
ESTUDIO DE SINTONIZACIÓN DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Febrero 2022



Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	07-02-2022	Informe Preliminar	Hernán Barra C. Michelle Cajas R. Carlos Prieto C Gonzalo Sánchez M.	Víctor Velar

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	6
2	INTRODUCCIÓN	9
3	ANTECEDENTES	10
3.1	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	10
3.2	Topología y Horizonte de Estudio	14
3.3	Proyectos incluidos en Estudio	14
3.4	PSS Homologados	16
4	ALCANCES	20
5	MARCO TEÓRICO	21
5.1	Comportamiento Dinámico de Máquinas Síncronas	21
5.2	Análisis Modal	23
5.3	Principio de Estabilización de PSS y Consideraciones Generales	24
5.3.1	PSS Basados en Velocidad	24
5.3.2	PSS Basados en Frecuencia	25
5.3.3	PSS Basados en Potencia	25
5.3.4	PSS Basados en Integral de Potencia Acelerante	25
5.3.5	Otras Consideraciones	26
6	METODOLOGÍA	28
6.1	Análisis Modal	28
6.2	Caracterización de Modos Críticos	28
6.3	Verificación Dinámica	29
6.4	Definición de Recomendaciones	29
6.4.1	Modos Inter-área	30
6.4.2	Modos Locales Interplanta	30
6.4.3	Modos Locales Intraplanta	31
7	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS	33
7.1	Escenarios Red N Demanda Alta y Baja	33
7.2	Escenarios Red N-1	36
8	RESULTADOS ANÁLISIS MODAL	37
8.1	Escenarios Demanda Alta	37
8.1.1	E1 DA Día Enero 2022	37

8.1.2	E2 DA Día Diciembre 2022	41
8.1.3	E3 DA Noche Diciembre 2022.....	44
8.1.4	E4 DA Noche Marzo 2022	46
8.2	Escenarios Demanda Baja	50
8.2.1	E5 DB Día Enero 2022	50
8.2.2	E6 DB Noche Septiembre 2022.....	53
9	CARACTERIZACIÓN DE MODOS ELECTROMECAÑICOS.....	56
9.1	Modos Inter-área.....	56
9.2	Modos Locales Interplanta	57
9.2.1	Malalcahuello - Carilafquén 1,57 [Hz]	57
9.2.2	Renaico – Picoiquén 2,96 [Hz]	58
9.2.3	Cipreses – Curillínque - Islas 1,29 Hz	59
9.2.4	Viñales - Celco 0,79 [Hz]	61
9.2.5	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar 1,55 [Hz]	62
9.2.6	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]	63
9.2.7	Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]	64
9.3	Modos Locales	65
9.3.1	Los Molles 1,77 [Hz].....	65
9.3.2	Machicura 1,27[Hz].....	66
9.3.3	Pilmaiquén 1,61 [Hz].....	67
9.3.4	Los Quilos 1,7 [Hz]	68
9.3.5	Convento Viejo 2,51 [Hz]	69
9.3.6	San Ignacio 1,47 [Hz]	71
9.3.7	Palmucho 1,9 [Hz].....	72
9.3.8	Cipreses 1,38 [Hz]	73
9.3.9	Canutillar 1,76 [Hz]	74
9.3.10	Palmar 1,5 [Hz]	75
9.3.11	Colbún 1,6 [Hz]	76
9.3.12	Santa Marta 1,79 [Hz].....	77
9.3.13	Juncal 1,45 [Hz].....	78
9.3.14	Itata 1,97 [Hz]	79
9.3.15	Energía Pacífico 1,37 [Hz]	80
9.3.16	CMPC Santa Fe 2,76 [Hz]	81

9.4	Modos ERV	82
9.4.1	Modo Monte Redondo	82
9.4.2	Modo Sierra Gorda	83
9.4.3	Modo Cabo Leones	84
9.4.4	Modo Lebu.....	87
9.4.5	Modo Aurora	88
9.4.6	Modo Valle de los Vientos	88
9.4.7	Conclusiones Modos ERV	89
10	ANÁLISIS MODO PULLINQUE 0,32 [HZ]	90
10.1	Caracterización del Modo.....	90
10.2	Análisis Modal Ante Cambio Consigna Tensión y Estado de Controladores Carga/Velocidad	91
10.3	Análisis Estabilidad ante Perturbaciones.....	93
11	RESUMEN RESULTADOS CARACTERIZACIÓN MODOS ELECTROMECAÑICOS CRÍTICOS Y RECOMENDACIONES.....	96
12	VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEN.....	100
13	CONCLUSIONES	103
14	BIBLIOGRAFÍA.....	107

1 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este Estudio es determinar en qué condiciones de operación y en cuáles unidades generadoras deberá estar operativo el PSS.

Conforme con lo señalado, se desarrolló un análisis que permite evaluar los ajustes implementados respecto de la estabilidad de pequeña señal y amortiguamiento de modos electromecánicos inter-área del SEN.

Para estos efectos, se realizaron análisis modales de pequeña señal, que permiten identificar los modos oscilatorios electromecánicos con mayor impacto en el SEN, así como las centrales con mayor participación en ellos. Para lo anterior, se analizaron escenarios que cubrieran las condiciones previstas más críticas desde el punto de vista de las oscilaciones electromecánicas. Estos escenarios se pueden ver en detalle en el punto 7 de este Informe.

Dado lo anterior, considerando los escenarios del SEN ya indicados, se han ejecutado las rutinas para análisis modal disponible en la herramienta de simulación Power Factory de DigSILENT. Los análisis realizados se dividen en 2 etapas. En primera instancia se analizaron los resultados para los modos electromecánicos naturales, es decir sin controladores habilitados, no detectando presencia de modos inestables para generadores sincrónicos. Se detectó un caso de modo inestable de carácter natural para Sierra Gorda Este que posee un generador de máquina asincrónica doblemente alimentada DFIG y cuya situación se ve corregida mediante la incorporación de modelo de planta. Posteriormente se efectuaron los análisis con controladores habilitados y PSS F/S situación donde, si bien se detectó un modo que resulta inestable para Central Guacolda, dicha condición se ve corregida mediante la incorporación y ajuste de PSS.

Luego del análisis modal, se analizaron los modos de oscilación electromecánicos críticos. Para efectos de este estudio, los modos críticos fueron considerados como aquellos con una frecuencia inferior a 3 [Hz], con un factor de amortiguamiento inferior a 10% para el caso red N e inferior a 5% para red N-1. Posteriormente dichos modos fueron clasificados de acuerdo con la cantidad y ubicación de unidades donde se manifiesta apreciablemente (factores de observabilidad de velocidades rotóricas) en inter-área y locales. Lo anterior se realizó en base a los diagramas fasoriales de sus factores de observabilidad y gráficos de barras de sus factores de participación, considerando sus indicadores principales.

En los escenarios considerados no se obtuvieron modos críticos de carácter inter-área. No obstante, cabe señalar que en la versión anterior de este estudio¹ si fueron encontrados modos inter-área con amortiguamiento bajo, respecto de lo establecido en la NT SyCS. Estos corresponden a dos modos inter-área críticos de frecuencias de alrededor de 0,7[Hz] y 0,2[Hz], respectivamente. El primero,

¹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/02/Informe-Final-Estudio-Sintonizaci%C3%B3n-PSS-2019-1.pdf>

denominado NG 0,69-0,71[Hz], se apreció que se manifiesta en unidades ubicadas a lo largo de todo el SEN con un factor de amortiguamiento en la mayoría de los casos sobre un 7,5%. Respecto las participaciones, destacan la U16 de central Tocopilla con una factores de participación significativos. El segundo, denominado SEN 0,15-0,25[Hz], tiene un factor de amortiguamiento entre un 5-6%. Respecto las participaciones, destacan aquellas con una participación sobre un 50%, las cuales corresponden a Campiche, la U16 de central Tocopilla e IEM.

Lo señalado anteriormente cobra relevancia considerando que en los escenarios previstos no se encuentran despachadas las unidades con factores de participación significativos en modos inter-área. Por tanto se recomienda que las unidades señaladas realicen análisis que verifiquen el correcto funcionamiento de sus PSS. Debido a que son unidades sobre 50 [MW] de Potencia nominal, deben contar con PSS y además deben verificar que amortiguan correctamente modos de carácter inter-área, en conformidad con el art 8-20 de la NT SyCS.

Por otra parte, fueron encontrados modos críticos que podrían considerarse electromecánicos y de carácter local, en los cuales se aprecia participación significativa casi exclusiva de unidades ERV (Energía Renovable Variable). En este sentido considerando que:

- Según establece la NT SyCS vigente, las exigencias en relación con PSS son aplicables solo a las unidades sincrónicas y no se establece ni especifica qué requerimiento es exigible para las ERV eólicos.
- La gran mayoría de estos modos tienen un amortiguamiento sobre 5% e incluso cercano a 10%, por lo que no se traducen en problemas de bajo amortiguamiento de transferencias de potencia.
- No existe evidencia en la operación real del SEN de problemas de oscilaciones indeseadas asociadas a parques ERV eólicos

No se contempla que sea requerido por el momento dar recomendaciones para plantas ERV eólicas en cuanto al amortiguamiento de oscilaciones de carácter electromecánico.

Como resultado del análisis de los modos relevantes, en la Tabla 45 se señalan las unidades a las que se recomienda incorporar y /o revisar sus ajustes de PSS, dado que tienen una participación significativa en modos críticos relevantes.

Tabla 1: Unidades a las que se Recomienda Revisión de Ajustes de PSS.

Central	Modos Críticos Relevantes
Campiche	SEN 0.15-0.25[Hz]
IEM	NG-C 0.69-0.71[Hz]
	SEN 0.15-0.25[Hz]
U16 - Tocopilla	NG-C 0.69-0.71[Hz]
	SEN 0.15-0.25[Hz]
Cipreses	Cipreses – Curillínque- Islas 1,29 [Hz]
	Cipreses 1,38 [Hz]
Viñales	Viñales – Celco 0,79 [Hz]
Curillínque	Cipreses – Curillínque- Islas 1,29 [Hz]

Central	Modos Críticos Relevantes
Canutillar	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]
	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]
	Canutillar 1,76 [Hz]
Valdivia	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]
Machicura	Machicura 1,27 [Hz]
San Ignacio	San Ignacio 1,47 [Hz]
Colbún	Colbún 1,60 [Hz]

Adicionalmente existe un número de unidades que se requiere homologación y/o revisión de sus modelos dinámicos con prioridad debido a su participación en modos críticos, cuyo detalle se muestra en la Tabla 43 del Punto 11.

Además, fue confeccionada una tabla resumen con los resultados de los modos electromecánicos críticos relevantes donde existe una participación significativa por cada central, la cual se encuentra presente en el punto 11 de este informe.

Lo anterior, en conjunto con la caracterización acuciosa de los modos electromecánicos críticos, constituye un diagnóstico detallado de la estabilidad de pequeña señal del SEN y de la verificación del cumplimiento de los estándares establecidos en la NT para los PSS asociados a las unidades del SEN correspondientes.

Adicionalmente, fueron efectuadas simulaciones dinámicas para variados casos de operación, considerados como las más exigentes de acuerdo con los escenarios y contingencias analizadas. Para todos los casos los resultados mostraron que el comportamiento dinámico del SEN es satisfactorio, pese a la presencia de modos electromecánicos con un amortiguamiento inferior a 10% en Red N y 5% en Red N-1. A partir de lo anterior puede concluirse que si bien existen casos donde el SEN posee algunos modos de oscilación con amortiguamiento por debajo de lo establecido en la NT, no existen condiciones para las contingencias simples analizadas, que deriven en un riesgo para la seguridad de la operación del SEN, lo cual está en concordancia con los antecedentes de la operación real.

De todas maneras, dado que los resultados del análisis modal muestran la evidencia de situaciones donde es necesaria la revisión de ajustes de PSS, se recomienda instruir a las unidades indicadas en la Tabla 45:

- La revisión de los ajustes de PSS.
- El diseño y ejecución de los planes de sintonización de PSS correspondientes. Lo que al menos conlleva:
 - La realización de ensayos necesarios para la implementación de los ajustes requeridos.
 - La homologación de los modelos dinámicos con ajustes actualizados.

La aplicación de lo anterior, y en conformidad a lo establecido en el punto 6.4, permitirá mejorar el amortiguamiento de la respuesta dinámica del sistema asociada a los modos críticos detectados, en particular aquellos que no cumplan con la normativa vigente.

2 INTRODUCCIÓN

Dadas las características topológicas propias del SEN, sistema extendido de gran longitud y poco enmallado, en algunas condiciones de operación se podrían manifestar problemas de oscilaciones de potencia poco amortiguadas, particularmente con posterioridad a perturbaciones provocadas por fallas en líneas de transmisión o pérdidas de generación.

Por otra parte, la expansión y evolución permanente del sistema, junto con una explotación más ajustada puede derivar en condiciones potenciales de operación más exigidas, por lo que se requiere verificar la eventual presencia de modos críticos de oscilaciones electromecánicas en el comportamiento del sistema. Para efectos de amortiguar dichos modos, particularmente las oscilaciones inter-áreas e inter-centrales (locales) comprendidas en un rango de 0,2 a 2,5[Hz], se instalan en los generadores sincrónicos dispositivos estabilizadores de potencia (PSS). Estos dispositivos actúan sobre los reguladores automáticos de tensión y utilizan comúnmente como señal de entrada la desviación de velocidad del rotor, la potencia acelerante o la desviación de frecuencia.

Al respecto, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante la NT SyCS, establece que todas las unidades generadoras de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con PSS. Además, la NT dispone que, 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.

Además, la NT SyCS establece que el Coordinador 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 el Coordinador definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

Finalmente, la NT SyCS establece en el Art 1-9 como parte de los estudios del Coordinador un Estudio de Sintonización de Estabilizadores del Sistema de Potencia. Conforme con lo señalado, el Coordinador realizó un análisis para evaluar los ajustes implementados respecto la estabilidad de pequeña señal y amortiguamiento de modos electromecánicos del SEN y cuyos resultados se muestran en este informe.

3 ANTECEDENTES

3.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

En la Norma Técnica se establecen estándares y criterios relativos a la estabilidad de pequeña señal y sobre los estándares de diseño y operación de PSS, los cuales se detallan en los siguientes artículos.

Artículo 3-14

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 5-38

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 5-39

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:

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

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

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 5-44

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 8-7

Para la verificación de los requisitos técnicos de los sistemas de excitación y PSS de una unidad generadora, los respectivos Coordinados deberán realizar pruebas y/o mediciones a efectos de verificar que:

a) Se verificó la respuesta de los controles incorporados al sistema de excitación de la unidad generadora (controlador de tensión y limitadores del sistema de excitación) y se identificaron los parámetros y lazos de control que permiten homologar el modelo para simulaciones de transitorios electromecánicos ante grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico.

b) Las protecciones permiten operar a la unidad generadora dentro de los límites de operación en sobretensión y subtenensión establecidos para el Sistema Eléctrico en el de Capítulo 5 de la presente norma.

c) La respuesta de la unidad ante variaciones rápidas de la tensión, y frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3-12.

d) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un limitador de mínima excitación, que en operación normal

impida que la corriente de campo del generador descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-14 de la NTSyCS.

e) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un estabilizador del sistema de potencia (PSS) correctamente calibrado, que mejora el amortiguamiento de los modos de oscilación electromecánicos (Artículo 3-14 de la NTSyCS), sin afectar significativamente la regulación de tensión. A este último efecto, mediante pruebas se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondiente a las oscilaciones electromecánicas.

f) Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades, deberán disponer de un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.

g) En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del Sistema Eléctrico y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200 [MW], el referido control podrá ser exigido a las centrales que el Coordinador determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control conjunto de su tensión.

Artículo 8-8

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, y verificar los parámetros que permitirán “homologar” los modelos de estos controladores para estudios de transitorios electromecánicos y/o electromagnéticos frente a pequeñas y grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico. A este fin se requiere:

a) Identificar/Verificar la función de transferencia del controlador de tensión.

b) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación de tensión, con el generador operando en vacío y no sincronizado a la red:

I. Medición del tiempo de crecimiento - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para aumentar del 10 al 90 % de su valor final, luego de la aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.

II. Medición del tiempo de establecimiento del controlador de tensión - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para ingresar y

permanecer dentro de una banda de $\pm 5 \%$ en torno a su valor final o de régimen, luego de aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.

III. Medición de tensiones máximas o extremas de corriente o tensión de campo del generador (techos de excitación) y límites electrónicos del controlador de tensión.

c) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico sobre la base de:

I. La evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánica” de la unidad generadora sin PSS.

II. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitadores/es de subexcitación, en caso de disponer de los mismos.

III. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de sobreexcitación, en caso de disponer de los mismos.

Artículo 8-9

Toda unidad generadora de potencia nominal igual o superior a 50 [MW], o que requiera estar equipada con PSS según establece el Artículo 3-14 de la NTSyCS, que se conecte al Sistema Eléctrico, adicionalmente deberá realizar las pruebas y/o mediciones siguientes:

a) Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación y sobreexcitación.

b) Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador frente a la actuación del limitador de sobreflujo magnético (Volt/Hz).

c) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función de transferencia del PSS.

d) Evaluación del amortiguamiento del “modo local” de oscilación electromecánica con PSS.

e) Respuesta temporal del lazo de regulación de tensión con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico y el PSS conectado. Evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánica” de la unidad generadora.

f) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.

g) Evaluación del efecto del controlador de velocidad de turbina sobre el control de la tensión de la unidad generadora debido al PSS.

h) Evaluación del desempeño del PSS en bajas frecuencias de oscilación (modos interáreas).

i) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

d) Verificación de estados operativos de régimen permanente extremos del diagrama de capacidad P-Q del generador en operación normal y de alerta.

Artículo 8-20

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, el Coordinador 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 8-21

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo precedente, el Coordinador 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 el Coordinador definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

3.2 Topología y Horizonte de Estudio

La topología considerada para el análisis corresponde a la condición habitual en la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre el 1 de Enero de 2022 y el 31 de Diciembre de 2022.

3.3 Proyectos incluidos en Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con lo detallado en la Resolución Exenta de la CNE de agosto 2021 (inicio de

elaboración de Base de datos para Estudio). Dichas obras se actualizaron en función de cambios relevantes de información durante el desarrollo del Estudio.

Adicionalmente, se considera el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los respectivos propietarios de las instalaciones para el horizonte del estudio.

El listado de los proyectos considerados en el estudio se muestra en la Tabla 2 y Tabla 3.

Tabla 2: Proyectos de Generación considerados para el Estudio

Proyecto	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto de Conexión
Parque Solar Capricornio	jul-21	Solar Fotovoltaico	87.9	Antofagasta	S/E Capricornio 110 kV
San Javier etapa I	jun-21	Diésel	25	Maule	Línea 66 kV San Javier – Constitución
San Javier etapa II	jun-21	Diésel	25	Maule	Línea 66 kV San Javier – Constitución
Ampliación Finis Terrae Etapa I	ago-21	Solar Fotovoltaico	126.2	Antofagasta	S/E Rande 220 kV
La Cruz Solar	sept-21	Solar Fotovoltaico	50	Antofagasta	Tap Off La Cruz 220 kV
Cerro Pabellón Unidad 3	ene-21	Geotérmica	33	Antofagasta	S/E Cerro Pabellón 220 kV
Campos del Sol	feb-21	Solar Fotovoltaico	381	Atacama	S/E Carrera Pinto 220 kV
Sol de Lila	jul-21	Solar Fotovoltaico	152	Antofagasta	S/E Andes 220 kV
Las Lajas	jul-21	Hidro - Pasada	267	Metropolitana	S/E Florida 110 kV
Alfalfal II	sept-21	Hidro - Pasada	264	Metropolitana	S/E Los Almendros 220 kV
MAPA	oct-21	Biomasa	166	Biobío	S/E Planta Arauco 220 kV
Parque FV Pampa Tigre	sept-21	Solar Fotovoltaico	100	Antofagasta	S/E Seccionadora Tigre 220 kV, Línea 1x220 kV Cerro Tigre - Farellón
Valle Escondido	oct-21	Solar Fotovoltaico	105	Atacama	S/E Seccionadora Valle Escondido 220 kV, Línea 1x220 kV Río Escondido - Cardones
Parque FV Domeyko	jun-21	Solar Fotovoltaico	186.2	Antofagasta	S/E Puri 220 kV
Sol de Los Andes	ago-21	Solar Fotovoltaico	89.4	Atacama	S/E Seccionadora Sol de Los Andes, Línea 2x110 kV Diego de Almagro –Llanta C1
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólico	107.2	Antofagasta	S/E El Abra 220 kV
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar Fotovoltaico	80.8	Atacama	Tap Off en Línea 1x110 kV Manto Verde - Planta Bombeo N° 2
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar Fotovoltaico	180	Antofagasta	S/E Seccionadora Coya 678 220 kV, Línea 1x220 kV Crucero – Radomiro Tomic
PV Tamaya Solar	ago-21	Solar Fotovoltaico	114	Antofagasta	S/E Tamaya 110 kV
PE Lomas de Duquenco	jul-21	Eólico	57.4	Biobío	S/E Duquenco 66 kV
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólico	156.1	Antofagasta	S/E O'Higgins 220 kV
Valle del Sol	ago-21	Solar Fotovoltaico	149.9	Antofagasta	S/E Miraje 220 kV
Andes IIB	oct-21	Solar Fotovoltaico + BESS	112.5	Antofagasta	S/E Andes 220 kV

Proyecto	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto de Conexión
Campo Lindo	mar-22	Eólico	71.6	Biobío	Nueva S/E Santa Clara 220 kV, en Línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén
Sol de Varas	mar-22	Solar Fotovoltaico	100.8	Atacama	S/E Luz del Norte 220 kV
Parque FV Willka	jul-22	Solar Fotovoltaico	98	Arica y Parinacota	S/E Parinacota 220 kV
CH Los Lagos	feb-23	Hidro - Pasada	48.7	Los Ríos y Los Lagos	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo - Pichirrahue
PE Caman Etapa I	jul-22	Eólico	145.7	Los Ríos	S/E Cerros de Huichahue 220 kV
PE Puelche Sur	nov-21	Eólico	152.4	Los Lagos	S/E Frutillar Norte 220 kV
PFV Elena - Etapa I	jun-21	Solar Fotovoltaico	270	Antofagasta	S/E Kimal 220 kV

Tabla 3: Proyectos de Transmisión considerados para el Estudio

Proyecto	Fecha
S/E Santa Clara	Mar-22
S/E Río Aconcagua	Ago-21
S/E Metrengo	Dic-21
S/E Llanquihue Etapa 2	Dic-21
S/E Llanquihue Etapa 1	Dic-21
S/E Lastarria	Dic-21
S/E La Pólvora	Ago-21
LTx Pichirropulli - Nva Puerto Montt	Nov-21
LTx Nva Pozo Almote - Parinacota	Feb-22
LTx Nva Pozo Almonte - Cóncores	Feb-22
LTx Nva P Azucar-P Sierra-L Pelambres	Nov-22
LTx Nva Maitencillo-Punta Colorada-Nva Pan de Azucar	Abr-22
LTx Nva Chuquicamata - Calama C1	Oct-21
S/E Nva Alto Melipilla	Jul-22
Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	Oct-21
S/E Seccionadora Puerto Patache 220kV	Ene-22
S/E Seccionadora Geoglifos 220kV	Mar-22
Línea de Transmisión 220 kV Lagunas - Puquios	Abr-22
S/E Patillos 220 kV	Ene-22
S/E Oyarvide	Mar-22
LTx Agua Santa - Placilla C2	Dic-21
Ampliación S/E Kimal	Oct-21
S/E Santa Clara	Mar-22

3.4 PSS Homologados

A continuación, en la Tabla 4 se presenta un listado los PSS homologados, los cuales se han considerado operativos para los fines del presente estudio. La BD DIgSILENT corresponde a la BD del

Coordinador publicada en el mes de septiembre 2021² respecto los modelos homologados disponibles (los escenarios y proyectos previstos considerados pueden diferir).

Tabla 4: Listado de PSS Homologados BD DigSILENT del SEN considerada

id	Nombre Modelo	Carpeta BD DigSILENT	Red BD DigSILENT	Modelo (Definición de Bloques)
1	ANG1_PSS	EXC ANG1	00-NG	ANSALDO_PSS
2	ANG2_PSS	EXC ANG2	00-NG	ANSALDO_PSS
3	Kelar TG1_PSS	Kelar TG1_EXC	00-NG	MEGATROL_PSS2B
4	Kelar TG2_PSS	Kelar TG2_EXC	00-NG	MEGATROL_PSS2B
5	Kelar TV_PSS	Kelar TV_EXC	00-NG	BRUSH_PSS
6	PSS TG1A	EXCITACION TG1A	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
7	PSS TG1B	EXCITACION TG1B	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
8	PSS TG2A	EXCITACION TG2A	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
9	PSS TG2B	EXCITACION TG2B	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
10	PSS TV1C	EXCITACION TV1C	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
11	PSS TV2C	EXCITACION TV2C	00-NG	MICROREC K4.1_PSS
12	PSS_A50	P/S CSP Cerro Dominador	00-NG	PSS_BRUSH_A50
13	Salta 1+1 GT0 PSS	Salta 1+1 GT0	00-NG	PSS_Salta
14	Salta 1+1 ST0 PSS	Salta 1+1 ST0	00-NG	PSS_Salta
15	Salta 2+1 GT1 PSS	Salta 2+1 GT1	00-NG	PSS_Salta
16	Salta 2+1 GT2 PSS	Salta 2+1 GT2	00-NG	PSS_Salta
17	Salta 2+1 ST0 PSS	Salta 2+1 ST0	00-NG	PSS_Salta
18	U16_UNITROL_P_PSS2A	U16_Excitación	00-NG	pss_PSS2B_UnitrolP
19	pss2B_CTA	CTA_RAT	00-NG	pss2B_THYRIPOL
20	pss2B_CTH	CTH_RAT	00-NG	pss2B_THYRIPOL
21	pss2B_CTM2	Plant_CTM2_ME	00-NG	pss_Unitrol_6800
22	pss2B_CTM3TG	CTM3_TG_Excitación	00-NG	pss_Unitrol_6800
23	pss2B_CTM3TV	CTM3_TV_Excitación	00-NG	pss_Unitrol_6800
24	pss2B_U14	Plant_U-14_ME	00-NG	pss2B_MEC700
25	pss2B_U15	Plant_U-15_ME	00-NG	pss2B_MEC700
26	pss_Cochrane	P/S CCH1	00-NG	pss_cochrane
27	pss_Cochrane	P/S CCH2	00-NG	pss_cochrane
28	pss_IEM	P/S IEM	00-NG	pss_Thyripol
29	pss_NTO1	Plant_NTO1_ME	00-NG	pss_MEC700
30	pss_NTO2	Plant_NTO2_ME	00-NG	pss_MEC700
31	pssTaltal1	P/S Taltal 1	01-At	pss_TALTAL
32	pssTaltal2	P/S Taltal 2	01-At	pss_TALTAL
33	pss_GuacoldaU5	P/S Guacolda 5	01-At	pss_GUACOLDAU5
34	pss_Guacolda U1	P/S Guacolda 1	01-At	pss_GUACOLDA_PSS2B
35	pss_Guacolda U2	P/S Guacolda 2	01-At	pss_GUACOLDA_PSS2B
36	pss_Guacolda U3	P/S Guacolda 3	01-At	pss_GUACOLDA_PSS2B
37	pss_Guacolda U4	P/S Guacolda 4	01-At	pss_GUACOLDA_PSS2B
38	pssLosQuilosU2	P/S Los Quilos 2	03-V	pss_LOSQUILOS12
39	pss_Blanco	P/S Blanco	03-V	pss_BLANCO
40	pss_LQU1	P/S Los Quilos 1	03-V	pss_unitrol_6080
41	pss_LosVientos	P/S Los Vientos	03-V	pss_LOS VIENTOS
42	pss_PSS2B_Aconcagua	P/S Aconcagua	03-V	pss_PSS2B
43	pssAlfalfal2	P/S Alfalfal 2	04-RM	pss_ALFALFAL2
44	pssNuevaRencaTG	P/S NRenca TG	04-RM	pss_NUEVARENCATG
45	pssNuevaRencaTV	P/S NRenca TV	04-RM	pss_NUEVARENCATV
46	pss_Alfalfal1	P/S Alfalfal 1	04-RM	PSS_thy

