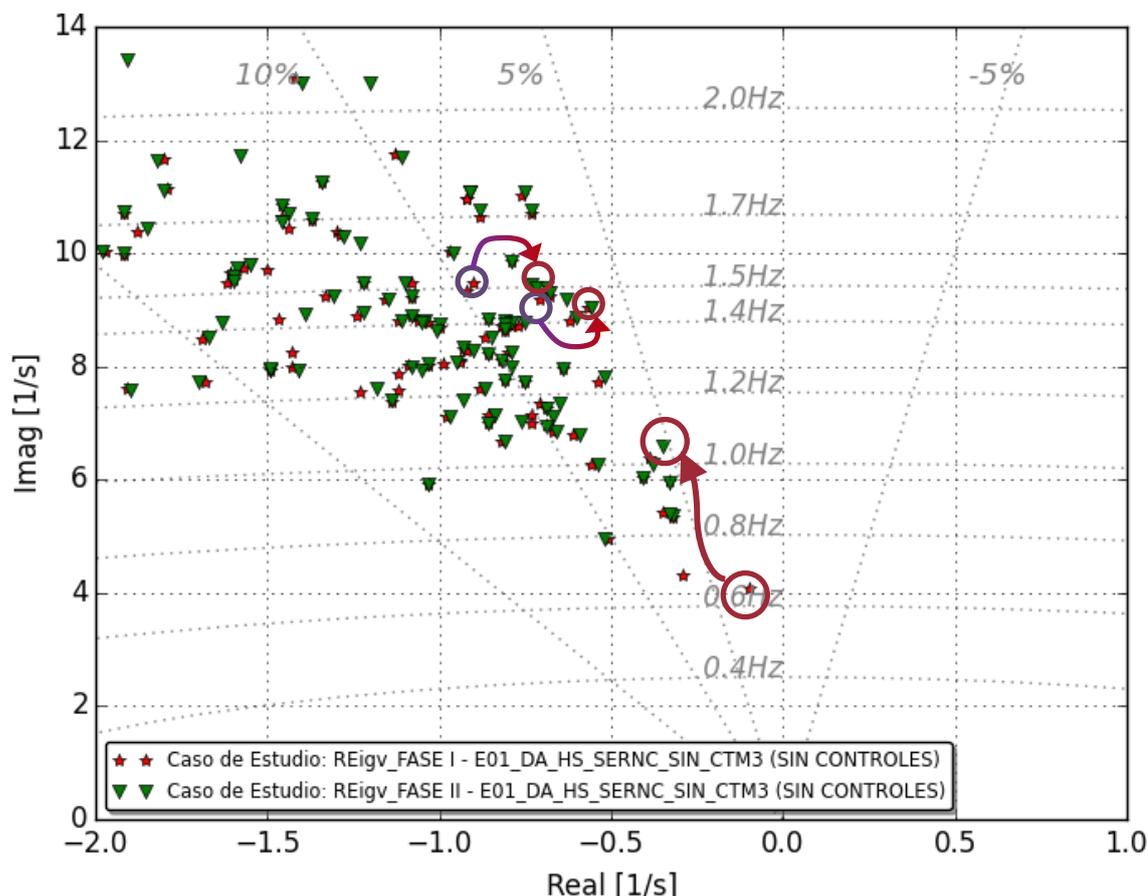


Figura 5-7: FASES I y II | Comparación CASO A con CASO B (incorporación de POLPAICO - N. CARDONES 2x500kV)

5.2.1.2 Ingreso de CTM3

Al comparar los casos B y C, es posible analizar el impacto del ingreso del sistema de transmisión LOS CHANGOS – NUEVA CARDONES 2x500kV (FASE I). A partir de los análisis, se encuentra que la incorporación de CTM3 se produce:

- La aparición de un modo natural local CTM3 con frecuencia $\sim 1,4\text{Hz}$ y amortiguamiento $\sim 7,1\%$.
- El modo natural interárea SIC – NORTE no se ve significativamente alterado, incorporándose CTM3 a la participación del mismo.

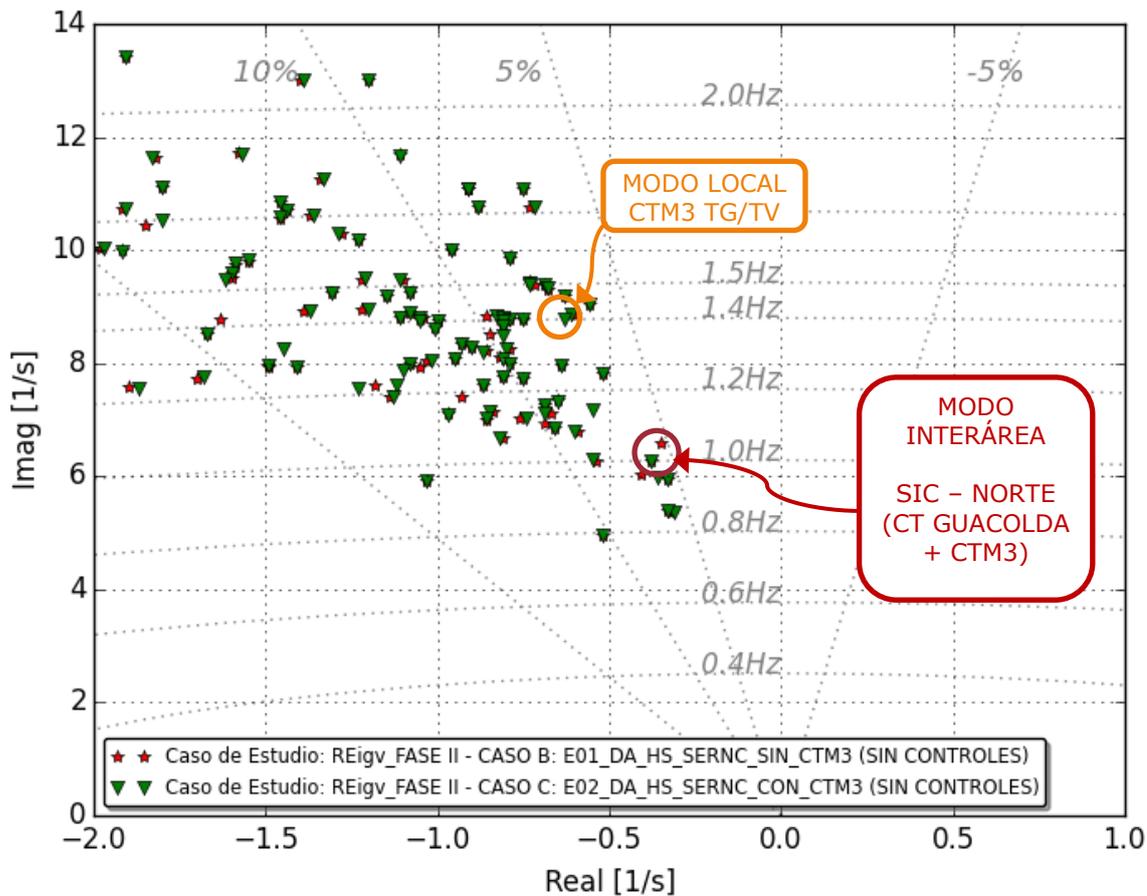


Figura 5-8: FASE II - Ingreso de CTM3

5.2.2 Operación con controladores (Red N)

Habiendo identificado el impacto sobre los modos naturales, se realiza una comprobación de los niveles de amortiguamiento esperados sobre tales condiciones de estudio, considerando que todos los controladores se encuentran operativos (incluyendo los PSS homologados). Asimismo, se analiza el impacto de los estabilizadores (PSS) de la CT Guacolda.

5.2.2.1 Aspectos generales

En esta instancia se realiza la ejecución del análisis modal sobre los escenarios construidos y considerando que se encuentran en servicio los controles de todas las unidades del SIC. En estas condiciones se obtienen dos conclusiones relevantes:

- El modo interárea SIC – NORTE en el cual participa CT GUACOLDA presenta adecuado amortiguamiento ($\geq 10\%$) considerando CTM3 indisponible. Al considerar CTM3 en servicio, dicha unidad se incorpora al modo interárea SIC – NORTE junto a CT GUACOLDA y el modo alcanza amortiguamiento de un 9% en FASE I y 10% en FASE II.

- Con independencia de la topología estudiada en el sistema norte, se encuentran modos con bajo amortiguamiento (entre el 5% y el 10%). Tales modos son del tipo locales, asociados principalmente a centrales de baja potencia que no cuentan con estabilizadores e incluso en algunos casos no presentan modelos homologados.

En la siguiente figura se presentan los modos oscilatorios asociados a los 4 Casos analizados, sin embargo, se omite el reporte de los modos con amortiguamiento menor a un 10% en los cuales participan en forma significativa unidades generadoras con modelos no homologados o bien sin modelos dinámicos. Esto se efectúa con la finalidad de que en la imagen se destaquen los modos de mayor relevancia, sin embargo, todos los modos con amortiguamiento menor a un 10% se presentan en forma condensada para los cuatro Casos en Tabla 5-4 y Tabla 5-5 según el estado de sus controladores.

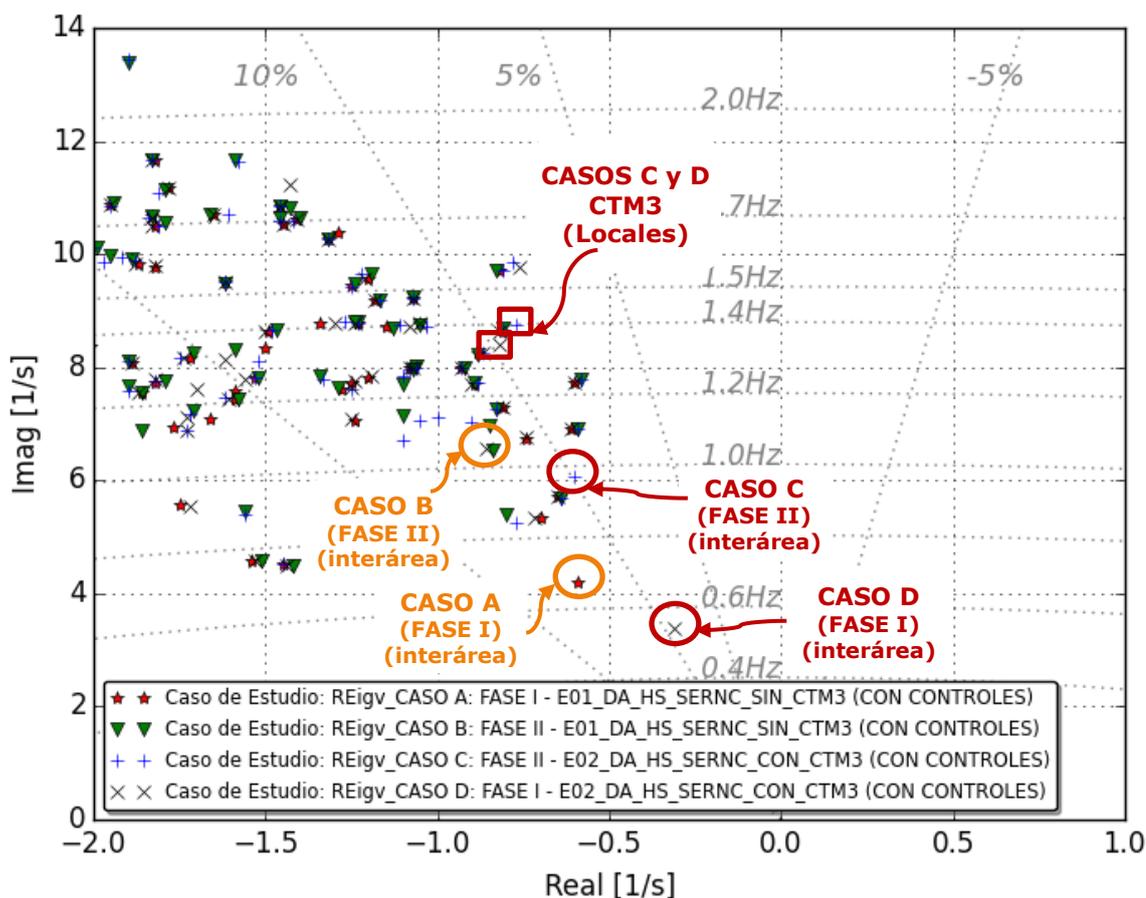


Figura 5-9: CASOS A, B, C y D (Fases I y II con y sin CTM3) | Todas las unidades con sus controles E/S.

CASOS A, B, C y D Modos con $\zeta < 10\%$ en que participan unidades no homologadas o sin modelo						
Modo		Principales unidades participantes	Tipo	ESTADO CONTROLES	CASO (A,B,C,D)	FASE
f [Hz]	ζ [%]					
0,88	6,5	NUEVA ALDEA U3	LOCAL	NO HOM	B	II
1,05	4,4	NUEVA ALDEA U3	LOCAL	NO HOM	A,C	I y II
1,3	8,6	ARAUCO	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,4	9,1	QUELTEHUES U1/U2/U3	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,52	8,7	MALALCAHUELLO	LOCAL	NO HOM	A	I
1,7	6,2	LOS QUILOS U1/U2	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,71	7,2	PILMAIQUEN U1/U2/U3	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,75	6,4	LOS QUILOS U1/U2	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,77	7,3	PILMAIQUEN U1/U2/U3	LOCAL	NO HOM	A,B,C,D	I y II
1,8	8	PALMUCHO	LOCAL	NO HOM	A,B,C	I y II
2,08	9,6	LOS HIERROS U1/U2	LOCAL	NO HOM	B,C	II
2,2	9,2	CMPC CORDILLERA	LOCAL	NO HOM	B	II
2,57	7,9	RENAICO, PICOIQUEN	LOCAL	NO HOM	A,B,C	I y II
2,66	7,8	RENAICO, PICOIQUEN	LOCAL	NO HOM	B,C	II

Tabla 5-4: FASE I y II - Modos con $\zeta \leq 10\%$ en que participan unidades no homologadas o sin modelo.

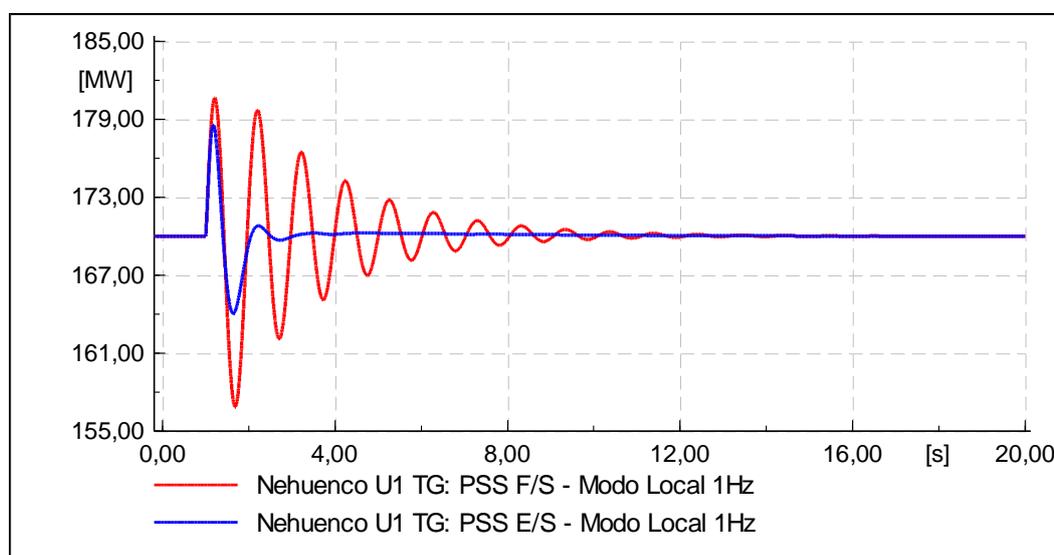
En Tabla 5-4 se presentan las unidades no homologadas y que tienen participación en modos con amortiguamiento inferior a 10%. Cabe destacar que todas ellas poseen potencia nominal inferior a 50MW y que la mayoría de los modos en los que participan tienen amortiguamiento superior a 6%.

CASOS A, B, C y D Modos con $\zeta < 10\%$ en que participan unidades con controles homologados						
Modo		Principales unidades participantes	Tipo	ESTADO CONTROLES	CASO (A,B,C,D)	FASE
f [Hz]	ζ [%]					
0,54	9,1	GUACOLDA U1/U2/U3/U4/U5, CTM3 TG/TV	INTERÁREA	HOM GEN, AVR y PSS: GUACOLDA. HOM GEN, AVR: CTM3	C	I
0,96	9,9	GUACOLDA U1/U2/U3/U4/U5, CTM3 TG/TV, NEHUENCO U1 TG/TV	INTERÁREA	HOM GEN, AVR y PSS: GUACOLDA. HOM GEN, AVR: CTM3	D	II
1,09	8,7	NEHUENCO I TG/TV	LOCAL	HOM GEN, AVR y PSS	A,B,C,D	I y II
1,23	7,7	SAN IGNACIO	LOCAL	HOM GEN y AVR	A,B,C,D	I y II
1,33	9,7	CTM3 TG/TV	LOCAL	HOM GEN y AVR	D	I
1,38	9,4	CIPRESES U1/U2	LOCAL	HOM GEN y AVR: CIPRESES	A,B,C,D	I y II
1,39	8,8	CTM3 TG/TV	LOCAL	HOM GEN y AVR	C	II
1,55	8,4	COLBÚN U2	LOCAL	HOM GEN, AVR y PSS	A,B,C,D	I y II

Tabla 5-5: FASE I y II - Modos con $\zeta \leq 10\%$ en que participan unidades con controles homologados.

A partir de Tabla 5-5 se observan algunos modos con amortiguamiento menor a un 10% y con participación de unidades que cuentan con algunos o todos sus controles homologados:

Modo Nehuenco I TG/TV: Tiene todos sus controles homologados y el amortiguamiento reportado mediante análisis modal es levemente menor al mínimo admisible. No obstante, dicho resultado se debe a que los modelos de PSS de ambas unidades cuentan con bandas muertas, lo cual al aplicar análisis modal se interpreta como una ausencia de PSS, con independencia de que en el análisis temporal el PSS sí actúe. Esto se evidencia en la siguiente figura, la cual muestra el satisfactorio desempeño del PSS de Nehuenco U1 TG ante la excitación de un modo local cercano a 1Hz:



Modo San Ignacio: La unidad tiene potencia nominal menor a 50MW y el modo es local, con amortiguamiento no significativamente bajo (7,7%). Esta unidad se encuentra contemplada en el plan de sintonización de PSS, por lo cual se espera una mejoría en su nivel de amortiguamiento tras la ejecución de la sintonización.

Modo Cipreses: Es una máquina con potencia nominal menor a 50MW y el modo ha sido detectado en la operación real en la zona de 154kV. Otras unidades del área también participan, pero los escenarios elaborados no están despachadas. No obstante lo anterior, existe un plan de homologación/sintonización de PSS en marcha, con lo cual los modos asociados a la red de 154kV debieran mejorar significativamente su desempeño.

Modo Colbún U2: La Unidad 2 se encuentra homologada, pero no la Unidad 1. Si bien el modo no cumple con las exigencias de amortiguamiento, éste es de característica local intraplanta. Se espera que al concretarse la homologación de la Unidad 1 pueda mejorar el desempeño global del Complejo Colbún.

Modo CTM3: Si bien esta unidad cuenta con la homologación del generador y AVR, su PSS se mantiene deshabilitado ya que éste no fue homologado en campo. En esas condiciones, el modo

local presenta un amortiguamiento levemente inferior a las exigencias, con un 9,7% en el Caso D (Fase I) y 8,8 en Caso C (Fase II). Un adecuado ajuste de sus PSS favorecerá el desempeño, lo cual se presenta posteriormente en el apartado 7.3.1.