² <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-digsilent/base-de-datos-digsilent/>

id	Nombre Modelo	Carpeta BD DigSILENT	Red BD DigSILENT	Modelo (Definición de Bloques)
47	pss_U1	P/S Alfalfal 2 N°1	04-RM	pss_Alstom
48	pss_U1	P/S Alfalfal 2 N°2	04-RM	pss_Alstom
49	pss_U1	P/S Las Lajas N°1	04-RM	pss_Alstom
50	pss_U1	P/S Las Lajas N°2	04-RM	pss_Alstom
51	PSS2B_U1	GMR35_U1	05-Co	GMR35_PSS2B
52	PSS2B_U2	GMR35_U2	05-Co	GMR35_PSS2B
53	pssCandelaria1	P/S Candelaria TG1	05-Co	pss_EX2100
54	pssCandelaria2	P/S Candelaria TG2	05-Co	pss_EX2100
55	pssColbun2	P/S Colbun 2	05-Co	pss_COLBUN2
56	pssMachicuraU1	P/S Machicura 1	05-Co	pss_Unitrol_6000
57	pss_COLU1	P/S Colbun 1	05-Co	pss_Unitrol_6800
58	pssNEHUENCO1TV	P/S Nehuenco 1 TV	06-C	pss_NEHUENCO1TV
59	pssNehuenco1TG	P/S Nehuenco 1 TG	06-C	pss_NEHUENCO1TG
60	pssNehuenco2TG	P/S Nehuenco 2 TG	06-C	pss_NEHUENCO2TG
61	pssNehuenco2TV	P/S Nehuenco 2 TV	06-C	pss_NEHUENCO2TV
62	pssQuinteroTG1A	P/S Quinteros TG1A	06-C	pss_QUINTEROS
63	pssQuinteroTG1B	P/S Quinteros TG1B	06-C	pss_QUINTEROS
64	pssSanIsidro1TG	P/S San Isidro 1	06-C	pss_Mitsubishi_PSS2B
65	pssSanIsidro1TV	P/S San Isidro 1	06-C	pss_Mitsubishi_PSS2B
66	pssSanIsidro2TG	P/S San Isidro 2 TG	06-C	pss_SANISIDRO2
67	pssSanIsidro2TV	P/S San Isidro 2 TV	06-C	pss_SANISIDRO2
68	pss_LaMinaU1	P/S La Mina U1	06-C	pss_Reivax_invierte
69	pss_LaMinaU2	P/S La Mina U2	06-C	pss_Reivax_invierte
70	pss_Pehuenche1	P/S Pehuenche 1	06-C	pss_PWX6P4_invierte
71	pss_Pehuenche2	P/S Pehuenche 2	06-C	pss_PWX6P4_invierte
72	pss_Rapel1	P/S Rapel 1	06-C	pss_RAPEL
73	pss_Rapel2	P/S Rapel 2	06-C	pss_RAPEL
74	pss_Rapel3	P/S Rapel 3	06-C	pss_RAPEL
75	pss_Rapel4	P/S Rapel 4	06-C	pss_RAPEL
76	pss_Rapel5	P/S Rapel 5	06-C	pss_RAPEL
77	PSS_CHLHU1	P/S La Higuera U1	07-154	Electrosila-2M_PSS
78	PSS_CHLHU2	P/S La Higuera U2	07-154	Electrosila-2M_PSS
79	pssPWX6P4_Cipreses1	P/S Cipreses 1	07-154	pss_PWX6P4_invierte
80	pssPWX6P4_Cipreses2	P/S Cipreses 2	07-154	pss_PWX6P4_invierte
81	pssPWX6P4_Cipreses3	P/S Cipreses 3	07-154	pss_PWX6P4_invierte
82	pssPWX6P4_Curillinqe_ok	P/S Curillinqe	07-154	pss_PWX6P4_invierte
83	pss_CHLCU1	P/S La Confluencia U1	07-154	pss_CHLCU
84	pss_CHLCU2	P/S La Confluencia U2	07-154	pss_CHLCU
85	pss_ISLA_U2	P/S Isla 2	07-154	pss_PSS2A_Isla
86	pss_Isla_U1	P/S Isla 1	07-154	pss_PSS2A_Isla
87	pssANTUCO1	P/S Antuco 1	08-Ch	pss_ANTUCO
88	pssANTUCO2	P/S Antuco 2	08-Ch	pss_ANTUCO
89	pssELTORO1	P/S El Toro 1	08-Ch	pss_ELTORO
90	pssLaja4	P/S Laja 4	08-Ch	pss_CMPC_LAJA
91	pssLosPinos	P/S Los Pinos	08-Ch	pss_LOSPINOS
92	pssPangue1	P/S Pangue 1	08-Ch	pss_PANGUE
93	pssPangue2	P/S Pangue 2	08-Ch	pss_PANGUE
94	pssRalco1	P/S Ralco 1	08-Ch	pss_RALCO
95	pssRalco2	P/S Ralco 2	08-Ch	pss_RALCO
96	pssRucueU1	P/S Rucue 1	08-Ch	pss_Silcostat
97	pssRucueU2	P/S Rucue 2	08-Ch	pss_Silcostat
98	pss_EiToroU2	P/S El Toro 2	08-Ch	pss_ELTORO
99	pss_EiToroU3	P/S El Toro 3	08-Ch	pss_ELTORO
100	pss_EiToroU4	P/S El Toro 4	08-Ch	pss_ELTORO
101	pss_QuillecoU1	P/S Quilleco 1	08-Ch	pss_QUILLECO1
102	pss_QuillecoU2	P/S Quilleco 2	08-Ch	pss_QUILLECO2
103	pss_SantaFe	P/S Santa Fe	08-Ch	PSS_SF

id	Nombre Modelo	Carpeta BD DigSILENT	Red BD DigSILENT	Modelo (Definición de Bloques)
104	pss_SantaMaria	P/S Santa Maria	08-Ch	pss_SANTAMARIA
105	pss_BOCAMINA_II	P/S Bocamina 2	09-VIII	pss_BOCAMINA_II
106	pss_Horcones	P/S Horcones	09-VIII	pss_HORCONES
107	pssCanutillar1	P/S Canutillar 1	10-S	pss_CANUTILLAR_
108	pssCanutillar2	P/S Canutillar 2	10-S	pss_CANUTILLAR_
109	pss_ANTI1	P/S Antihue 1	10-S	pss_2b
110	pss_ANTI2	P/S Antihue 2	10-S	pss_2b
111	pss_U1	P/S Angostura U1	10-S	pss_Alstom
112	pss_U2	P/S Angostura U2	10-S	pss_Alstom
113	pss_U3	P/S Angostura U3	10-S	pss_Alstom
114	pss_Valdivia	P/S Valdivia	10-S	pss_Hinfinite

4 ALCANCES

En base a análisis de pequeña señal y a través de simulaciones dinámicas que verifiquen la respuesta transitoria del sistema, se deberá determinar:

- Qué unidades de generación convencional sobre 50 MW deberán deben realizar modificaciones en los ajustes, considerando que deben contar con un PSS correctamente calibrado en conformidad con el Art 8-7 de la NTSyCS
- Por otro lado, para las unidades de menos de 50 MW, se deberá determinar en qué condiciones de operación del sistema deberán contar con PSS operativos, en conformidad con el Art NT SyCS 8-21

Lo anterior de acuerdo con el cumplimiento de los estándares operativos establecidos en la NT, respecto los modos de oscilación electromecánicos. Específicamente lo dispuesto en los artículos 5-38 y 5-44 de la NT y SyCS

Este estudio contempla un horizonte para el 2022 donde se determinaron los escenarios críticos respecto las oscilaciones electromecánicas previstas, contemplando casos para red N y red N-1.

El diagnóstico se deberá realizar mediante análisis de pequeña señal y determinar si los modos electromecánicos resultante cumplen con el amortiguamiento establecido. De presentarse modos electromecánicos que no cumplan con lo requerido se realizaran análisis en detalle del comportamiento de dichos modos para distintos escenarios, identificando las unidades que participación significativamente.

Posteriormente, se realizará la verificación del comportamiento dinámico del SEN ante las contingencias de severidad 4 en los tramos más importantes para evaluar el cumplimiento del amortiguamiento de las transferencias de potencia del sistema de transmisión ante contingencias, en específico el cumplimiento con lo establecido en el Art 5-38 de la NT SyCS.

Finalmente, luego de dicho diagnóstico y verificación, este estudio sentará las bases para instruir, a las empresas propietarias de las unidades relevantes, que se realicen los estudios y ensayos pertinentes para la implementación de ajustes y modificaciones que se requieran.

5 MARCO TEÓRICO

5.1 Comportamiento Dinámico de Máquinas Sincrónicas

El comportamiento dinámico de las máquinas sincrónicas está determinado por su inercia, sus ángulos rotóricos y el torque acelerante, el cual corresponde a la diferencia entre el torque mecánico que se aplica al eje y el torque eléctrico producido por el generador sobre su eje.

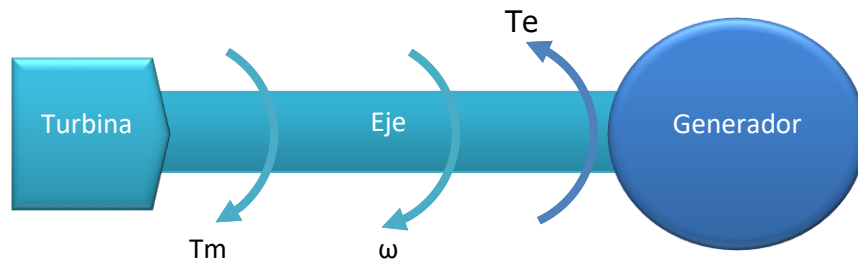


Figura 1: Torque Mecánico y Eléctrico aplicado al eje de una máquina sincrónica. T_m =torque mecánico, ω =velocidad angular, T_e = torque eléctrico.

En la medida que existe balance entre ambos torques, el torque acelerante es igual a cero y se tiene en una condición de estabilidad permanente del vínculo electromecánico del generador, que se refleja en que la potencia mecánica sobre el eje es igual a la potencia eléctrica inyectada a la red (despreciando pérdidas). Ante perturbaciones en la red, el torque eléctrico presenta variaciones y el torque acelerante es distinto de cero. Lo anterior se resumen en la siguiente expresión (se desprecia otros componentes de amortiguamiento).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_a = T_m - T_e$$

Donde,

H : constante inercia conjunto turbogenerador en MW*segs/MVA

ω_0 : velocidad angular nominal en rads/segs

δ : ángulo rotórico en rads

T_a : torque acelerante en pu

T_m : torque mecánico en pu

T_e : torque eléctrico en pu.

A su vez, se puede considerar que, ante perturbaciones, el torque eléctrico tiene dos componentes, una en fase con el ángulo rotórico y otro en fase respecto la velocidad angular.

$$\Delta T_e = K_s \Delta \delta + K_D \Delta \omega$$

$K_S \Delta \delta$: componente del torque eléctrico en fase con el ángulo de potencia, denominado torque sincronizante.

$K_D \Delta \omega$: componente en fase con velocidad angular, denominado torque de amortiguamiento.

El primer componente se denomina torque sincronizante y tiene directa relación con la inestabilidad no oscilatoria, donde ante la falta de éste el ángulo de potencia del o los generadores, luego de una perturbación, experimenta una excursión sin retornar a punto estable alguno y deriva en la pérdida de sincronismo. Esta situación se produce en presencia de generadores interconectados mediante enlaces débiles y la forma de resolver lo anterior es, ante variaciones del torque eléctrico, generar el suficiente flujo magnético en el estator para que detenga el desplazamiento angular del rotor (además de mejorar el enlace construyendo más líneas en paralelo). Esto se ha llevado a cabo a través de la mejora de la acción del sistema de excitación, el cual debe contar con la suficiente capacidad y rapidez.

El segundo componente corresponde al torque de amortiguación y tiene relación con la estabilidad oscilatoria. Para describir lo anterior, debe asumirse que, por el hecho de estar en presencia de máquinas rotatorias, siempre existen pequeñas oscilaciones de carácter electromecánico (modos naturales de oscilación), las cuales mientras se amortigüen debidamente no representan mayores problemas. Sin embargo, en la medida que con el avance tecnológico fueron requeridas unidades de mayor capacidad y tamaño, se incrementaron las reactancias equivalentes (reacción de armadura), lo que produce un detrimento en el torque sincronizante. Esto se tradujo en la necesidad de contar con sistemas de excitación más eficaces (más rápidos y efectivos, con ganancias mayores en el lazo cerrado de control), lo que conlleva un detrimento del torque de amortiguación [1] [2] [3]. Lo anterior deriva del hecho que el sistema de excitación responde desmedidamente ante pequeñas perturbaciones y se origina una respuesta que se incrementa permanentemente, alcanzando la inestabilidad oscilatoria (amortiguamiento negativo) [1]. La herramienta para identificar estas situaciones es el análisis modal que considera un modelo linealizado del sistema. Los polos asociados a la función de transferencia del sistema dinámico están relacionados con los valores propios resultantes del análisis modal [2]. En caso de riesgo de inestabilidad oscilatoria, los polos tienen su parte real positiva (o se ubican en el semiplano derecho del plano polar). Lo anterior se produce por efecto de los elementos de control y básicamente un polo de parte real positiva significa una respuesta con una componente de carácter exponencial creciente (inestable). Para atender estos requerimientos de torque de amortiguamiento se puede mejorar la impedancia de vinculación a través de líneas de transmisión en paralelo. Sin embargo, esto puede resultar generalmente muy costoso, razón por la cual fueron desarrollados los PSS (Power Systems Stabilizers) que colaboran en mejorar la componente de amortiguamiento mediante una acción de control en el sistema de excitación.

5.2 Análisis Modal

Tal como fue señalado en el punto anterior, La herramienta para identificar situaciones de falta de torque de amortiguamiento, es el análisis modal que considera un modelo linealizado del sistema. Los polos correspondientes a los valores propios, los cuales derivan del análisis modal del modelo linealizado del sistema, proporcionan una solución teórica sobre los modos de oscilación electromecánicos que se encuentran asociados al ángulo del rotor o bien a la velocidad de los generadores del sistema. Generalmente los modos electromecánicos se encuentran en frecuencias entre los 0,2Hz y 2,5Hz. Las características más importantes de cada modo son la frecuencia de oscilación y el amortiguamiento. Si bien no hay rangos exactos, una categorización típica corresponde para las frecuencias asociadas a modos electromecánicos son:

- Modos locales: 0,7 – 2,0Hz.
- Modos inter-área: 0,2 – 0,7Hz.

Los valores propios del tipo par conjugado $\lambda = \sigma \pm j\omega$ produce modos oscilatorios como funciones sinusoidales, donde la parte real indica si el modo es amortiguado o inestable y la compleja la frecuencia de oscilación.

El coeficiente de amortiguamiento se obtiene mediante la siguiente expresión:

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

Este coeficiente determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación. La constante de tiempo de decaimiento es $1/|\sigma|$. En otras palabras, la amplitud decae a 1/e o un 37% de la amplitud inicial en $1/|\sigma|$ segundos o en $1/(2\pi\zeta)$ ciclos de oscilación [2].

La expresión indicada en el Art. 5-44 de la NT SyCS vigente 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) y se basa en el principio descrito en el párrafo anterior. En [3] en el punto 3.3.2 se describe como se obtiene la expresión del Art. 5-44 matemáticamente.

Los vectores propios derechos entregan el mode-shape, es decir, la actividad relativa de las variables de estado cuando un modo en particular es excitado [2]. En su conjunto para todos los modos se denomina matriz de observabilidad. Los componentes de esta matriz o factores de observabilidad para las velocidades de los rotores se utilizan para determinar el tipo de modo de oscilación, pues indica de las unidades donde manifiesta cada modo y la forma en cómo oscilan [3].

El problema de solamente utilizar ya sea los vectores propios derechos (matriz observabilidad) o izquierdos (matriz controlabilidad), es que para apreciar la injerencia o participación de cada unidad en algún modo de oscilación depende de las escalas y las unidades de elementos en cada vector. Por lo anterior, para cada uno de los modos de oscilación los vectores (que contienen los factores de observabilidad y controlabilidad) se combinan en una matriz de participación que, por lo tanto,

contiene los factores de participación. Estos factores proporcionan una buena indicación del patrón dinámico de oscilación del sistema y se pueden usar para determinar la ubicación de componentes de control para influir en el amortiguamiento del sistema de manera eficiente [4]. Además, los factores de participación de velocidad indican la sensibilidad del modo a la adición de amortiguamiento mecánico en el eje del generador [3].

5.3 Principio de Estabilización de PSS y Consideraciones Generales

Conforme a lo establecido en la NT SyCS y, como fue señalado anteriormente, toda unidad generadora de potencia nominal igual o superior a 50 MW que se conecte al SEN deberá contar con un ESTABILIZADOR del Sistema eléctrico de potencia (PSS) incorporado al lazo de control de la excitación, con el objeto de realizar un aporte eficaz al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas del subsistema inercial del grupo generador.

El PSS debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas entre 0,2 Hz y 2,5 Hz, a efectos de amortiguar modos de oscilación: locales, intraplanta e interplantas, y también contribuir con el amortiguamiento de modos electromecánicos más lentos como los interáreas.

El esquema de estabilización del PSS se basará en los principios de la estabilización por integral de potencia acelerante, con dos canales de entrada [2] y [6]:

- (1) velocidad de deslizamiento rotórica o frecuencia eléctrica y
- (2) potencia activa generada por el grupo.

En conformidad con lo establecido en [2] y [6], estos PSS de modelos tipo PSS2A y PSS2B son los que presentan un mejor desempeño, respecto de los PSS en base solamente a medida directa de la desviación de la velocidad del rotor, frecuencia o potencia.

5.3.1 PSS Basados en Velocidad

En caso de PSS con principio de estabilización en base a velocidad, si bien son eficaces, es difícil mantener una señal sin ruido de alta frecuencia por los modos torsionales y la dinámica de los ejes de las turbinas. Lo anterior, se traduce, ante perturbaciones, en un señal de salida del PSS que varía permanentemente y, por ende, el voltaje en bornes de generador [2]. Esta situación tiende a preocupar a los operadores haciendo que la importancia del PSS sea desestimada. Además, si bien es eficaz en caso de turbinas a vapor, la necesidad de filtros ante modos torsionales en el caso de turbinas hidráulicas introduce un atraso de fase en baja frecuencia, lo cual le resta eficacia [6].

5.3.2 PSS Basados en Frecuencia

En el caso de PSS con principio de estabilización en base a frecuencia, la cual se obtiene directamente de los terminales, presentan la ventaja de contar con una señal que es más sensible a los modos de baja frecuencia inter-área, que para modos inter-planta o intra planta que son de frecuencias mayores. En este sentido, es posible obtener una contribución mayor al amortiguamiento de modos inter-área que en el caso PSS basados en principio de estabilización basados en medida directa de la desviación de la velocidad del rotor. Sin embargo, en el caso de turbinas de vapor, esta señal incorpora la presencia de modos torsionales, lo que termina trayendo los mismos problemas que en el caso anterior. Además, la señal de frecuencia contiene ruido del sistema de potencia asociados a cargas industriales como hornos de arco y laminadoras.

5.3.3 PSS Basados en Potencia

En el caso de PSS basados en principio de estabilización por potencia, fue el candidato natural en los primeros PSS, dado que se puede obtener la medida de la potencia eléctrica fácilmente y se tiene una relación con la velocidad del eje.

$$\frac{d}{dt}\Delta\omega = \frac{1}{2H}P_a = \frac{1}{2H}(P_m - P_e)$$

En caso de despreciar la componente mecánica se cuenta con una señal proporcional y en adelante a la desviación de la velocidad del rotor. Con filtros de baja y alta frecuencia, se puede aplicar amortiguamiento en una sola frecuencia. Esta situación representa problemas dado que generalmente se desea que se aplique amortiguamiento a un conjunto de frecuencias, particularmente en caso de modos inter-área y locales. Adicionalmente, debido a que ante cualquier variación de la carga se produce una salida del PSS, se cuenta con rangos bastantes restringidos de las ganancias, lo que le resta eficacia.

5.3.4 PSS Basados en Integral de Potencia Acelerante.

EL PSS basado en principio de integral de potencia acelerante, incorpora una aproximación de la ecuación dinámica de la maquina sincrónica para obtener la relación entre la desviación de la velocidad del rotor y la integral de potencia acelerante.

$$\Delta\omega = \frac{1}{2H} \left[\int \Delta P_m dt - \int \Delta P_e dt \right]$$

$$\int \Delta P_m dt = 2H\Delta\omega + \int \Delta P_e dt$$

Con la expresión anterior, el PSS basado en integral de potencia acelerante obtiene una señal proporcional a la integral de variación de la potencia mecánica, incorporando señales proporcionales a variación de velocidad del rotor y la integral de la variación de la potencia eléctrica.

En unidades de eje horizontal esta señal contienen modos torsionales que deben filtrarse. Debido a que las variaciones de potencia mecánica son relativamente lentas, la señal de la integral de potencia mecánica puede condicionarse mediante un filtro pasa bajos para atenuar modos torsionales. Se sabe que, si bien estos modos torsionales también son de carácter subsíncronos, tienen frecuencias mayores a los modos electromecánicos. De esta forma la función de transferencia de la señal de la integral de potencia acelerante obtenido mediante la velocidad del rotor y la potencia eléctrica corresponde a:

$$\int \Delta P_a dt \rightarrow G(s) \left[\frac{\Delta P_e(s)}{2Hs} + \Delta \omega(s) \right] - \frac{\Delta P_e(s)}{2Hs}$$

Donde $G(s)$ corresponde a la función de transferencias del filtro pasa bajos. A partir de la función de transferencia, se observa que no es requerido un filtro para modos torsionales en los bloques principales de estabilización asociados a la variación de la potencia eléctrica. Para bajas frecuencia predomina la señal medida de velocidad y para mayores frecuencias predomina la expresión asociada a potencia eléctrica. Con lo anterior, la salida del PSS y por ende, el voltaje del regulador de tensión, no se encuentra sujeto a variaciones indeseadas y además permite mayores ganancias K_{pss} lo que finalmente resulta en un mejor amortiguamiento de las oscilaciones.

El diagrama de bloques de típico de un PSS basado en integral de potencia acelerante se aprecia en la Figura 2.

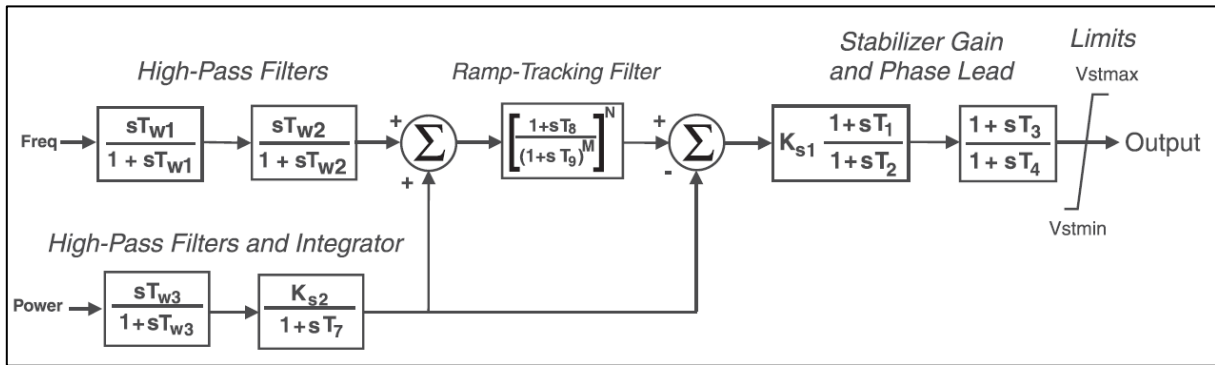


Figura 2: Diagrama Bloques PSS basado en principio de la estabilización por integral de potencia acelerante, con dos canales de entrada.

5.3.5 Otras Consideraciones

Adicionalmente se recomiendan las siguientes consideraciones:

- La señal de proceso (potencia acelerante o integral de potencia acelerante) podrá ser obtenida a partir de la medición local de la velocidad de deslizamiento del rotor y la potencia activa generada.
- El ESTABILIZADOR (PSS) deberá operar modulando la referencia del regulador de tensión (AVR) y poseer suficiente flexibilidad para el ajuste de sus parámetros (constantes de

tiempo y ganancias). De lo contrario será difícil que el PSS tenga un desempeño según lo requerido para rangos de frecuencia presentes, tanto para modos inter-área como locales.

- La señal de salida del PSS se inyectará en el punto de suma (referencia de tensión) del regulador individual de tensión -AVR-.
- Los transductores de las señales de deslizamiento rotórico y potencia eléctrica deberán garantizar una adecuada linealidad de las señales en el rango de operación y presentar constantes de tiempo inferiores a 40 mseg. De lo contrario existen riesgos de una acción ineficaz del PSS.
- El ESTABILIZADOR deberá contar con lógicas de control que minimicen su efecto adverso sobre la cupla sincronizante del generador ante grandes excursiones de la frecuencia en el SEN. Estas lógicas de control deberán ser incluidas en el diagrama de bloques y modelo dinámico del PSS. Hay evidencia que ante grandes perturbaciones, la acción del PSS modula la tensión del AVR lo que se traduce en un detrimento del torque sincronizante.

6 METODOLOGÍA

6.1 Análisis Modal

Tal como se señala en el punto anterior, la herramienta para realizar el análisis de pequeña señal corresponde al análisis modal determinando los valores y vectores propios.

En primera instancia se realiza un análisis modal sin controladores (Red N) deshabilitando los modelos compuestos en la viñeta de simulación de las opciones avanzadas del flujo de potencia del DigSILENT Powerfactory. En esta opción se deshabilitan los controles de todos los elementos de la red y se utiliza para obtener los modos naturales del sistema y permite tener una referencia del efecto de los controles en la estabilidad de pequeña señal. En [2] se señala que el origen de la inestabilidad de pequeña señal por amortiguamiento negativo surge a partir de los elementos de control y que no se debieran presentar modos inestables en este caso.

Posteriormente se realiza el análisis modal con los controladores habilitados, pero con los PSS existentes fuera de servicio. Este análisis tiene como objetivo apreciar el efecto de los gobernadores y reguladores automáticos de tensión (entre otros controladores) en el amortiguamiento y estabilidad del sistema. En este caso es posible que aparezcan modos inestables de acuerdo con lo establecido en [2].

Para el caso de los todos los controladores existentes, incluidos los PSS, se realizan análisis modales para en red N y red N-1.

En el caso de red N, se realiza para ver el comportamiento del sistema con los recursos que se encuentran disponibles y habilitados en el sistema. De acuerdo con lo establecido en el Art. 5-38 NT SyCS para red N se considera que se debe cumplir para los modos electromecánicos con un coeficiente amortiguamiento de un 10%. En caso de presentarse modos inestables en el caso con PSS deshabilitados en este caso debieran ser trasladados al semiplano izquierdo.

En el caso de red N-1 se analiza la estabilidad de pequeña ante simples contingencias y, según lo que se establece en el Art. 5-38 NT SyCS, se interpreta que debe cumplirse para los modos electromecánicos con un coeficiente de amortiguamiento de un 5%.

Respecto a los resultados, en el caso de red N, los modos electromecánicos con un coeficiente de amortiguamiento inferior a 10% se les denominará modos críticos, mientras que el caso red N-1 serán denominados modos críticos aquellos con un coeficiente de amortiguamiento inferior a 5%.

6.2 Caracterización de Modos Críticos

Una vez efectuados los análisis descritos anteriormente, los modos críticos serán caracterizados mediante los factores de observabilidad (diagramas fasoriales) y participación (diagramas de barras) para las velocidades de rotor. Los factores de observabilidad generalmente son valores pequeños y

se ajusta la escala para filtrar los montos más significativos, de manera de determinar el tipo de modo oscilatorio. En el caso de los factores de participación estos serán filtrados en alrededor 0.1 [pu] pues con participaciones menores se consideran que no son significativas [3].

6.3 Verificación Dinámica

Adicionalmente serán efectuados simulaciones dinámicas para los tramos más relevantes del sistema de 500kV de manera de verificar el cumplimiento del amortiguamiento requerido para las transferencias postcontingencia según el Art. 5-39. Se considera que, si bien no se logra un pleno cumplimiento de los coeficientes de amortiguamiento para los modos críticos en red N, los resultados de las simulaciones satisfactorios indicarán que no existe riesgo para la estabilidad del SEN. Esto siempre cuando no sean detectados modos inestables para el caso con todos los controladores habilitados (incluidos PSS).

6.4 Definición de Recomendaciones

Cabe recordar que, tal como se recomienda en [3] y [5], el esquema de estabilización del PSS se basará en los principios de la estabilización por potencia acelerante, con dos canales de entrada: (1) velocidad de deslizamiento rotórica o frecuencia eléctrica y (2) potencia activa generada por el grupo. No obstante si las unidades ya cuentan con PSS y cumplen con lo establecido en la NT SyCS es necesario tener ciertas consideraciones.

Adaptando lo considerado en [3], 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,
- La participación apreciable (sobre 0.1 pu), ya sea para modos inter-área, locales interplanta y/o locales intraplanta
- La Potencia nominal de la unidad
- El grado de participación, ya sea significativamente alta, Media o Baja

Lo que se busca es, términos prácticos, establecer criterios para determinar grados de prioridad y criticidad en los que se consideran como modos indeseables que indica el Art 3-14 de la NTyCS.

Además, respecto a los factores de participación, se consideran como apreciables si alcanzan 0.1pu, donde , a su vez se distingue:

- Significativamente alto factores participación mayor a 0.66pu,
- Participación media, entre 0.66-0.33pu.
- Participación apreciable pero baja, bajo 0.33pu.

Esta clasificación contempla que, en cada modo, sobresalen los factores de participación en unas unidades respecto otras. Esto implica que, la aplicación de torque de amortiguamiento en el eje de las unidades con factores sobresalientes, mejore significativamente el amortiguamiento del modo en cuestión, respecto las unidades restantes.

6.4.1 Modos Inter-área

En el caso de modos inter-área se presentan los siguientes criterios para la definición de recomendaciones, considerando unidades con **una participación significativamente alta o media (sobre 0.33 pu):**

1. Si la unidad o central tiene todos sus modelos homologados y tiene PSS:
 - a. Se recomienda instruir reajustar dicho PSS para obtener respuesta acorde a las exigencias normativas.
 - b. Si no es posible reajustar para cumplir con la NT SyCS, se recomienda la instrucción de incorporación de un PSS del tipo 2A (o 2B si fuera necesario), ajustado para obtener una respuesta de acorde a las exigencias normativas.
2. Si la unidad o central tiene todos sus modelos homologados y no tiene PSS, se recomienda la instrucción de la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior (según resulte necesario), ajustado para obtener una respuesta acorde a las exigencias normativas.
3. Si la unidad o central involucrada no tiene modelos homologados, se recomendará el ensayo y homologación de la misma. Debe demostrar que no produce un oscilaciones indeseadas ni un detrimento en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, Red N bajo 10% y Red N-1 bajo 5%. De lo contrario debe seguir lo indicado en el numeral 1 o 2 anteriores, según corresponda.

Más allá de lo indicado anteriormente, de forma general y siempre que su estructura lo permita, cada PSS deberá amortiguar modos de oscilación de alta frecuencia y modos lentos de oscilación inter-área en conformidad al art 8-20 de la NT SyCS, priorizando siempre la frecuencia de oscilación que haya sido identificada dentro del análisis sistémico.

6.4.2 Modos Locales Interplanta

En el caso de modos locales inter-planta se presentan los siguientes criterios para la definición de recomendaciones, considerando unidades con **una participación significativamente alta o media**

(sobre 0.33 pu), que tengan una potencia nominal igual o superior a 50MW o grupos de unidades de una planta que totalice 75MW³:

1. Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y además cuenta con PSS:
 - a. Se recomienda instruir al coordinado a reajustar 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 recomienda instruir al coordinado la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, ajustado para que se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.
2. Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y no cuenta con PSS:
 - a. Se recomienda instruir la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, ajustado para que se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.

Sin perjuicio de lo anterior, si la unidad **no dispone de modelos homologados y tiene participación sobre 0.33 pu, independiente de su potencia nominal**, se recomienda la realización de ensayos en campo y homologación de la misma. Debe demostrar que no produce oscilaciones indeseadas ni un detrimento en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, Red N bajo 10% y Red N-1 bajo 5%. De lo contrario, debe seguir lo indicado en el numeral 1 o 2 anteriores, según corresponda. Los modos naturales (sin controladores) tienden a empeorar su amortiguamiento, o incluso volverse inestables, con la inclusión de controladores de carga/velocidad y AVR [1] y [3].

6.4.3 Modos Locales Intraplanta

En el caso de modos locales intra-planta **con amortiguamiento ζ bajo 5%⁴** se presentan los siguientes criterios para la definición de recomendaciones, solo considerando unidades con **participación significativamente alta (sobre 0.66 pu) y que tengan una potencia nominal igual o superior a 50[MW].:**

1. Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y además cuenta con PSS:

³ NERC considera la incorporación de PSS en unidades con potencia de 35 MVA o mayor o grupos de unidades en una planta que totalicen una potencia de 75 MVA o mayor [2]. Se considera adecuado contemplar este último criterio adicional en caso de modos inter-planta dado el impacto que puede tener en la seguridad de la operación del SEN.

⁴ Dado que son modos locales, el ζ 5% daría cumplimiento a los Art. 5-38 y 5-39 y, respecto el límite es estabilidad permanente establecido en el Art. 5-44, se evaluará finalmente el riesgo a la seguridad mediante las verificaciones dinámicas. No obstante, oscilaciones locales de unidades bajo 50 MW con amortiguamiento sobre 5% no deberían traer consigo riesgos para la operación del SEN en su conjunto.

- a. Se recomienda instruir al coordinado a reajustar 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 recomienda instruir al coordinado la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, ajustado para que se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.
2. Si la unidad dispone de todos sus modelos homologados y no cuenta con PSS:
 - a. Se recomienda instruir la incorporación de un PSS del tipo 2A, 2B o superior según resulte necesario, ajustado para que se obtenga una respuesta que cumpla con las exigencias normativas.

Sin perjuicio de lo anterior, si la unidad **no dispone de modelos homologados y tiene participación sobre 0.66 pu, independiente de su potencia nominal**, se recomienda la realización de ensayos en campo y homologación de la misma. Debe demostrar que no produce oscilaciones indeseadas ni un detrimento en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, Red N bajo 10% y Red N-1 bajo 5%. De lo contrario, debe seguir lo indicado en el numeral 1 o 2 anteriores, según corresponda. Los modos naturales (sin controladores) tienden a empeorar su amortiguamiento, o incluso volverse inestables, con la inclusión de controladores de carga/velocidad y AVR [1] y [3].

7 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

De acuerdo con lo señalado brevemente en los alcances, se buscan los escenarios que contemplen las condiciones previstas más críticas desde el punto de vista de las oscilaciones electromecánicas. En concordancia con lo anterior se proponen escenarios de Demanda Alta y Baja con altas transferencias por los principales tramos del sistema de transmisión de 500 kV del Norte del SEN.

Se elaboraron escenarios para las condiciones estacionales más características del SEN, esto es:

- Enero 2022
- Marzo 2022
- Diciembre 2022
- Septiembre 2022

Estos escenarios contemplan una hidrología media, en concordancia a lo contemplado en la mayoría de los estudios NT del Capítulo 6 realizados por el Coordinador.

Además, fueron incorporados escenarios particulares para abarcar alternativas sobre la configuración del parque generador, en particular la presencia de altas inyecciones ERV y en la zona del Norte Grande.

7.1 Escenarios Red N Demanda Alta y Baja

A continuación, se presenta un cuadro resumen de escenarios de demanda alta para el despacho de las principales unidades por zona y luego principales transferencias por los tramos más relevantes del sistema troncal.

Tabla 5: Niveles de Demanda y Despachos Principales Unidades del SEN. Escenarios Demanda Alta y Baja.

Escenario	Demanda [MW]	Generación (principales unidades) [MW]						
		ERV	Norte Grande	Norte	Ventanas-San Luis	Centro 500kV-220kV-154kV	Charrúa-Concepción	Sur
E1.- DA día Ene2022	11081	Solar 3817 Eólico 1818	ANG 1x88 CCH 1x168 NTO 2x71 IEM 290	Guacolda 3x36	Campiche 250 Nva Ventanas 80 Nehuenco U2 220	Alfalfal 2x75 Alfalfal 2 1x132 Pehuenche 2x184	El Toro 4x60 Antuco 1x146 Pangue 2x126 Ralco 2x160	Angostura 2x122 Canutillar 2x75
E2.- DA día Dic2022	10735	Solar 3130 Eólico 1934	ANG 1x88 CCH 1x108 NTO 1x75 IEM 290	Guacolda 2x40	Ventanas U2 55 Nva Ventanas 80	Alfalfal 2x80 Alfalfal II 2x95 Las Lajas 2x122.5 Pehuenche 2x225 Machicura 1x25 Isla-Curillínque 2x29+70	El Toro 2x50 Antuco 1x105 Pangue 1x80 Ralco 2x223	Angostura 2x80 Canutillar 2x68
E3.- DA noche Dic2022	10098	Eólico 3019	ANG 1x88 CCH 2x265 NTO 1x130 IEM 290	Guacolda 2x150	Ventanas U2 150 San Isidro U2 380	Alfalfal 2x80 Alfalfal 2 2x94 Pehuenche 2x265 Colbún 1x200 La Confluencia 2x79 La Higuera 2x50	El Toro 4x81 Antuco 2x133 Pangue 2x200 Ralco 2x222	Angostura 1x74
E4.- DA noche Mar2020	10495	Eólico 3062	ANG 1x250 CCH 1x260 CTH 170 NTO 2x100 IEM 290	Guacolda 3x150	Ventanas U2 90 Nueva Ventanas 80 Nehuenco U2 300 San Isidro U2 380	Alfalfal 2x80 Alfalfal II 2x102 Las Lajas 2x125 Pehuenche 1x150 Colbún-Machicura 1x220+2x39 Cipreses-Isla-Curillínque 3x28+2x25+63	El Toro 4x50 Antuco 2x135 Pangue 2x215 Ralco 2x360	Angostura 2x80 Canutillar 2x75
E5.- DB Día Ene2022	6820	Eólico 285 Solar 1490	IEM 290 ANG 1x88 CCH 2x141 NTO 2x73	Guacolda 3x40	Ventanas 2x90	Pehuenche 2 x184 Alfalfal 2x80 Alfalfal II 2x132 Rapel 4x44 Colbún 1x156 Machicura 1x22 Curillínque 1x70 Isla 2x28 La Lajas 2x133 La Confluencia 2x50 La Higuera 2x48	Antuco 2x136 Pangue 1x109 Ralco 1x120 El Toro 4x95 Rucue 2x70	Angostura 1x135 Rucatayo 1x25

Escenario	Demanda [MW]	Generación (principales unidades) [MW]						
		ERV	Norte Grande	Norte	Ventanas-San Luis	Centro 500kV-220kV-154kV	Charrúa-Concepción	Sur
E6.- DB noche Sep2022	7475	Eólico 2050	ANG 1x276 CCH 1x280 NTO 2x135 IEM 350 CTA 1x170	Guacolda 4x150	Ventanas U2 90 San Isidro U2 380	Alfalfal II 1x95 Las Lajas 1x122.5 Pehuenche 1x225 Machicura 1x25 Rapel 3x70 Machicura 1x25 Colbún 1x100 Cipreses 2x33 Isla 2x35 Curillinque 84	Antuco 1x80 Pangue 1x90 Ralco 2x355 Rucue 2x50	Angostura 1x74+31 Canutillar 2x70 Rucatayo 1x45

Tabla 6: Transferencias en los principales tramos del SEN. Escenarios Demanda Alta y Baja.

Escenario	Transferencias (principales tramos) [MW]				
	Kimal-Chan 500kV	Cumb-Chan 500kV	Nva.P.Azú -Polp 500 kV	Anc-A.Jah 500kV	Nva.Cha-Anc 500kV
E1.- DA día Ene2022	→300	←620	→1728	→850	→440
E2.- DA día Dic2022	←328	←730	→1630	→930	→618
E3.- DA noche Dic2022	→60	←510	→550	→1280	→740
E4.- DA noche Mar2022	←612	→630	←95	→2072	→1562
E5.- DB día Ene2022	←344	←671	←494	→1070	→460
E6.- DB noche Sep2022	←440	→900	←510	→1680	→1150

7.2 Escenarios Red N-1

Una vez elaborados los escenarios Red N, para definir los escenarios Red N-1 se determinaron las contingencias más exigentes de acuerdo con los despachos y niveles de transferencias. Los alcances de este estudio corresponden a análisis de la estabilidad de pequeña señal del SEN respecto los modos oscilatorios electromecánicos inter-área entre unidades del Norte Grande y el resto del SEN. Por lo tanto, se enfatiza en ver las condiciones red N-1 para los tramos más extensos del sistema de transmisión de 500 kV de la Zona Norte del SEN. No obstante, también se evalúa uno de los tramos del sistema de 500 kV de la Zona Centro Sur.

- E1.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E1.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E1.3.- Charrúa – Ancoa 500kV L3 F/S
- E2.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E2.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E2.3.- Charrúa – Ancoa 500kV L3 F/S
- E3.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E3.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E3.3.- Charrúa – Ancoa 500kV L3 F/S
- E4.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E4.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E4.3.- Charrúa – Ancoa 500kV L3 F/S
- E5.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E5.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E5.3.- Charrúa – Ancoa 500kV L3 F/S
- E6.1.- Changos - Cumbres 500kV L1 F/S
- E6.2.- Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1 F/S
- E6.3.- Entre Ríos – Ancoa 500kV L2 F/S.

Debido a que en el escenario E4 se tiene una condición de demanda baja y, por las bajas transferencias por el tramo Charrúa- Ancoa 500kV, se requiere considerar abierta la línea Charrúa A- Ancoa 500 kV L3 para un adecuado control de tensión. Por lo tanto, se considera como escenario de red N-1 E4.3 la apertura de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV L2.

8 RESULTADOS ANÁLISIS MODAL

Para los escenarios base de Red N descritos anteriormente, se ejecutaron en la herramienta de simulación DlgSILENT Powerfactory las rutinas de análisis modal para el SEN sin considerar los modelos de los controladores, de manera de identificar los modos naturales de oscilación del sistema.

Luego de identificar los modos naturales de oscilación para los escenarios base para Red N, se habilitaron los modelos homologados vigentes en la base de datos utilizada, esto sin aun habilitar los PSS disponibles y que se encuentren actualizados y homologados de acuerdo con el plan de sintonización. Esto se efectuó con el propósito de analizar el efecto de la incorporación de los PSS actualizados en la operación del sistema.

Finalmente se ejecutaron las rutinas para análisis modal en los escenarios base de red N habilitando los modelos de PSS homologados actualizados. Posteriormente fueron realizadas las rutinas para análisis modal tomando en cuenta las diferentes contingencias consideradas dentro del estudio y que definen los escenarios de Red N-1.

8.1 Escenarios Demanda Alta

En primera instancia se presentan los resultados para el análisis de los modos para los escenarios de demanda alta.

8.1.1 E1 DA Día Enero 2022

Para el escenario previsto para Enero de 2022, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

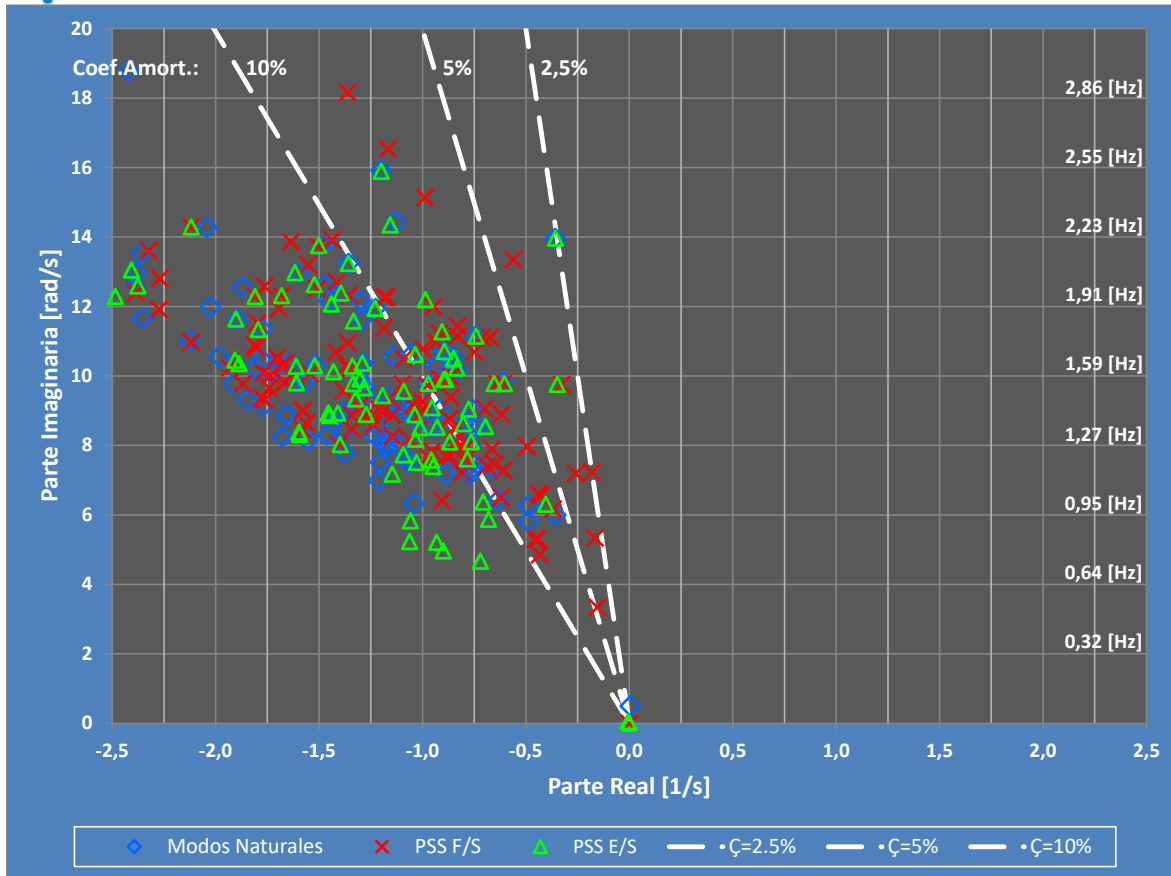


Figura 3: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E1 DA día Enero 2022 Red N.

En la Figura 3 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda alta para diciembre 2022, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados y PSS fuera de servicio (X), finalmente, los modos con PSS E/S (Δ). Tanto para los modos naturales como para el caso con PSS E/S no se aprecian modos inestables.

Considerando los PSS E/S, se visualizan que la gran mayoría de los modos tienen un amortiguamiento mayor al 10%, cumpliendo con lo establecido en la NT.

Para el caso de Red N la gran mayoría de los modos críticos se encuentran más bien por sobre los 0.95 [Hz] lo que implicaría que corresponden más bien a modos locales.

Los modos con menor amortiguamiento en torno a 2.5% y con una frecuencia cercana a los 2.23[Hz] corresponden a modos locales de la unidad de Los Molles.

Los modos con amortiguamiento en torno a 3.5% y con una frecuencia cercana a los 1.5 [Hz] corresponden modos locales de la Central Monte Redondo. Estas unidades no corresponden a unidades generadoras sincrónicas por lo que no pueden contar con PSS en la manera exigida para unidades convencionales.

Además, se presentan 2 modos íter-central con un amortiguamiento en torno a 6.5% que corresponden a las unidades de Sierra Gorda y el otro modo corresponde a las Centrales de la zona centro de 154-66 kV entre las unidades de Viñales, Isla, Cipreses y Curillinque.

En conclusión, los modos críticos corresponden más bien a modos locales o modos íter-central asociados a las zonas de 154-66 kV y 110 kV Coquimbo.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 7. La categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

Tabla 7: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E1 DA día Enero 2022 PSS E/S.

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2	Descripción
743	-0,36	13,96	13,97	91,47	2,22	0,45	2,56	2,80	1,17	Local Los Molles
741	-0,35	9,76	9,76	92,05	1,55	0,64	3,57	2,87	1,25	Monte Redondo
918	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,17	1,66	1,47	Sierra Gorda
762	-0,40	6,31	6,32	93,65	1,00	1,00	6,37	2,49	1,49	Local Cipreses
966	-0,74	11,15	11,17	93,81	1,77	0,56	6,64	1,35	1,52	Los Quilos
928	-0,66	9,78	9,81	93,83	1,56	0,64	6,68	1,53	1,52	Interplanta: Malalcahuello - Carilafquén
1210	-1,20	15,89	15,93	94,32	2,53	0,40	7,53	0,83	1,61	Local Convento Viejo
1051	-0,98	12,19	12,23	94,58	1,94	0,52	7,98	1,02	1,65	Local Palmucho
1020	-0,91	11,27	11,30	94,59	1,79	0,56	8,01	1,10	1,66	Local Canutillar
1198	-1,16	14,34	14,39	94,62	2,28	0,44	8,05	0,86	1,66	Local Convento Viejo
995	-0,85	10,49	10,52	94,64	1,67	0,60	8,08	1,18	1,66	Local Pilmaiquén
997	-0,85	10,49	10,52	94,64	1,67	0,60	8,08	1,18	1,66	Local Pilmaiquén
940	-0,70	8,54	8,57	94,66	1,36	0,74	8,13	1,44	1,67	Local Cipreses
991	-0,83	10,22	10,25	94,67	1,63	0,61	8,14	1,20	1,67	Local Interplanta: Canutillar - Pilmaiquén
1013	-0,90	10,71	10,74	94,78	1,70	0,59	8,33	1,12	1,69	Local Los Quilos
975	-0,78	9,05	9,08	94,92	1,44	0,69	8,57	1,29	1,72	Local Palmar
1008	-0,89	9,90	9,94	95,13	1,58	0,63	8,94	1,12	1,76	Cabo Leones 3
1015	-0,90	9,90	9,94	95,18	1,58	0,63	9,03	1,11	1,77	Cabo Leones 3
980	-0,80	8,62	8,66	95,32	1,37	0,73	9,27	1,24	1,80	Local Energía Pacifico
971	-0,76	8,11	8,14	95,39	1,29	0,78	9,39	1,31	1,81	Local Interplanta: Cipreses - Isla
1163	-1,04	10,62	10,67	95,57	1,69	0,59	9,71	0,97	1,85	Local Puntilla
1049	-0,97	9,79	9,84	95,68	1,56	0,64	9,89	1,03	1,87	Local Palmar
743	-0,36	13,96	13,97	91,47	2,22	0,45	2,56	2,80	1,17	Local Los Molles
741	-0,35	9,76	9,76	92,05	1,55	0,64	3,57	2,87	1,25	Monte Redondo
918	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,17	1,66	1,47	Sierra Gorda

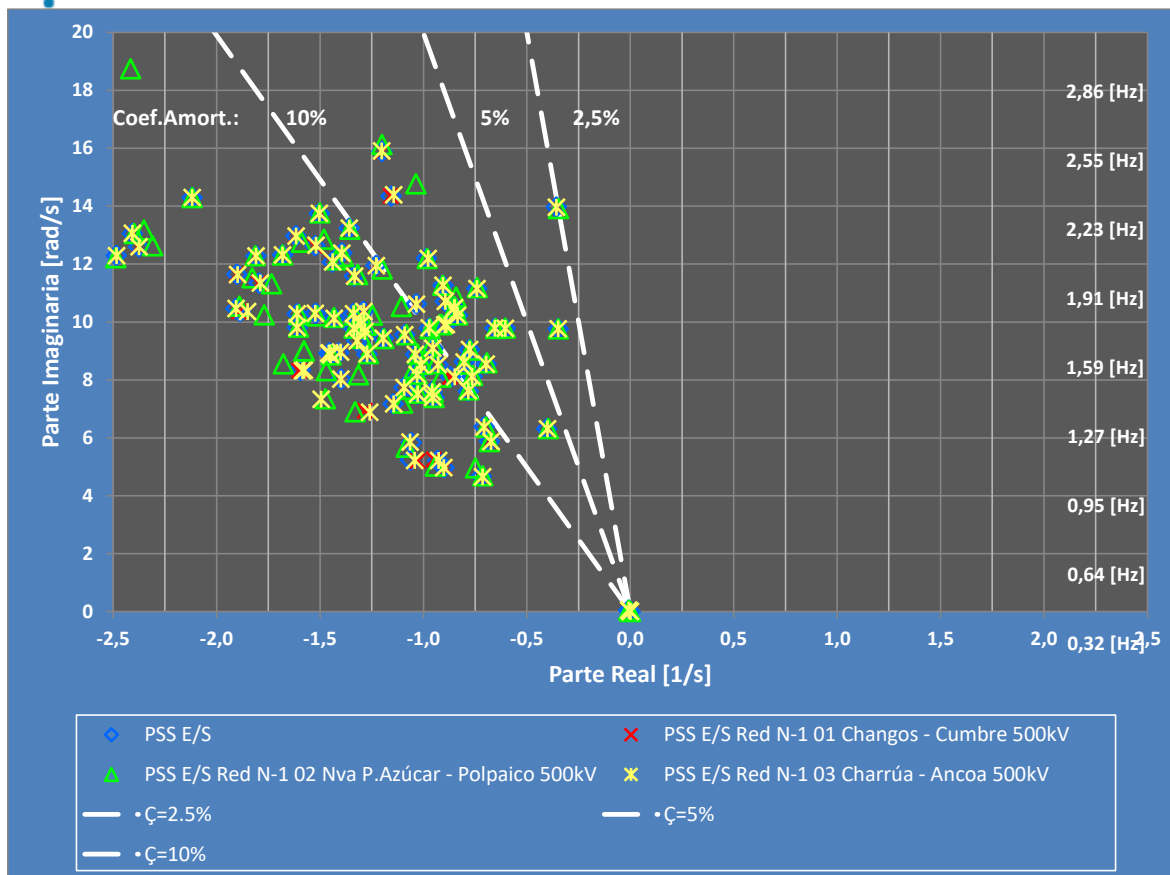


Figura 4: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E1 DA día Enero 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 4 se pretende mostrar el efecto de la consideración de contingencias simples para los modos críticos en casos donde se encuentran los PSS E/S.

La mayoría de los modos críticos tienen una frecuencia inferior a 2.23 [Hz].

Dado que la gran mayoría de los modos se encuentran entre un 5% y un 10%, hay una mayor presencia de modos críticos en los casos de Red N que no alcanzan a ser críticos para los casos red N-1.

Los modos críticos con un amortiguamiento inferior a 5% no son sensibles a las contingencias consideradas.