Modo interárea SIC-NORTE: Destaca la presencia del modo interárea SIC – NORTE en los escenarios en los cuales además de GUACOLDA, también se encuentra CTM3 en servicio. En Fase I (Caso D), la frecuencia es de 0,54Hz y amortiguamiento 9,1%, mientras que la incorporación de la obra Polpaico – Nueva Cardones 2x500kV produce un desplazamiento del modo hacia 0,96Hz con amortiguamiento de 9,9%. Si bien ambos casos se encuentran muy próximos a alcanzar los estándares admisibles de amortiguamiento, el adecuado ajuste y posterior habilitación de los PSS de CTM3 debe aportar amortiguamiento a ambos modos.

En las siguientes cuatro tablas se muestra el detalle de las principales unidades asociadas al modo interárea SIC-NORTE y sus respectivos factores de participación en los cuatro Casos estudiados. A partir de éstas, se observa que en condiciones de ausencia de CTM3, el modo presenta un amortiguamiento que supera con holgura el mínimo exigido, mientras que la incorporación de CTM3 lo disminuye a valores levemente inferiores al límite:

Escenario: F1 - E01_DA_HS_SERNC_SIN_CTM3					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,67	✓ 14	Guacolda U5	154,0	1	1
		Guacolda U1	150,0	0,8	0,6
		Guacolda U2	150,0	0,7	0,5
		Guacolda U3	152,0	0,6	0,5
		Guacolda U4	152,0	0,6	0,5

Tabla 5-6: FASE I - Modo interárea SIC - NORTE | Caso A: E01 - DA - HS - SIN ERNC - SIN CTM3.

Escenario: F1 - E02_DA_HS_SERNC_CON_CTM3					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,54	! 9,1	CTM3-TV	94,4	0,9	1
		CTM3-TG	157,3	0,7	0,7
		Guacolda U5	154,0	0,3	0,3
		Guacolda U1	150,0	0,2	0,2
		Guacolda U2	150,0	0,2	0,2
		Guacolda U3	152,0	0,2	0,2
		Guacolda U4	152,0	0,2	0,2

Tabla 5-7: FASE I - Modo interárea SIC - NORTE | Caso D: E01 - DA - HS - SIN ERNC - CON CTM3.

Escenario: F2 - E01_DA_HS_SERNC_SIN_CTM3					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn [MW]	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,84	✓ 14	Guacolda U5	154,0	0,8	0,6
		Nehuenco U1 TV	148,8	0,8	1
		Nehuenco U1 TG	232,1	0,6	0,9
		Guacolda U1	150,0	0,5	0,2
		Guacolda U2	150,0	0,5	0,2
		Nehuenco U2 TV	139,4	0,4	0,6
		Antuco U1	152,0	0,3	0,4
		Antuco U2	152,0	0,3	0,4
		Bocamina U1	125,0	0,3	0,2
		Bocamina U2	387,6	0,3	0,1
		Guacolda U3	152,0	0,2	0,1
		Guacolda U4	152,0	0,2	0,1
		San Isidro U2 TG	259,3	0,2	0,5
		San Isidro U2 TV	138,6	0,2	0,3
		Pangue U1	228,0	0,2	0,1
		Pangue U2	228,0	0,2	0,1
		Santa María	397,8	0,2	0,1
		Colbún U1	250,0	0,2	0,2
		Ralco U1	381,9	0,1	0
		San Isidro U1 TG	241,1	0,1	0,2
		San Isidro U1 TV	138,1	0,1	0,2
		Nueva Ventanas	280,5	0,1	0,3
		Nehuenco U2 TG	255,0	0,1	0,2
		Nueva Renca TG	258,5	0,1	0,2
		Pehuenche U1	275,5	0,1	0,2
		Pehuenche U2	275,5	0,1	0,2
		Angostura U1	135,5	0,1	0,3
		Angostura U2	135,5	0,1	0,3
		Curillinque	85,5	0,1	0,1
		Viñales	40,8	0,1	0,1

Tabla 5-8: FASE II - Modo interárea SIC - NORTE | Caso B: E01 - DA - HS - SIN ERNC - SIN CTM3.

Escenario: F2 - E02_DA_HS_SERNC_CON_CTM3					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn [MW]	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,96	9,9	CTM3-TV	94,4	1	1
		CTM3-TG	157,3	0,3	0,3
		Guacolda U5	154,0	0,3	0,2
		Nehuenco U1 TV	148,8	0,3	0,3
		Guacolda U1	150,0	0,2	0,1
		Guacolda U2	150,0	0,2	0,1
		Nehuenco U1 TG	232,1	0,2	0,2

Tabla 5-9: FASE II - Modo interárea SIC - NORTE | Caso C: E01 - DA - HS - SIN ERNC - CON CTM3.

En lo que respecta a FASE II, a partir de Tabla 5-8 se observa que el modo SIC – NORTE se encuentra satisfactoriamente amortiguado y que unidades del SIC CENTRO y SIC SUR tienen participación con valores pequeños ($\sim 0,1$). Por otra parte, en el caso en que se considera CTM3 en servicio, ésta adquiere la mayor participación en el modo, tal como se reporta en Tabla 5-9. En consecuencia, en dicho caso las unidades de menor incidencia disminuyen su participación respecto a la que cuenta con mayor participación, por lo que no se reportan en la tabla.

5.2.2.2 Ingreso del sistema Polpaico – Nueva Cardones 500kV

Tal como se presenta en el apartado 5.2.1, la extensión del sistema de 500kV mediante la incorporación de la obra POLPAICO – NUEVA CARDONES 2x500kV (FASE II) modifica el comportamiento del modo interárea SIC – NORTE y de los modos asociados a la CT Guacolda.

Esta condición topológica se estudia en detalle en el informe <<EE-ES-2014-0879: Estudio de Operación Sistema 500kV Polpaico – Cardones>>, manteniéndose los resultados arribados en aquel estudio. A modo de referencia se presenta nuevamente aquí uno de los análisis más relevantes, el cual corresponde al apagado de todos los estabilizadores de la CT Guacolda. Se observa aquí la importancia de los mismos para asegurar la estabilidad oscilatoria del área norte.

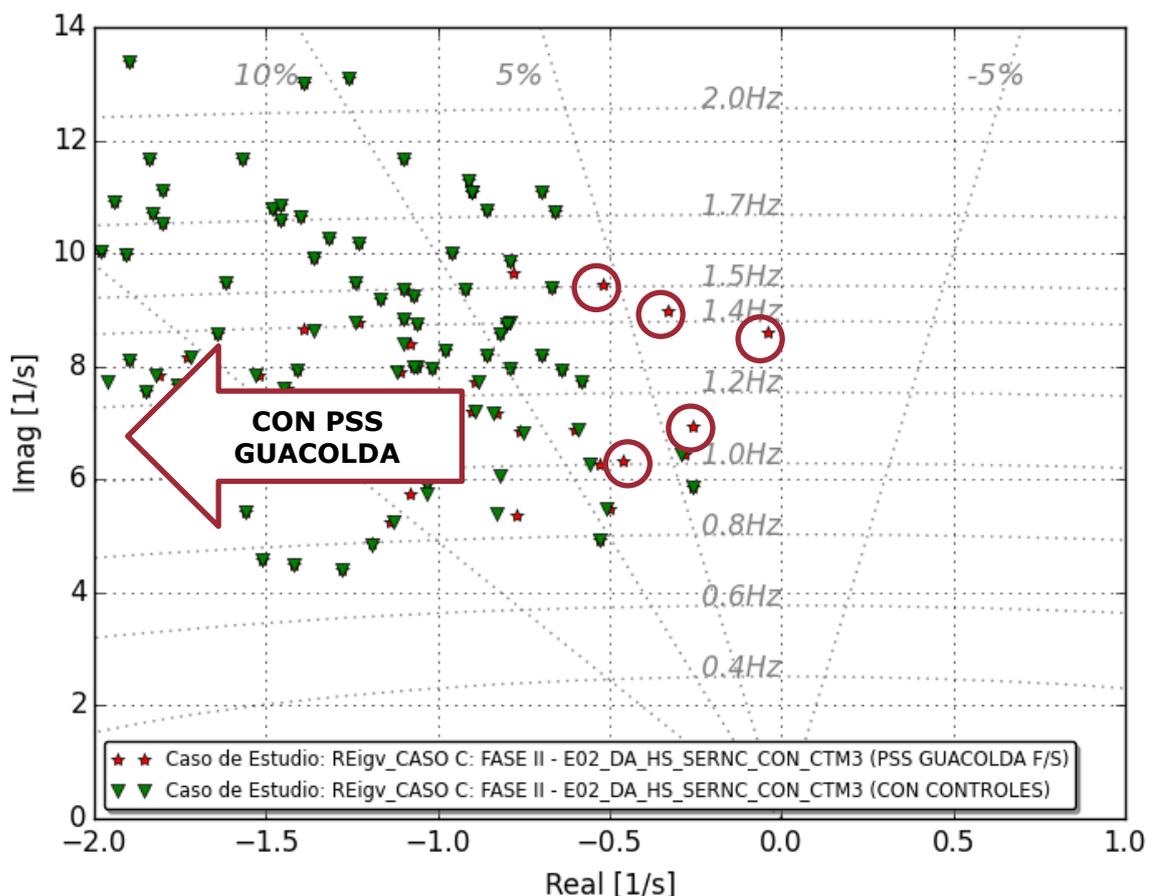


Figura 5-10: Evidencia del efecto estabilizante de los PSS de CT Guacolda.

5.2.3 Análisis ante contingencias simples (N-1)

Complementando el análisis para condiciones de régimen permanente se presentan aquí los resultados obtenidos del análisis de condiciones de contingencia, ante la pérdida de cada uno de los tramos del enlace Polpaico – Los Changos 500kV.

Tal como puede apreciarse en la figura siguiente en todos los casos el amortiguamiento resulta mayor al 5% establecido en la NTSyCS, lo cual se considera admisible. El modo reportado con amortiguamiento levemente menor a 5% en las proximidades de 1Hz corresponde a Nueva Aldea U3, pero al no estar homologada no se considera relevante.

Se destaca que la pérdida de alguno de los tramos no tiene un impacto significativo en los modos y amortiguamientos presentes en el sistema, poniendo en evidencia la robustez del mismo.

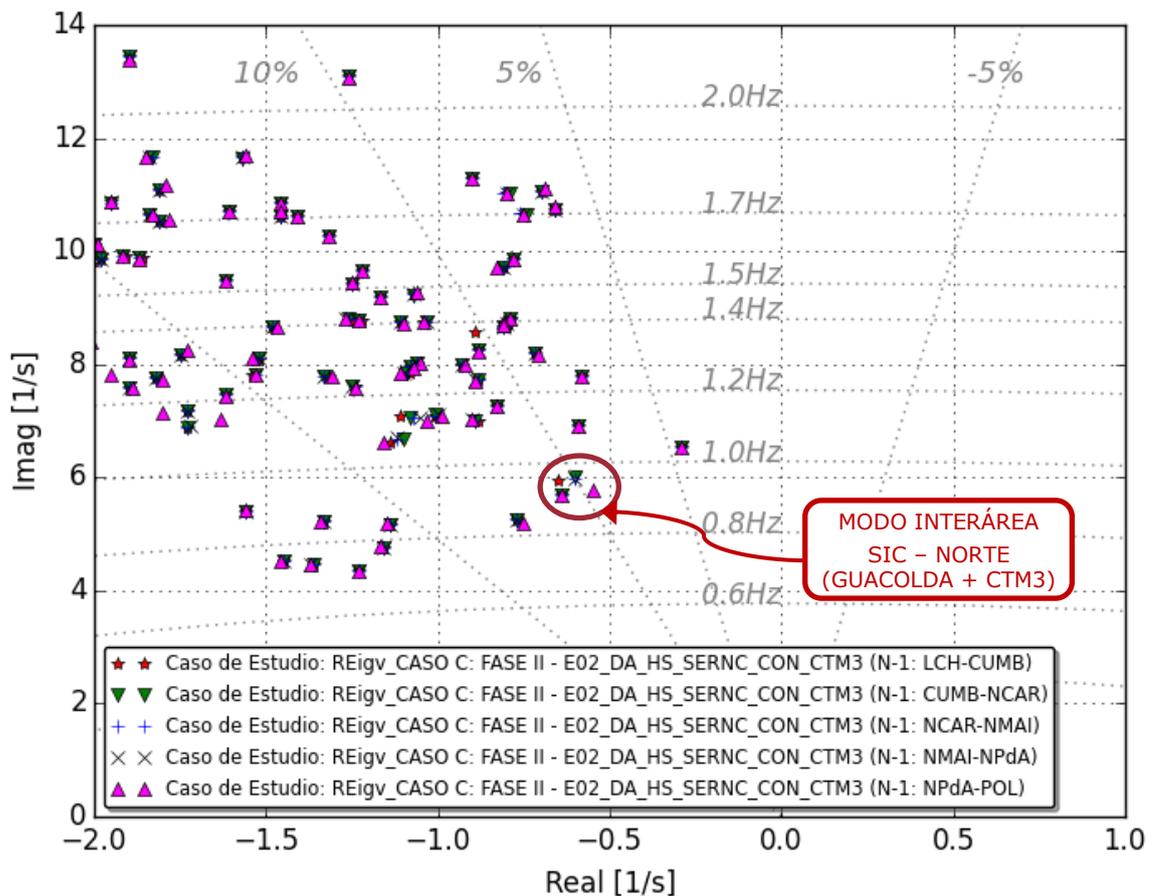


Figura 5-11: FASE II: Análisis ante contingencias simples en tramos de LOS CHANGOS - POLPAICO 500kV.

5.2.4 Principales resultados y conclusiones

A partir del análisis modal aquí realizado se encuentra que:

- La incorporación del sistema de transmisión Polpaico – Nueva Cardones 500kV en FASE II mejora el desempeño natural (sin controles) de todo el sistema respecto a FASE I, específicamente para el modo interárea SIC – NORTE (con principal participación de la CT GUACOLDA) al incrementarse la frecuencia y amortiguamiento del modo.
- Ante la incorporación de CTM3, tanto en FASE I como FASE II, se introduce un modo local con frecuencia $\sim 1,4\text{Hz}$ y amortiguamiento entre $\sim 9\%$ y $\sim 10\%$. Esta central además participa en el modo SIC – NORTE junto con la CT Guacolda en ambas Fases y es la unidad con mayor participación. Esto último se relaciona con que, si bien se encuentra homologada, sus PSS se encuentran deshabilitados debido a que no fueron homologados en campo. La habilitación de los PSS de CTM3 con los ajustes adecuados debe incrementar el amortiguamiento del modo.
- Considerando todos los controles en servicio, en condiciones en que CTM3 no se encuentra disponible el modo interárea SIC – NORTE presenta un amortiguamiento de $\sim 14\%$ en FASE I y FASE II.
- Se detectan modos con bajo amortiguamiento (entre el 5% y el 10%), asociados principalmente a centrales de baja potencia ($P < 50\text{MW}$) que no cuentan con estabilizadores e incluso en algunos casos no presentan modelos homologados. Estos modos tienen un impacto localizado y reducido sobre el sistema y no comprometen la estabilidad oscilatoria del sistema en su conjunto.

Sobre la base de los resultados obtenidos en este apartado se recomienda:

- Mantener los ajustes de los estabilizadores de la CT GUACOLDA. Se debe asegurar que los estabilizadores de esta central se encuentren siempre operativos.
- Asegurar que CTM3 cuente con estabilizadores que le permitan aportar amortiguamiento no sólo a sus modos locales sino también a los modos interárea SIC – NORTE.

5.3 FASE III – Escenarios Específicos

A continuación se presentan los análisis para la FASE III, la cual considera conectados al SING y el SIC y contempla disponible la obra POLPAICO – NUEVA CARDONES 500kV.

5.3.1 Sensibilidad de los controladores (Red N)

Como primer paso en el análisis de los Escenarios Específicos de la FASE III, para un mismo Escenario Testigo se efectúa un análisis modal contemplando a los controladores en diferentes condiciones operativas. Específicamente, se evalúan 3 casos:

- Sin controladores: se considera fuera de servicio a todos los modelos de planta (controladores) de los elementos de la red, tales como unidades sincrónicas, ERNC, equipos de compensación estática de reactivos, etc. De esta forma se obtienen los modos naturales propios del sistema.
- Sin estabilizadores: todos los modelos de planta se consideren en servicio, a excepción de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) de las unidades que cuenten efectivamente con dicho equipamiento. De esta forma se cuenta con una referencia que permite desacoplar el efecto de los PSS respecto del resto de los controladores de cada unidad sincrónica en términos de las propiedades de cada modo electromecánico reportado.
- Con controladores actuales: considera disponibles todos los controladores de los elementos del sistema previstos para la FASE III, incluyendo a los PSS que se encuentran homologados.

Como Escenario Testigo se utiliza el Escenario 4, el cual maximiza las transferencias SING → SIC (~900MW) en condiciones de Demanda Alta e Hidrología Seca, sin disponibilidad ERNC:

→ Escenario 4: F3 – E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS

En Figura 5-12 se presenta un diagrama de polos en el cual se reportan los modos oscilatorios menores a un 10% para los 3 estados de los controladores:

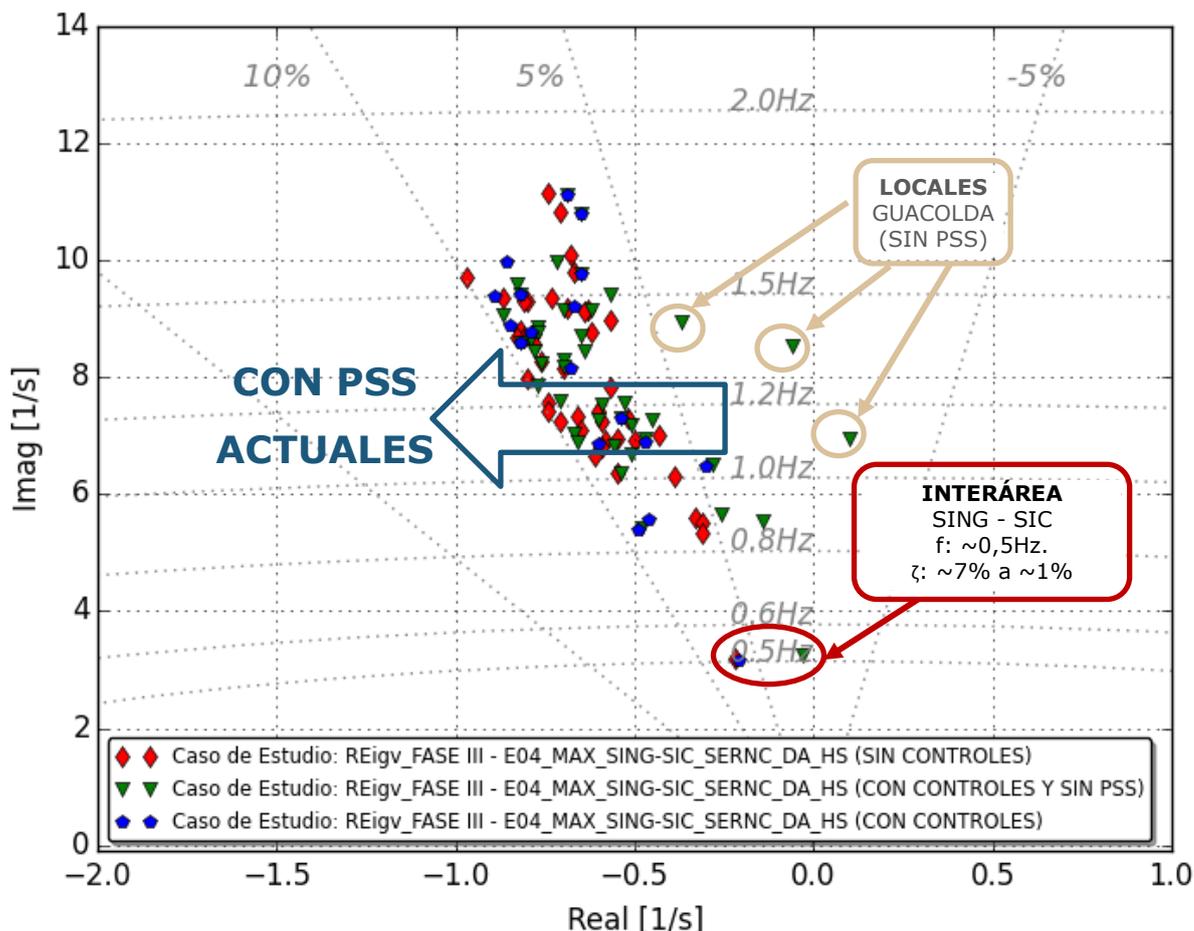


Figura 5-12: FASE III - Escenario 4 | Sensibilidad según estado de los controladores | Diagrama de polos.