El detalle de los modos críticos para los casos red N-1 es redundante considerando que son modos que en el caso red N se presentan con un amortiguamiento inferior a 5%. En todo caso, la categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

8.1.2 E2 DA Día Diciembre 2022

Para el escenario previsto para Diciembre de 2022, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

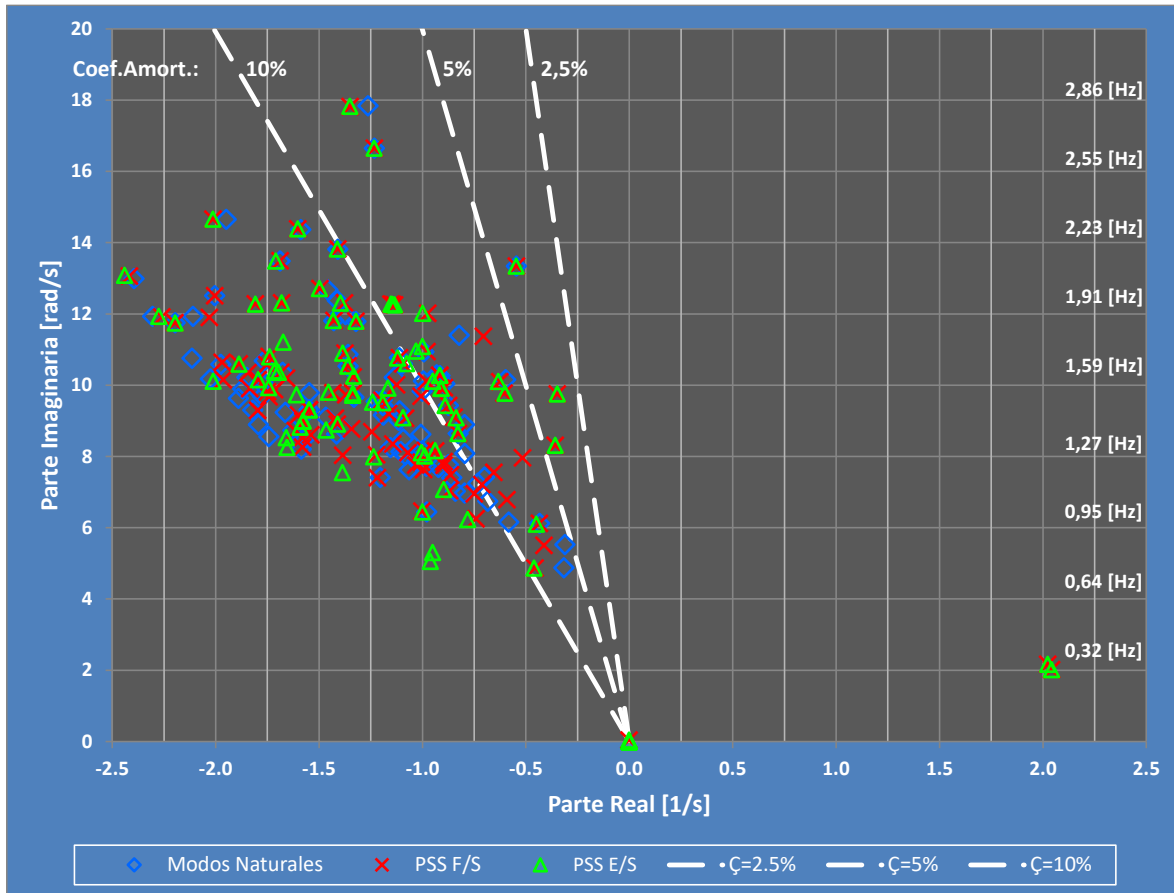


Figura 5: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E2 DA día Diciembre 2022 Red N.

En la Figura 5 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda alta para Diciembre 2022 con transferencias desde la zona norte hacia el sur, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados, pero PSS fuera de servicio (X) y, finalmente, los modos con PSS E/S (Δ).

Para tanto los modos naturales no se aprecian modos inestables, dicha situación es diferente para los casos considerando los controladores y PSS E/S, donde se aprecian un modo inestable de carácter local asociado a las unidades de Central Pullinque. Esta situación no se ve corregida con la incorporación de PSS, debido que las unidades de Central Pullinque no cuentan con PSS y homologados. Por tanto, se requiere hacer análisis más detallados para descartar problemas de inestabilidad de pequeña señal que deriven en un riesgo para la operación del SEN.

Se visualizan que la gran mayoría de los modos tienen un amortiguamiento mayor al 10%, cumpliendo con lo establecido en la NT.

Los modos con amortiguamiento bajo a 5% corresponden modos locales asociados al Parque Eólico Monte Redondo, Los Molles y Parque Eólico Aurora con frecuencias de 1.553 [Hz], 2.124 [Hz] y 1.323 [Hz], respectivamente. Estos modos serán detallados en el punto siguiente de este informe.

Los modos con amortiguamiento en torno a entre 6.1% - 7,5% corresponden a modos locales asociados a las unidades del parque Eólico Sierra Gorda, Carilafquén – Malalcahuello, Nueva Aldea, Convento Viejo y Renaico - Picoquén. El resto de los modos críticos tienen un amortiguamiento sobre un 8% y en su totalidad corresponden a modos locales, donde se aprecia también la presencia de modos asociados a Parques Eólicos Cabo Leones, Talinay y Los Cururos. No se aprecian modos de carácter inter-área.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 8. La categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

Tabla 8: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E2 DA día Diciembre 2022 PSS E/S

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2	Descripción
001	2,042	2,017	2,870	44,7	0,321	3,114	-71,13%	0,490	0,002	Local Pullinque U2
003	2,023	2,165	2,963	46,9	0,345	2,902	-68,26%	0,494	0,003	Local Pullinque U3
952	-0,349	9,757	9,763	92,0	1,553	0,644	3,57%	2,869	1,252	Monte Redondo
1127	-0,547	13,342	13,354	92,3	2,124	0,471	4,10%	1,828	1,294	Local Los Molles
955	-0,358	8,313	8,321	92,5	1,323	0,756	4,30%	2,794	1,311	Aurora
1147	-0,602	9,775	9,794	93,5	1,556	0,643	6,15%	1,660	1,473	Sierra Gorda
1152	-0,634	10,108	10,127	93,6	1,609	0,622	6,26%	1,578	1,483	Local Interplanta: Carilafquen - Malalcahuello
990	-0,450	6,101	6,117	94,2	0,971	1,030	7,35%	2,223	1,589	Local nueva Aldea
1474	-1,234	16,655	16,701	94,2	2,651	0,377	7,39%	0,810	1,593	Local Convento Viejo
1513	-1,352	17,826	17,877	94,3	2,837	0,352	7,56%	0,740	1,610	Local Renaico Picoquén
1283	-1,000	12,020	12,061	94,8	1,913	0,523	8,29%	1,000	1,686	Local Palmucho
1247	-0,917	10,274	10,315	95,1	1,635	0,612	8,89%	1,091	1,752	Local Pilmaiquén
1249	-0,917	10,275	10,316	95,1	1,635	0,612	8,89%	1,091	1,752	Local Pilmaiquén
1407	-1,001	11,090	11,135	95,2	1,765	0,567	8,99%	0,999	1,763	Local Canutillar
1241	-0,911	9,913	9,955	95,2	1,578	0,634	9,15%	1,098	1,781	Cabo Leones 3
1243	-0,911	9,912	9,954	95,3	1,578	0,634	9,15%	1,097	1,782	Cabo Leones 3
1215	-0,837	9,087	9,126	95,3	1,446	0,691	9,17%	1,195	1,784	Local Juncal
1439	-1,136	12,255	12,307	95,3	1,950	0,513	9,23%	0,880	1,790	Talinay Oriente
1443	-1,146	12,269	12,322	95,3	1,953	0,512	9,30%	0,873	1,798	Los Cururos
1445	-1,153	12,279	12,333	95,4	1,954	0,512	9,35%	0,867	1,804	Talinay Oriente
1264	-0,950	10,115	10,160	95,4	1,610	0,621	9,35%	1,053	1,804	Local Pilmaiquén
1415	-1,032	10,961	11,010	95,4	1,745	0,573	9,38%	0,969	1,807	Local Los Quilos
1229	-0,891	9,433	9,475	95,4	1,501	0,666	9,41%	1,122	1,811	Local Palmar
997	-0,461	4,866	4,887	95,4	0,774	1,291	9,44%	2,168	1,814	Local Viñales
01210	-0,829	8,644	8,684	95,5	1,376	0,727	9,55%	1,206	1,827	Local Energía Pacífico

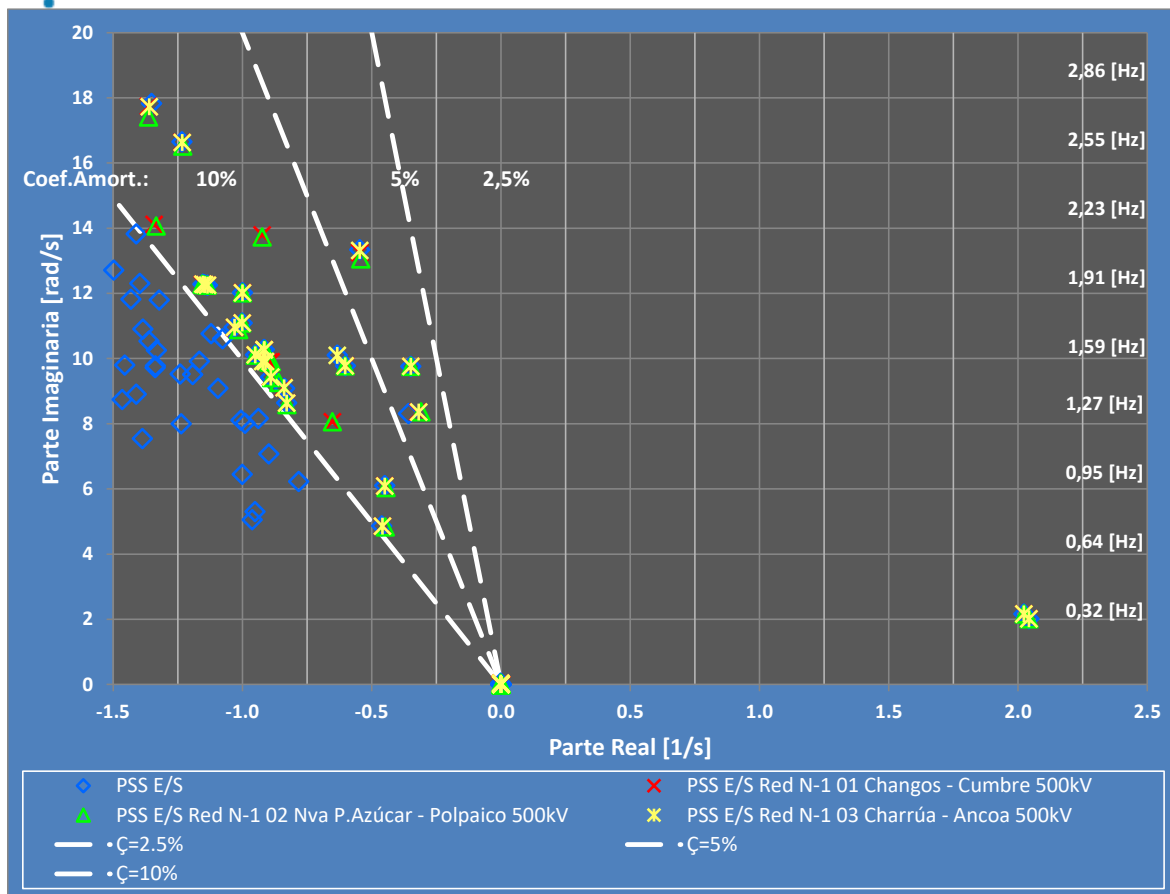


Figura 6: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E2 DA día Diciembre 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 6 se pretende mostrar el efecto de la consideración de contingencias simples para los modos críticos en casos donde se encuentran los PSS E/S.

Dado que la mayoría de los modos se encuentran entre un 10% y un 5%, gran parte de los modos críticos en los casos de Red N no alcanzan a ser críticos para los casos red N-1. Los modos críticos en casos Red N-1 son aquellos modos que en caso Red N tienen amortiguamiento bajo 5%. Estos modos son de carácter local y están asociados las unidades de Parque Eólico Monte Redondo, Los Molles y Parque Eólico Aurora con frecuencias de alrededor de 1.5 [Hz], 2.2 [Hz] y 1.3 [Hz], respectivamente.

Se puede visualizar que, para las contingencias consideradas, si bien se produce un desplazamiento a la derecha de algunos de los modos críticos para el caso Red N, no alcanza a ser significativo para que los amortiguamientos de estos modos pasen de ser en el caso red N-1 inferiores a 5%. Este desplazamiento es más apreciable en el caso de la contingencia simple de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV. Por lo tanto, los modos críticos con un amortiguamiento inferior a 10% no son significativamente sensibles a las contingencias consideradas.

8.1.3 E3 DA Noche Diciembre 2022

Para el escenario previsto para diciembre de 2022 noche, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

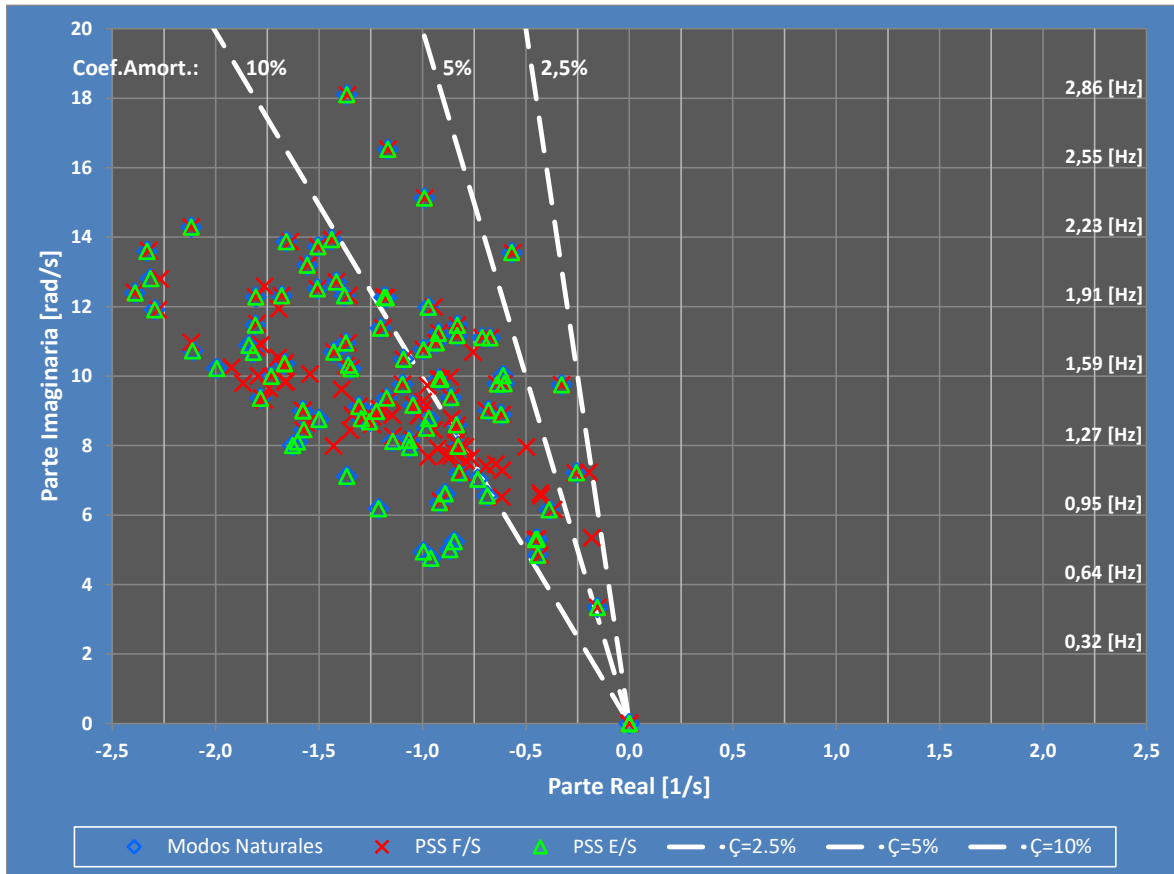


Figura 7: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E3 Diciembre 2022 Red N.

En la Figura 7 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda alta para diciembre 2022, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados, pero PSS fuera de servicio (X) y finalmente los modos con PSS E/S (Δ).

No se observan modos inestables y la gran mayoría de los modos tienen un amortiguamiento mayor a 10%, cumpliendo con lo establecido en la NT.

Se presentan 1 modo inter-área, el que posee un amortiguamiento de 9,7% y con una frecuencia de 0,77 [Hz], se manifiestan entre las unidades de la central Celco y Viñales en la Zona Centro 154-66 kV.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E2 DA noche Diciembre 2022 PSS E/S.

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	ξ	CTA [s]	A1/A2	Descripción
787	-0,33	9,75	9,76	91,93	1,55	0,64	3,36	3,05	1,24	Monte Redondo
759	-0,26	7,22	7,22	92,04	1,15	0,87	3,55	3,90	1,25	Local Machicura
1000	-0,57	13,55	13,56	92,40	2,16	0,46	4,19	1,76	1,30	Local Los Molles
1035	-0,67	11,10	11,12	93,47	1,77	0,57	6,06	1,48	1,46	Lebu
1012	-0,61	10,02	10,04	93,49	1,59	0,63	6,08	1,64	1,47	Local Colbún
1009	-0,61	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,18	1,65	1,48	Sierra Gorda
824	-0,39	6,15	6,16	93,61	0,98	1,02	6,30	2,58	1,49	Local Nueva Aldea
1054	-0,71	11,11	11,13	93,67	1,77	0,57	6,39	1,40	1,50	Lebu
1025	-0,64	9,77	9,80	93,74	1,56	0,64	6,53	1,56	1,51	Local Interplanta: Carilafquén - Malalcahuello
1170	-0,99	15,12	15,16	93,75	2,41	0,42	6,54	1,01	1,51	Local Convento Viejo
1014	-0,62	8,89	8,91	93,99	1,41	0,71	6,97	1,61	1,55	Local San Ignacio
1313	-1,17	16,53	16,57	94,04	2,63	0,38	7,04	0,86	1,56	Local Convento Viejo
1089	-0,83	11,46	11,49	94,15	1,82	0,55	7,24	1,20	1,58	Local Los Quilos
1092	-0,83	11,17	11,20	94,27	1,78	0,56	7,44	1,20	1,60	Local Interplanta: Los Quilos - Juncal
1377	-1,37	18,10	18,15	94,32	2,88	0,35	7,53	0,73	1,61	Local Interplanta: Renaico - Picoquén
1040	-0,68	9,00	9,03	94,33	1,43	0,70	7,55	1,47	1,61	Local Juncal
1161	-0,97	11,98	12,02	94,64	1,91	0,52	8,09	1,03	1,67	Local Palmucho
1134	-0,92	11,24	11,27	94,70	1,79	0,56	8,19	1,08	1,68	Local Santa Marta
855	-0,45	5,31	5,33	94,80	0,84	1,18	8,36	2,24	1,69	Cabo Leones
1139	-0,93	10,96	11,00	94,87	1,74	0,57	8,49	1,07	1,71	Local Pilmaiquén
1141	-0,93	10,96	11,00	94,87	1,74	0,57	8,49	1,07	1,71	Local Pilmaiquén
860	-0,46	5,29	5,31	94,91	0,84	1,19	8,57	2,20	1,72	Cabo Leones
853	-0,44	4,84	4,86	95,22	0,77	1,30	9,10	2,26	1,78	Local Interplanta: Viñales - Celco
1105	-0,86	9,38	9,42	95,25	1,49	0,67	9,15	1,16	1,78	Local Palmar
1126	-0,91	9,91	9,95	95,25	1,58	0,63	9,15	1,10	1,78	Cabo Leones
1176	-1,00	10,77	10,81	95,29	1,71	0,58	9,22	1,00	1,79	Local Pilmaiquén
1132	-0,92	9,91	9,95	95,31	1,58	0,63	9,26	1,09	1,79	Cabo Leones
1319	-1,18	12,26	12,31	95,48	1,95	0,51	9,55	0,85	1,83	Valle de los Vientos
1323	-1,19	12,27	12,33	95,52	1,95	0,51	9,62	0,84	1,84	Valle de los Vientos
1095	-0,84	8,60	8,64	95,56	1,37	0,73	9,69	1,19	1,84	Local Energía Pacífico

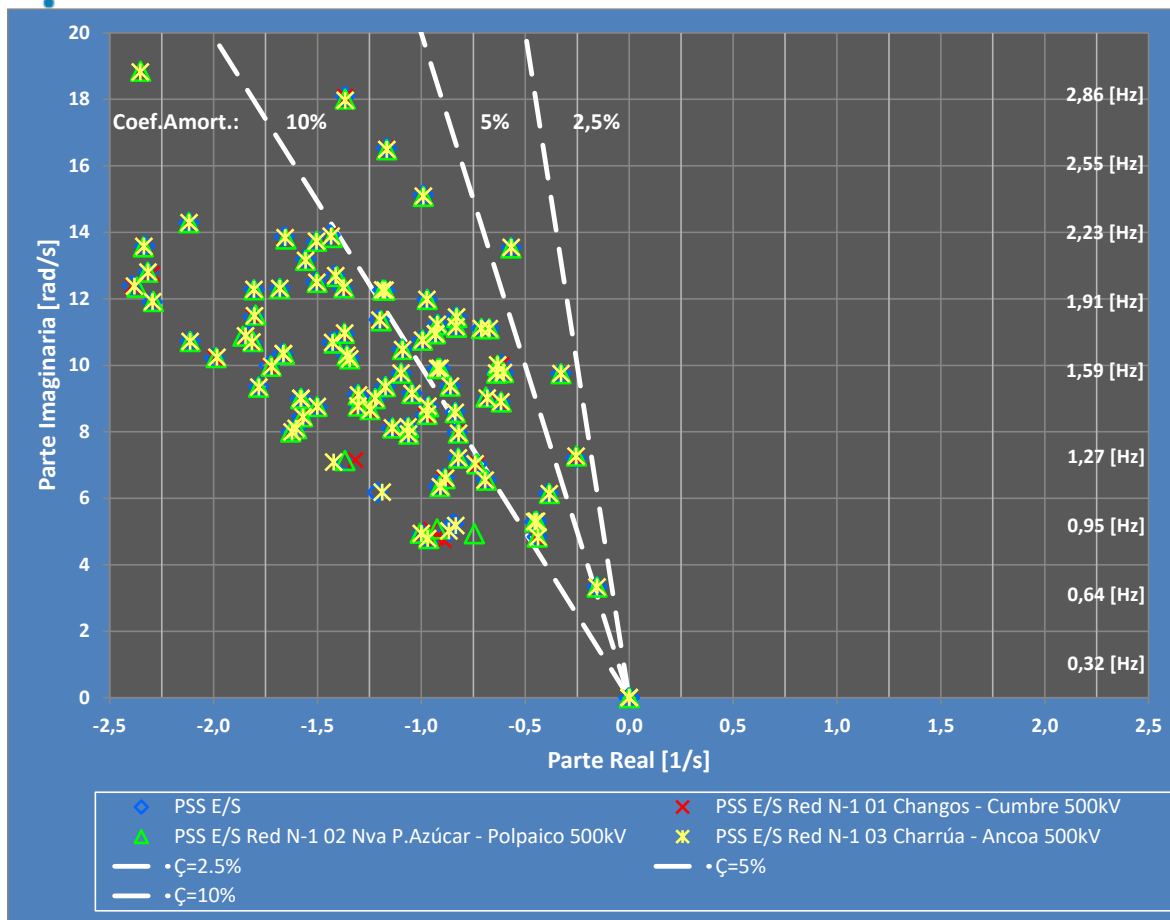


Figura 8: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E3 Diciembre 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 8 se pretende mostrar el efecto de la consideración de contingencias simples para los modos críticos en casos donde se encuentran los PSS E/S. La mayoría de los modos críticos tienen una frecuencia inferior a 2,23 [Hz].

Dado que en este escenario todos los modos críticos estables se encuentran entre un 10% y un 5%, no se presentan modos críticos para los casos red N-1. Se aprecia que los modos críticos con un amortiguamiento inferior a 10% no son sensibles a las contingencias.

8.1.4 E4 DA Noche Marzo 2022

Para el escenario previsto para junio de 2020, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

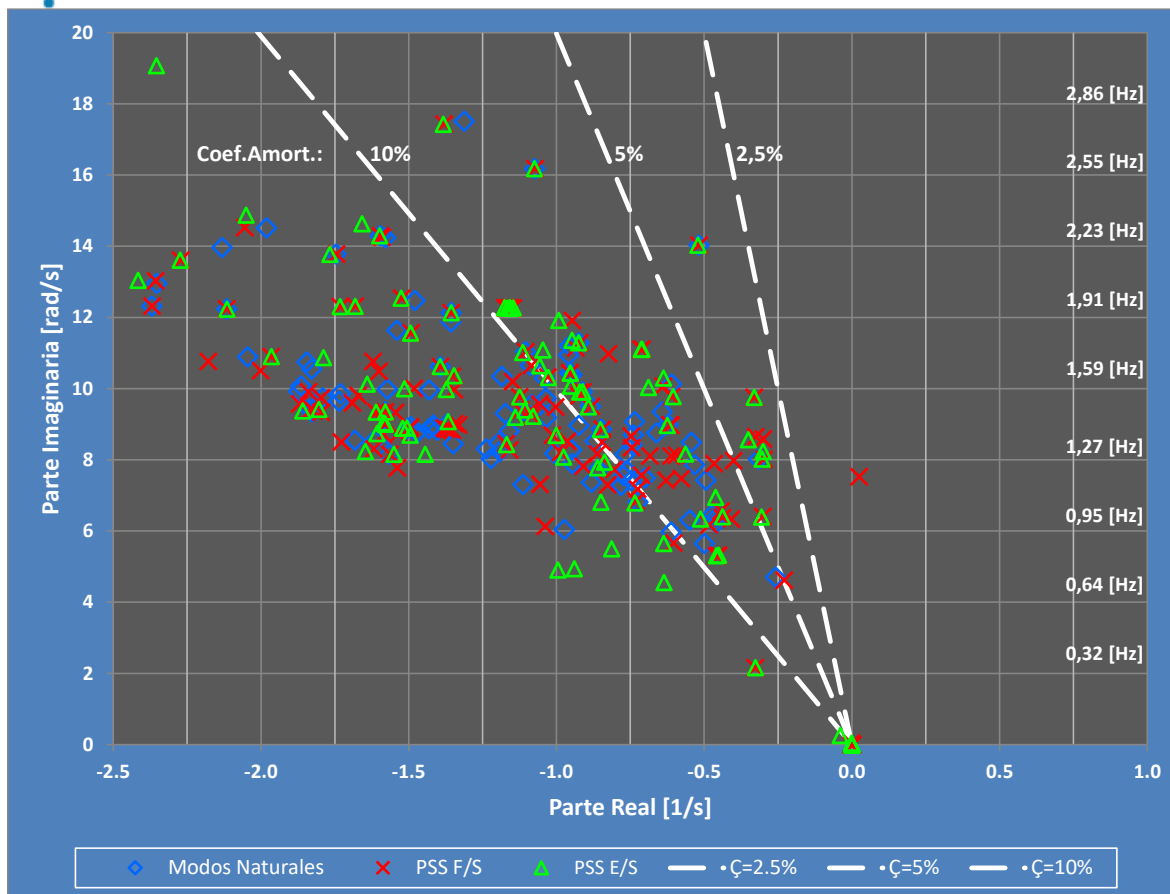


Figura 9: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E2 Marzo 2022 Red N.

En la Figura 9 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda alta para junio 2020, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados, pero PSS fuera de servicio (X) y finalmente los modos con PSS E/S (Δ). Para los modos naturales no se aprecia ninguno que sea inestable, dicha situación es diferente para el caso con PSS F/S, donde se puede ver un modo que pasan al semiplano derecho, con frecuencia cercana a 1,2 [Hz] asociados a las unidades de Guacolda. Esta situación se ve corregida con la incorporación de PSS lo que implica que, para esos modos, con los recursos que actualmente se encuentran instalados y homologados no existen problemas de inestabilidad de pequeña señal que deriven en un riesgo para la operación del sistema.

Por otro lado, se visualiza que, para el caso con PSS E/S la gran mayoría de los modos tienen un amortiguamiento mayor o cercano al 10%. De todas maneras, existe un cierto número de modos que poseen amortiguamiento menor al 10% que son carácter interplanta, asociados a unidades de la zona de 154kV Centro y Zona Sur. El resto de los modos críticos son en su mayoría de carácter local, incluidos modos asociados a unidades de Parques Eólicos Palmar, Los Cururos Cabo Leones Aurora Lebu Sierra Gorda. Se presentan algunos modos con amortiguamiento bajo 5% de carácter

local asociados a las unidades de Itata Cipreses Machicura Los Molles y Parque Eólico Monte Redondo.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E2 DA noche Marzo 2022 PSS E/S.