De la imagen anterior se destaca la presencia de un modo lento (~0,5Hz) de bajo amortiguamiento en las 3 condiciones evaluadas. Si bien su amortiguamiento es similar tanto sin controles como con controles (~7,2%), al considerar habilitados los controladores sin los PSS, el modo se desplaza y alcanza un amortiguamiento significativamente menor (~1%). En otras palabras, los PSS son necesarios para contrarrestar los efectos adversos de los controladores (reguladores de tensión) en términos de amortiguamiento. Adicionalmente, cabe destacar que los modos naturales son de por sí amortiguados (estables), aunque algunos presentan amortiguamientos inferiores al 10%.

Otro aspecto apreciable corresponde a los efectos estabilizantes de los PSS sobre los modos de la CT Guacolda. Como se aprecia, en una condición hipotética en la cual el sistema no cuente con ningún estabilizador, los niveles de amortiguamiento de los modos locales donde participa esta central decrecerían significativamente, incluso pudiendo llegar teóricamente a la inestabilidad (modos en el semiplano derecho). Se destaca que los estabilizadores de esta central, los cuales tienen naturalmente mayor efecto sobre estos modos locales, se encuentran homologados y específicamente ajustados mediante el método de ajuste robusto. Adicionalmente, se destaca que incluso ante condiciones de indisponibilidad de todos los PSS de CT Guacolda, el modo interárea SIC-SING cuenta con un amortiguamiento reducido, pero teóricamente estable.

5.3.2 Operación con controladores actuales (Red N y N-1)

Tomando en consideración los resultados del análisis sobre Escenarios Base obtenidos en el apartado 5.1.2, los análisis sobre Escenarios Específicos se efectúan en casos que maximizan las transferencias SING → SIC en condiciones de Demanda Alta e Hidrología Seca. De esta forma, para los análisis de la FASE III se adoptan los siguientes escenarios testigo:

- Escenario 3: F3 – E03_MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS (~900MW SING → SIC)
- Escenario 4: F3 – E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS (~900MW SING → SIC)

Análisis en Red N

La siguiente figura muestra un diagrama de polos en el cual se grafican los modos oscilatorios de los dos escenarios testigos en condiciones de Red N considerando todos los controladores (incluyendo los PSS) en servicio, en la cual se destacan algunos de los modos detectados:

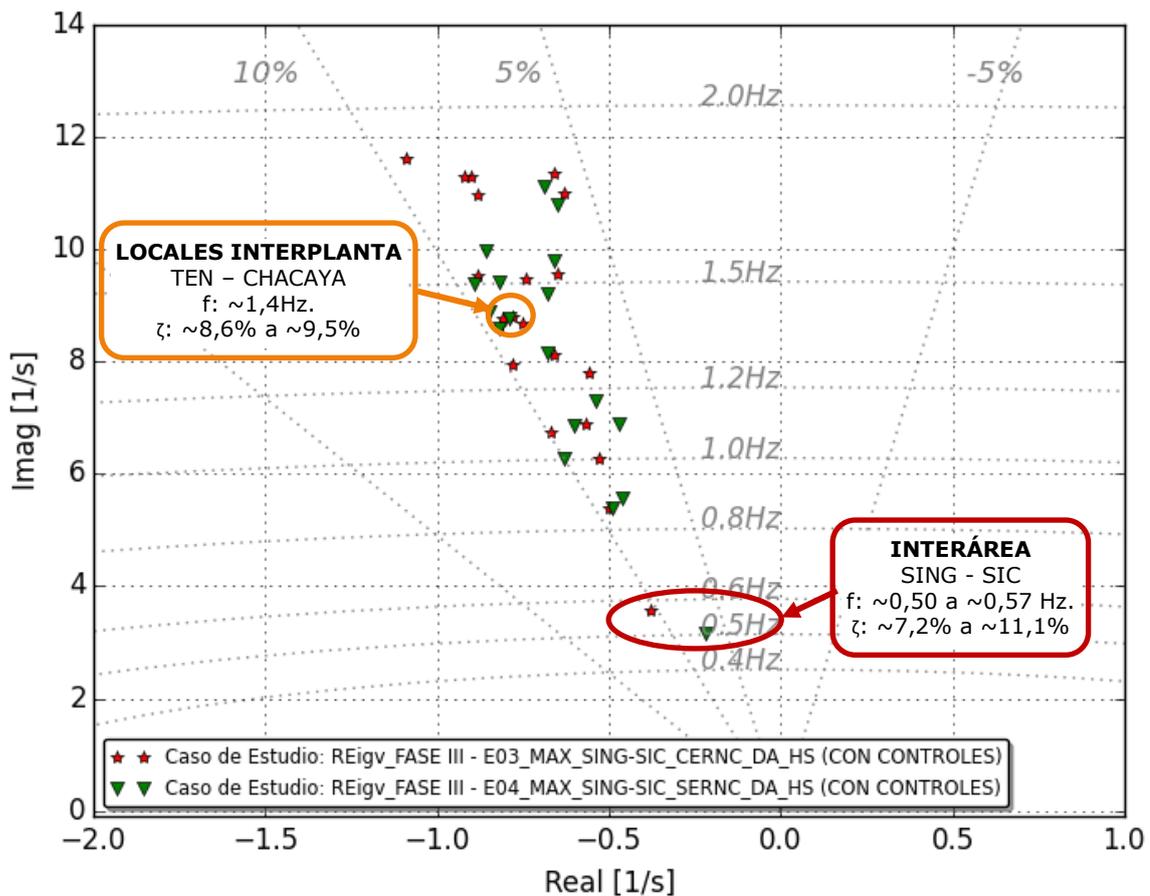


Figura 5-13: FASE III – Escenarios 3 y 4 | Diagrama de polos en Red N.

De la figura anterior, en ambos escenarios se observa la presencia de un modo oscilatorio interárea SIC-SING en el entorno de 0,5Hz a 0,6Hz aproximadamente. En el escenario que contempla disponibilidad de ERNC el modo presenta un amortiguamiento acorde con los estándares

admisibles (11,1%), mientras que en el escenario sin ERNC el modo alcanza un amortiguamiento inferior (7,2%).

Adicionalmente, en frecuencias superiores también se identifican modos oscilatorios con bajo amortiguamiento. La mayoría corresponden a unidades pequeñas y/o con modelos dinámicos no homologados, sin embargo, algunos de los modos son de mayor interés debido a las máquinas involucradas, tales como el modo TEN-CHACAYA. Por este motivo, en la Tabla 5-10 y la Tabla 5-11 se presenta un detalle de todos los modos con amortiguamiento menor a un 10% en Escenario 3 y Escenario 4 respectivamente, en el cual se incluyen las unidades con participación más significativa, el tipo de modo y la relevancia que tiene conforme a los criterios especificados en 3.3.5.

Escenario 3: F3 - E03_MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS				
Modo		Principales unidades participantes	Tipo	Relevancia
f [Hz]	ζ [%]			
0,57	11,1	U16, CTM2, CTTAR, SANTA MARÍA, NTO1, CCH2, NVA. VENTANAS, U13, CTA, CTH, CTM1, CTM3-TG, IEM, BOCAMINA U2, CTM3-TV, KELAR TG1/TG2, NVA. RENCA TG, KELAR TV, CAMPICHE, ANG U1/U2, NEHUENCO U1 TG, PANGUE U1, NVA. RENCA TV	INTERÁREA	ALTA⁵
0,86	9,2	CELCO, VIÑALES	LOCAL	BAJA
1	8,4	ISLA U1/U2, NEHUENCO U1 TV, CURILLINQUE, NEHUENCO U1 TG, CIPRESES U1/U2, CONFLUENCIA, VIÑALES, NVA. VENTANAS	LOCAL	BAJA⁶
1,02	4,5	NUEVA ALDEA U3	LOCAL	BAJA
1,07	9,9	KELAR TV/TG1/TG2	LOCAL	BAJA
1,1	8,3	NEHUENCO U1 TG/TV	LOCAL	BAJA⁷
1,24	7,2	SAN IGNACIO	LOCAL	BAJA
1,26	9,8	CAPULLO, PETROPOWER, PULLINQUE, PILMAIQUEN, VALDIVIA, CANUTILLAR U1, RUCATAYO, ARAUCO, BOCAMINA U1/U2	LOCAL	BAJA
1,29	8	ARAUCO, PETROPOWER	LOCAL	BAJA
1,37	9,5	CIPRESES U1/U2	LOCAL	MEDIA
1,38	8,6	IEM, CTM3 TG, CTM1, CTA, CTH, CTM3 TV	LOCAL	MEDIA
1,4	8,9	QUELTEHUES U1/U2/U3, EL VOLCÁN	LOCAL	BAJA
1,4	9,2	PILMAIQUEN, PULLINQUE, VALDIVIA, CANUTILLAR U1, RUCATAYO	LOCAL	MEDIA
1,51	7,7	CTM1, CTA, CTH	LOCAL	MEDIA
1,52	6,8	PILMAIQUEN	LOCAL	BAJA
1,52	9,2	CTM3 TG, IEM	LOCAL	MEDIA
1,75	5,7	LOS QUILOS U1/U2	LOCAL	BAJA
1,75	8	PILMAIQUEN, RUCATAYO	LOCAL	BAJA
1,8	7,9	PILMAIQUEN	LOCAL	BAJA
1,8	8,1	PILMAIQUEN	LOCAL	BAJA
1,81	5,8	LOS QUILOS U1/U2	LOCAL	BAJA
1,85	9,3	EPSA U1/U2/U3	LOCAL	BAJA

Tabla 5-10: FASE III - Escenario 3 - MAX SING-SIC CON ERNC DA HS | Modos de mayor interés.

⁵ Estos resultados difieren levemente de los reportados en la ETAPA B, pues se actualizó la base de datos conforme a observaciones emitidas (v.g. apertura extremo El Tesoro de línea Encuentro – El Tesoro). Lo mismo aplica para la Tabla 5-11 asociada al Escenario 4.

⁶ Este modo se clasifica como de baja relevancia, pues corresponde a un modo local de ISLA, unidad que no se encuentra actualmente homologada. Por esta razón, el modo no es representativo de la operación real.

⁷ Se clasifica con relevancia baja, pues se debe a que la banda muerta de los PSS se interpreta como una ausencia de PSS en análisis modal, pese a que en el análisis temporal los PSS sí aportan amortiguamiento según se detalla en 5.2.2.1

Escenario 4: F3 - E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS				
Modo		Principales unidades participantes	Tipo	Relevancia
f [Hz]	ζ [%]			
0,5	7,2	U16, CTM2, CTTAR, CCH1/2, NTO1/2, BOCAMINA U2, U14, U15, CTA, CTH, CTM3 TG/TV, IEM, SAN ISIDRO U2 TG, KELAR TG1/TG2/TV, CTS C. DOMINADOR, NEHUENCO U1 TG, ANG U1/U2, NVA. VENTANAS	INTERÁREA	ALTA
0,86	9	VIÑALES, CELCO	LOCAL	BAJA
0,89	8,2	U16, KELAR TV/TG1/TG2, CTM3 TV, IEM, U14, CTM3 TG, CTTAR	LOCAL	MEDIA
1,03	4,5	NUEVA ALDEA U3	LOCAL	BAJA
1,09	6,8	KELAR TV/TG1/TG2, CTM3 TV	LOCAL	MEDIA
1,09	8,8	NEHUENCO U1 TG/TV	LOCAL	BAJA
1,16	7,3	KELAR TG1/TG2	LOCAL	MEDIA
1,3	8,4	PETRO POWER, ARAUCO	LOCAL	BAJA
1,37	9,5	CIPRESES U1/U2	LOCAL	MEDIA
1,39	9	QUELTEHUES U1/U2/U3, EL VOLCÁN	LOCAL	BAJA
1,42	9,5	CTA, CTH, IEM, CTM3 TG	LOCAL	MEDIA
1,47	7,4	PILMAIQUEN, VALDIVIA, CANUTILLAR U1/U2	LOCAL	MEDIA
1,5	9,5	COLBÚN U2	LOCAL	BAJA
1,5	8,7	CTM3 TG, IEM	LOCAL	BAJA
1,56	6,7	PILMAIQUEN U4/U5	LOCAL	BAJA
1,59	8,6	U15	LOCAL	BAJA
1,72	6	LOS QUILOS U1/U2	LOCAL	BAJA

Tabla 5-11: FASE III - Escenario 4 - MAX SING-SIC SIN ERNC DA HS | Modos de mayor interés.

De las tablas anteriores se evidencia que, para los dos escenarios analizados, el modo interárea SIC-SING es el de mayor relevancia. Por este motivo, en Tabla 5-12 y Tabla 5-13 se presenta el detalle del nivel de participación que tiene cada unidad sincrónica en dicho modo en ambos escenarios. De estas tablas se puede apreciar que las unidades con mayores factores de participación corresponden a generadores localizados en el SING.

Escenario 3: F3 - E03_MAX_SING-SIC_CERN_C DA_HS					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn [MW]	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,57	✓ 11,1	U16	400	0,9	1
		CTM2	167,71	0,3	0,4
		CTTAR	158,1	0,3	0,4
		Santa María	397,8	0,2	0
		NTO1	133,03	0,2	0,3
		CCH2	280,5	0,2	0,3
		U13	78,2	0,1	0,1
		CTA	165,04	0,1	0,1
		CTH	165,04	0,1	0,1
		CTM1	150,03	0,1	0,1
		IEM	387,6	0,1	0,2
		Bocamina U2	387,6	0,1	0
		CTM3-TV	94,35	0,1	0,1
		Kelar TG2	191,25	0,1	0,2
		Kelar TG1	191,25	0,1	0,2
		Kelar TV	180,5	0,1	0,2
		Nueva Ventanas	280,5	0,1	0,1
		ANG2	280,5	0,1	0,1
		ANG1	280,5	0,1	0,1
Nehuenco U1 TG	232,05	0,1	0		

Tabla 5-12: FASE III - Escenario 3 - MAX SING-SIC CON ERNC DA HS | Detalle del modo de mayor relevancia.

Escenario 4: F3 - E04_MAX_SING-SIC_SERNC DA_HS					
Modo		Participación			
f	ζ	Unidad	Pn [MW]	Factor Participación	
[Hz]	[%]			Velocidad [pu]	Ángulo [pu]
0,5	7,2	U16	400	0,8	1
		CTM2	167,71	0,3	0,4
		CTTAR	158,1	0,3	0,4
		CCH1	280,5	0,3	0,4
		CCH2	280,5	0,2	0,4
		NTO1	133,03	0,2	0,2
		NTO2	133,03	0,2	0,2
		Bocamina U2	387,6	0,2	0
		U14	124,95	0,2	0,3
		U15	124,95	0,1	0,2
		CTA	165,04	0,1	0,1
		CTH	165,04	0,1	0,1
		CTM3-TG	157,25	0,1	0,1
		IEM	387,6	0,1	0,2
		CTM3-TV	94,35	0,1	0,1
		Kelar TG2	191,25	0,1	0,2
		Kelar TG1	191,25	0,1	0,2
		CTS Cerro Dominado	124,95	0,1	0,2
		Kelar TV	180,5	0,1	0,2
		ANG2	280,5	0,1	0,2
ANG1	280,5	0,1	0,2		
Nueva Ventanas	280,5	0,1	0		

Tabla 5-13: FASE III - Escenario 4 - MAX SING-SIC SIN ERNC DA HS | Detalle del modo de mayor relevancia.

Si bien a partir de las tablas presentadas es posible conocer qué unidades participan en cada uno de los modos, resulta de interés identificar exactamente entre qué unidades se presentan las oscilaciones de pequeña señal ante la excitación de un modo específico. La herramienta que permite visualizar esto corresponde a los vectores de observabilidad (*mode shapes*) asociados a cada unidad sincrónica, los cuales se normalizan respecto al de mayor magnitud y se grafican en un plano

complejo. En Figura 5-14 se presenta una imagen en la cual cada vector representa la observabilidad de cada una de las máquinas sincrónicas que participan en el modo interárea SIC-SING de 0,5Hz en el Escenario 4:

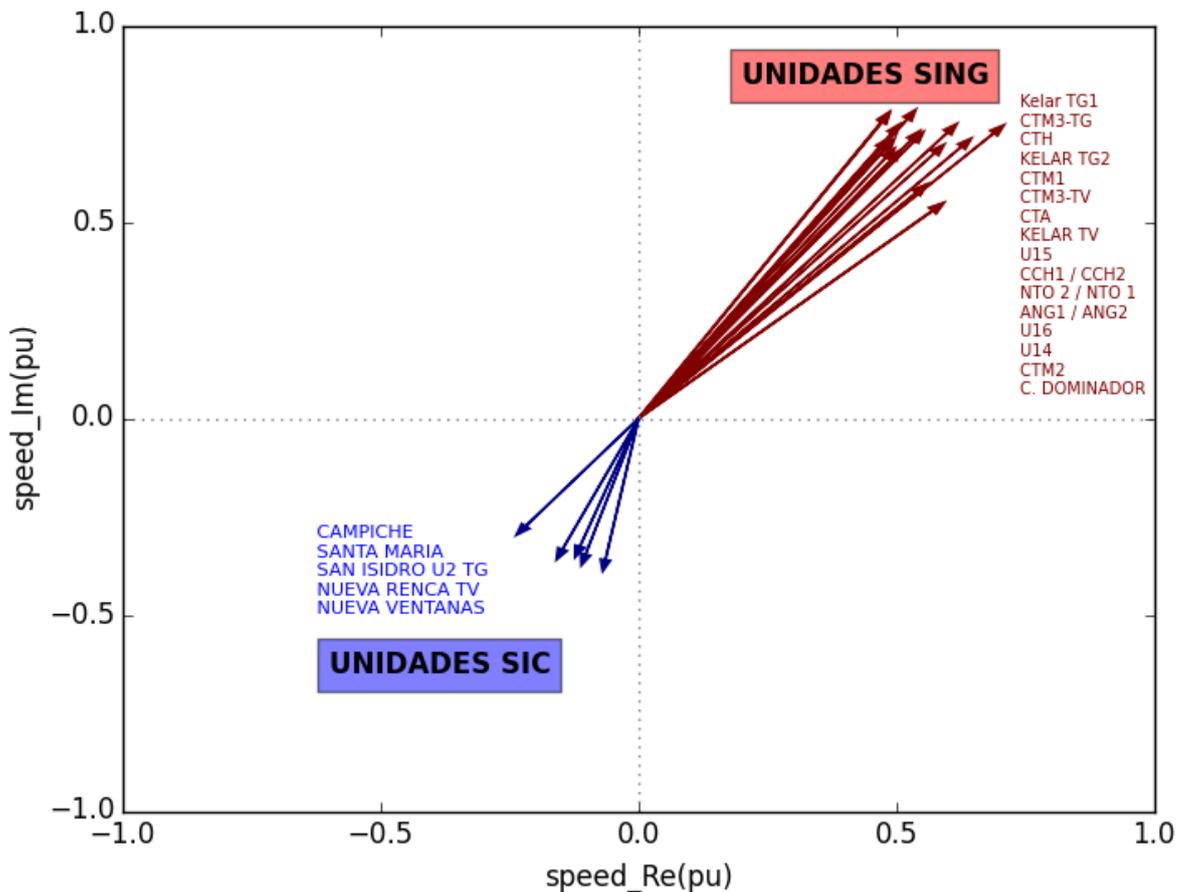


Figura 5-14: FASE III - Escenario 4 | Diagrama de observabilidad del modo interárea SIC-SING.⁸

A partir de la figura anterior se evidencia que de las unidades con participación relevante en el modo interárea SIC-SING, la observabilidad de cada una de las pertenecientes al SING se encuentra en contrafase con las del SIC, lo cual corrobora que el modo detectado es de característica interárea. Adicionalmente, se destaca que las magnitudes de los vectores asociados a las unidades del SING son significativamente mayores que las de las unidades del SIC, lo cual resulta esperable en consideración a que en general las máquinas del SING cuentan con mayor participación en el modo.