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2	Descripción
1066	-0,331	9,753	9,759	91,944	1,552	0,644	3,39%	3,021	1,238	Monte Redondo
1041	-0,301	8,237	8,242	92,090	1,311	0,763	3,65%	3,327	1,258	Local Cipreses
1293	-0,521	14,032	14,042	92,126	2,233	0,448	3,71%	1,919	1,263	Local Los Molles
1044	-0,304	8,024	8,030	92,171	1,277	0,783	3,79%	3,288	1,269	Local Machicura
1088	-0,351	8,563	8,570	92,345	1,363	0,734	4,09%	2,851	1,294	Local Cipreses
1047	-0,305	6,393	6,400	92,736	1,017	0,983	4,77%	3,274	1,350	Local Itata
1337	-0,605	9,778	9,796	93,541	1,556	0,643	6,18%	1,653	1,475	Local Sierra Gorda
1354	-0,638	10,302	10,322	93,543	1,640	0,610	6,18%	1,568	1,476	Local Interplanta: Carilafquén - Malalcahuello
1383	-0,710	11,106	11,129	93,660	1,768	0,566	6,38%	1,407	1,495	Lebu
1389	-0,713	11,101	11,124	93,676	1,767	0,566	6,41%	1,402	1,497	Lebu
1662	-1,074	16,182	16,217	93,798	2,575	0,388	6,62%	0,931	1,518	Local Convento Viejo
1156	-0,461	6,944	6,959	93,802	1,105	0,905	6,63%	2,167	1,518	Local Interplanta: Cipreses - Curillínque - Isla
1132	-0,438	6,403	6,418	93,914	1,019	0,981	6,83%	2,283	1,537	Inter Zona 154kV Sur66kV: Nueva Aldea - Itata - Pulelfu - Capullo
1376	-0,689	10,034	10,058	93,926	1,597	0,626	6,85%	1,452	1,539	Local Colbún
1321	-0,564	8,163	8,182	93,952	1,299	0,770	6,89%	1,774	1,543	Aurora
1345	-0,624	8,967	8,989	93,984	1,427	0,701	6,95%	1,601	1,549	Local San Ignacio
1772	-1,383	17,426	17,481	94,537	2,774	0,361	7,91%	0,723	1,646	Local Interplanta: Renaico - Picoquén
1291	-0,512	6,339	6,360	94,622	1,009	0,991	8,06%	1,951	1,662	Interplanta: Nueva Aldea - Itata - Pulelfu - Capullo
1469	-0,925	11,288	11,326	94,686	1,797	0,557	8,17%	1,081	1,674	Local Santa Marta
1505	-0,993	11,916	11,958	94,762	1,897	0,527	8,30%	1,007	1,688	Local Palmucho
1476	-0,947	11,359	11,399	94,766	1,808	0,553	8,31%	1,056	1,688	Local Canutillar
1141	-0,451	5,317	5,336	94,848	0,846	1,182	8,45%	2,217	1,704	Cabo Leones Fase I
1150	-0,459	5,305	5,325	94,946	0,844	1,184	8,62%	2,178	1,722	Cabo Leones Fase I
1482	-0,953	10,435	10,478	95,220	1,661	0,602	9,10%	1,049	1,775	Local Pilmaiquén
1484	-0,953	10,435	10,479	95,220	1,661	0,602	9,10%	1,049	1,775	Local Pilmaiquén
1465	-0,911	9,912	9,954	95,253	1,578	0,634	9,15%	1,097	1,782	Cabo Leones 3
1467	-0,922	9,908	9,951	95,315	1,577	0,634	9,26%	1,085	1,794	Cabo Leones 3
1682	-1,146	12,268	12,322	95,337	1,953	0,512	9,30%	0,873	1,798	Los Cururos
1456	-0,892	9,490	9,532	95,372	1,510	0,662	9,36%	1,121	1,806	Local Palmar
1687	-1,154	12,251	12,306	95,383	1,950	0,513	9,38%	0,866	1,808	Talinay Oriente
1692	-1,158	12,276	12,331	95,388	1,954	0,512	9,39%	0,864	1,809	Talinay Oriente
1648	-1,046	11,087	11,136	95,389	1,765	0,567	9,39%	0,956	1,809	Local Los Quilos
1480	-0,953	10,068	10,113	95,406	1,602	0,624	9,42%	1,049	1,812	Local Interplanta: Canutillar - Rucatayo - Pilmaiquén - Valdivia
1694	-1,166	12,261	12,316	95,432	1,951	0,512	9,47%	0,858	1,818	Valle de los Vientos
1698	-1,176	12,273	12,329	95,471	1,953	0,512	9,53%	0,851	1,825	Valle de los Vientos
1436	-0,852	8,853	8,894	95,494	1,409	0,710	9,57%	1,174	1,830	Local Energía Pacífico
1652	-1,056	10,644	10,696	95,668	1,694	0,590	9,88%	0,947	1,866	Local Correntoso
1644	-1,028	10,312	10,363	95,694	1,641	0,609	9,92%	0,973	1,871	Local Pilmaiquén

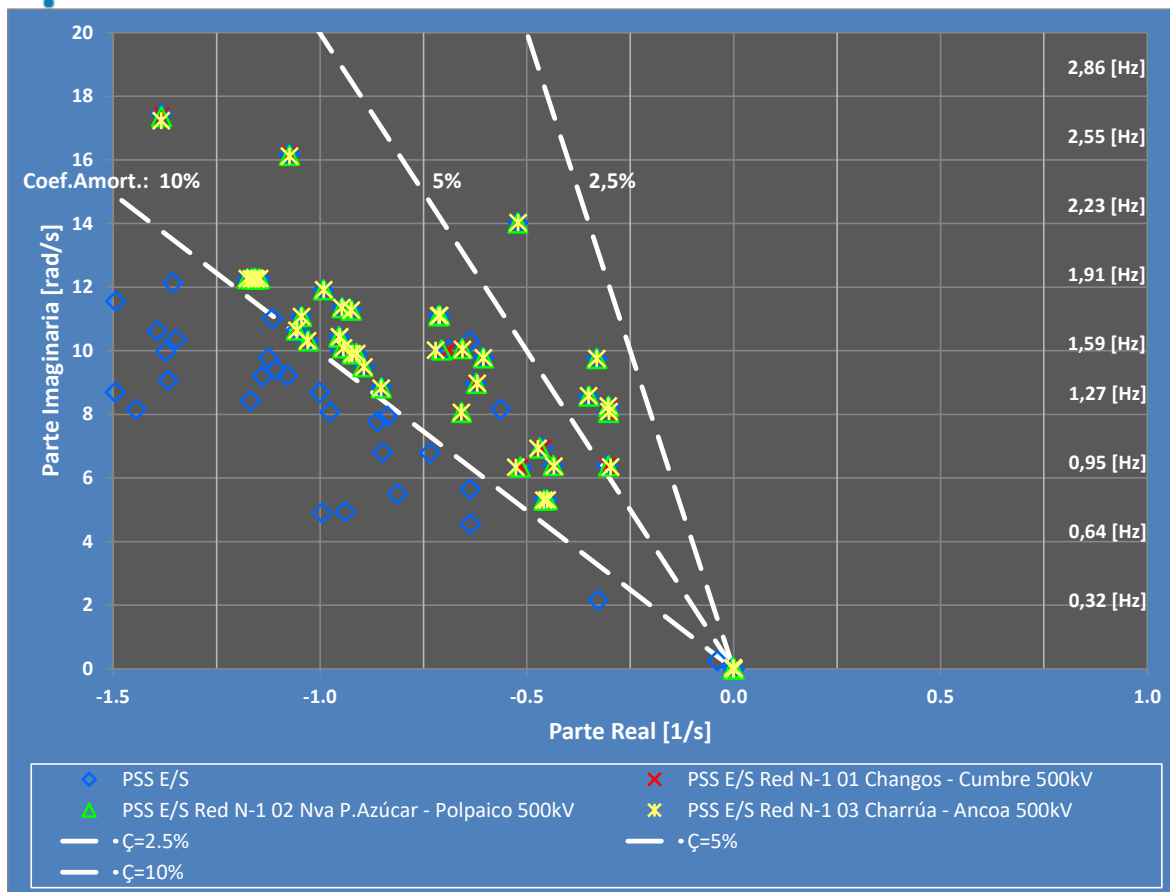


Figura 10: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E2 Marzo 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 10 se pretende mostrar el efecto de la consideración de contingencias simples para los modos críticos en casos donde se encuentran los PSS E/S. La mayoría de los modos críticos tienen una frecuencia inferior a 2 [Hz].

Los modos críticos estables que se encuentran bajo un 5% en el caso Red N, corresponden a los mismos considerados como críticos en los casos red N-1. Se aprecia que los modos críticos con un amortiguamiento no son sensibles a las contingencias, lo que es coherente a lo esperado dado que se trata en su totalidad a modos de carácter local y por lo tanto no se trata de modos donde hay interacciones entre áreas del SEN que son susceptibles a cambios del vínculo que las interconectan.

8.2 Escenarios Demanda Baja

A continuación, se presentan los resultados para el análisis modal para los escenarios de demanda baja.

8.2.1 E5 DB Día Enero 2022

Para el escenario previsto para enero de 2022, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

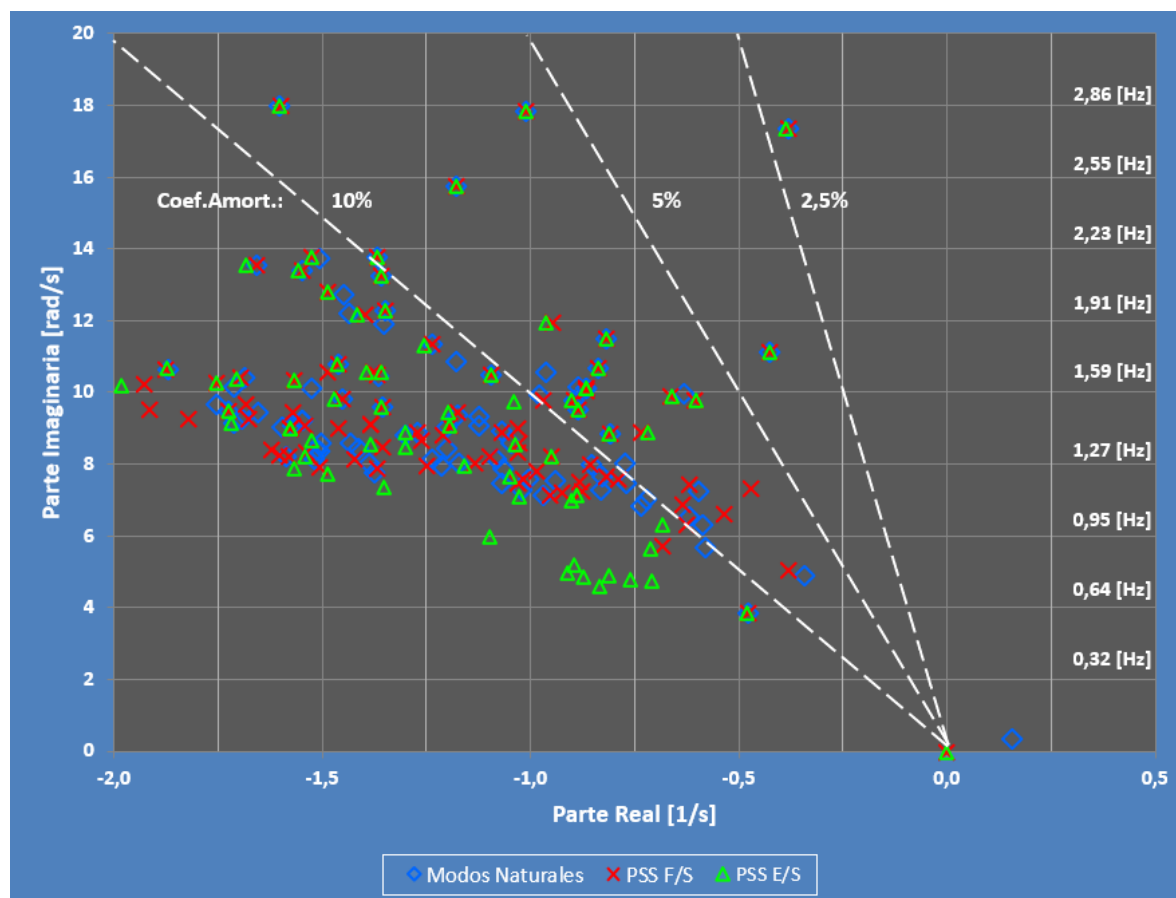


Figura 11: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E5 DB día Enero 2022 Red N.

En la Figura 11 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda baja para enero 2022, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados, pero con PSS fuera de servicio (X) y finalmente los modos con PSS E/S (Δ). Para los casos con PSS F/S y PSS E/S, no se aprecian modos inestables. En cambio, para los modos naturales se puede identificar un modo inestable en el semiplano derecho. Esto no es relevante ya que, en los otros dos casos ya mencionados anteriormente, no ocurre esta situación, lo que implica que con los recursos que actualmente se encuentran lados y homologados no existen problemas de inestabilidad de pequeña señal que deriven en un riesgo para la operación del SEN.

Considerando los PSS E/S, se puede observar que la mayoría de los modos tienen un amortiguamiento mayor al 10%, cumpliendo con lo establecido en la NT. Sin embargo, existe una cierta cantidad de modos que poseen amortiguamiento menor al 10% e incluso hay un modo que tiene amortiguamiento menor al 5% y otro menor al 2,5%.

El modo con amortiguamiento cercano a 4,5 % y frecuencia 1.78 [Hz] corresponde a un modo local de las unidades de central Los Molles.

El modo con amortiguamiento en torno a 2,5% con frecuencia de 2.71 [Hz] corresponde a un modo local de la central CMPC Santa Fe. (Central con capacidad inferior a 50 MW).

Además, se presenta un modo interplanta con un amortiguamiento en torno al 7% correspondiente a unidades de las centrales Carilafquén y Malalcahuello, ambas pertenecientes a la zona de la Araucanía.

Los demás modos cuyos amortiguamientos que se encuentran en torno al 7%, corresponden a modos locales asociados a centrales como Los Molles, Los Quilos y Convento Viejo.

El resto de los modos críticos tienen un amortiguamiento sobre el 8% y todos corresponden a modos locales.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 11. La categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

Tabla 11: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E3 DB día Enero 2022 PSS E/S

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	ξ	CTA [s]	A1/A2	Descripción
594	-0,39	17,35	17,35	91,28	2,76	0,36	2,23%	2,59	1,15	Local CMPC Santa Fe
610	-0,43	11,11	11,12	92,20	1,77	0,57	3,85%	2,34	1,27	Local Los Molles
975	-1,01	17,85	17,87	93,24	2,84	0,35	5,66%	0,99	1,43	Local Los Molles
769	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,17%	1,65	1,47	Local PE Sierra Gorda Este
780	-0,66	9,88	9,90	93,84	1,57	0,64	6,70%	1,51	1,52	Local Interplanta: Carilafquén - Malalcahuello
826	-0,82	11,50	11,53	94,08	1,83	0,55	7,12%	1,22	1,57	Local Los Quilos
1013	-1,18	15,75	15,80	94,28	2,51	0,40	7,47%	0,85	1,60	Local Convento Viejo
833	-0,84	10,66	10,69	94,51	1,70	0,59	7,87%	1,19	1,64	Local Los Quilos
885	-0,96	11,94	11,98	94,61	1,90	0,53	8,03%	1,04	1,66	Local Palmucho
798	-0,72	8,88	8,91	94,63	1,41	0,71	8,08%	1,39	1,66	Local Juncal
840	-0,86	10,12	10,15	94,89	1,61	0,62	8,52%	1,16	1,71	Local Pilmaiquén
842	-0,86	10,12	10,15	94,89	1,61	0,62	8,52%	1,16	1,71	Local Pilmaiquén
1124	-1,61	17,99	18,06	95,10	2,86	0,35	8,89%	0,62	1,75	Local Interplanta: Renaico - Picoquén
823	-0,81	8,86	8,90	95,24	1,41	0,71	9,13%	1,23	1,78	Local Juncal
860	-0,90	9,80	9,84	95,25	1,56	0,64	9,15%	1,11	1,78	Local Pilmaiquén
850	-0,89	9,52	9,56	95,32	1,52	0,66	9,27%	1,13	1,79	Local Palmar
1063	-1,37	13,75	13,82	95,68	2,19	0,46	9,90%	0,73	1,87	Local Convento Viejo

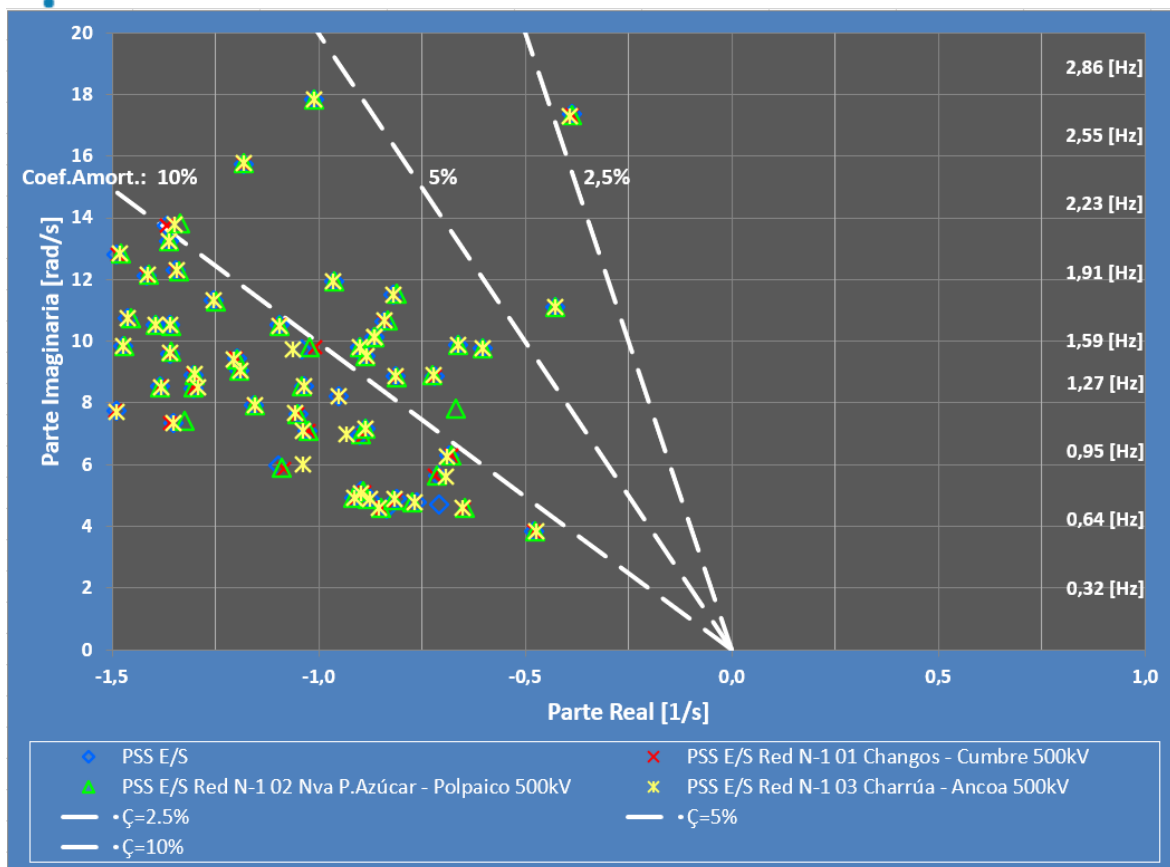


Figura 12: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E5 DBA día Enero 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 12 se pretende mostrar el efecto de la consideración de contingencias simples para los modos críticos en casos donde se encuentran los PSS E/S.

Se pueden apreciar dos modos críticos considerando las contingencias, ambos modos tienen una frecuencia inferior a 2,8 [Hz] y corresponden a modos electromecánicos locales asociados a Santa Fe y Los Molles.

Se considera satisfactorio un amortiguamiento de 5% para los casos de Red N-1 y de 10% para el caso Red N. De acuerdo con lo anterior, dado que la gran mayoría de los modos se encuentran entre un 10% y un 5%, hay una mayor presencia de modos críticos en los casos de Red N que no alcanzan a ser críticos para los casos red N-1.

Se puede visualizar que, para las contingencias consideradas, no se aprecia un desplazamiento de los modos en el caso red N tal que los amortiguamientos de estos pasen de ser en el caso red N-1 inferiores a 5%. Los modos críticos en este caso son de carácter local y corresponden a aquellos que ya en red N presentan un amortiguamiento inferior a 5%.

El detalle de los modos críticos para los casos red N-1 es redundante considerando que son modos que en el caso red se presentan con un amortiguamiento inferior a 5%. En todo caso, la categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

8.2.2 E6 DB Noche Septiembre 2022

Para el escenario previsto para septiembre de 2022, se tienen los siguientes resultados para el análisis modal.

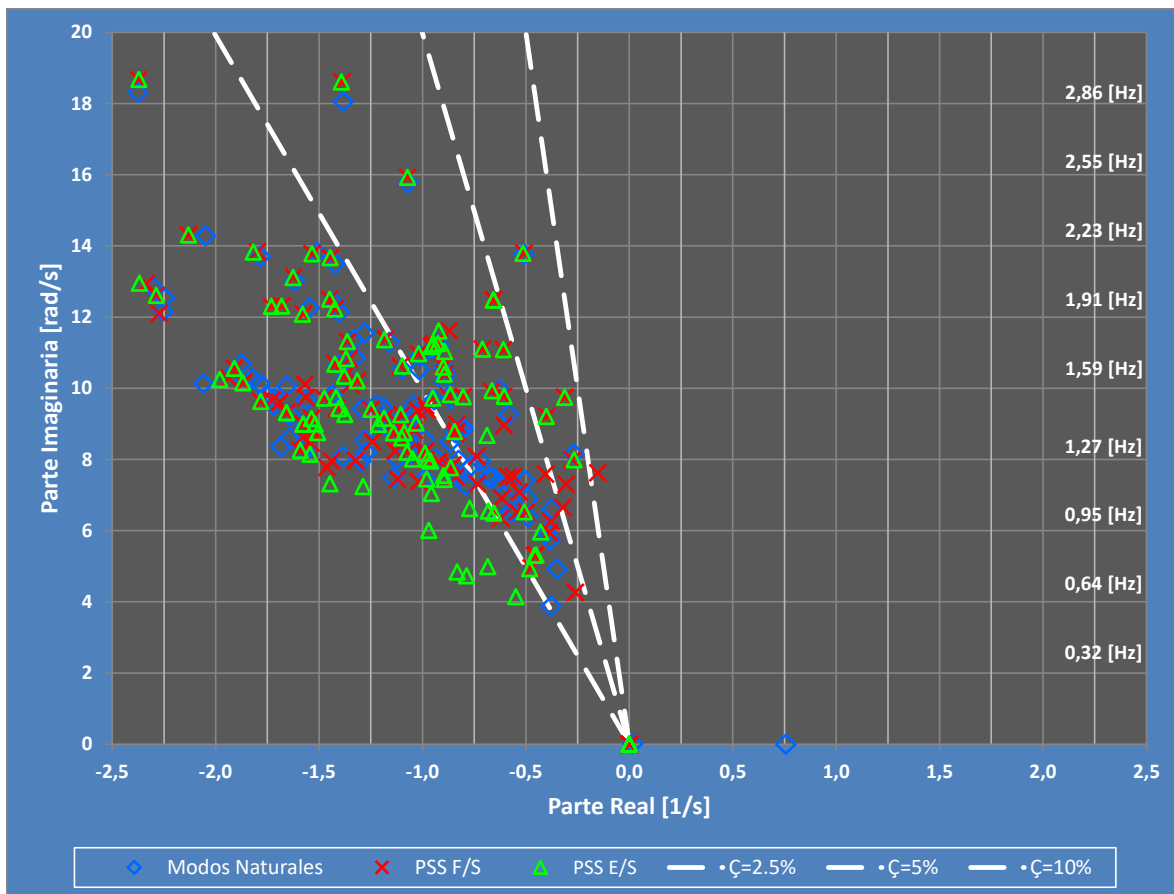


Figura 13: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E4 DBA día Septiembre 2022 Red N.

En la Figura 13 se aprecian los valores propios para el escenario de demanda baja para septiembre 2022, donde se identifican los modos naturales ($\diamond$), los modos con controladores habilitados, con PSS fuera de servicio (X) y finalmente los modos con PSS E/S (Δ).

Para el caso de modos naturales se aprecia un caso inestable en el semiplano derecho, el cual corresponde a un modo local asociado a PE Sierra Gorda. Esta planta se encuentra modelada como una máquina de inducción doblemente alimentada DFIG y para esta clases de unidades no se

descarta presencia de modos naturales inestable, de todos modos este se ve corregido mediante la incorporación de sus controles dado que este ya no se presenta en los casos con PSS F/S y PSS E/S, donde, además, no se aprecian modos inestables.

En el caso con PSS E/S, la mayoría de los modos presenta amortiguación sobre el 10%, cumpliendo con lo establecido en la NT. Sin embargo, existe un cierto número de modos que poseen amortiguamiento menor al 10%, donde 4 modos con amortiguamiento menor a 5%, donde 3 de ellos corresponden a modos locales de Machicura, Los Molles y San Ignacio, cuyas frecuencias van de 1,2 a 2,2[Hz]. Adicionalmente, se presenta un modo asociado al Parque Eólico Monte Redondo.

El detalle de los modos electromecánicos críticos se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12: Modos de oscilación electromecánicos críticos escenario E3 DB noche septiembre 2022 PSS E/S.

Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Perio do [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2	Descripción
705	-0,31	9,75	9,75	91,84	1,55	0,64	3,21	3,19	1,22	Monte Redondo
681	-0,27	7,99	7,99	91,91	1,27	0,79	3,3%	3,75	1,23	Local Machicura
881	-0,51	13,79	13,80	92,13	2,20	0,46	3,7%	1,95	1,26	Local Los Molles
750	-0,40	9,21	9,22	92,50	1,47	0,68	4,4%	2,49	1,32	Local San Ignacio
944	-0,66	12,49	12,50	93,01	1,99	0,50	5,26	1,52	1,39	Valle de los Vientos
946	-0,66	12,49	12,50	93,01	1,99	0,50	5,26	1,52	1,39	Valle de los Vientos
925	-0,61	11,09	11,11	93,14	1,77	0,57	5,48	1,64	1,41	Lebu
923	-0,61	9,78	9,80	93,55	1,56	0,64	6,19	1,65	1,48	Sierra Gorda Este
964	-0,71	11,10	11,13	93,66	1,77	0,57	6,39	1,40	1,50	Lebu
948	-0,67	9,93	9,95	93,83	1,58	0,63	6,7%	1,50	1,52	Local Interplanta: Carilafquén – Malalcahuello
1203	-1,07	15,93	15,97	93,85	2,54	0,39	6,7%	0,93	1,53	Local Convento Viejo
765	-0,43	5,97	5,98	94,11	0,95	1,05	7,2%	2,33	1,57	Local Nueva Aldea
1288	-1,39	18,61	18,66	94,28	2,96	0,34	7,5%	0,72	1,60	Local Interplanta: Renaico - Picoquén
878	-0,51	6,53	6,55	94,45	1,04	0,96	7,8%	1,97	1,63	Local Itata
961	-0,69	8,68	8,71	94,53	1,38	0,72	7,9%	1,45	1,65	Local Cipreses
1053	-0,92	11,61	11,65	94,54	1,85	0,54	7,9%	1,09	1,65	Local Palmucho
1036	-0,89	11,04	11,07	94,63	1,76	0,57	8,1%	1,12	1,66	Local Canutillar
1005	-0,80	9,76	9,79	94,70	1,55	0,64	8,20	1,25	1,68	Totoral
1055	-0,93	11,26	11,30	94,70	1,79	0,56	8,2%	1,08	1,68	Local Santa Marta
1064	-0,95	11,24	11,28	94,81	1,79	0,56	8,4%	1,06	1,70	Local Pilmaiquén
1046	-0,90	10,60	10,64	94,85	1,69	0,59	8,5%	1,11	1,70	Local Los Quilos
1068	-0,96	11,18	11,22	94,89	1,78	0,56	8,5%	1,05	1,71	Local Pilmaiquén
1038	-0,89	10,40	10,44	94,92	1,66	0,60	8,6%	1,12	1,72	Local Los Quilos
1026	-0,87	9,82	9,86	95,04	1,56	0,64	8,8%	1,16	1,74	Local Interplanta: Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar
1185	-1,02	10,97	11,02	95,31	1,75	0,57	9,2%	0,98	1,79	Local Pilmaiquén
1020	-0,84	8,79	8,83	95,49	1,40	0,71	9,6%	1,18	1,83	Local Energía Pacífico
804	-0,48	4,94	4,96	95,58	0,79	1,27	9,7%	2,07	1,85	Local Interplanta: Viñales - Celco
1066	-0,95	9,73	9,77	95,58	1,55	0,65	9,7%	1,05	1,85	Local Interplanta: Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar

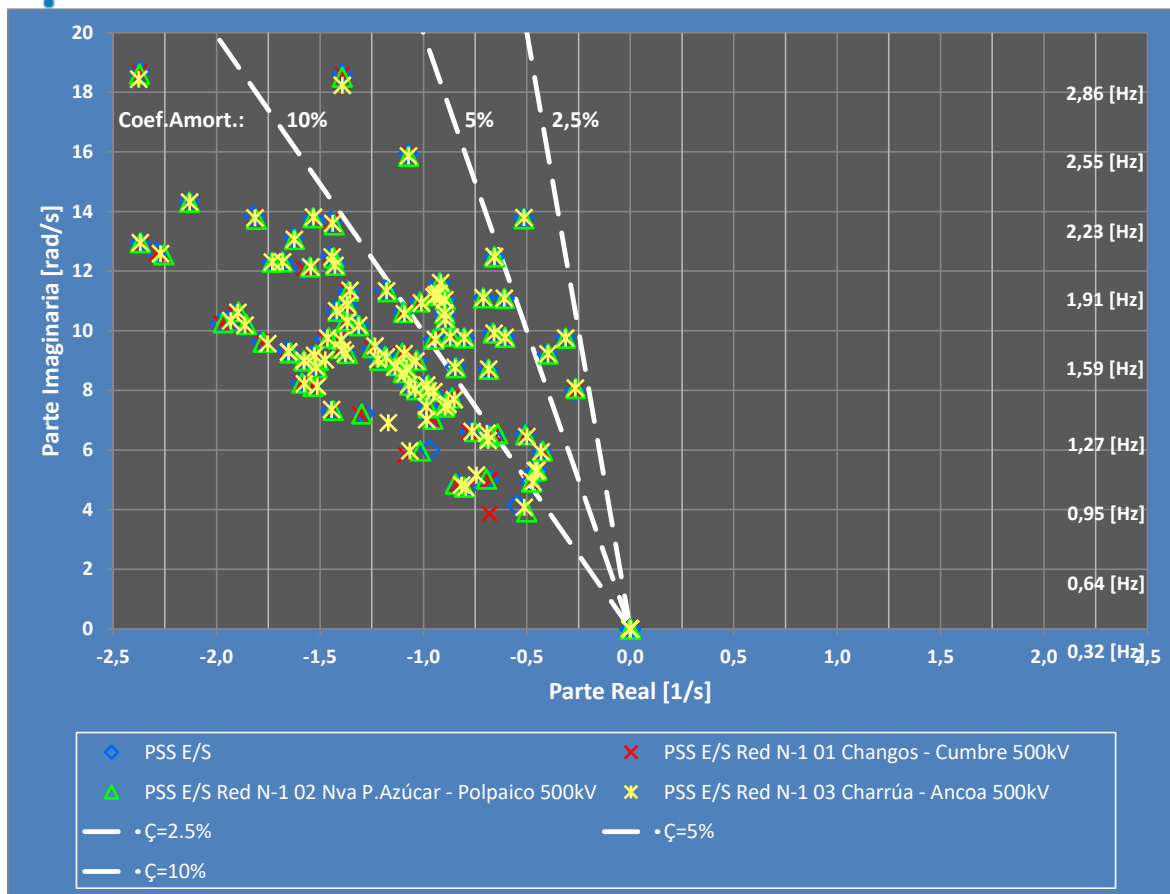


Figura 14: Modos de Oscilación Electromecánicos para escenario E4 septiembre 2022 Red N y Red N-1.

En la Figura 14 se muestra el efecto de la aplicación de contingencias simples para los modos en casos donde se encuentran los PSS E/S.

Dado que la gran mayoría de los modos se encuentran entre un 10% y un 5%, hay una mayor presencia de modos críticos en los casos de Red N que no alcanzan a ser críticos para los casos red N-1, por lo que los modos críticos no son sensibles a las contingencias.

Se obtienen cuatro modos críticos con un amortiguamiento inferior a 5%, los que no son sensibles a las contingencias aplicadas. Tres de estos modos corresponden a modos electromecánicos locales Machicura, Los Molles y San Ignacio, adicionalmente, se presenta un modo asociado al Parque Eólico Monte Redondo con una amortiguación de 3,19%.

El detalle de los modos críticos para los casos red N-1 es redundante considerando que son modos que en el caso Red N se presentan con un amortiguamiento inferior a 5%. La categorización de estos modos se realiza en base a los factores de observabilidad y los diagramas fasoriales para los modos de carácter local se detallan como parte los anexos de este informe.

9 CARACTERIZACIÓN DE MODOS ELECTROMECÁNICOS CRÍTICOS

A continuación, se caracterizan los modos electromecánicos críticos a partir de los diagramas fasoriales de sus factores de observabilidad para las velocidades de rotor, además de los gráficos de barras de los factores de participación de sus velocidades de rotor. En la mayoría de los casos se consideran factores de participación mayores o iguales a 0,1[pu]. Para el caso de los factores de observabilidad debido a que, generalmente son valores bajos, se consideran órdenes de magnitud hasta alrededor de un 10% del valor máximo.

Los modos críticos generalmente se presentan en varios escenarios y se agrupan en base a las frecuencias asociadas y las unidades donde se manifiesta (factores de observabilidad de velocidades rotóricas) y/o tienen una participación apreciable (factores de participación de velocidades rotóricas). En este sentido, se escoge un escenario testigo para la caracterización y se muestran los escenarios donde también se presenta en una tabla detallada para visualizar los amortiguamientos asociados, entre otras variables. El detalle de cada uno de los resultados para cada escenario se adjunta como parte de los anexos de este informe.

Finalmente, se enfatiza el hecho de que los análisis están enfocados en los modos electromecánicos de carácter inter-área entre unidades del Norte Grande y el resto del SEN. Estos se denominan, para efectos de este estudio, como modos electromecánicos críticos relevantes.

9.1 Modos Inter-área.

En los escenarios considerados no se obtuvieron modos críticos de carácter inter-área. No obstante, cabe señalar que en la versión anterior de este estudio¹ si fueron encontrados modos inter-área con amortiguamiento bajo lo establecido en la NT SyCS. Estos corresponden a dos modos inter-área críticos de frecuencias de alrededor de 0,7[Hz] y 0,2[Hz], respectivamente. El primero, denominado NG 0,69-0,71[Hz], se apreció que se manifiesta en unidades ubicadas a lo largo de todo el SEN con un factor de amortiguamiento en la mayoría de los casos sobre un 7,5%. Respecto las participaciones, destacan la U16 de central Tocopilla con unos factores de participación significativos. El segundo, denominado SEN 0,15-0,25[Hz], tiene un factor de amortiguamiento entre un 5-6%. Respecto las participaciones, destacan aquellas con una participación sobre un 50%, las cuales corresponden a Campiche, la U16 de central Tocopilla e IEM.

Lo señalado anteriormente cobra relevancia considerando que en los escenarios previstos no se encuentran despachadas las unidades con factores de participación significativos en modos inter-área. Por tanto, se recomienda en todos los casos que las unidades señaladas realicen análisis que

¹ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/02/Informe-Final-Estudio-Sintonizaci%C3%B3n-PSS-2019-1.pdf>

verifiquen el correcto funcionamiento de sus PSS. Debido a que son unidades sobre 50 [MW] de Potencia nominal, deben contar con PSS y además deben verificar que amortiguan correctamente modos de carácter inter-área, en conformidad con el art 8-20 NT SyCS.

9.2 Modos Locales Interplanta

A continuación, se caracterizan modos de carácter más bien local interplanta.

9.2.1 Malalcahuello - Carilafquén 1,57 [Hz]

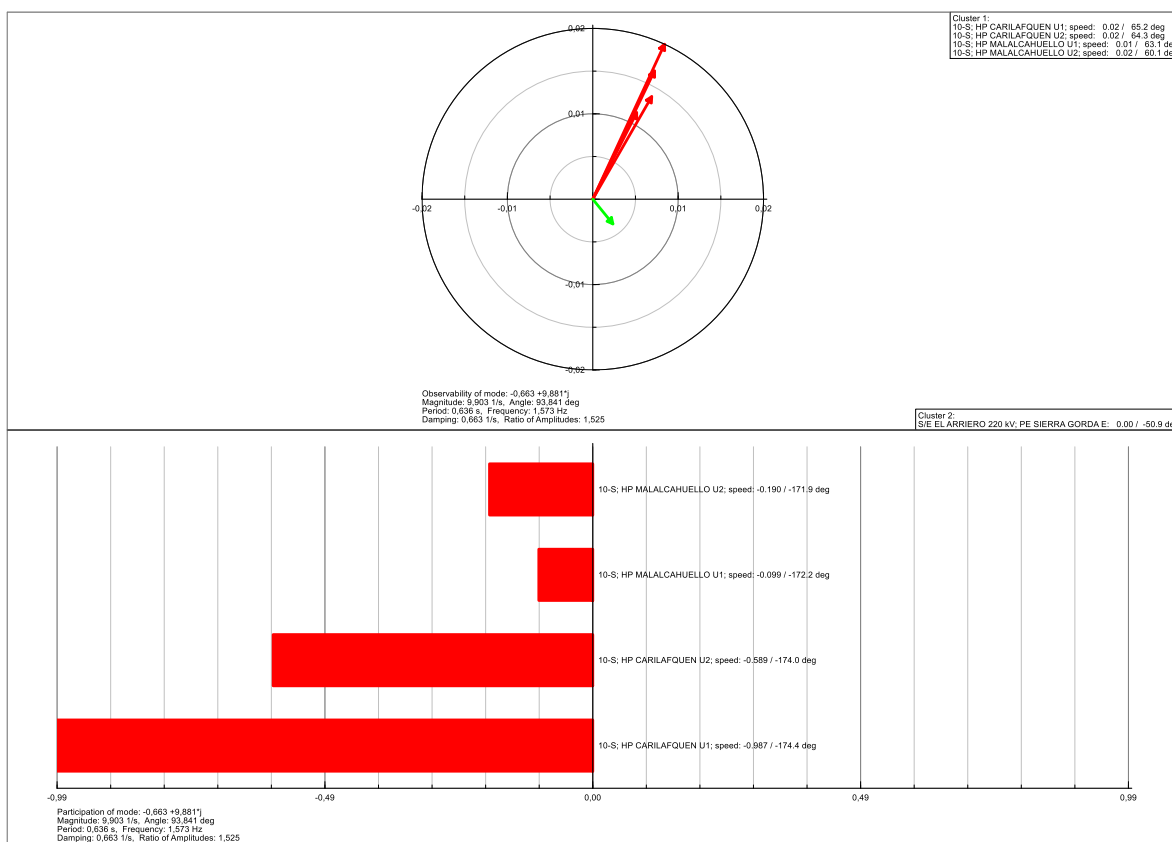


Figura 15: Modo Malalcahuello - Carilafquén 1,57 [Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2022)

Tabla 13: Modo Malalcahuello – Carilafquén 1,57 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	928	-0,66	9,78	9,81	93,83	1,56	0,64	6,68%	1,53	1,56
E3	1025	-0,64	9,77	9,80	93,74	1,56	0,64	6,53%	1,56	1,51
E5	780	-0,66	9,88	9,90	93,84	1,57	0,64	6,70%	1,51	1,52
E6	1036	-0,89	11,04	11,07	94,63	1,76	0,57	8,07%	1,12	1,66

En este modo se aprecia que se manifiesta en unidades de Malalcahuello y Carilafquén, específicamente U1 y U2 de ambas centrales, la frecuencia del modo es de 1,57 [Hz] y su factor de amortiguamiento es de 6,7%

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 2 de los 4 cuadrantes, pero predominan las unidades pertenecientes a las centrales Malalcahuello y Carilafquén mencionadas en el párrafo anterior, las cuales están ubicadas en un solo cuadrante.

Respecto las participaciones, las unidades U1 y U2 de Carilafquén tienen participación de un 100% y 60% respectivamente, mientras que las unidades U1 y U2 de Malalcahuello tienen solo un 10% y 20% de participación respectivamente.

9.2.2 Renaico – Picoiquén 2,96 [Hz]

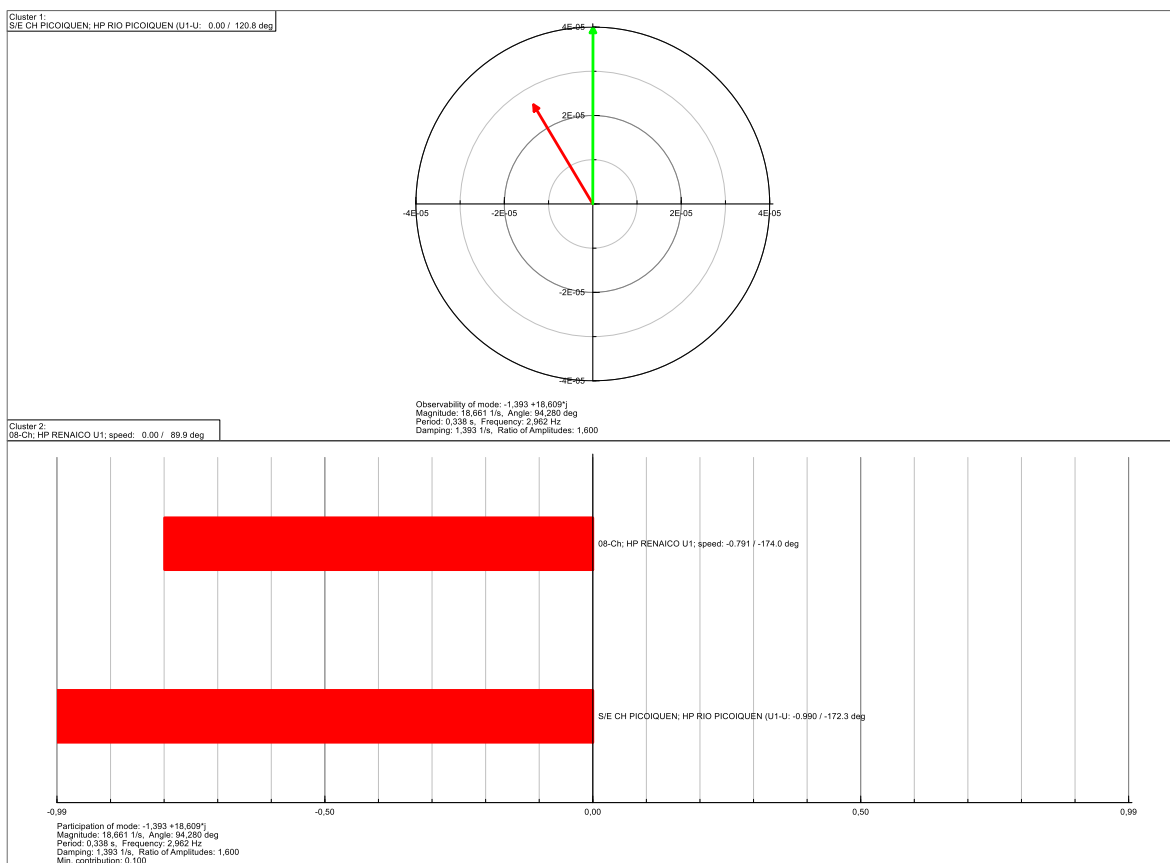


Figura 16: Modo Renaico – Picoiquén 2,96 [Hz] (Caso Testigo E6 DB día Sep2022)

Tabla 14: Modo Renaico - Picoiquén 2,96 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E2	1513	-1,35	17,83	17,88	94,34	2,84	0,35	7,56%	0,74	1,61
E3	1377	-1,37	18,10	18,15	94,32	2,88	0,35	7,53%	0,73	1,61

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E4	1772	-1,38	17,43	17,48	94,54	2,77	0,36	7,91%	0,72	1,65
E6	1288	-1,39	18,61	18,66	94,28	2,96	0,34	7,46%	0,72	1,60

En este modo se aprecia que se manifiesta en unidades ubicadas en la zona de Charrúa, predominantemente en las unidades U1 y U1 – U2 de las Centrales de Renaico y Picoiqué, respectivamente. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento no menor a 7,5%.

Se puede apreciar que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 2 de los 4 cuadrantes y con leve predominancia de las unidades U1-U2 de Picoiqué.

Respecto las participaciones, estas son exclusivas a las unidades de Central Picoiqué y Renaico, con un valor cercano al 100% y al 80 %, respectivamente.

9.2.3 Cipreses – Curillínque - Islas 1,29 Hz

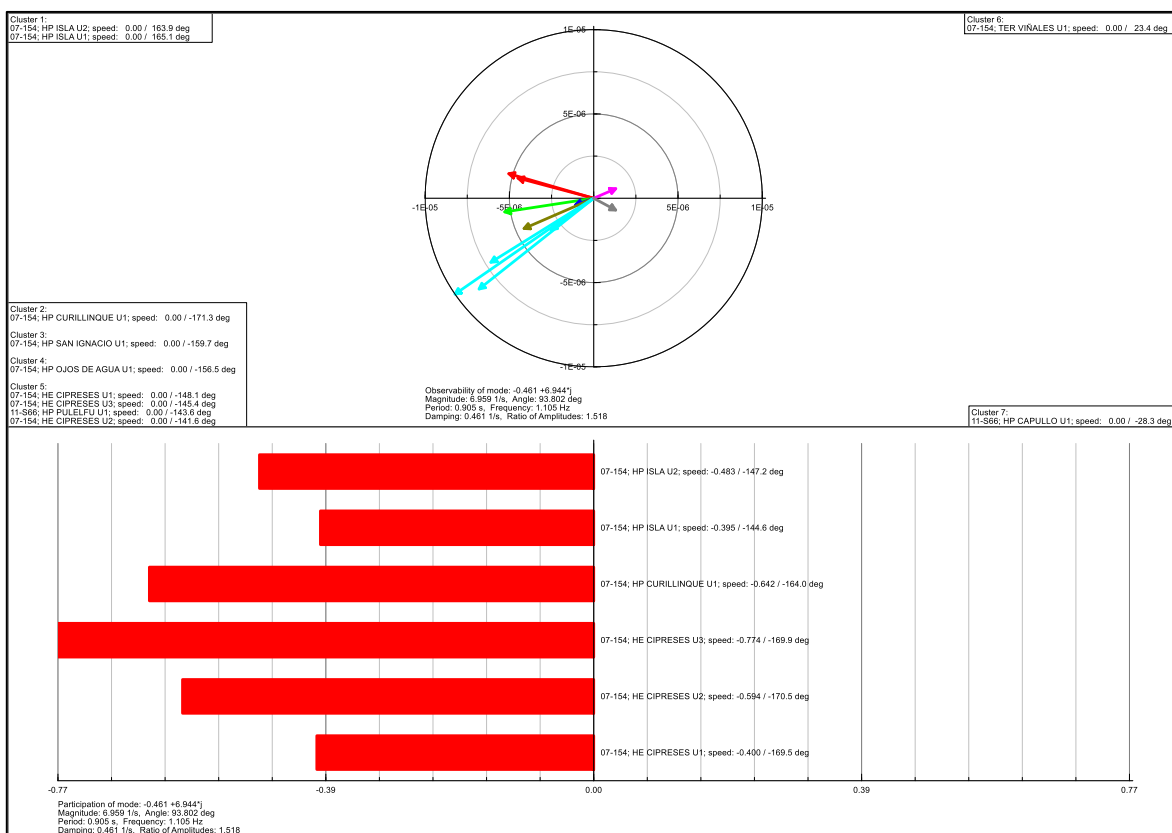


Figura 17: Modo Isla – Cipreses – Curillínque 1,28 [Hz] (Caso Testigo E4 DA noche Mar2022)

Tabla 15: Modo Islas – Cipreses – Curillínque 1,28 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	971	-0,76	8,11	8,14	95,39	1,29	0,78	9,39	1,31	1,81
E4	1156	-0,46	6,94	6,96	93,80	1,11	0,90	6,63	2,17	1,52

En este modo se aprecia que se manifiesta en unidades ubicadas en la zona del Sistema de 154 kV, predominantemente en las unidades U3 de Cipreses y de las unidades U1 – U2 en menor medida. Adicionalmente las unidades de Curillínque U1 e Islas U1 – U2 se presentan con una participación media. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento no menor a 6,63% entre los escenarios analizados.

Se puede apreciar que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en los 4 cuadrantes y con leve predominancia de las unidades U1-U2-U3 de Cipreses.

Respecto las participaciones, estas son predominan en la unidad U3 de Cipreses, con un valor cercano al 80%. Con menor participación destacan las unidades U1-U2 de Cipreses, U1de Curillínque y las unidades U1-U2 de Islas.

9.2.4 Viñales - Celco 0,79 [Hz]

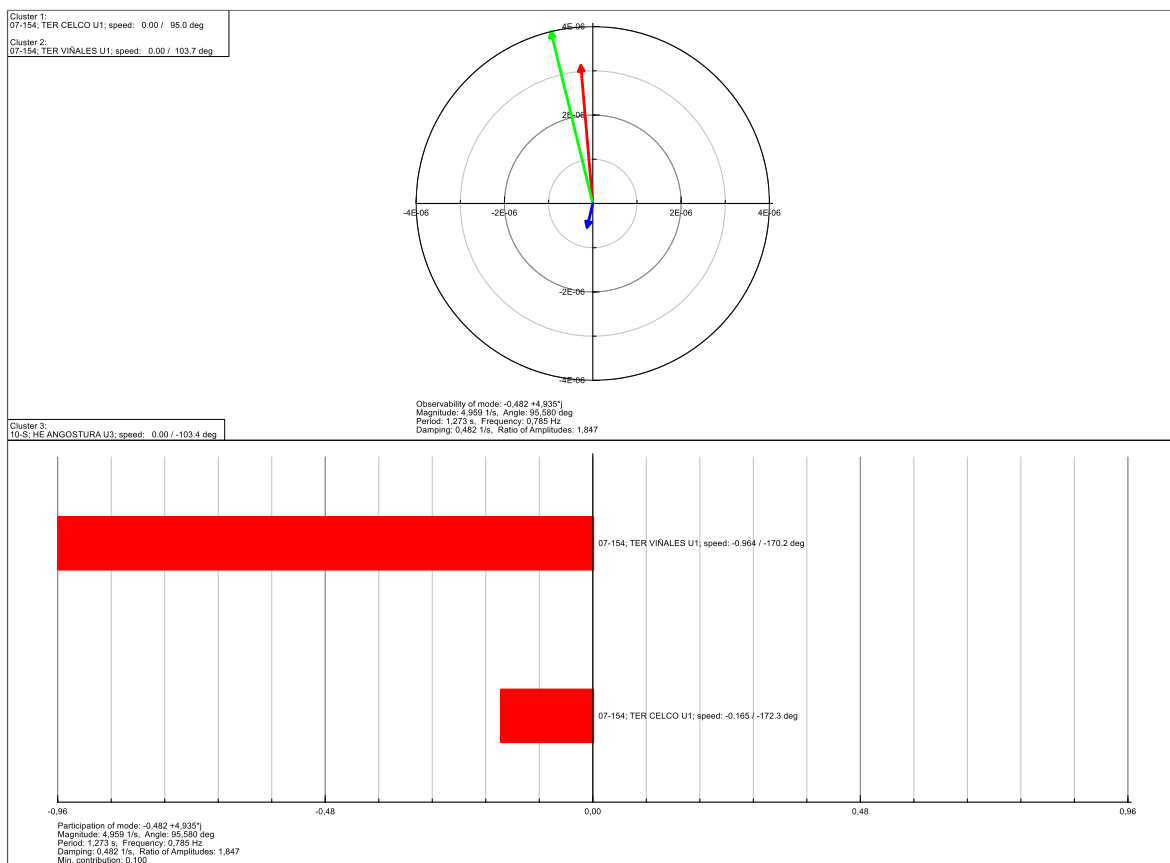


Figura 18: Modo Viñales – Celco 0,79 [Hz] (Caso Testigo E6 DA noche Sep2022)

Tabla 16: Modo Viñales – Celco 0,79 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	853	-0,44	4,84	4,86	95,22	0,77	1,30	2,26	2,26	1,78
E6	804	-0,48	4,94	4,96	95,58	0,79	1,27	2,07	2,07	1,85

En este modo se aprecia que se manifiesta en unidades ubicadas en la zona del Sistema de 154 kV, predominantemente en la unidad U1 de Viñales y en menor medida en U1 de Celco. La frecuencia del modo corresponde a un carácter local y el factor de amortiguamiento bajo del 5%, alcanzando 2,07% entre los escenarios analizados.

Se puede apreciar que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 2 de los 4 cuadrantes y con leve predominancia de la unidad U1 de Viñales.

Respecto las participaciones, estas son predominan en la unidad U1 de Viñales, con un valor cercano al 95%. Con menor participación destaca la unidad U1 de Celco, aunque con participación baja que no supera el 20%.

9.2.5 Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar 1,55 [Hz]

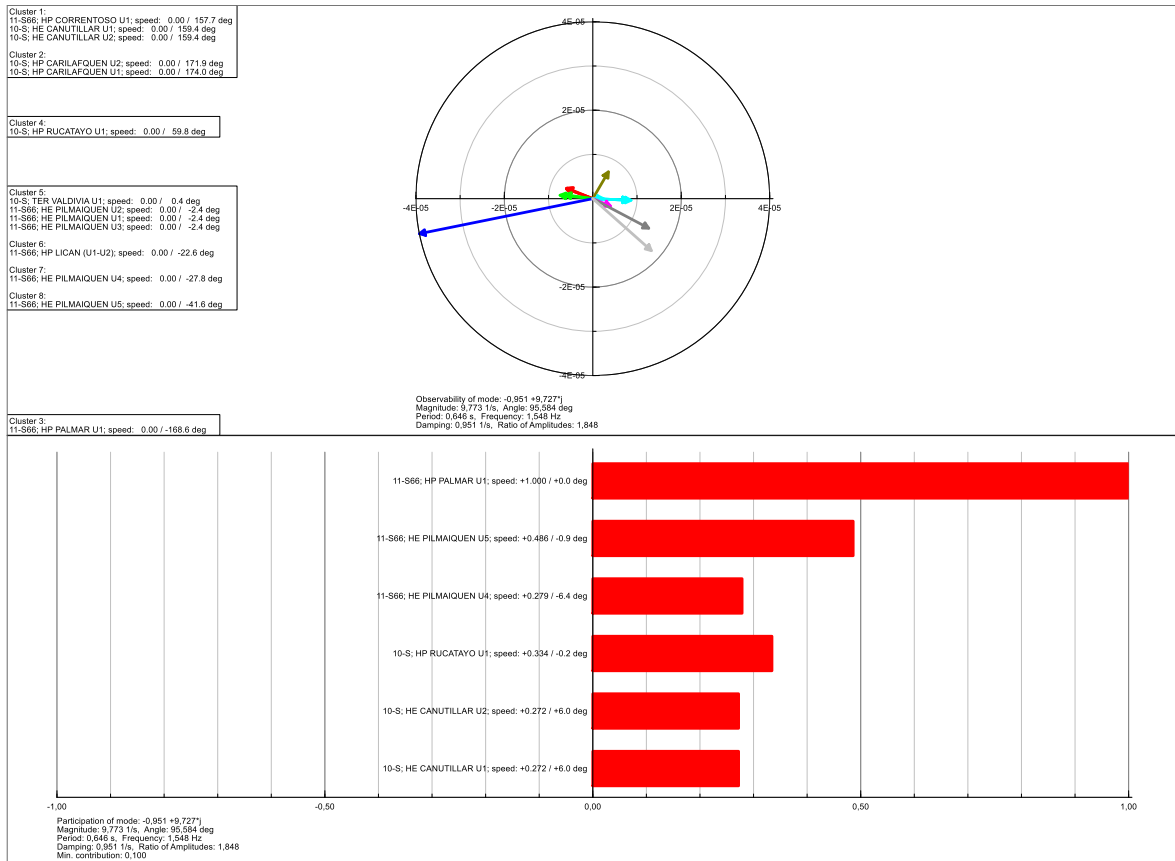


Figura 19: Modo Palmar - Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar 0,79 [Hz] (Caso Testigo E6 DA noche Sep2022)

Tabla 17: Modo Palmar - Pilmaiquén – Rucatayo - Canutillar 0,79 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	ξ_i	CTA [s]	A1/A2
E6	1026	-0,87	9,82	9,86	95,04	1,56	0,64	8,78	1,16	1,74
E6	1066	-0,95	9,73	9,77	95,58	1,55	0,65	9,73	1,05	1,85

En este modo se aprecia que se manifiesta en unidades ubicadas en la zona de Charrúa, predominantemente en las unidades U1 de la Central Palmar, en menor medida se manifiestan unidades U4-U5 de Pilmaiquén, U1 de Rucatayo y U1-U2 de Canutillar. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento superior a 8,78%.