⁸ El nombre de cada unidad participante del SIC y el SING se ordena por grupo de modo que la unidad reportada más arriba (i.e. Campiche en el SIC y Kelar TG1 en el SING), corresponde al vector cuya coordenada en el eje x se encuentra lo más a la izquierda en el plano, mientras que la unidad reportada más abajo (i.e. Nueva Ventanas en el SIC y Cerro Dominador en el SING), está asociada al vector cuya coordenada de eje X se encuentra lo más a la derecha del plano. Las unidades intermedias siguen la misma lógica arriba → abajo asociado a izquierda → derecha.

En lo que respecta a los modos locales de relevancia media, éstos no derivan de la interconexión SIC-SING y si bien poseen amortiguamientos menores a un 10%, no resultan excesivamente bajos (de hecho resultan siempre mayores al 5%). Actualmente se encuentran en curso planes de homologación y sintonización de estabilizadores, por lo que se espera que a futuro mejore el desempeño en los modos asociados a unidades incorporadas en aquellos planes.

Análisis en Red N-1

Como complemento al reporte presentado para Red N, a continuación se efectúa un análisis para condiciones de Red N-1, el cual se desarrolla mediante técnicas de análisis modal y de simulaciones de transitorios electromecánicos de pequeña y gran señal. Como Escenario Testigo se utiliza el que en Red N presenta el menor desempeño en términos de pequeña señal, es decir, el Escenario 4: F3 – E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS (~900MW SING → SIC).

La siguiente figura reporta la ubicación de los polos asociados al Escenario 4 para seis condiciones:

- Escenario 4 + indisponibilidad LT. CHANGOS – CUMBRE C1 500kV.
- Escenario 4 + bypass de 1 condensador serie en LT. CHANGOS – CUMBRE C1 500kV.
- Escenario 4 + indisponibilidad Transformador N. Cardones 500/220kV.
- Escenario 4 + indisponibilidad Transformador N. Maitencillo 500/220kV.
- Escenario 4 + indisponibilidad LT. N. MAITENCILLO – N. PAN DE AZÚCAR C1 500kV.
- Escenario 4 + indisponibilidad LT. N. PAN DE AZÚCAR - POLPAICO C1 500kV.

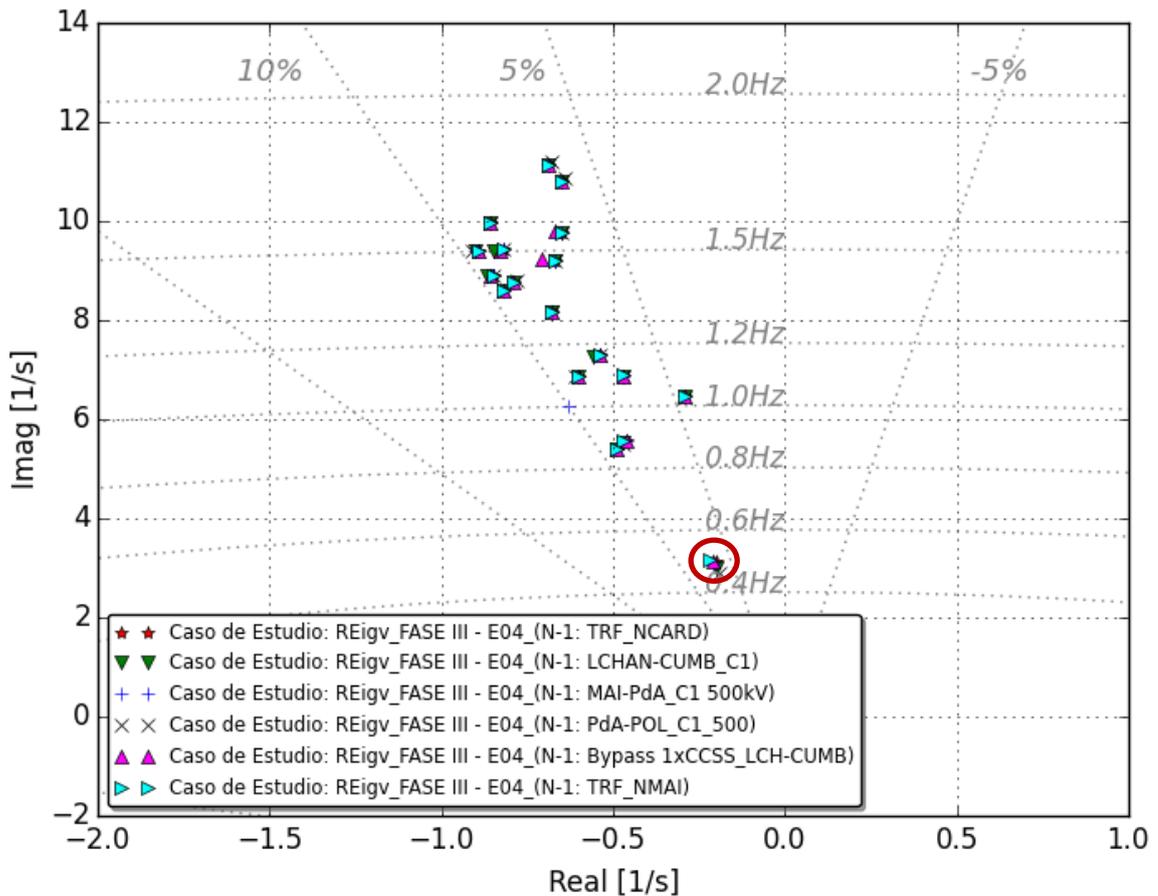


Figura 5-15: FASE III - Escenario 4 | Diagrama de polos ante condiciones de Red N y Red N-1.

A partir de Figura 5-15 se observa que para los 5 casos evaluados de indisponibilidad no simultánea de elementos del sistema de transmisión, los modos oscilatorios presentan características muy similares entre sí y respecto a la condición de Red N. No obstante, el modo interárea SIC-SING previamente identificado se desplaza levemente ante la indisponibilidad de LOS CHANGOS – CUMBRE C1 500kV alcanzando una frecuencia de 0,48Hz, mientras que su amortiguamiento decrece levemente desde 6,68% hasta 6,62%, en cumplimiento con los estándares admisibles.

Como complemento a lo anterior, en Figura 5-16 se presenta la evolución temporal de la frecuencia en máquinas del SIC y del SING ante la desconexión del tramo LOS CHANGOS – CUMBRE C1 500kV, así como también de la potencia eléctrica por el circuito sano del tramo desconectado:

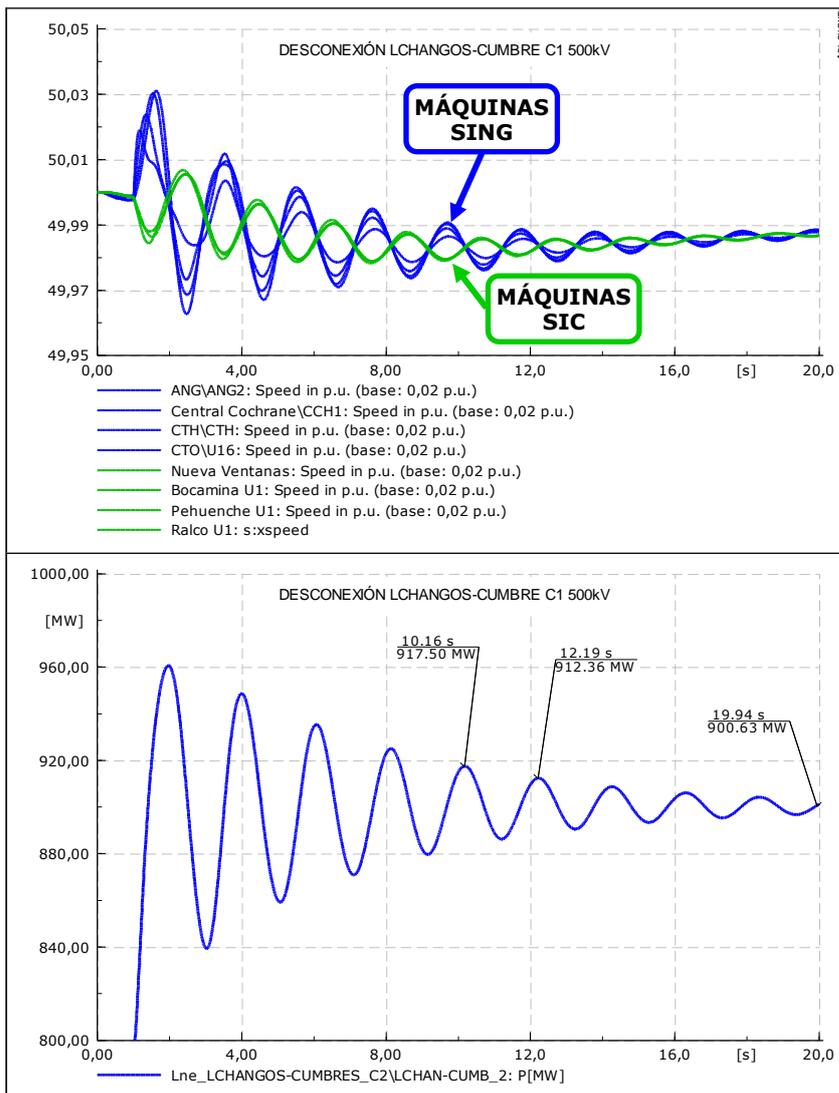


Figura 5-16: FASE III - Escenario 4 | N-1: Desconexión LOS CHANGOS-CUMBRE C1 500kV | Evolución temporal.

A partir de la figura anterior se evidencia que, tras la ocurrencia del evento de pequeña señal, las máquinas del SIC presentan oscilaciones en contrafase con las del SING, lo cual se constituye como un indicador de la presencia del modo interárea SIC-SING desde la perspectiva de las simulaciones de transitorios electromecánicas. Adicionalmente, se calcula el amortiguamiento sobre el circuito sano del tramo en el cual ocurre la desconexión, el cual alcanza un valor de ~5,8%, en línea con lo detectado mediante análisis modal y en cumplimiento con la normativa (Artículo 5-43 NTSyCS).

5.3.3 Principales resultados y conclusiones

A partir de los resultados obtenidos sobre los diversos niveles de demanda, hidrología, penetración renovable y condiciones de contingencia simple se pone en evidencia que ante la vinculación entre estos sistemas se presenta un modo de características interárea entre las unidades del SIC y del SING. Ante la excitación de este modo, las unidades del SING oscilan al unísono "contra" las unidades del SIC. En términos dinámicos, esto se asemeja a la oscilación de un generador equivalente a todas las unidades sincrónicas del SING frente a otro generador que concentre a todas las unidades del SIC. La impedancia de vinculación entre estos dos grandes generadores equivalentes está asociada al sistema de transmisión que vincula ambos sistemas.

Se destaca que el modo SIC-SING es naturalmente (sin controles) estable y que contemplando los controles actuales (incluidos los PSS homologados) permanece en el semiplano izquierdo, pero los niveles de amortiguamiento encontrados en las condiciones más exigentes resultan por debajo de los estándares admisibles.

Se encuentra que las condiciones de contingencia simple que conlleven a la pérdida de alguno de los tramos de vinculación entre LOS CHANGOS y POLPAICO no derivan en cambios apreciables en las características del modo, lo cual se asocia a que el cambio neto en la impedancia de vinculación entre sistemas ante estos eventos es relativamente baja respecto a la impedancia total.

A partir de los resultados obtenidos sobre el escenario más exigente de FASE III, el cual corresponde a una condición operativa de Demanda Alta, Hidrología Seca y sin ERNC, se determinan las unidades que participan preponderantemente en el modo SIC-SING y que pueden requerir un reajuste de sus estabilizadores para alcanzar los amortiguamientos exigidos por la normativa.

En Tabla 5-14 se presenta un resumen de estas unidades, indicándose el rango de frecuencia en el cual participan según los diferentes modos encontrados. El orden de prioridad se establece en base a los factores de participación de estas unidades al modo en cuestión. Se destaca que existen unidades que actualmente ya cuentan con ajustes adecuados para el amortiguamiento del modo SIC-SING, lo cual se muestra en el capítulo siguiente.

Adicionalmente, cabe destacar que de los análisis sobre Escenarios Base presentados para FASE IV en el presente informe, junto con los desarrollados en el documento <<EE-ES-2016-1352-RA>> en mayor detalle, se encuentra que todas las unidades reportadas en Tabla 5-14 participan en el modo interárea SIC - SING de $\sim 0,26\text{Hz}$, razón por la cual se contempla este valor como frecuencia mínima de interés.

Unidades a ajustar según orden de prioridad					
Prioridad	Generador	P. Nom [MW]	Características de participación		
			Modo SIC-SING	Modos Locales	Rango de frecuencia [Hz]
1	U16	400	SÍ	NO	0,26 - 0,57
	CTM3 TG	157	SÍ	SÍ	0,26 - 1,48
	CTM3 TV	94	SÍ	SÍ	0,26 - 1,38
	CTTAR	158	SÍ	SÍ	0,26 - 0,89
	CTM2	167	SÍ	NO	0,26 - 0,59
	ANG U1	280	SÍ	NO	0,26 - 0,55
	ANG U2	280	SÍ	NO	0,26 - 0,59
	CTA	168	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
	CTH	168	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
2	U14	124	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
	U15	124	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
	SANTA MARÍA	397	SÍ	NO	0,26 - 0,90
	BOCAMINA U2	387	SÍ	NO	0,26 - 0,87
	NTO U1	133	SÍ	SÍ	0,26 - 1,51
	NTO U2	133	SÍ	SÍ	0,26 - 1,51
	CCH1	280	SÍ	SÍ	0,26 - 0,50
	CCH2	280	SÍ	SÍ	0,26 - 1,37
3	IEM*	387	SÍ	SÍ	0,26 - 1,48
	KELAR TG1*	191	SÍ	SÍ	0,26 - 1,15
	KELAR TG2*	191	SÍ	SÍ	0,26 - 1,15

*Unidades NO-HOMOLOGADAS

Tabla 5-14: Unidades que requieren ajustar sus controladores | Categorización por orden de prioridad.

6 PROPUESTAS DE MEJORA

En función de los resultados obtenidos mediante los análisis reportados en el Capítulo 5, se proponen ajustes de controladores en las unidades que lo ameriten a fin de que éstas contribuyan adecuadamente al amortiguamiento de los modos electromecánicos detectados.

A continuación se presenta un resumen de las unidades por ajustar, presentándose los mismos dentro del **ANEXO II: Ajustes de Estabilizadores**

6.1 Unidades por ajustar

A partir de las unidades reportadas en Tabla 5-14, se establece un conjunto de unidades que requieren ajustar sus controladores para proporcionar amortiguamiento a los modos oscilatorios detectados. Específicamente, se establece como unidades a ajustar a aquellas asociadas a Prioridad 1 y 2 que se encuentren homologadas. La siguiente tabla resume las unidades que requieren ajustes:

Generador	P. Nom [MW]	Características de participación		
		Modo SIC-SING	Modos Locales	Rango de frecuencia [Hz]
U16	400	SÍ	NO	0,26 - 0,57
CTM3 TG	157	SÍ	SÍ	0,26 - 1,48
CTM3 TV	94	SÍ	SÍ	0,26 - 1,38
CTTAR	158	SÍ	SÍ	0,26 - 0,89
CTM2	167	SÍ	NO	0,26 - 0,59
CTA	168	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
CTH	168	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
U14	124	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57
U15	124	SÍ	SÍ	0,26 - 1,57

Tabla 6-1: Unidades que requieren ajustes de controladores.

6.2 Unidades que requieren homologación

A partir de la identificación de unidades con participación significativa en los modos de bajo amortiguamiento, se encuentra que las siguientes unidades en primera instancia requieren ser homologadas, para posteriormente evaluar qué ajustes requiere. Siendo que estas unidades no presentan una participación elevada, no se encuentra la necesidad de proponer ajustes “de librería” para alcanzar los amortiguamientos sistémicos requeridos.

Generador	P. Nom [MW]	Características de participación			¿Requiere homologación y ajuste?
		Modo SIC-SING	Modos Locales	Rango de frecuencia [Hz]	
IEM	387	SÍ	SÍ	0,26 - 1,48	SÍ
KELAR TG1	191	SÍ	SÍ	0,26 - 1,15	SÍ
KELAR TG2	191	SÍ	SÍ	0,26 - 1,15	SÍ

Tabla 6-2: Unidades que requieren homologación y posterior ajuste de controladores.

Dado que se contó con la homologación de algunas de las unidades de Central Gas Atacama hacia el final del desarrollo del presente informe, no fue posible incorporar los modelos en la base de datos para efectuar los análisis correspondientes. Se recomienda continuar con el plan de homologación de las otras unidades de la central, para posteriormente analizar si se requiere ajustar los estabilizadores.

7 VERIFICACIÓN DE AJUSTES

En función de la propuesta realizada en el capítulo precedente, se ajustaron los estabilizadores de las unidades relevantes siguiendo los lineamientos presentados 3.4.

En el presente capítulo se presenta la verificación de los ajustes, mostrando en primera instancia el desempeño individual de cada unidad ante un modo interárea conforme a lo identificado y posteriormente los efectos sistémicos de estos ajustes en condiciones normales y de contingencia.

7.1 Respuestas individuales unidades ajustadas

En este apartado se resumen las respuestas temporales de las unidades ajustadas ante la aplicación de un escalón de +2% en la referencia de tensión, estando la unidad vinculada a un sistema infinito mediante una reactancia equivalente a 5 p.u.⁹ y un despacho de potencia activa equivalente a 0,80pu y potencia reactiva nula. Notar que según sean las características de la unidad para este nivel de reactancia de vinculación se presentan modos de frecuencia igual o menor al modo identificado de $\sim 0,50$ Hz.

En color rojo se muestra la respuesta con PSS deshabilitado y en azul con PSS ajustado.

Para mayores detalles remitirse al **ANEXO II: Ajustes de Estabilizadores**

⁹ Como base se considera la potencia nominal del generador y la tensión nominal de sus bornes.

7.1.1 TOCOPILLA

U16

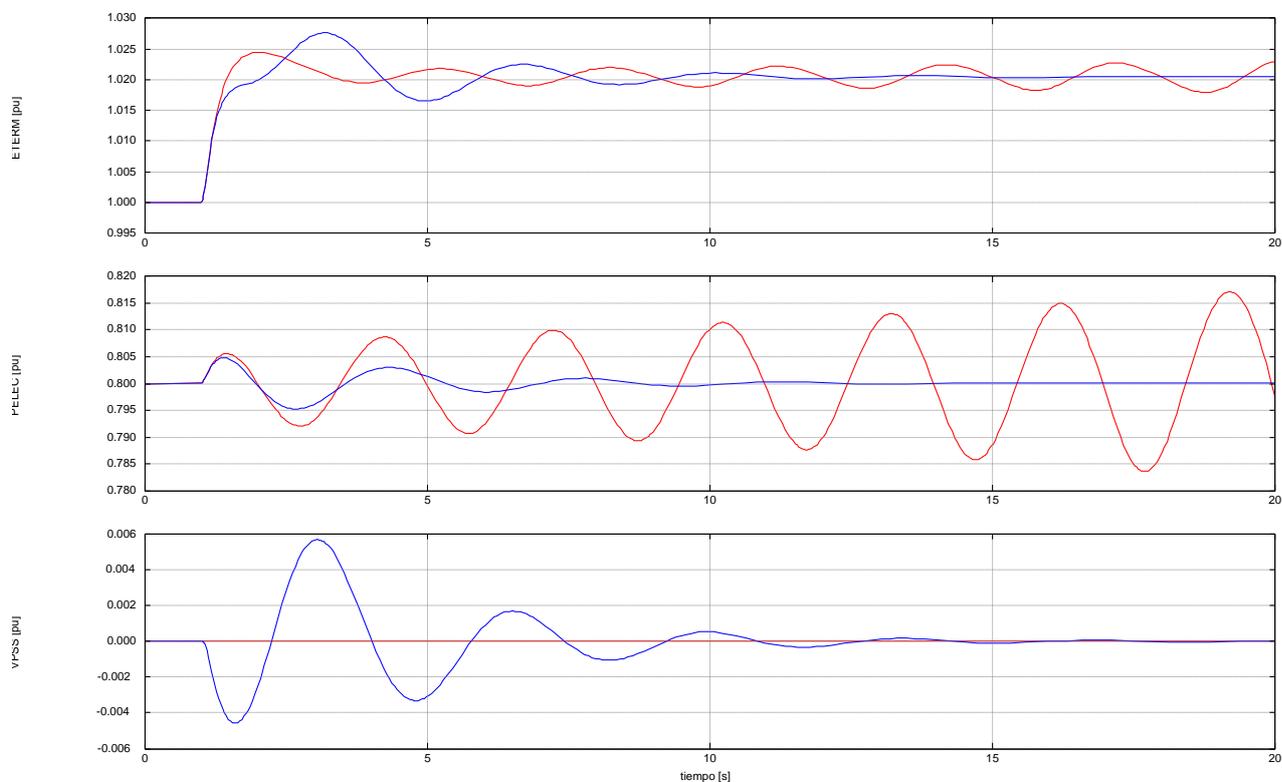


Figura 7-1: U16 - Escalón de +2% | $Q=0, P=0,8pu, Xe=5pu$

U15

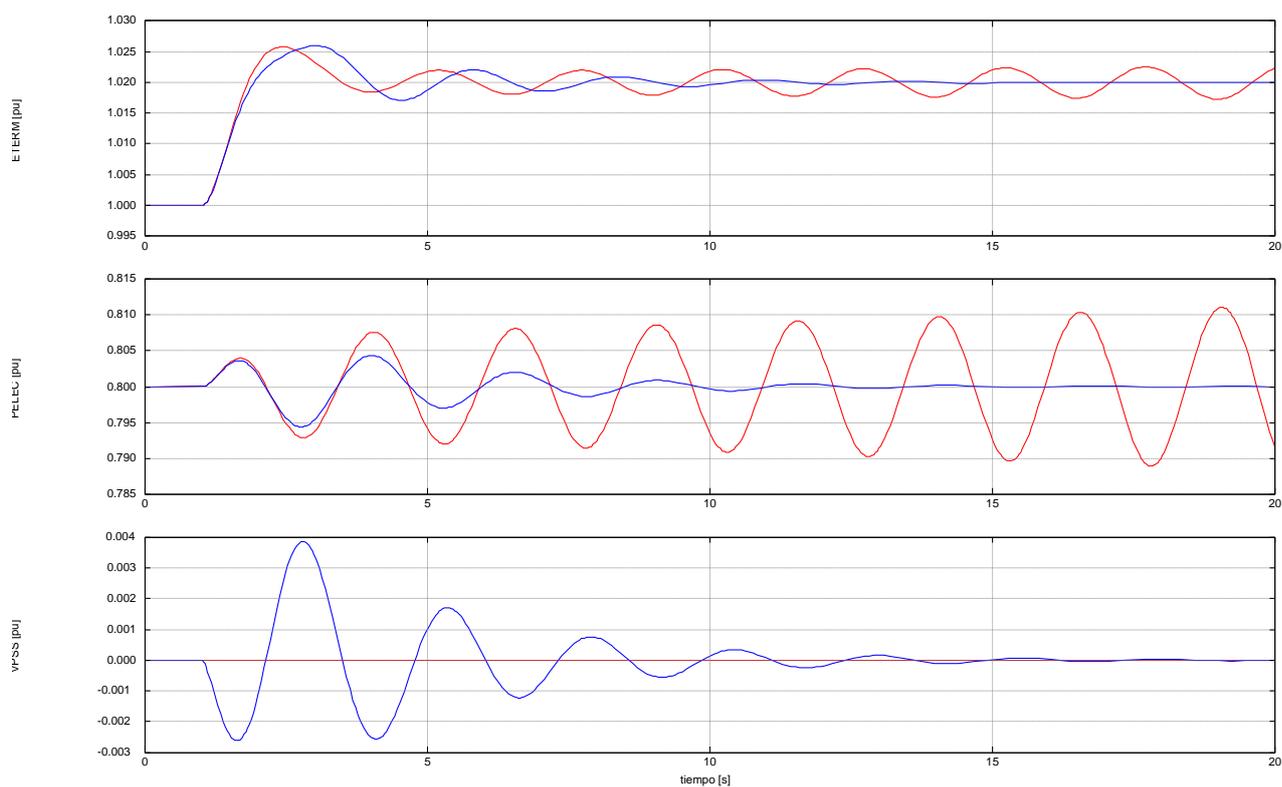


Figura 7-2: U15 - Escalón de +2% | $Q=0, P=0,8pu, Xe=5pu$

U14

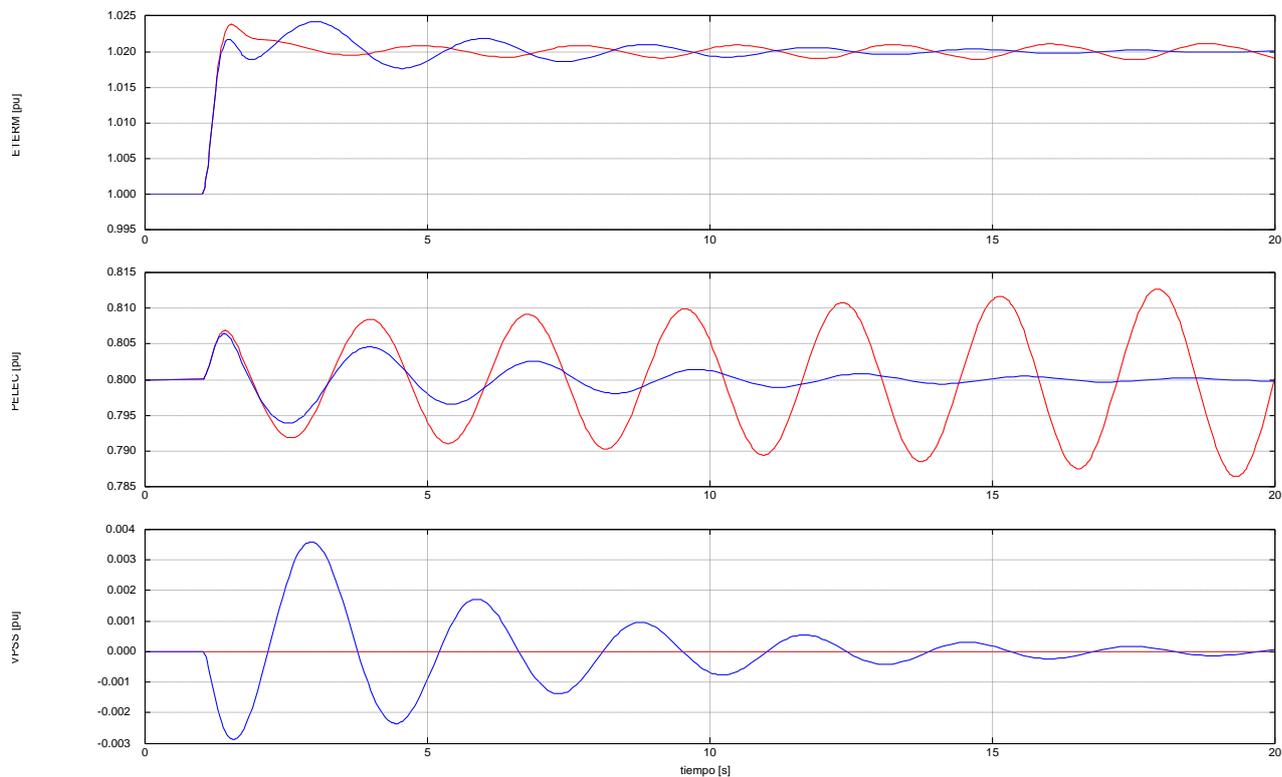


Figura 7-3: U14 - Escalón de +2% | $Q=0, P=0,8pu, Xe=5pu$

7.1.2 TARAPACA

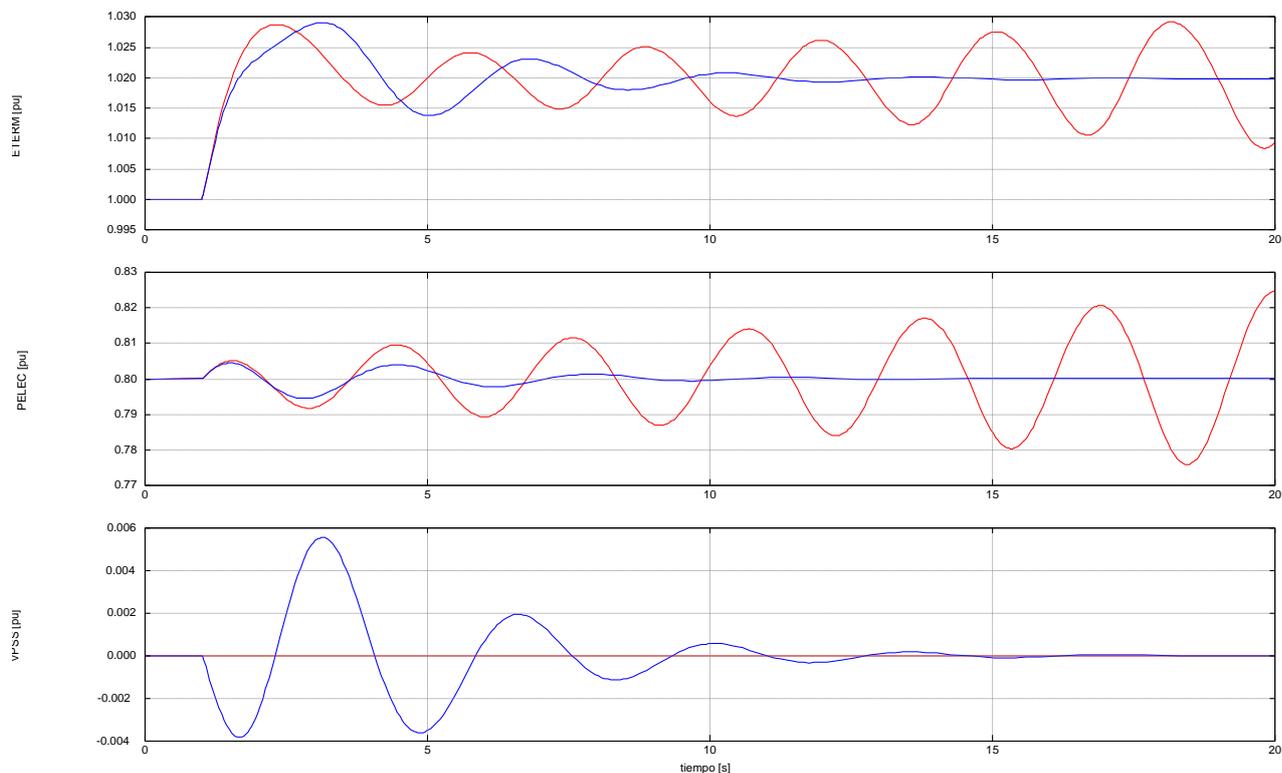


Figura 7-4: CTTAR - Escalón de +2% | $Q=0, P=0,8pu, Xe=5pu$

7.1.3 CHACHAYA (CTA y CTH)

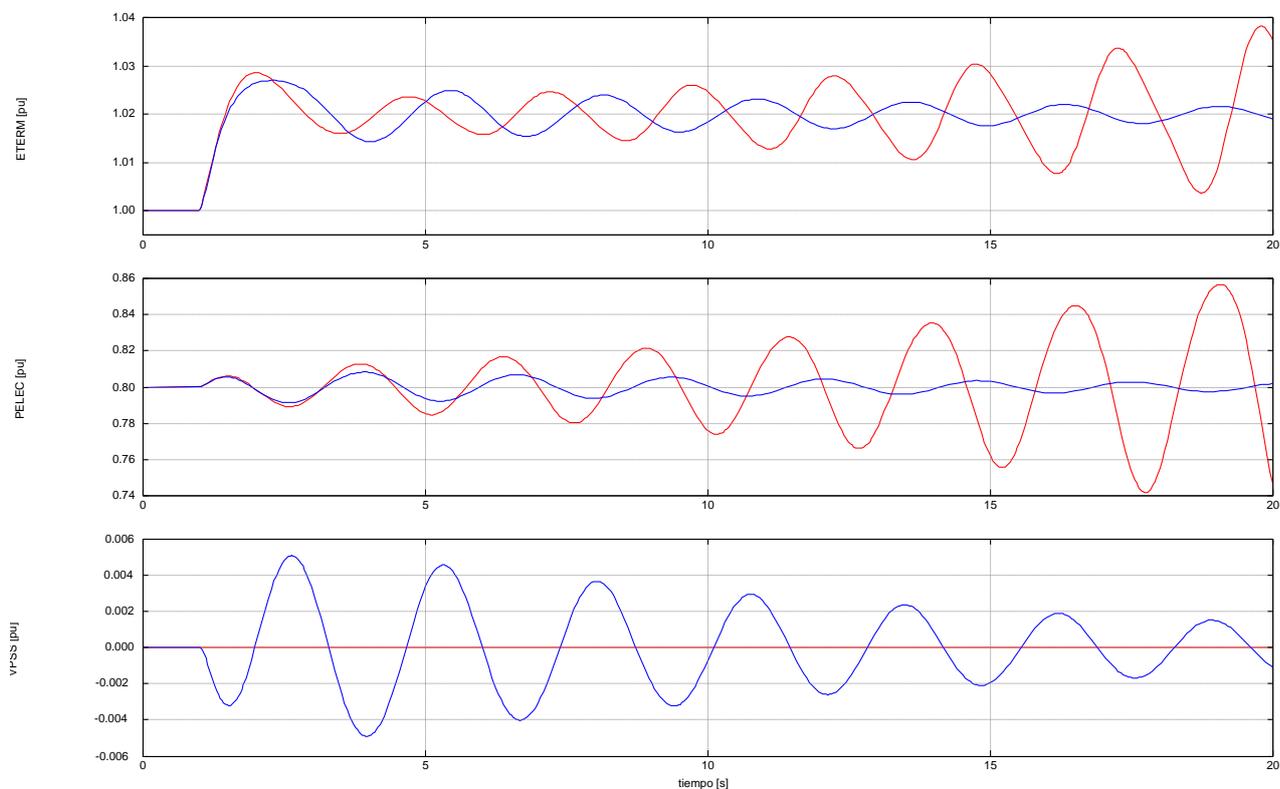


Figura 7-5: CTA/CTH - Escalón de +2% | $Q=0$, $P=0,8pu$, $Xe=5pu$

7.1.4 MEJILLONES

CTM3 TG

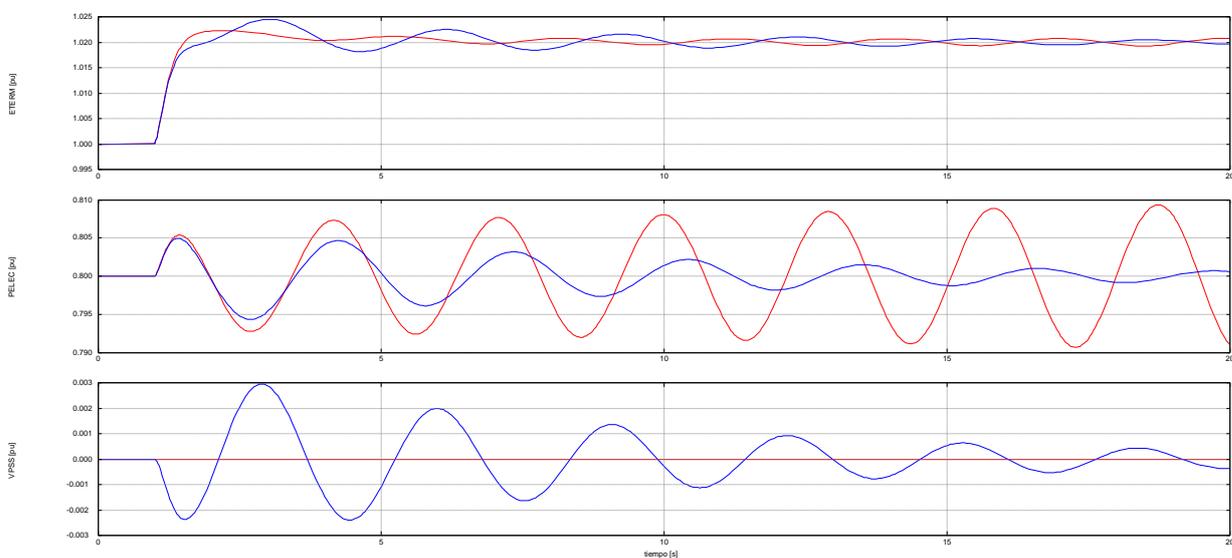


Figura 7-6: CTM3 TG - Escalón de +2% | $Q=0$, $P=0,8pu$, $Xe=5pu$

CTM3 TV

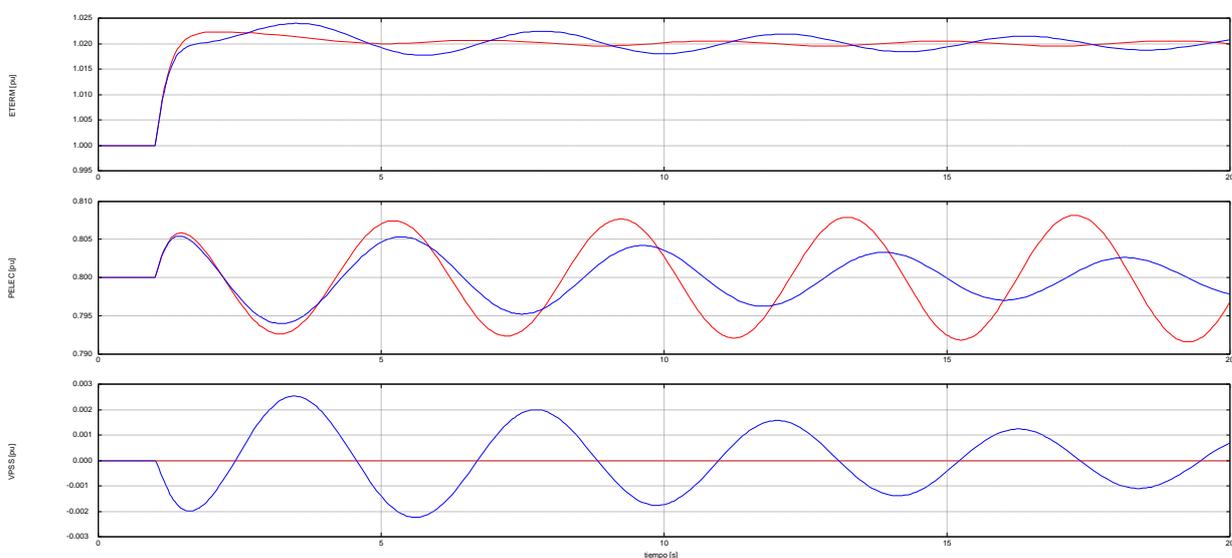


Figura 7-7: CTM3 TV - Escalón de +2% | $Q=0$, $P=0,8pu$, $Xe=5pu$

CTM2

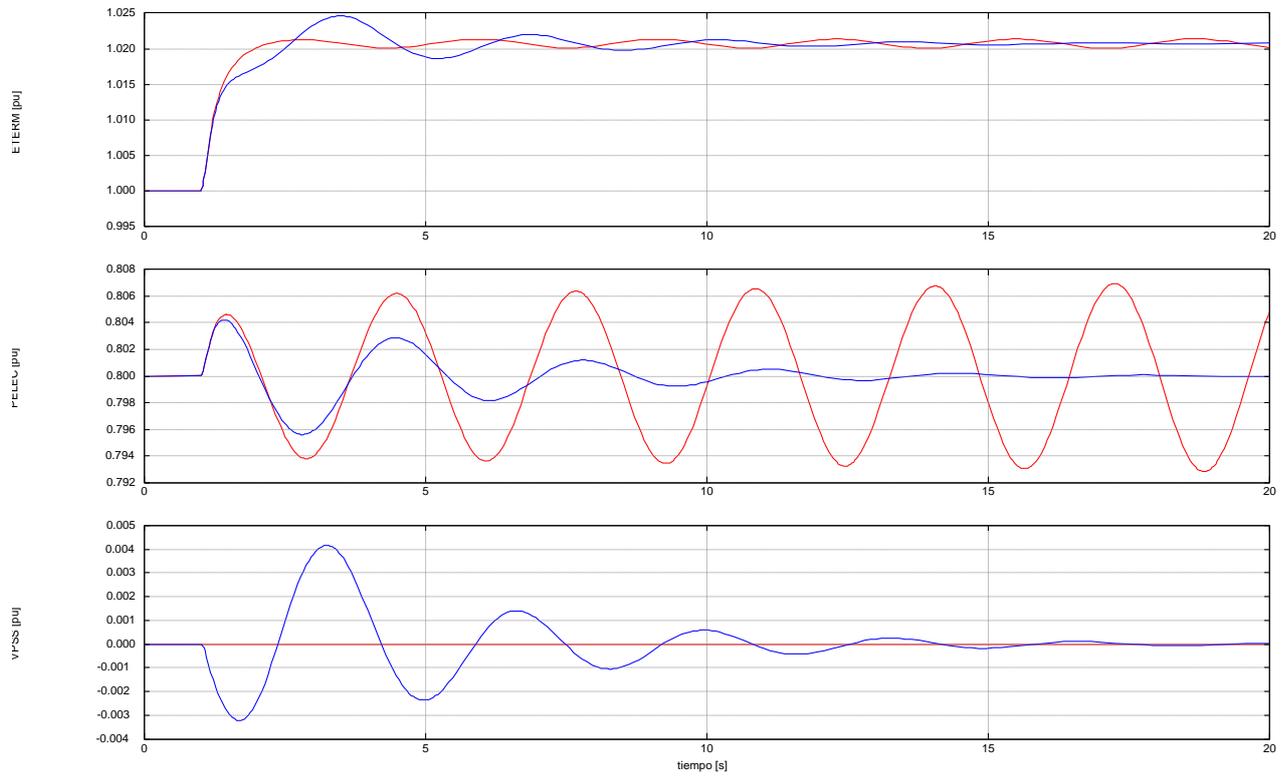


Figura 7-8: CTM2 - Escalón de +2% | $Q=0$, $P=0,8pu$, $X_e=5pu$

7.2 Unidades participantes con ajustes aceptables

De las unidades reportadas en Tabla 5-14, algunas de ellas ya cuentan con ajustes que posibilitan que sus PSS aporten amortiguamiento ante modos interárea. Los ajustes fueron propuestos en los respectivos ensayos de homologación y sintonización de PSS, los cuales se reportan a continuación:

Santa María (SIC)

Se muestran simulaciones del modelo con y sin PSS ante perturbaciones realizadas frente a un Sistema Sintético que presenta una reactancia de vinculación alta, con el fin de excitar el modo interárea de oscilación con una frecuencia cercana a 0,5Hz. La perturbación consiste en un escalón del 2% en la referencia de tensión del AVR:

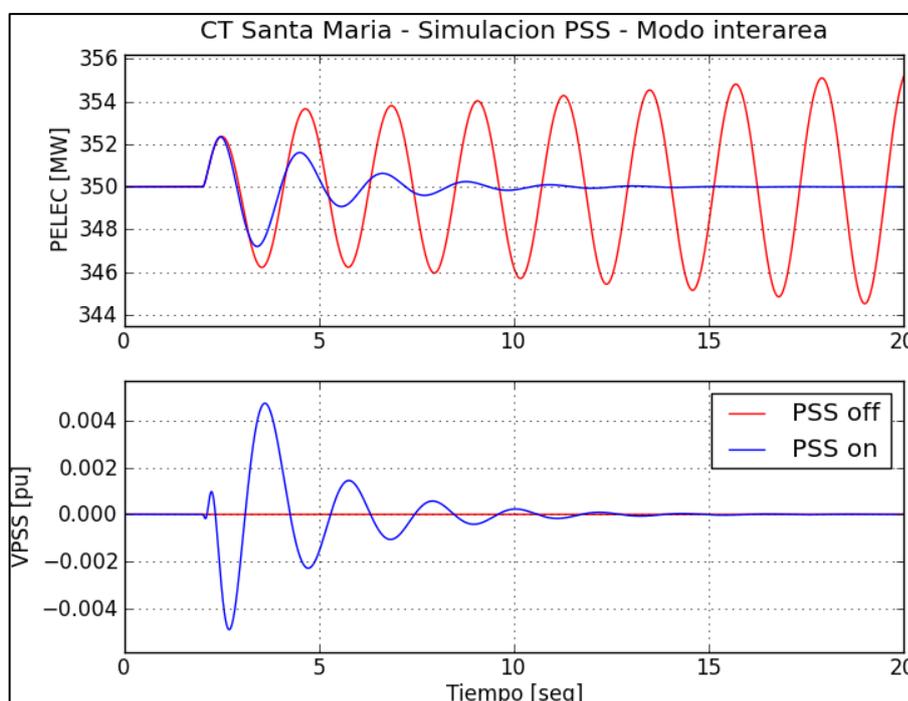


Figura 7-9: Santa María: Respuesta con y sin PSS ante modo interárea. Fuente: << EE-EN-2013-699-RA >>

Bocamina U2 (SIC)