Se puede apreciar que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en los 4 cuadrantes y con leve predominancia de las unidades U1 de Palmar.

Respecto las participaciones, estas son exclusivas a la unidad U1 de Palmar, con un valor cercano al 100% y bajo el 50 % para las centrales de Pilmaiquén, Rucatayo y Canutillar.

9.2.6 Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]

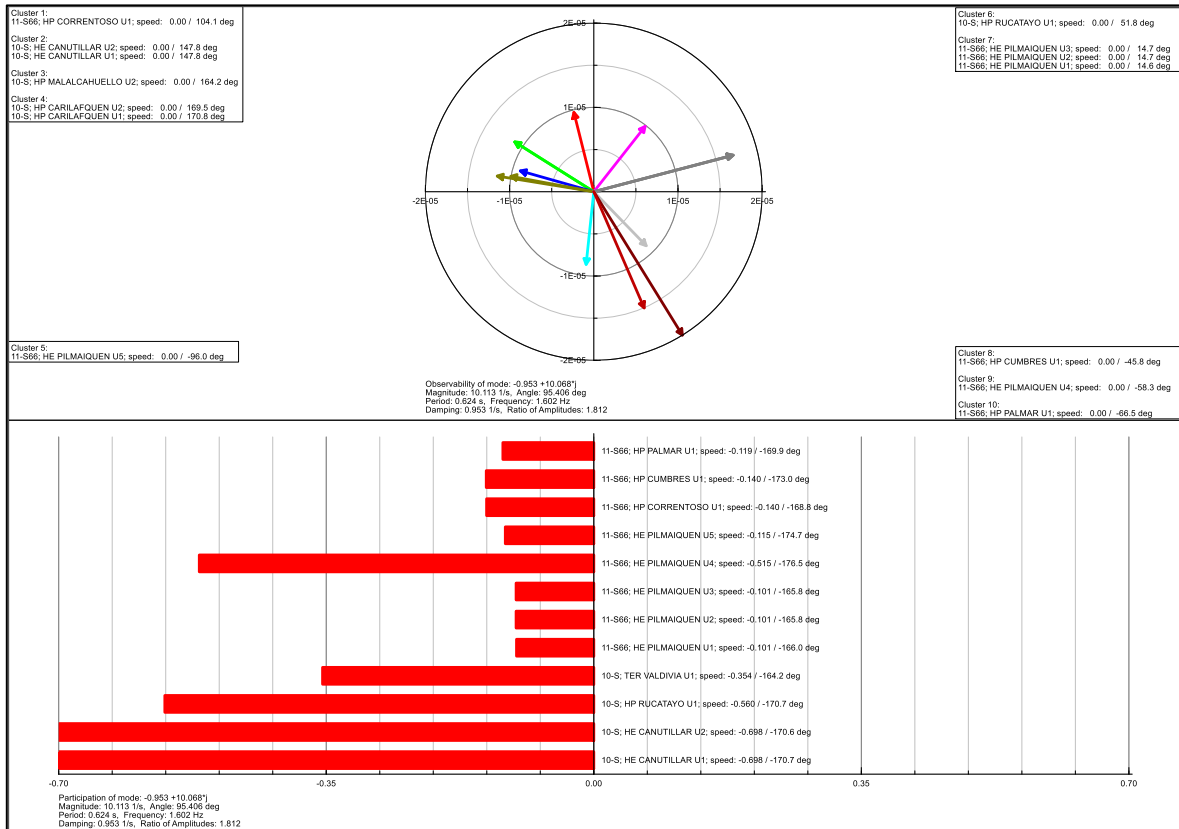


Figura 20: Modo Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz] (Caso Testigo E4 DA Noche Mar2022)

Tabla 18: Modo Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E4	1480	-0,95	10,07	10,11	95,41	1,60	0,62	9,42	1,05	1,81

Se puede apreciar que este modo se manifiesta en unidades de Canutillar (U1, U2), Rucatayo (U1), Pilmaiquén (U1, U2, U3, U4, U5), Valdivia (U1), Correntoso(U1), Cumbres (U1), Malalcahuello (U2) y Carilafquén (U1,U2) la frecuencia del modo es de 1,6 [Hz] y su factor de amortiguamiento es de 9,42%

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en los 4 cuadrantes, pero predominan las unidades pertenecientes a Canutillar, Rucatayo, Pilmaiquén y Valdivia, mencionadas en el párrafo anterior.

Respecto las participaciones, las unidades U1 y U2 de Canutillar tienen participación cercana a 70%, luego está la unidad U1 de Rucatayo con 60% y Valdivia con un 35%. La Unidad U4 de Pilmaiquén tiene una participación cercana a 50%, mientras que sus otras unidades (U1, U2, U3, U5) solo tienen un 10%.

9.2.7 Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]

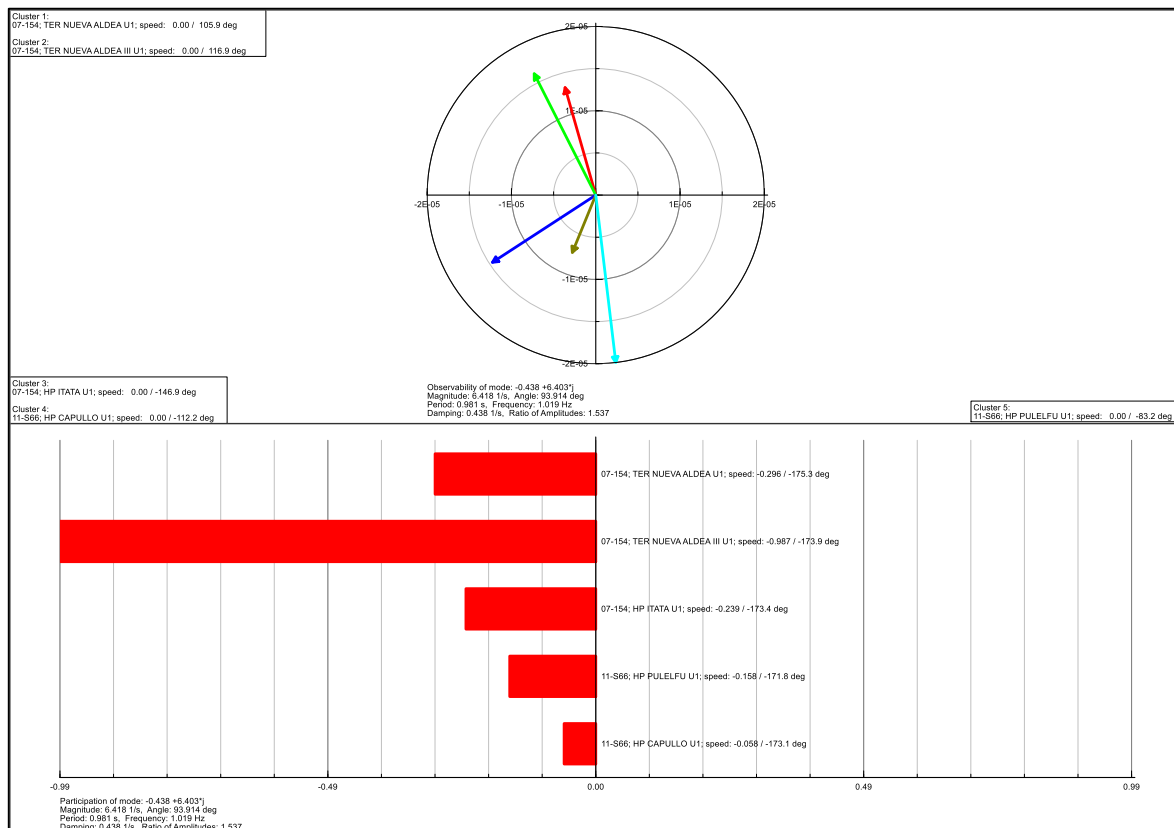


Figura 21: Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz] (Caso Testigo E4 DA Noche Mar2022)

Tabla 19: Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E4	1132	-0,44	6,40	6,42	93,91	1,02	0,98	6,83	2,28	1,54
E4	1291	-0,51	6,34	6,36	94,62	1,01	0,99	8,06	1,95	1,66

Se puede apreciar que este modo se manifiesta en Nueva Aldea(U1), Nueva Aldea III(U1), Itata(U1), Pulelfu(U1) y Capullo(U1), la frecuencia del modo es de 1,02 [Hz] y su factor de amortiguamiento es de 6,83%

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 3 de los 4 cuadrantes, con una leve predominancia de Pulelfu.

En el gráfico de las participaciones, se observa que la unidad U1 de la central Nueva Aldea III tiene una participación del 100%, la sigue la unidad U1 de la central Nueva Aldea con un 30%. luego se encuentran Pulelfu e Itata con una participación cercana a 20% y por último la central Capullo con tan solo un 10% aprox.

9.3 Modos Locales

9.3.1 Los Molles 1,77 [Hz]

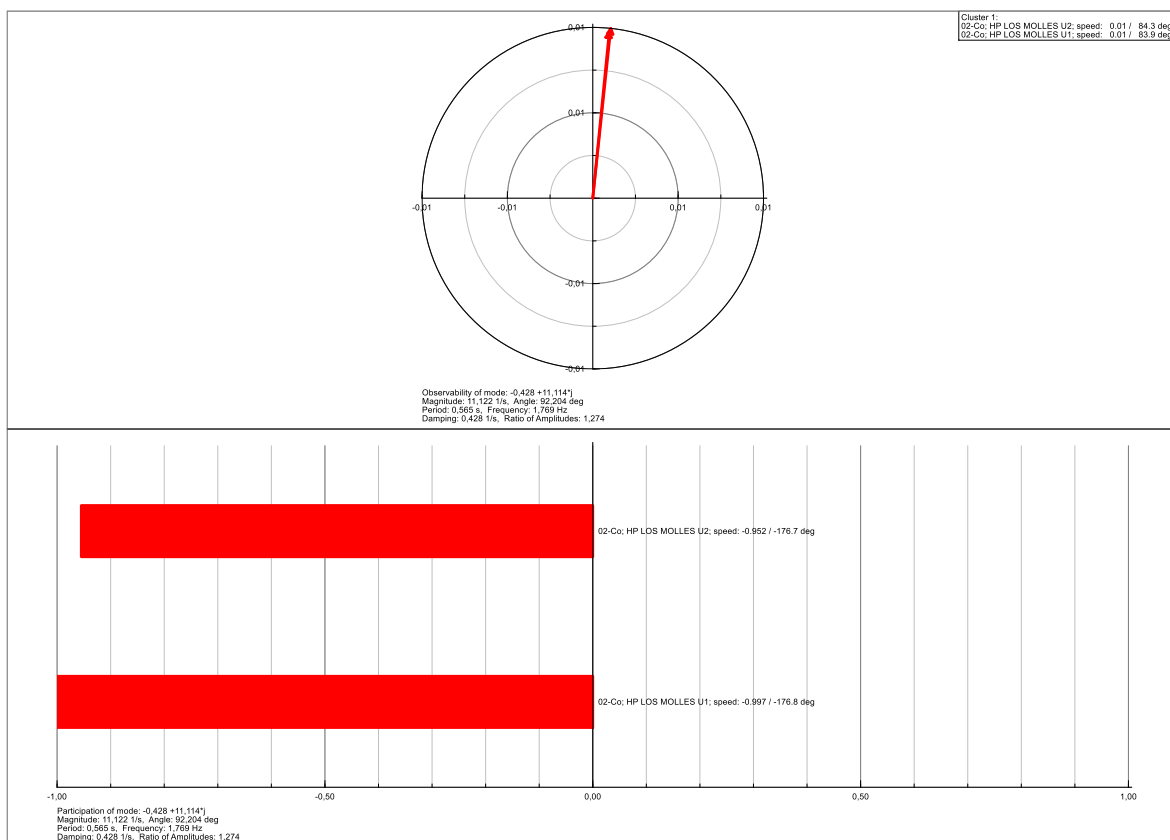


Figura 22: Modo Los Molles 1,77 [Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2022)

Tabla 20: Modo Los Molles 1,77 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	743	-0,36	13,96	13,97	91,47	2,22	0,45	2,56%	2,80	1,17
E2	1127	-0,55	13,34	13,35	92,35	2,12	0,47	4,10%	1,83	1,29
E3	1000	-0,57	13,55	13,56	92,40	2,16	0,46	4,19%	1,76	1,30
E4	1293	-0,52	14,03	14,04	92,13	2,23	0,45	3,71%	1,92	1,26
E5	975	-1,01	17,85	17,87	93,24	2,84	0,35	5,66%	0,99	1,43
E5	610	-0,43	11,11	11,12	92,20	1,77	0,57	3,85%	2,34	1,27
E6	881	-0,51	13,79	13,80	92,13	2,20	0,46	3,72%	1,95	1,26

Se puede apreciar que este modo se manifiesta en las unidades 1 y 2 de Central Los Molles, cuya frecuencia corresponde a un modo de carácter local, y su factor de amortiguamiento es de 3,85%.

Los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en solo uno de los cuatro cuadrantes, donde predominan las unidades 1 y 2 de la central Los Molles.

De acuerdo con el gráfico de las participaciones, estas son exclusivas de las unidades 1 y 2 de la central Los Molles, con un 100% y 95% respectivamente.

9.3.2 Machicura 1,27[Hz]

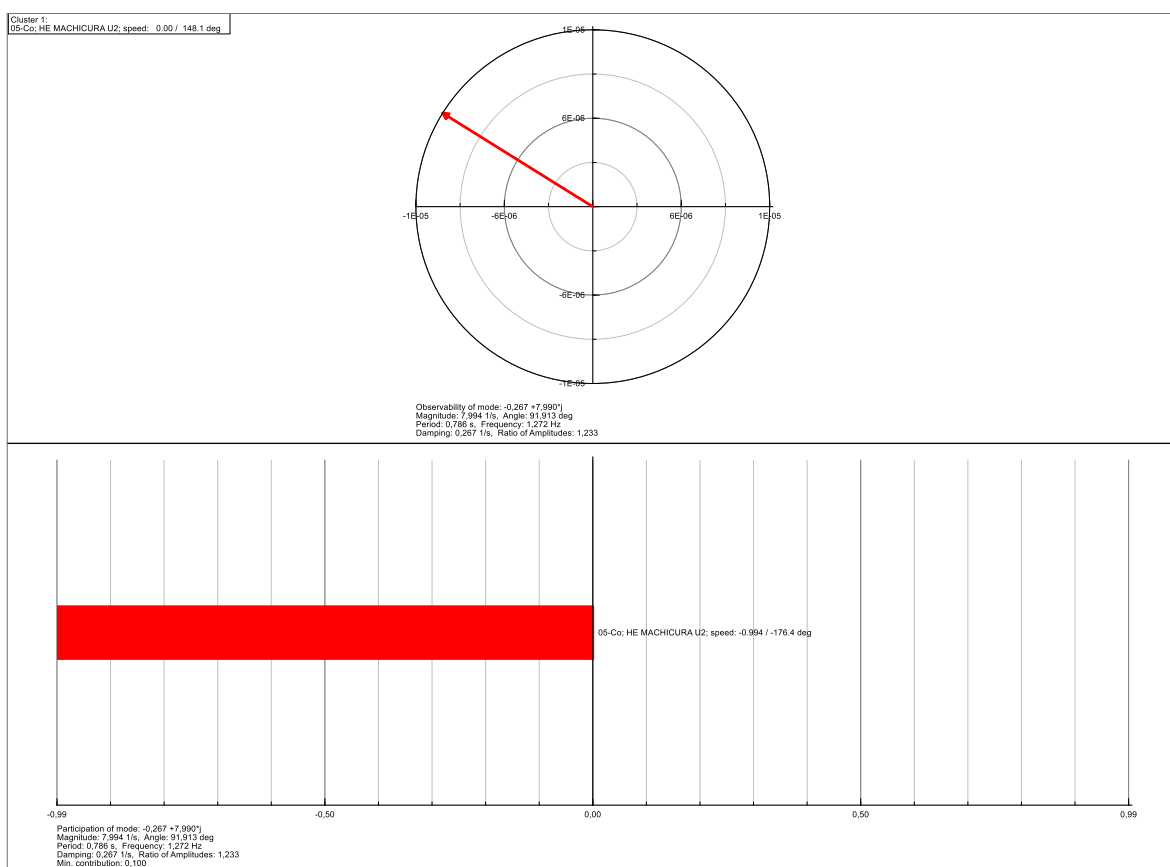


Figura 23: Modo Machicura 1,27 [Hz] (Caso Testigo E6 Sep2022)

Tabla 19: Modo Machicura 1,27 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	759	-0,26	7,22	7,22	92,04	1,15	0,87	3,55%	3,89	1,25
E4	1044	-0,30	8,02	8,03	92,17	1,28	0,78	3,8%	3,3	1,27
E6	681	-0,27	7,99	7,99	91,91	1,27	0,79	3,34%	3,74	1,23

En este modo se aprecia que se presenta exclusivamente en la unidad 2 de la centra Machicura, cuya frecuencia corresponde a un modo local y su factor de amortiguamiento es de 3,34%.

Con respecto al factor de observabilidad se encuentra solo en 1 de los 4 cuadrantes, y corresponde solo a la Unidad 2 de la central Machicura.

En el gráfico de las participaciones, se puede apreciar que solo existe participación de la unidad 2 de central Machicura con un 100%.

9.3.3 Pilmaiquén 1,61 [Hz]

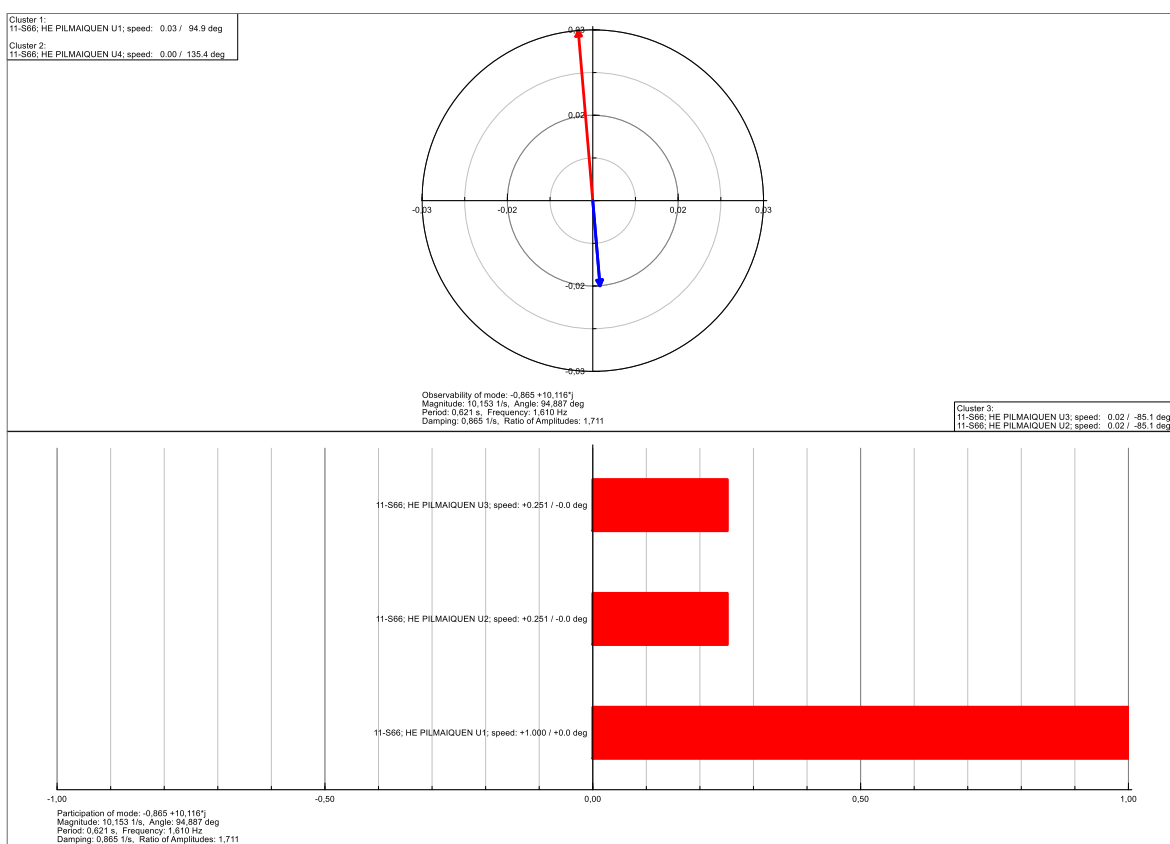


Figura 24: Modo Pilmaiquén 1,61[Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2022)

Tabla 21: Modo Pilmaiquén 1,61 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	997	-0,85	10,49	10,52	94,64	1,67	0,60	8,08%	1,18	1,66
E2	1249	-0,92	10,27	10,32	95,10	1,64	0,61	8,89%	1,09	1,75
E3	1141	-0,93	10,96	11,00	94,87	1,74	0,57	8,49%	1,07	1,71
E4	1484	-0,95	10,44	10,48	95,22	1,66	0,60	9,10%	1,05	1,78
E5	842	-0,86	10,12	10,15	94,89	1,61	0,62	8,52%	1,16	1,71
E6	1185	-1,02	10,97	11,02	95,31	1,75	0,57	9,25%	0,98	1,79

En este modo se visualiza que se presenta en las unidades 1, 2 y 3 de la central Pilmaiquén, con una frecuencia de 1,61 [Hz], corresponde a un modo local y su factor de amortiguamiento de 8,52%.

Respecto a los factores de observabilidad, estos se distribuyen en 2 de los 4 cuadrantes, predominando las unidades U1, U2 y U3 de la central Pilmaiquén.

Se puede apreciar según los factores de participación, la U1 de la central Pilmaiquén tiene un 100% de participación y las unidades U2 y U3 un 25%.

9.3.4 Los Quilos 1,7 [Hz]

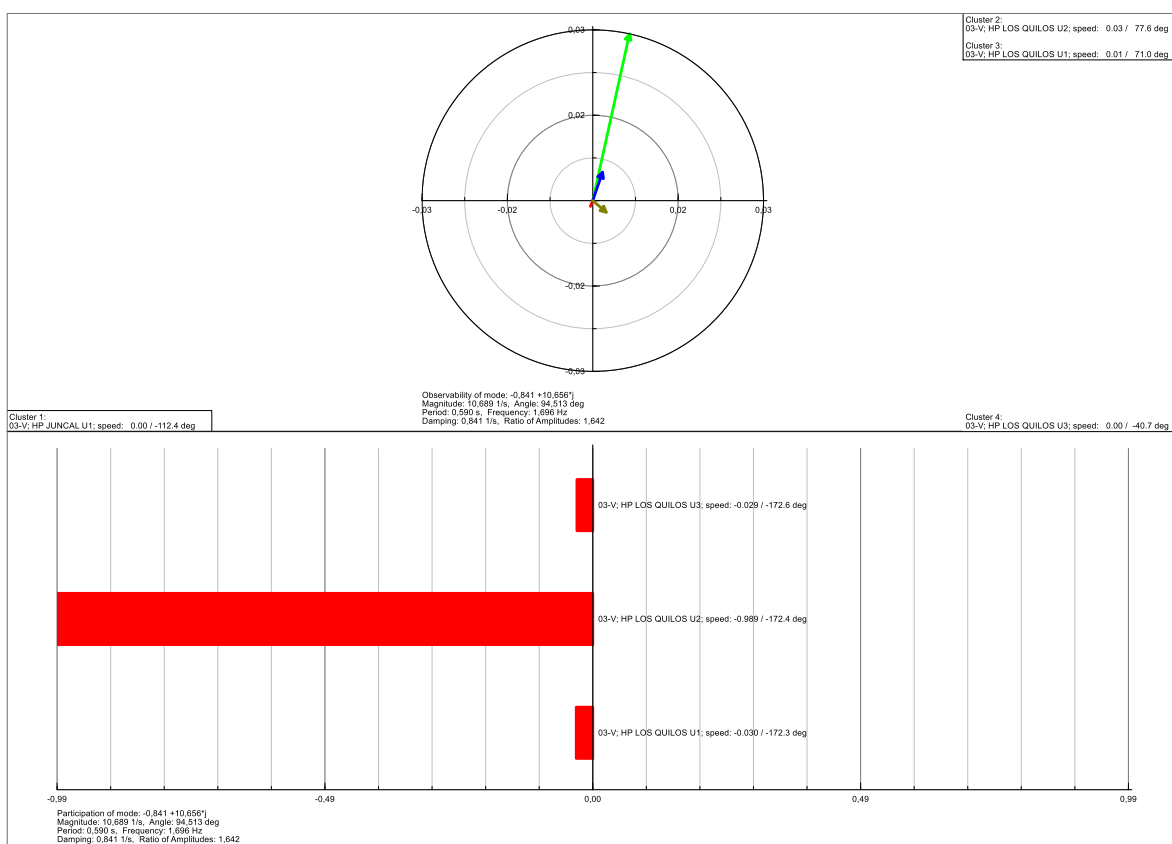


Figura 25: Modo Los Quilos 1,7 [Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2022)

Tabla 22: Modo Los Quilos 1,7 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	1013	-0,90	10,71	10,74	94,78	1,70	0,59	8,33%	1,12	1,69
E2	1415	-1,03	10,96	11,01	95,38	1,74	0,57	9,38%	0,97	1,81
E3	1089	-0,83	11,46	11,49	94,15	1,82	0,55	7,24%	1,20	1,58
E4	1648	-1,05	11,09	11,14	95,39	1,76	0,57	9,39%	0,96	1,81
E5	833	-0,84	10,66	10,69	94,51	1,70	0,59	7,87%	1,19	1,64
E6	1038	-0,89	10,40	10,44	94,92	1,66	0,60	8,57%	1,12	1,72

En este modo se manifiesta principalmente en la unidad U2 de la Central Los Quilos, y en menor medida en las unidades U1 y U3 de la misma central y en la unidad U1 de la Central Juncal. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento de 7,24%, considerando el menor alcanzado en todos los escenarios analizados.

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 3 de los 4 cuadrantes, predominan la unidad U2 de la Central Los Quilos.

Respecto la participación, predomina la unidad U2 de la Central Los Quilos, aproximándose al 100%. Las otras centrales participantes no superan los 5%.