La unidad Bocamina U2 fue homologada y su PSS se ajustó para responder satisfactoriamente ante modos interárea. En la siguiente figura se reporta la respuesta ante un escalón de un 5% en la referencia de tensión del AVR sobre un Sistema Sintético, lo cual excita un modo interárea de frecuencia cercana a 0,6Hz.

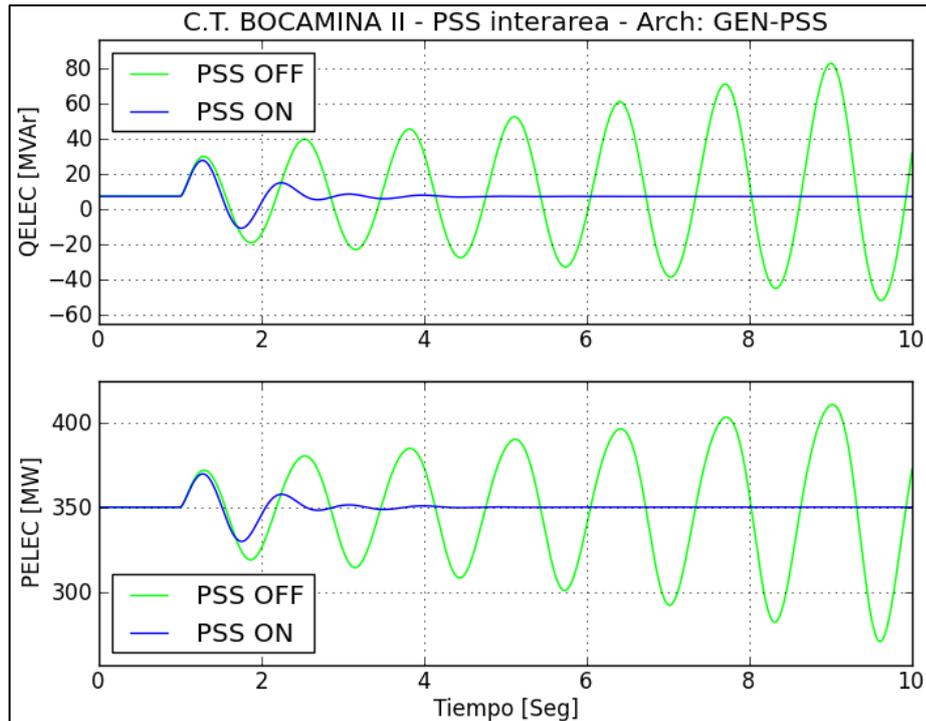


Figura 7-10: Bocamina U2: Respuesta con y sin PSS ante modo interárea. Fuente: << EE-EN-2012-600-RA >>

Angamos U1/U2 (SING)

Sobre un Sistema Sintético, en el simulador DIgSILENT Power Factory se realiza una simulación de escalón del 2% en la referencia de tensión del AVR del modelo de Angamos U1. La reactancia de vinculación se ajusta a fin de que se presenten oscilaciones de carácter interárea con una frecuencia cercana a 0,4Hz. A continuación se presenta la respuesta de Angamos U1 con y sin PSS:

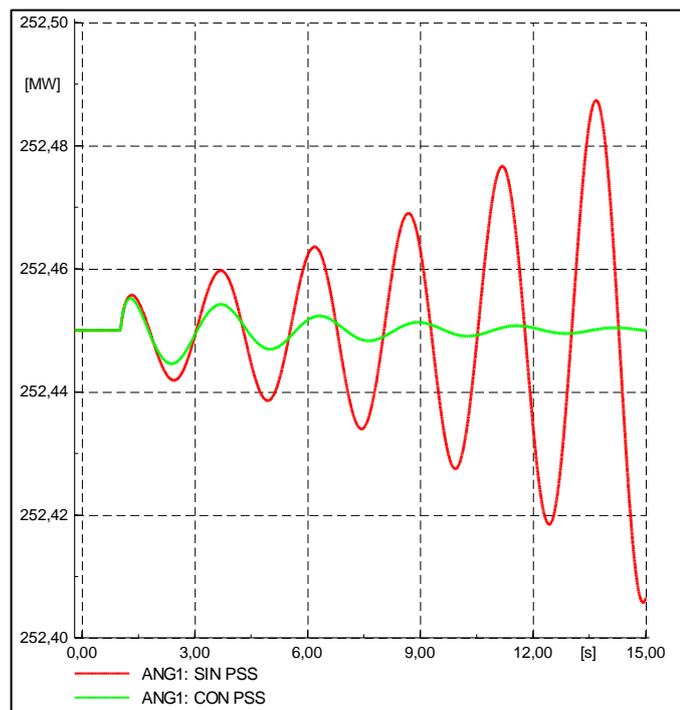
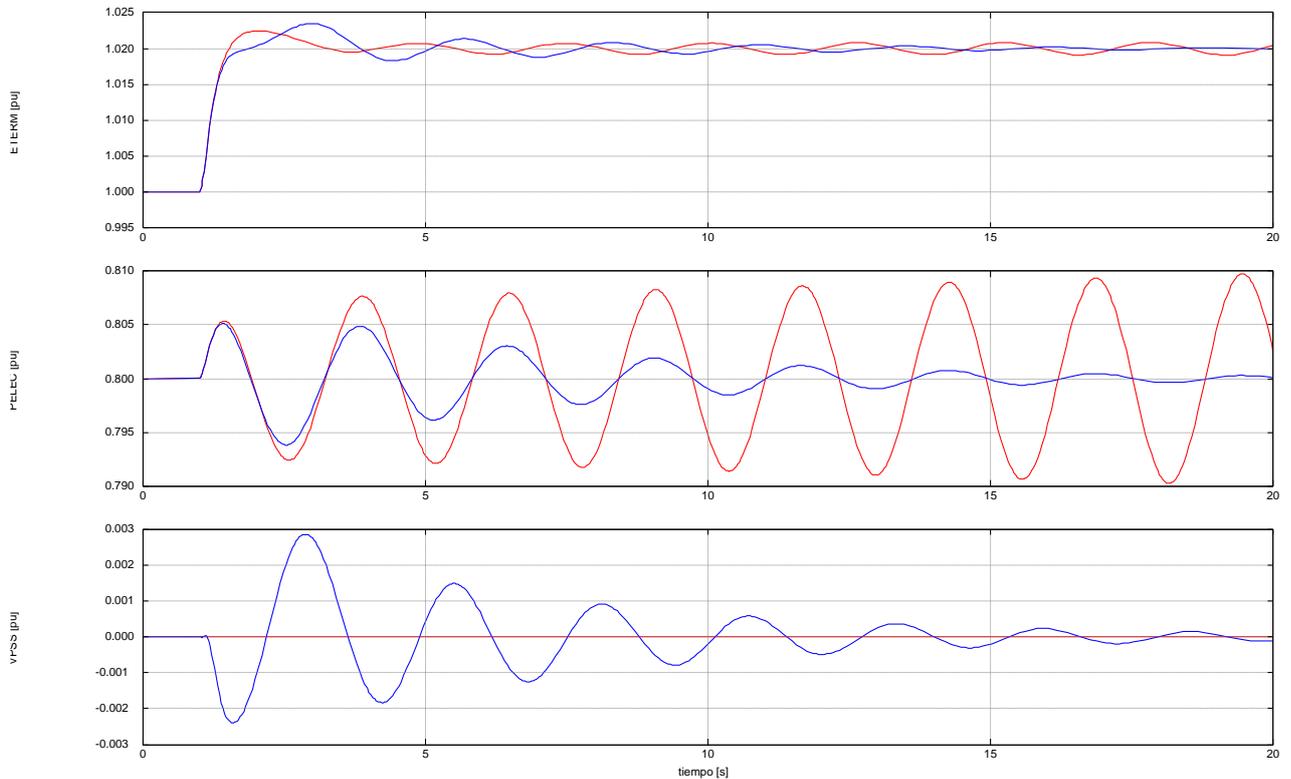


Figura 7-11: Angamos U1: Respuesta con y sin PSS ante modo interárea.

Norgener U1 y U2 (SING)

Estas unidades fueron ajustadas para proveer amortiguamiento a modos de baja frecuencia en el marco de la interconexión SING-SADI, en el cual se determinó la existencia de un modo de 0,3Hz. Tal como se aprecia esta unidad tiene un comportamiento adecuado para el rango de interés.



Cochrane U1/U2 (SING)

En el transcurso del desarrollo del estudio, se recibió información actualizada de los modelos dinámicos de las dos unidades de la Central Cochrane. En la siguiente figura se muestra la respuesta de la Unidad 2 ante un escalón de +2% en la referencia de tensión, para una condición de modo local e interárea. Estos resultados son equivalentes para la Unidad 1.

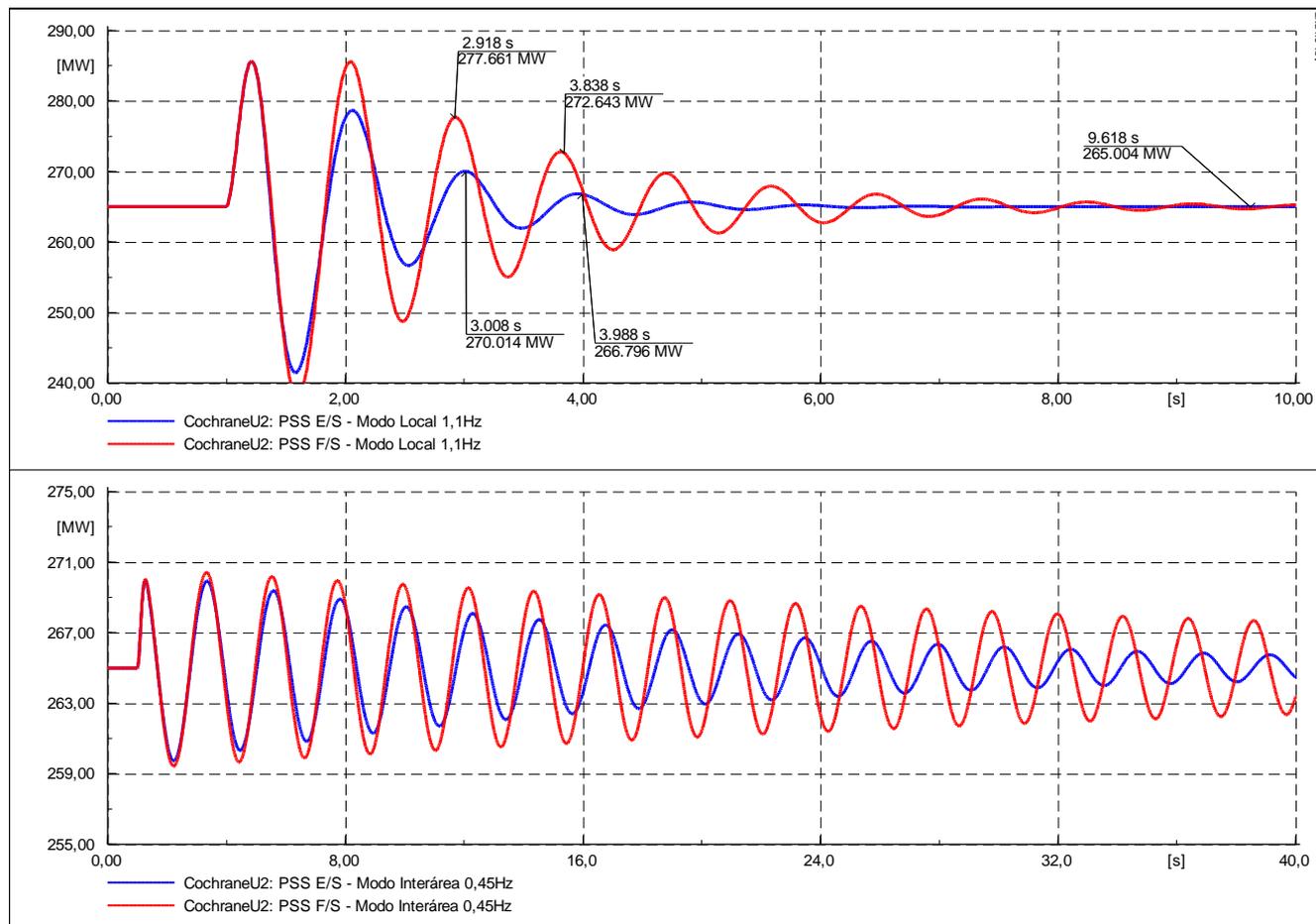


Figura 7-12: CCH1 / CCH2 | Respuesta ante modo local e interárea, con y sin PSS.

De la imagen anterior, se observa que la unidad proporciona suficiente amortiguamiento para el modo local de 1,1Hz (~16%). Por otra parte, para el modo interárea de 0,45Hz también proporciona amortiguamiento. Si bien para el caso interárea el ajuste no es óptimo, se estima suficiente para contribuir a amortiguar el modo.

7.3 Análisis sistémico

7.3.1 FASE I y II

Para estas fases se encuentra que resulta necesario ajustar y habilitar los estabilizadores de las unidades CTM3 TG y TV para asegurar un adecuado amortiguamiento del modo SIC NORTE – CENTRO y los modos locales de estas unidades. Se destaca que las unidades de la CT Guacolda ya se encuentran ajustadas para proveer amortiguamiento a los modos encontrados.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para el modo interárea en cuestión sobre los escenarios más exigente de cada FASE. Tal como se aprecia, el ajuste de la central incorporada permite cumplir satisfactoriamente los requerimientos normativos. En el caso C de la FASE I resulta claramente evidente el efecto de los estabilizadores de CTM3.

Por otra parte, en el caso D de FASE II también se logra un amortiguamiento satisfactorio. No obstante, se destaca que en este Caso las unidades de la CT Guacolda se encuentran operando en condiciones de subexcitación, pero luego del ajuste de CTM3 se alcanzan amortiguamientos superiores al 10%.

CASO	FASE	Modo SIC NORTE ORIGINAL		Modo SIC NORTE PSS CTM3 AJUSTADO	
		f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]
C	II	0,96	9,9	1,00	14,5 ✓
D	I	0,54	9,1	0,55	25,8 ✓

Tabla 7-1: Verificación de ajuste modo SIC NORTE FASES I y II.

Por otra parte, en azul la siguiente figura muestra que, con los ajustes propuestos, CTM3 TG y TV aportan un significativo amortiguamiento ante la excitación de un modo local:

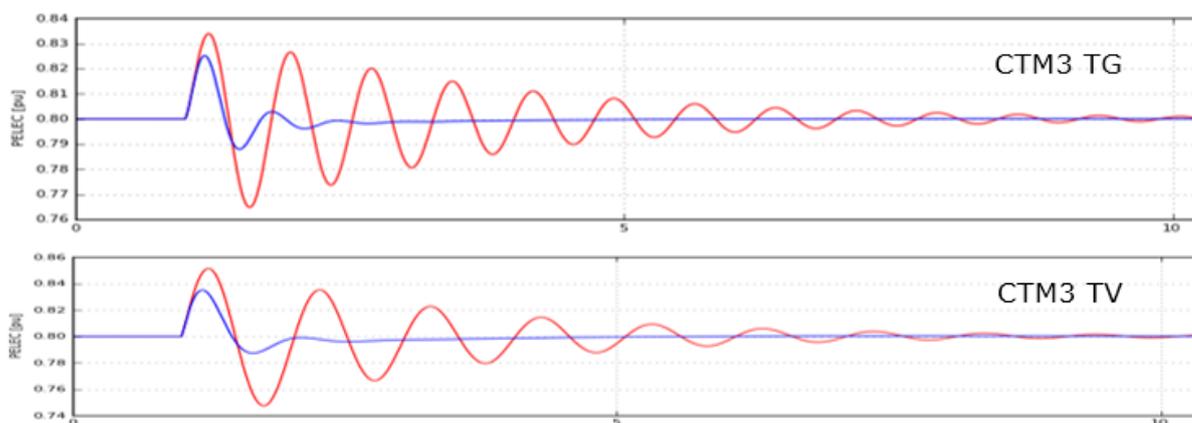


Figura 7-13 - 04_SIMU_Q-0.30_X0.20 | Respuesta de CTM3 TG y TV ante modo local, con y sin PSS.

Para complementar los resultados del análisis modal se presenta la comparación de las respuestas en el dominio temporal (RMS), poniéndose también en evidencia el adecuado desempeño de CTM3 luego de la puesta en servicio de estabilizadores ajustados consecuentemente.

FASE I - Falla MAITENCILLO – PELÍCANO 220kV (MODO SIC NORTE-CENTRO)

A continuación se presenta la comparación de las respuestas ante una falla bifásica franca a tierra en el extremo MAITENCILLO y posterior pérdida de un enlace MAITENCILLO – PELÍCANO 220kV. Tal como se puede apreciar el ajuste de los estabilizadores de CTM3 permite incrementar el amortiguamiento del modo SIC NORTE de 0,50Hz, de $\zeta=9\% \rightarrow 21,5\%$.

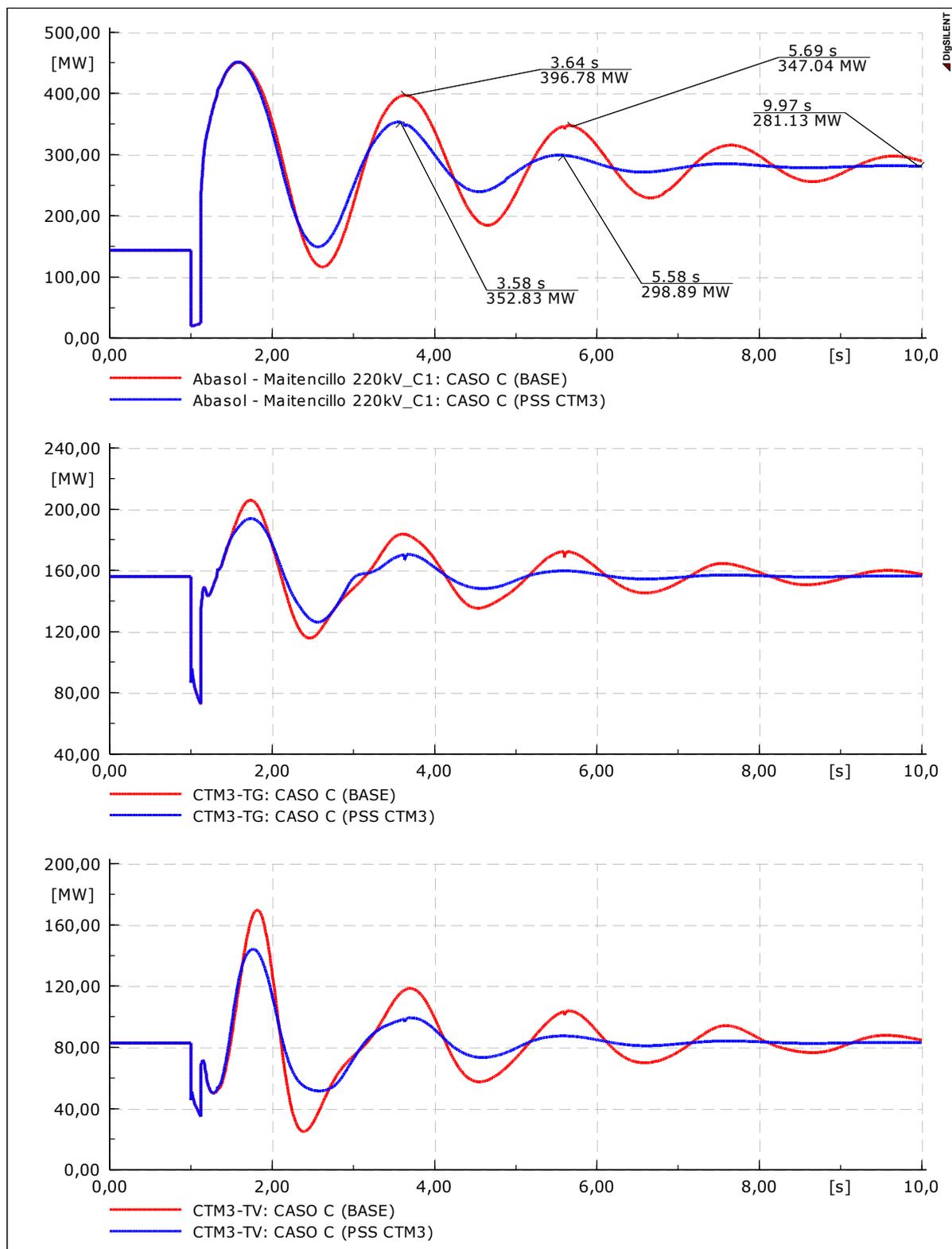


Figura 7-14: Verificación sistémica | F2FT en Maitencillo – Pelícano 220kV.

FASE I - Escalón 2% Usetp CTM3 TG (MODO LOCAL CTM3)

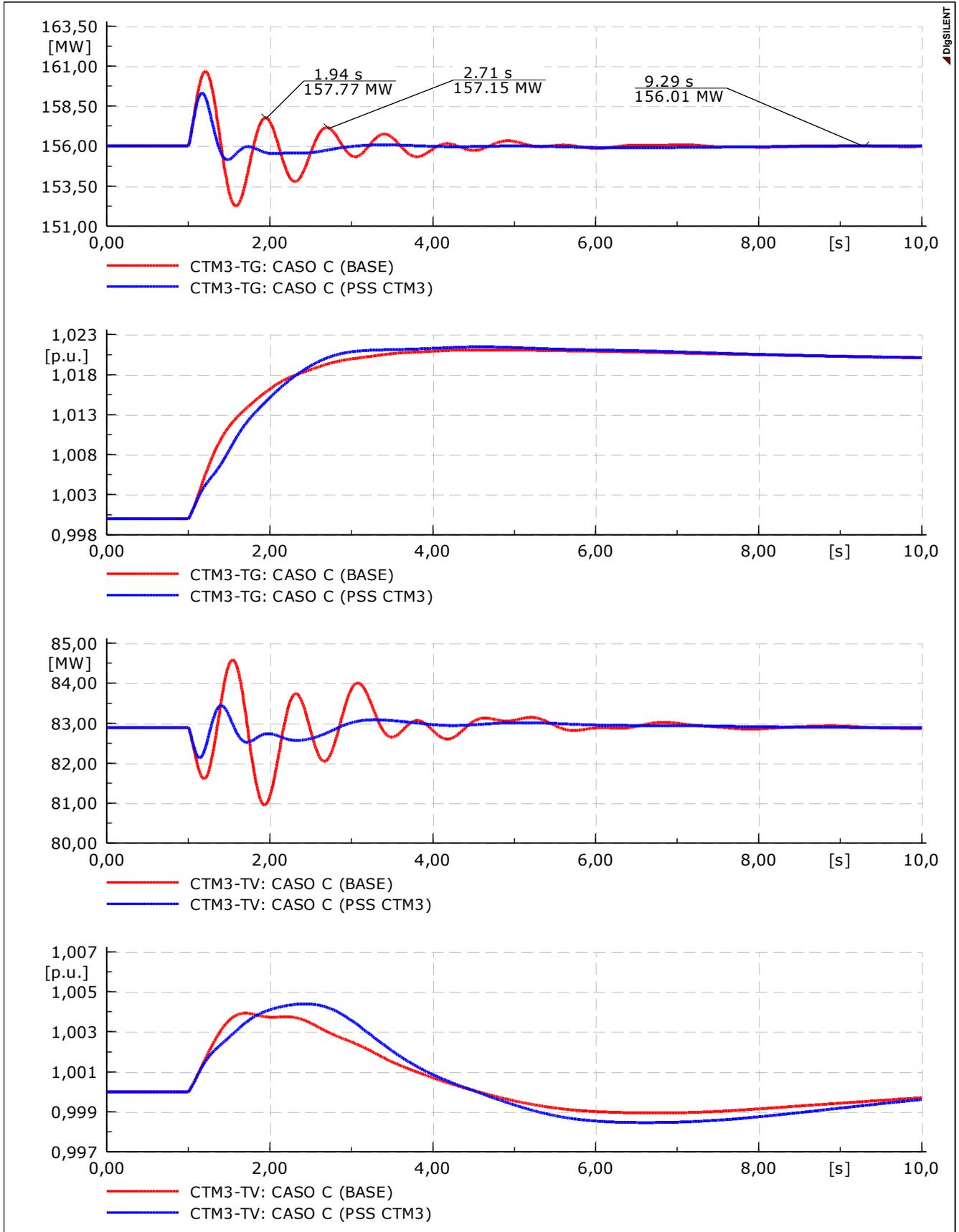


Figura 7-15: Verificación sistémica |FASE I - Escalón 2% Usetp CTM3 TG (MODO LOCAL CTM3)

FASE II - Falla MAITENCILLO – PAN DE AZÚCAR 500 kV (MODO SIC NORTE-CENTRO)

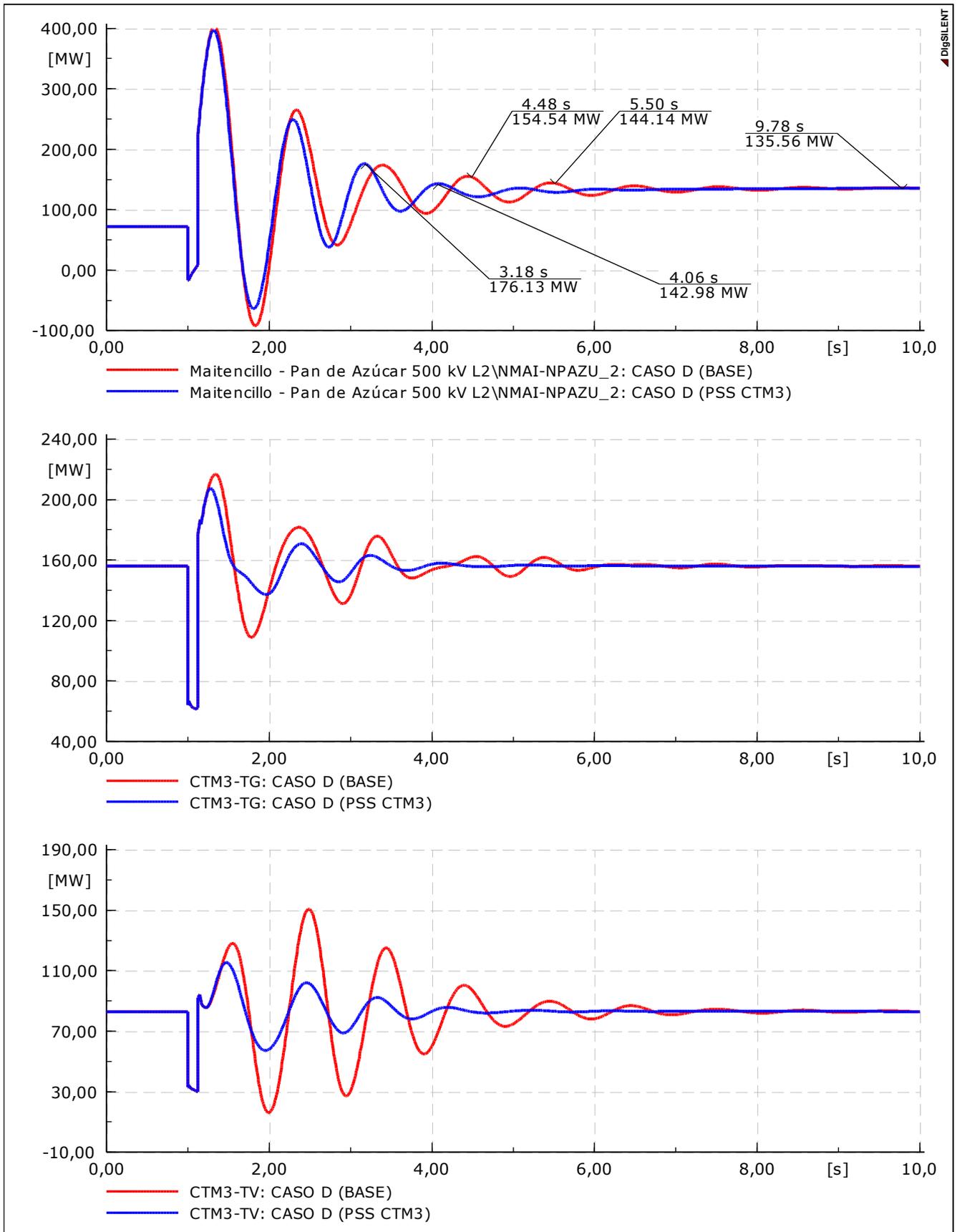


Figura 7-16: Verificación sistémica | F2FT N. Maitencillo – N. Pan de Azúcar 500kV (modo SIC NORTE-CENTRO)

FASE II - Escalón 2% Usetp CTM3 TG (MODO LOCAL CTM3)

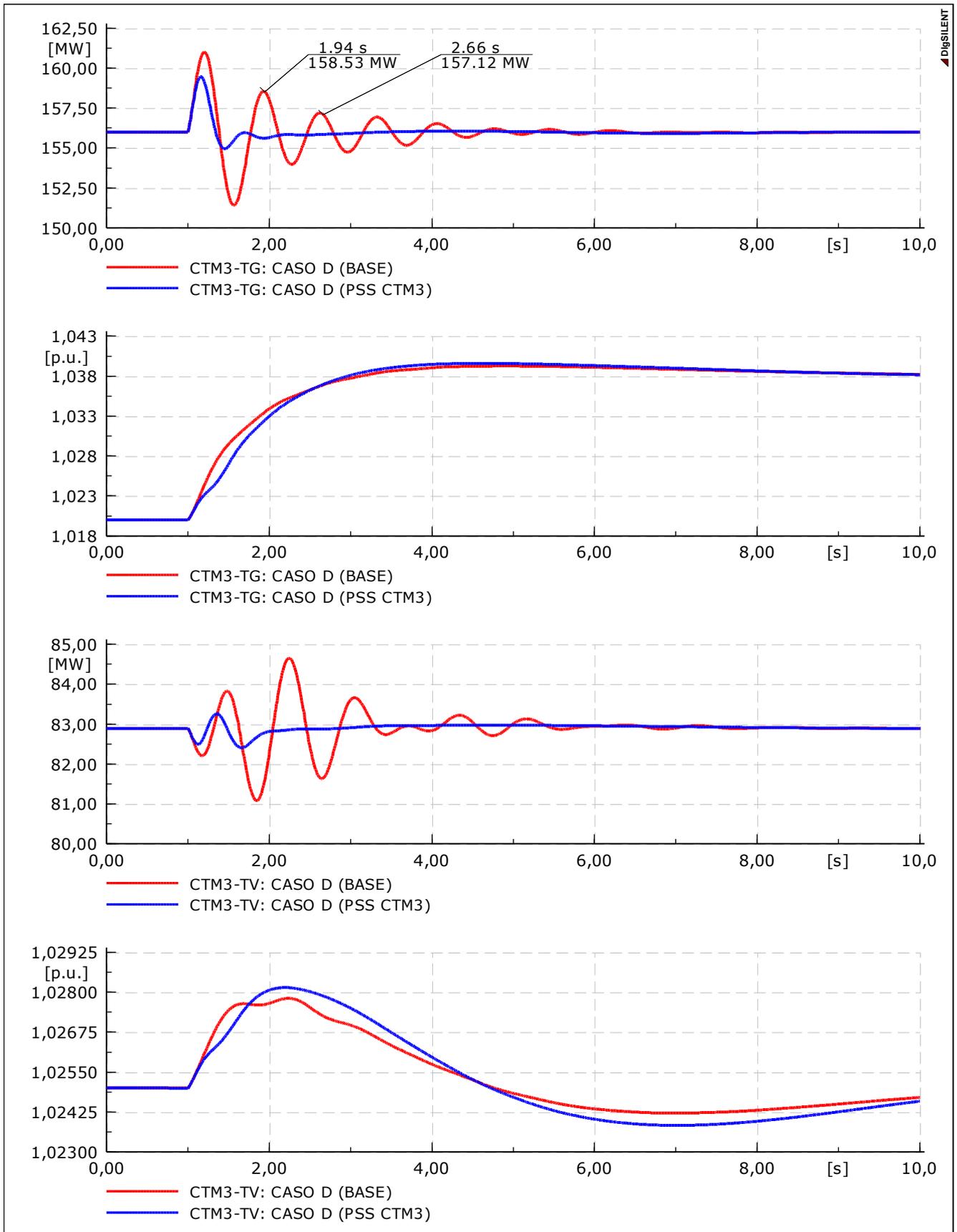


Figura 7-17: Verificación sistémica |FASE II - Escalón 2% Usetp CTM3 TG (MODO LOCAL CTM3)

7.3.2 FASE III

Conforme al análisis realizado previamente, se identifica la condición más exigente en el Escenario 4: F3 – E04_MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS. Sobre éste, se calcula el análisis modal para las siguientes condiciones de ajuste de controladores:

- i. Condición original: sin ajustes propuestos.
- ii. Ajustes en U16: Sólo se ajustan los PSS de la U16, unidad con mayor participación en el modo interárea SIC-SING.
- iii. Ajustes mínimos: Se ajusta un mínimo de unidades necesarias – excluyendo a U16 – para alcanzar un amortiguamiento al límite de la exigencia normativa (10%). Específicamente, se ajustan: CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV. Esto con independencia de que pueda plantearse otra combinación de ajustes que también logre amortiguamientos similares.
- iv. Ajustes globales: Se ajustan las unidades con mayor participación en el modo interárea y que en la condición inicial no aportan suficiente amortiguamiento en las frecuencias de interés. Específicamente, se ajustan: U16, U15, U14, CTTAR, CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV.