9.3.5 Convento Viejo 2,51 [Hz]

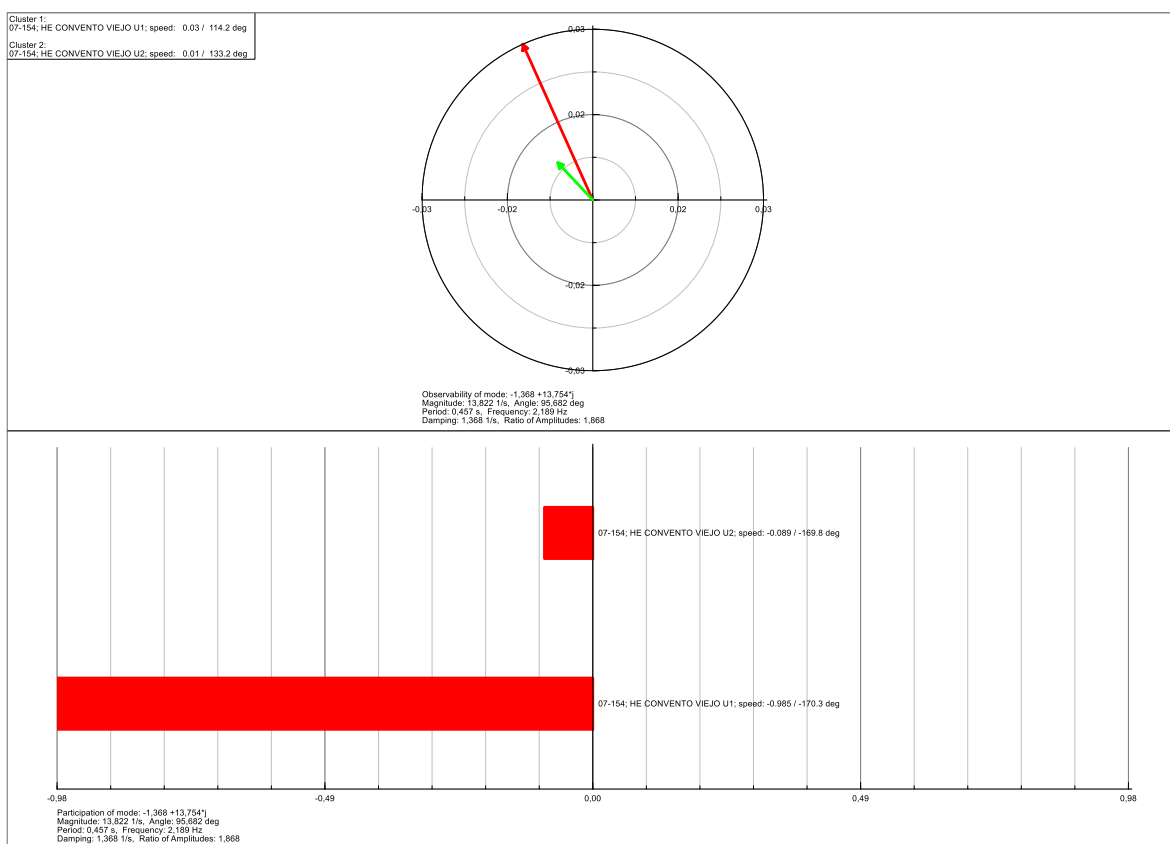


Figura 26: Modo Convento Viejo 2,51 [Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2020)

Tabla 23: Modo Convento Viejo 2,51 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	χ_i	CTA [s]	A1/A2
E1	1210	-1,20	15,89	15,93	94,32	2,53	0,40	7,53%	0,83	1,61
E1	1198	-1,16	14,34	14,39	94,62	2,28	0,44	8,05%	0,86	1,66
E2	1474	-1,23	16,65	16,70	94,24	2,65	0,38	7,39%	0,81	1,59
E3	1170	-0,99	15,12	15,16	93,75	2,41	0,42	6,54%	1,01	1,51

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	χ_i	CTA [s]	A1/A2
E3	1313	-1,17	16,53	16,57	94,04	2,63	0,38	7,04%	0,86	1,56
E4	1662	-1,07	16,18	16,22	93,80	2,58	0,39	6,62%	0,93	1,52
E5	1013	-1,18	15,75	15,80	94,28	2,51	0,40	7,47%	0,85	1,60
E5	1063	-1,37	13,75	13,82	95,68	2,19	0,46	9,90%	0,73	1,87
E6	1203	-1,07	15,93	15,97	93,85	2,54	0,39	6,72%	0,93	1,53

En este modo se manifiesta principalmente en las unidades U1 y U2 de la Central Convento viejo y de manera predominante en la unidad U1 de dicha central. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento de 6,54%, considerando el menor alcanzado en todos los escenarios analizados.

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 1 de los 4 cuadrantes, predominan la unidad U1 de la Central Convento Viejo.

Respecto la participación, predomina la unidad U1 de la Central, aproximándose al 100%. La unidad U2 no superando el 10% de participación.

9.3.6 San Ignacio 1,47 [Hz]

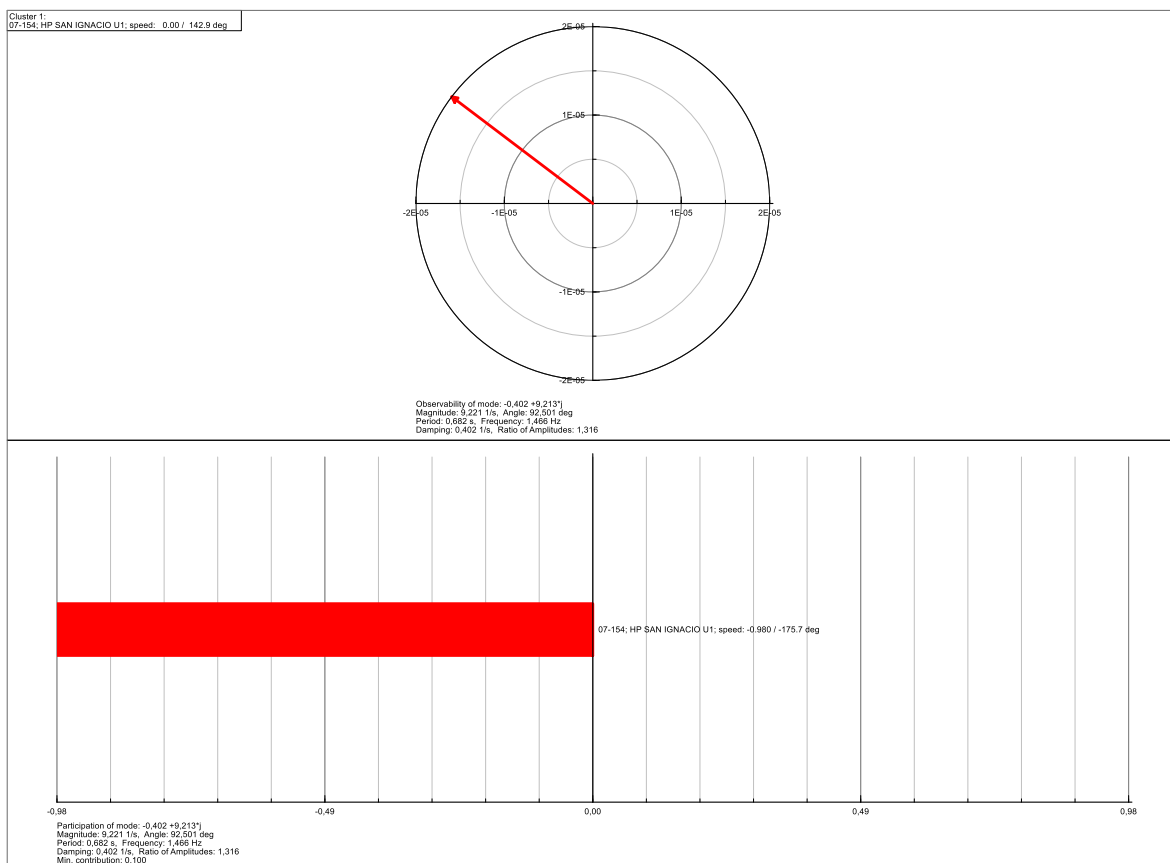


Figura 27: Modo San Ignacio 1,47 [Hz] (Caso Testigo E6 DB noche Sep2022)

Tabla 24: Modo Convento Viejo 1,47 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	1014	-0,62	8,89	8,91	93,99	1,41	0,71	6,97%	1,61	1,55
E4	1345	-0,62	8,97	8,99	93,98	1,43	0,70	6,95%	1,60	1,55
E6	750	-0,40	9,21	9,22	92,50	1,47	0,68	4,36%	2,49	1,32

En este modo se manifiesta principalmente en la unidad U1 Central San Ignacio. La frecuencia del modo corresponde a un carácter más bien local y el factor de amortiguamiento de 4,36%, considerando el menor alcanzado en todos los escenarios analizados.

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 1 de los 4 cuadrantes, predominan la unidad U1 de la Central San Ignacio.

Respecto la participación, es predominante de la unidad U1 de la Central en cuestión, aproximándose al 100%.

9.3.7 Palmucho 1,9 [Hz]

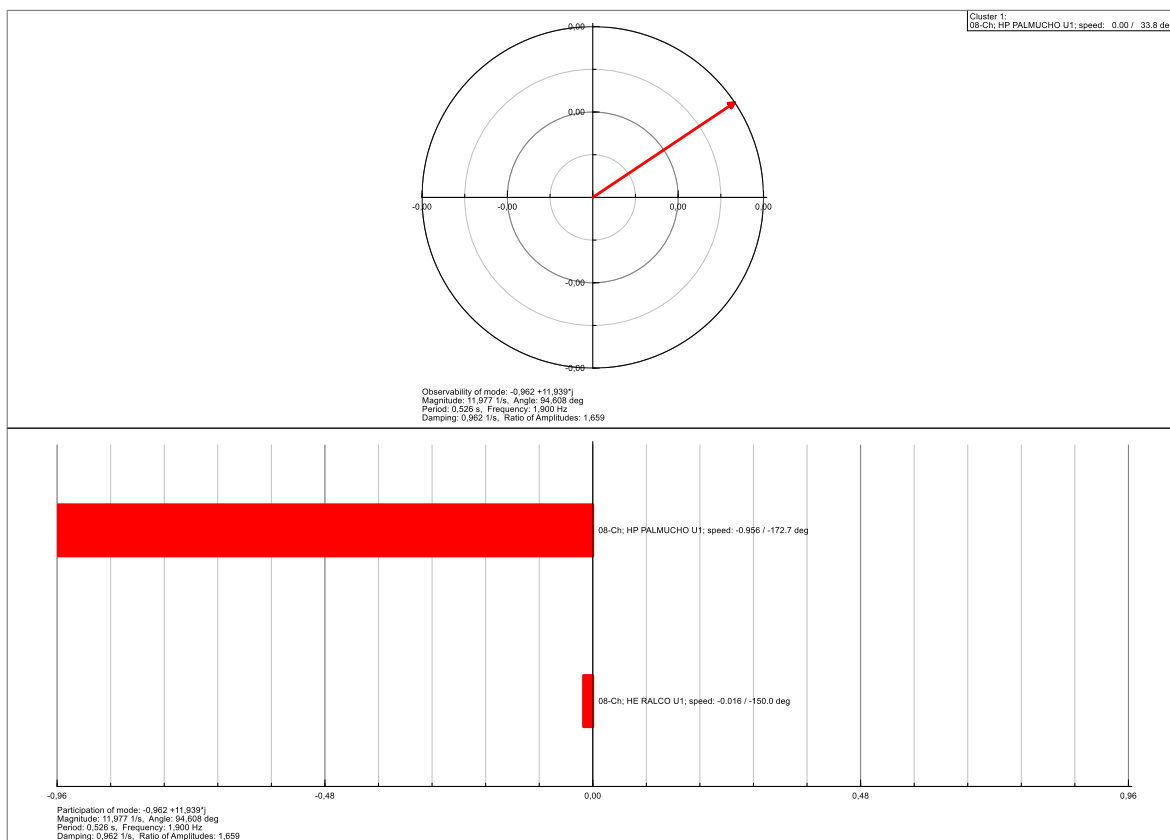


Figura 28: Modo Palmucho 1,9 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 25: Modo Palmucho 1,9 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	1051	-0,98	12,19	12,23	94,58	1,94	0,52	7,98%	1,02	1,65
E2	1283	-1,00	12,02	12,06	94,75	1,91	0,52	8,29%	1,00	1,69
E3	1161	-0,97	11,98	12,02	94,64	1,91	0,52	8,09%	1,03	1,67
E4	1505	-0,99	11,92	11,96	94,76	1,90	0,53	8,30%	1,01	1,69
E5	885	-0,96	11,94	11,98	94,61	1,90	0,53	8,03%	1,04	1,66
E6	1053	-0,92	11,61	11,65	94,54	1,85	0,54	7,91%	1,09	1,65

En este modo, se aprecia que se manifiesta de manera predominante en la unidad U1 de la Central Palmucho y menor medida en la U1 de la Central Ralco, con una frecuencia de 1,9 [Hz], el cual corresponde a un modo local con un factor de amortiguamiento de 8,03%.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en uno de los cuatro cuadrantes y corresponde a la unidad U1 de la Central Palmucho.

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación de la unidad U1 Central Palmucho, la cual tiene un 100% de participación. En menor medida la unidad U1 de la Central Ralco alcanza una participación menor al 2%.

9.3.8 Cipreses 1,38 [Hz]

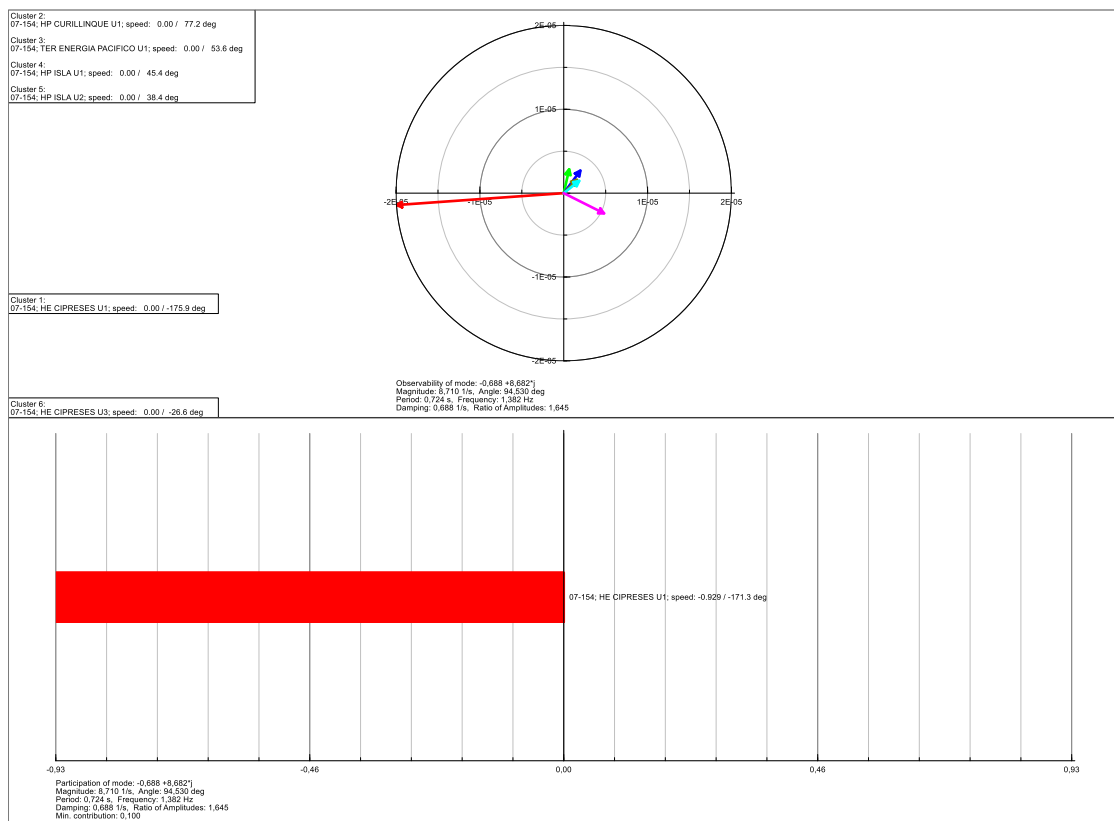


Figura 29: Modo Cipreses 1,38 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 26: Modo Cipreses 1,38 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	763	-0,40	6,31	6,32	93,65	1,00	1,00	6,37	2,49	1,49
E1	940	-0,70	8,54	8,57	94,66	1,36	0,74	8,13	1,44	1,67
E4	1041	-0,30	8,24	8,24	92,09	1,31	0,76	3,65	3,33	1,26
E4	1088	-0,35	8,56	8,57	92,35	1,36	0,73	4,09	2,85	1,29
E6	961	-0,69	8,68	8,71	94,53	1,38	0,72	7,90	1,45	1,65

En este modo, se aprecia que se manifiesta de manera predominante en la unidad U1 de la Central Cipreses de manera absolutamente predominante sobre centrales como Curillinque, Islas o Energía Pacífico, con una frecuencia entre 1 - 1,38 [Hz], el cual corresponde a un modo local con un factor de amortiguamiento bajo 5% en el E4.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en tres de los cuatro cuadrantes y corresponde a la unidad U1 de la Central Cipreses.

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación de la unidad U1 de la central Cipreses, la cual tiene un 100% de participación.

9.3.9 Canutillar 1,76 [Hz]

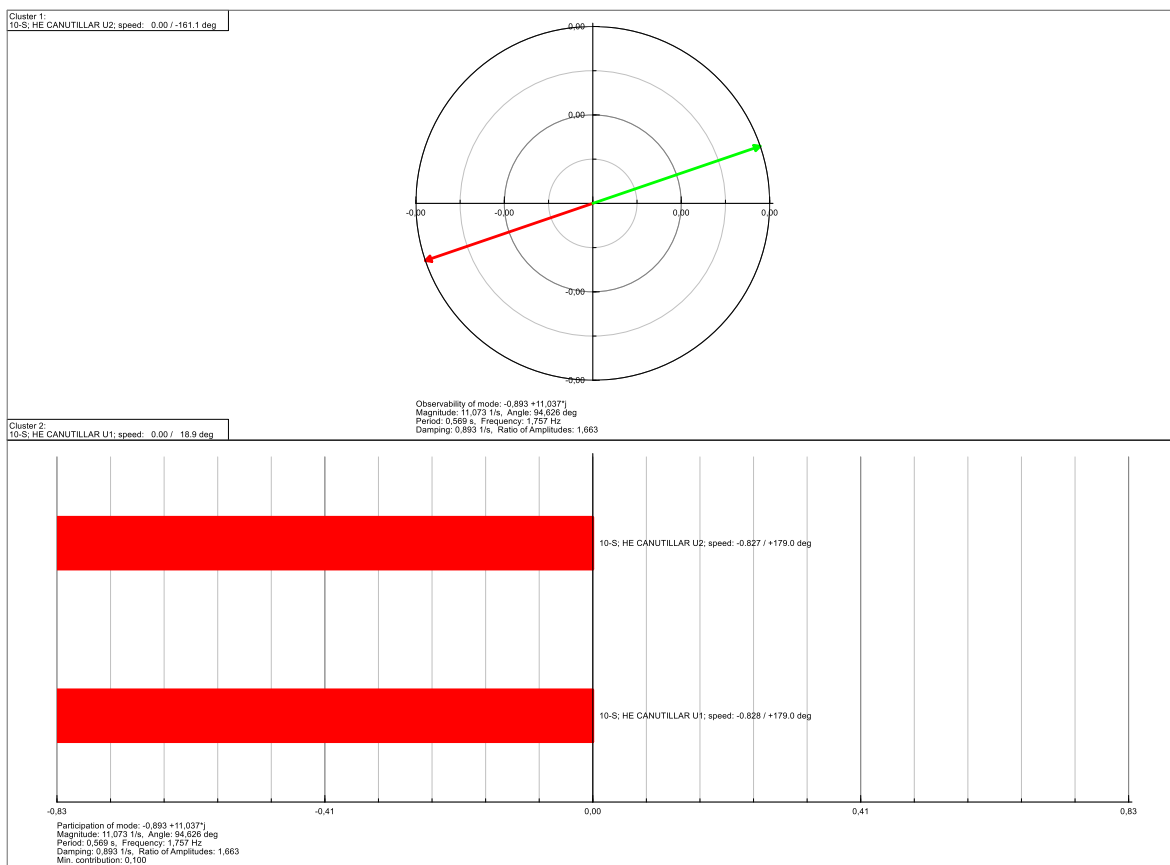


Figura 30: Modo Canutillar 1,76 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 27: Modo Canutillar 1,76 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	1020	-0,91	11,27	11,30	94,59	1,79	0,56	8,01	1,10	1,66
E2	1407	-1,00	11,09	11,14	95,16	1,77	0,57	8,99	1,00	1,76
E4	1476	-0,95	11,36	11,40	94,77	1,81	0,55	8,31	1,06	1,69
E6	1036	-0,89	11,04	11,07	94,63	1,76	0,57	8,07	1,12	1,66

En este modo se aprecia que se manifiesta únicamente en las unidades U1 y U2 de la Central Canutillar con una frecuencia de 1,76 [Hz], lo cual corresponde a un modo local y tiene un factor de amortiguamiento de 8,07%.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en 2 de los cuatro cuadrantes y corresponde a las unidades U1 y U2 de la central Canutillar.

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación de la unidad U1 y U2 de la central Canutillar, ambas unidades con un 83%.

9.3.10 Palmar 1,5 [Hz]

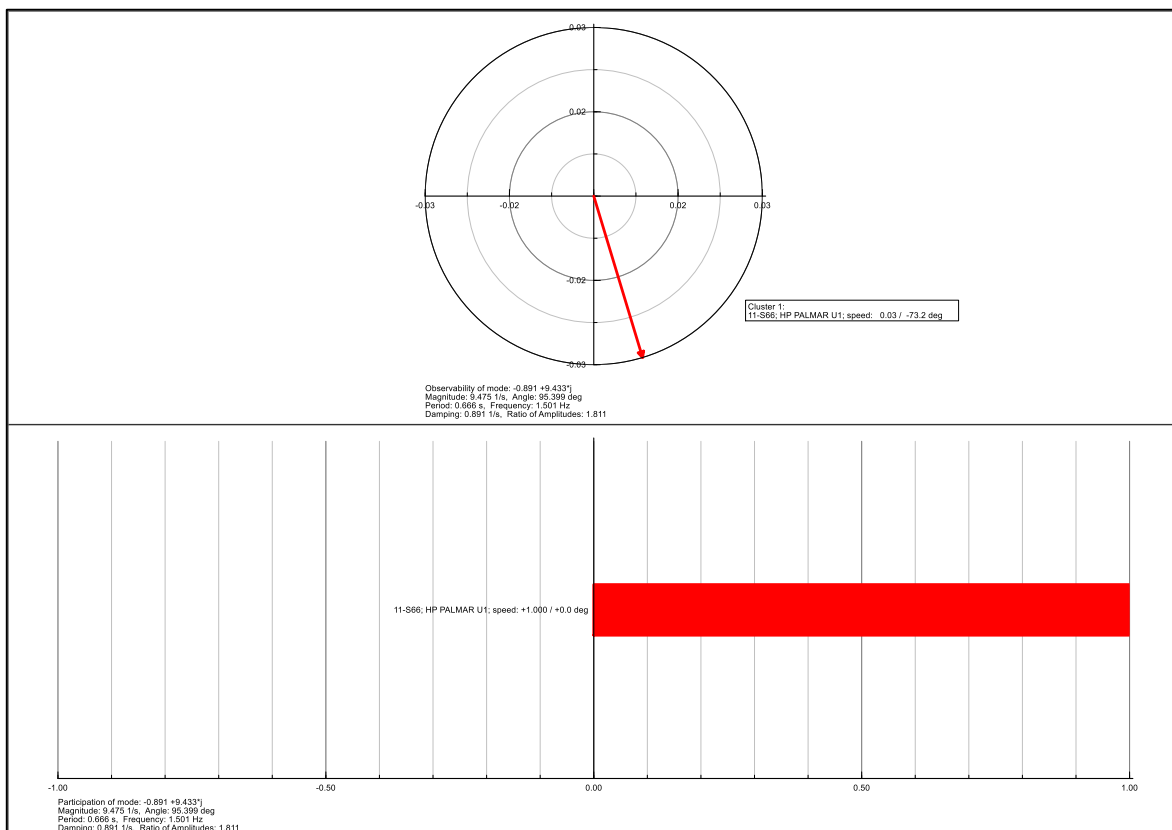


Figura 31: Modo Palmar 1,5 [Hz] (Caso Testigo E2 DA Día Dic2022)

Tabla 28: Modo Palmar 1,5 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	975	-0.78	9,05	9,08	94,92	1,44	0,69	8,57	1,29	1,72
E1	1049	-0.97	9,79	9,84	95,68	1,56	0,64	9,89	1,03	1,87
E2	1229	-0.89	9,43	9,47	95,40	1,50	0,67	9,41	1,12	1,81
E3	1105	-0.86	9,38	9,42	95,25	1,49	0,67	9,15	1,16	1,78
E4	1456	-0.89	9,49	9,53	95,37	1,51	0,66	9,36	1,12	1,81
E5	850	-0.89	9,52	9,56	95,32	1,52	0,66	9,27	1,13	1,79

En este modo se manifiesta en la unidad U1 Central Palmar. La frecuencia del modo corresponde a un carácter local y el factor de amortiguamiento en un rango de 8 - 10%, considerando los escenarios analizados.

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 1 de los 4 cuadrantes, donde se manifiesta la unidad.

Respecto la participación, es predominante de la unidad U1 de la Central en cuestión, aproximándose al 100%.

9.3.11 Colbún 1,6 [Hz]

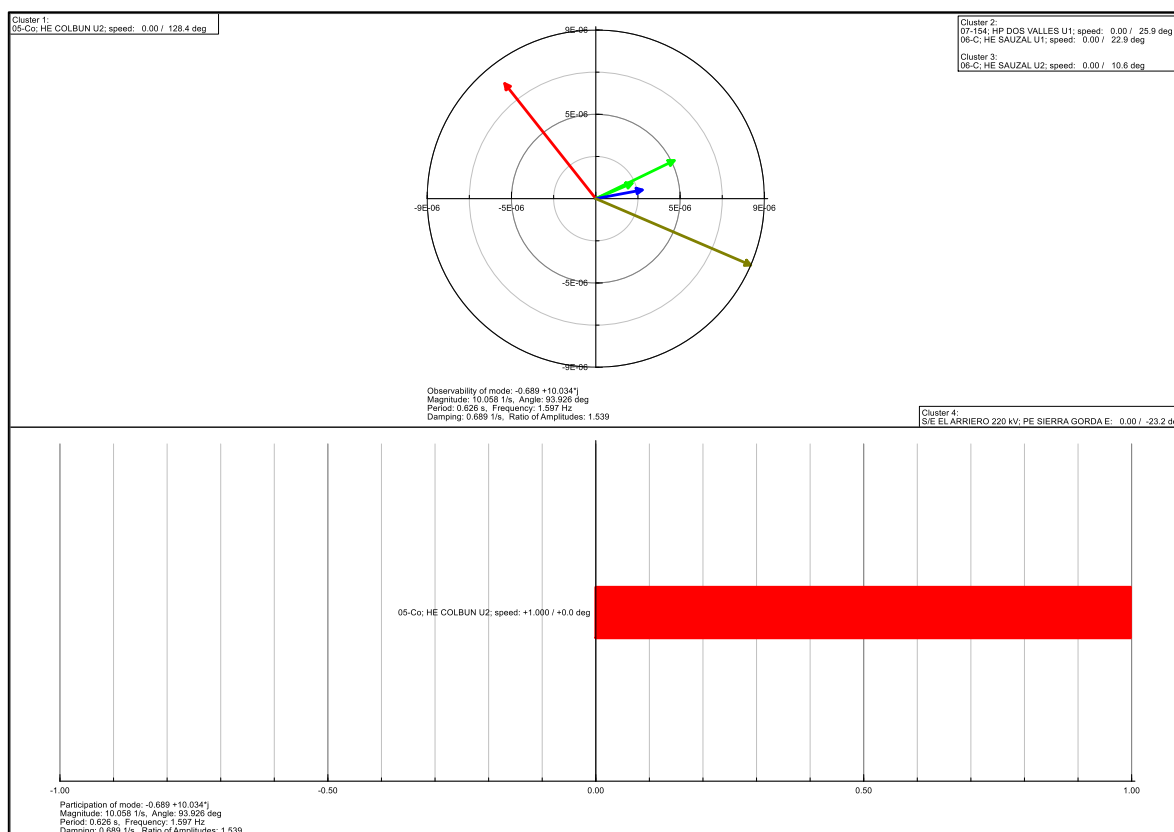


Figura 32: Modo Colbún 1,60 [Hz] (Caso Testigo E4 DA Noche Mar2022)

Tabla 29: Modo Colbún 1,60 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	1012	-0,61	10,02	10,04	93,49	1,59	0,63	6,08	1,64	1,47
E4	1376	-0,69	10,03	10,06	93,90	1,60	0,63	6,80	1,50	1,54

En este modo se manifiesta en la unidad U2 Colbún, destacando, la aparición de la unidad de Sierra Gorda correspondiente a una central eólica. La frecuencia del modo corresponde a un carácter local y el factor de amortiguamiento sobre 6%, considerando los escenarios analizados.

Se puede ver que los factores de observabilidad se encuentran distribuidos en 3 de los 4 cuadrantes, donde se manifiesta la unidad.

Respecto la participación, es predominante de la unidad U2 Colbún, alcanzando 100%.

9.3.12 Santa Marta 1,79 [Hz]