En Figura 7-18 se muestra un en el plano complejo la ubicación del modo SIC-SING en las 4 condiciones estudiadas, mientras que en Tabla 7-2 se especifica el amortiguamiento asociado:

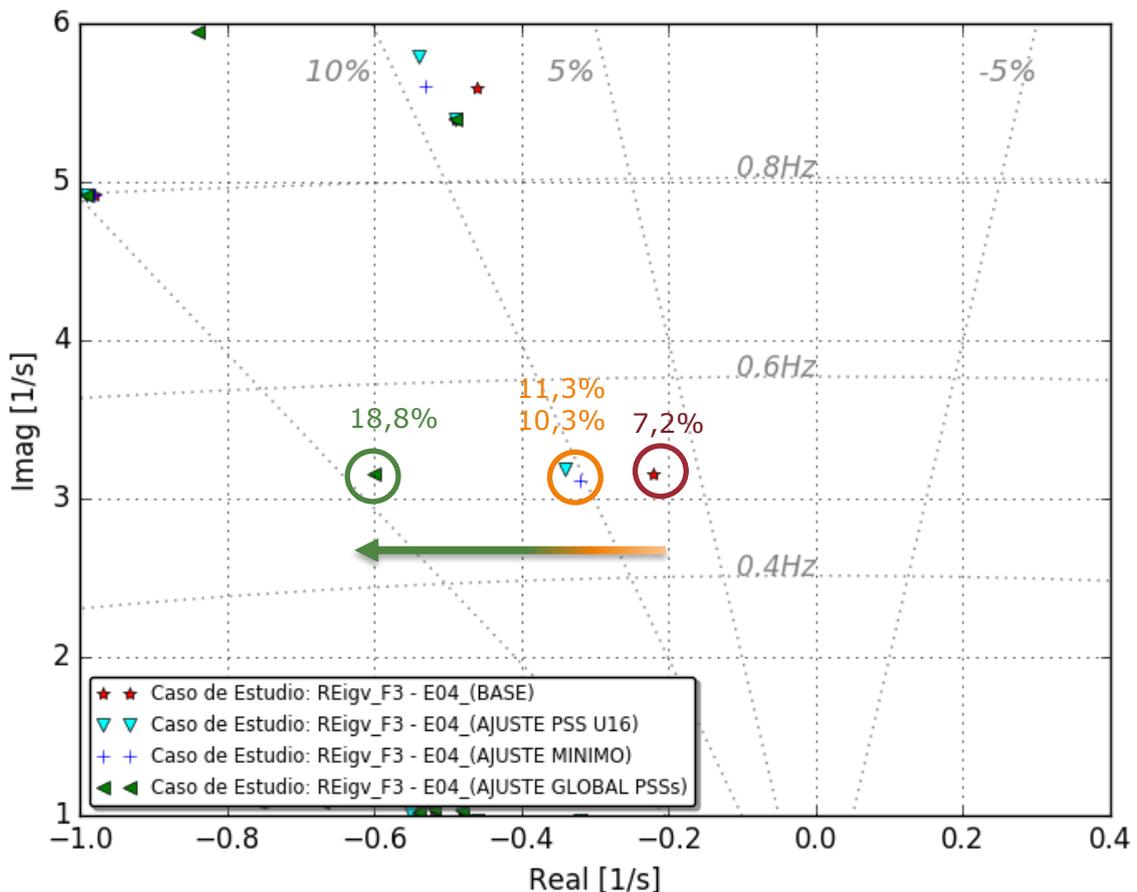


Figura 7-18: FASE III | Desplazamiento del modo SIC-SING según nivel de ajuste de PSSs.

ESCENARIO	FASE	Modo SIC SING ORIGINAL		Modo SIC SING AJUSTE MÍNIMO		Modo SIC SING PSS U16 AJUSTADO		Modo SIC SING AJUSTE GLOBAL PSSs	
		f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]
E04	III	0,50	7,2 x	0,49	10,3 !	0,51	11,3 !	0,50	18,8 ✓

Tabla 7-2: Verificación de ajuste modo SIC – SING FASE III.

Tal como se aprecia, la incorporación de ajustes en los PSS de las unidades que participan en el modo SIC-SING produce un incremento en el amortiguamiento del modo y mantiene prácticamente inalterada la frecuencia del mismo ($\sim 0,5$ Hz). De la figura y tabla anteriores, se destaca que un adecuado ajuste de la U16 produce resultados semejantes a ajustar las unidades CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV, en ambos casos superando levemente el límite normativo ($\zeta > 10\%$). Esto pone en evidencia la significativa participación de la U16 en el modo interárea evaluado.

Por otra parte, un ajuste global considerando las unidades U16, U15, U14, CTTAR, CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV, permite alcanzar un amortiguamiento significativamente mayor.

A continuación, se presenta una validación de estos resultados en términos de análisis temporal.

FALLA LOS CHANGOS – CUMBRE 500kV

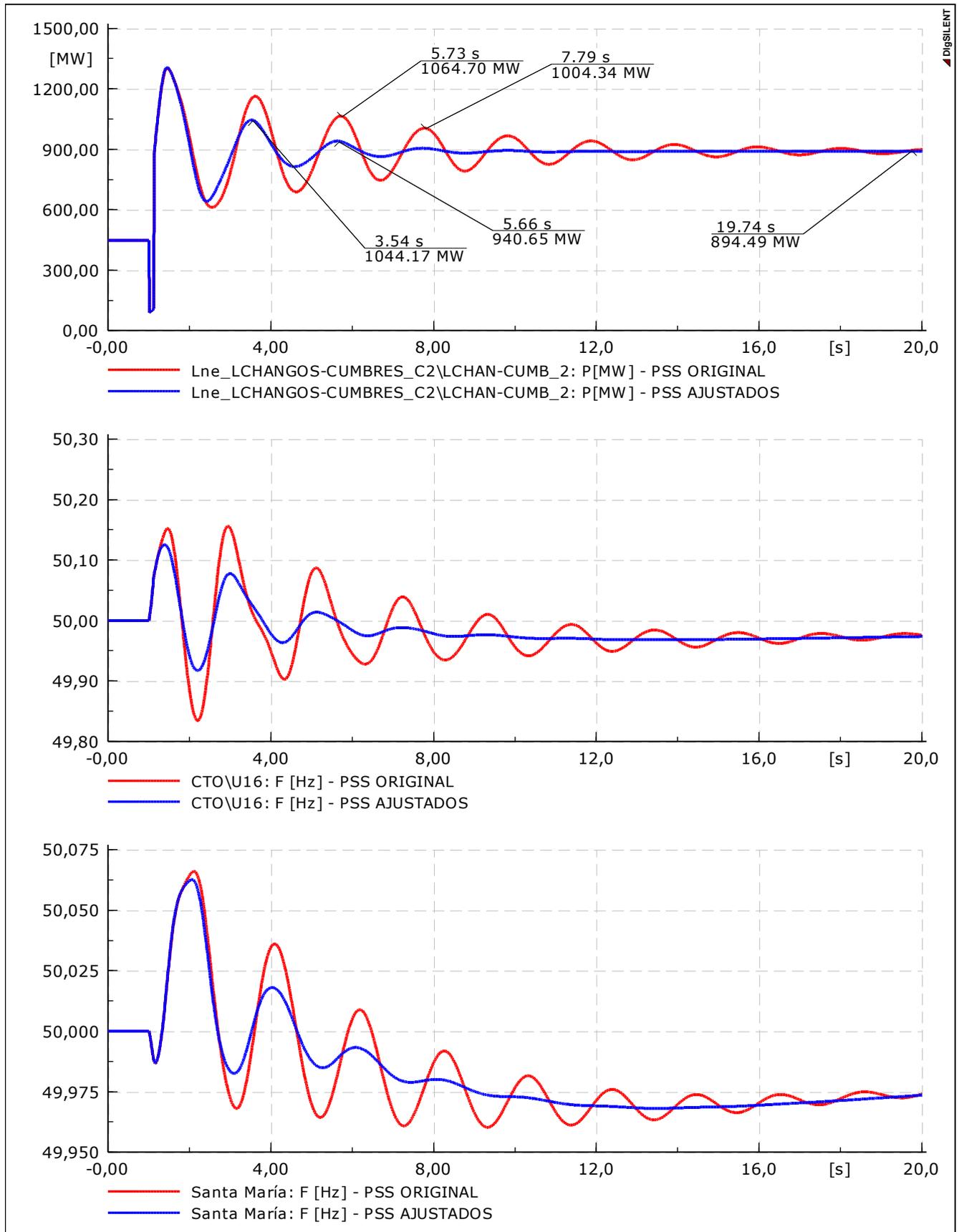


Figura 7-19: Verificación sistémica | F2FT Los Changos – Cumbre 500kV.

FALLA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO 500kV

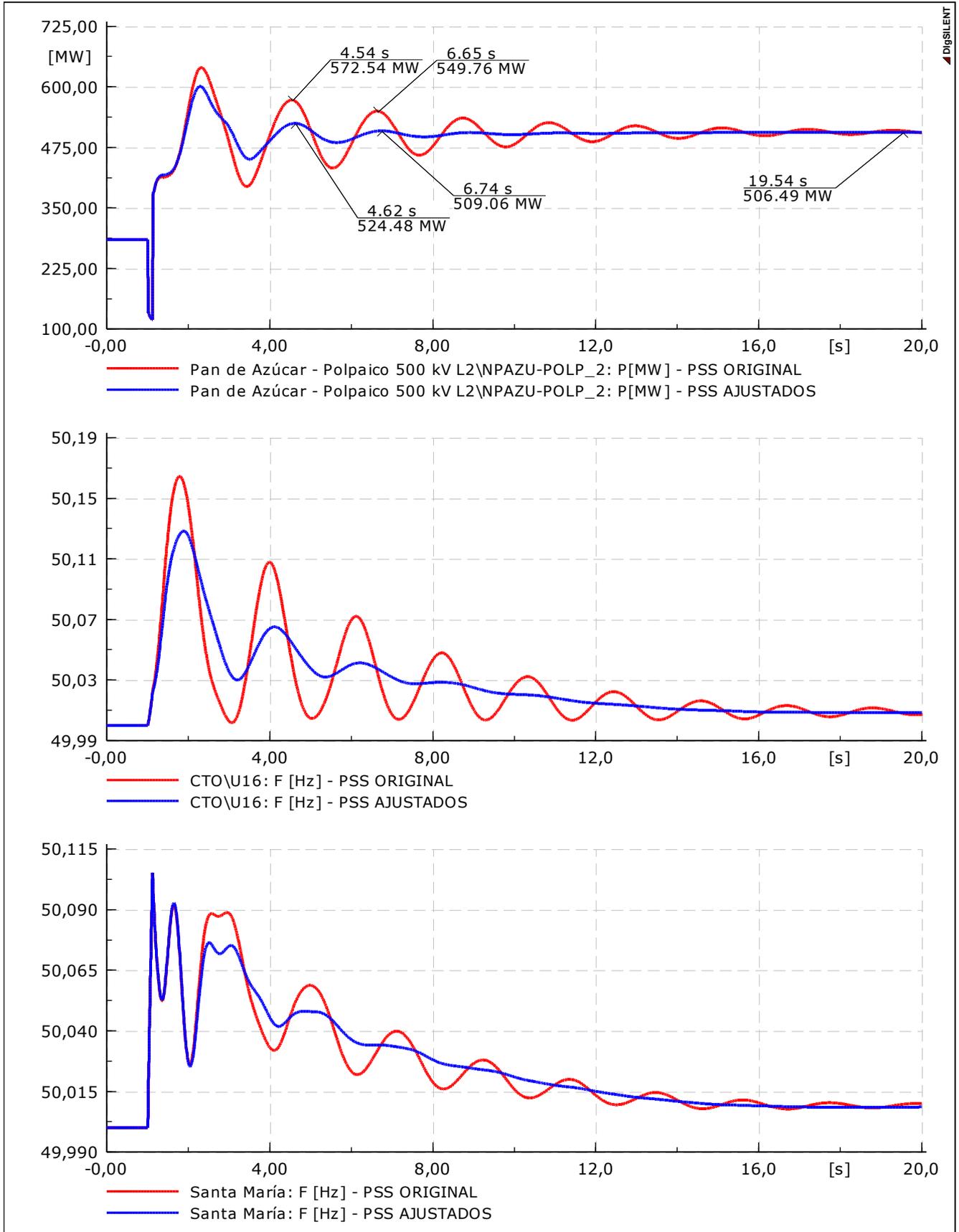


Figura 7-20: Verificación sistémica | F2FT N. Pan de Azúcar - Polpaico 500kV.

Sensibilidad despacho U16

Siendo que la unidad Tocopilla U16 tiene un claro impacto sobre los resultados obtenidos, se genera un caso adicional de sensibilidad partiendo del escenario anterior. Específicamente se reemplaza a esta unidad (originalmente con un despacho de 400MW) por un ciclo completo GasAtacama y el despacho de la CTM1, para mantener los mismos niveles de generación en el SING y por lo tanto la misma transferencia SIC – SING.

En estas condiciones el modo en cuestión presenta las características mostradas en la siguiente tabla.

CASO	Modo SIC SING ORIGINAL		Modo SIC SING AJUSTE GLOBAL PSSs	
	f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]
E04	0,5	7,2	0,5	18,8 ✓
E04*	0,52	5,4	0,51	13,8 ✓

*Reemplazo U16 por CTM1 y CC GAS ATACAMA

Tabla 7-3: Sensibilidad modo SIC SING - Despacho U16

Como se aprecia, en las condiciones iniciales el escenario presenta un amortiguamiento menor al inicial, lo cual se asocia a que la U16 cuenta actualmente con PSS (con ajustes no optimizados, pero que favorecen al amortiguamiento del modo) mientras que en el CC GasAtacama los mismos se encuentran fuera de servicio (modelo no homologado). Por otra parte, se desataca que con el ajuste de los estabilizadores propuestos en el presente estudio, el nivel de amortiguamiento permanece por sobre el 10% requerido por la normativa.

En estas condiciones las unidades del CC GasAtacama presentan un factor de participación del orden del 40%, por lo que luego obtenerse modelos homologados, se recomienda re-evaluar la necesidad/conveniencia que estas unidades también participen en el amortiguamiento del modo en estudio.

Verificación general

A modo de validación general de los resultados, para todos los escenarios específicos de FASE III se resumen las características del modo SIC – SING antes y después de los ajustes. Se reportan los siguientes tipos de ajuste:

- i. Condición original: sin ajustes propuestos.
- ii. Ajustes globales: Se ajustan las unidades con mayor participación en el modo interárea y que en la condición inicial no aportan suficiente amortiguamiento en las frecuencias de interés. Específicamente, se ajustan: U16, U15, U14, CTTAR, CTA, CTH, CTM2, CTM3 TG y CTM3 TV.

Tal como se aprecia, en todos los casos el ajuste propuesto permite mejorar el amortiguamiento, obteniéndose en todas las condiciones niveles por sobre un 15%, manteniendo así suficiente holgura por sobre lo requerido normativamente (10%).

ESCENARIO		Modo SIC SING ORIGINAL		Modo SIC SING AJUSTE GLOBAL PSSs	
		f [Hz]	ζ [%]	f [Hz]	ζ [%]
E01	MAX_SING-SIC_CERNC_DB_HS	0,58	8,7	0,62	17,8 ✓
E02	MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS	0,52	8,1	0,54	19,1 ✓
E03	MAX_SING-SIC_CERNC_DA_HS	0,57	11,1	0,59	18,9 ✓
E04	MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS	0,5	7,2	0,5	18,8 ✓
E05	MAX_SIC-SING_SERNC_DB_HH	0,6	10,7	0,61	19,2 ✓
E06†	E06_MAX_SIC-SING_CERNC_DB_HH	0,69	>20,0	0,71	>25,0 ✓
E07	E07_MAX_SIC-SING_SERNC_DA_HH	0,5	9,5	0,5	24,3 ✓
E08	E08_OTRANSF_SERNC_DB	0,55	8,6	0,57	17,6 ✓
E09*	E09_DB_HS_CERNC_(7000MW)	0,57	5,5	0,6	15,2 ✓
E04*	MAX_SING-SIC_SERNC_DA_HS_(U16)	0,52	5,4	0,51	13,8 ✓

E06† En este escenario el modo SIC-SING cuenta con gran amortiguamiento desde las condiciones de partida.

E04* y E09* son sensibilidades, por lo que no se usan como Escenario Testigo.

Tabla 7-4: Verificación de ajustes modo SIC – SING FASE III

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [2] F. De Marco, "Método de ajuste robusto de estabilizadores", Trigésima Convención de Centro América y Panamá del IEEE, CONCAPAN XXX, San José, Costa Rica, Noviembre de 2010.
- [3] J. C. R. Ferraz, N. Martins and G. N. Taranto, "A synthetic system for the robustness assessment of power system stabilizers", Power Systems Conference and Exposition, Oct. 2004, IEEE PES.
- [4] M. A. PAI, D. P. S. GUPTA, K. R. PADIYAR, *Small Signal Analysis of Power Systems*, 1 ed. Harrow, U.K., Alpha Science International Ltd., 2004.
- [5] A. Murdoch, S. Venkataraman, R.A. Lawson W.R. Pearson, "Integral of Accelerating Power Type PSS, Part 1 - Theory, Design, and Tuning Methodology", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999.
- [6] J.C.R. Ferraz, N. Martins, N. Zeni Jr, J.M.C. Soares, G.N. Taranto, "Adverse Increase in Generator Terminal Voltage and Reactive Power Transients Caused by Power System Stabilizers", Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, IEEE, pages: 747 - 752 vol.2.
- [7] A. Murdoch, S. Venkataraman, J. J. Sanchez-Gasca, R. A. Lawson, "Practical application considerations for power system stabilizer (PSS) controls", IEEE PES Summer Meeting, 1999, Vol. 1, pp. 83 - 87.
- [8] G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, "Accelerating-Power Based Power System Stabilizers", Kestrel Power Engineering Ltd. Mississauga, Ontario, Canada.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco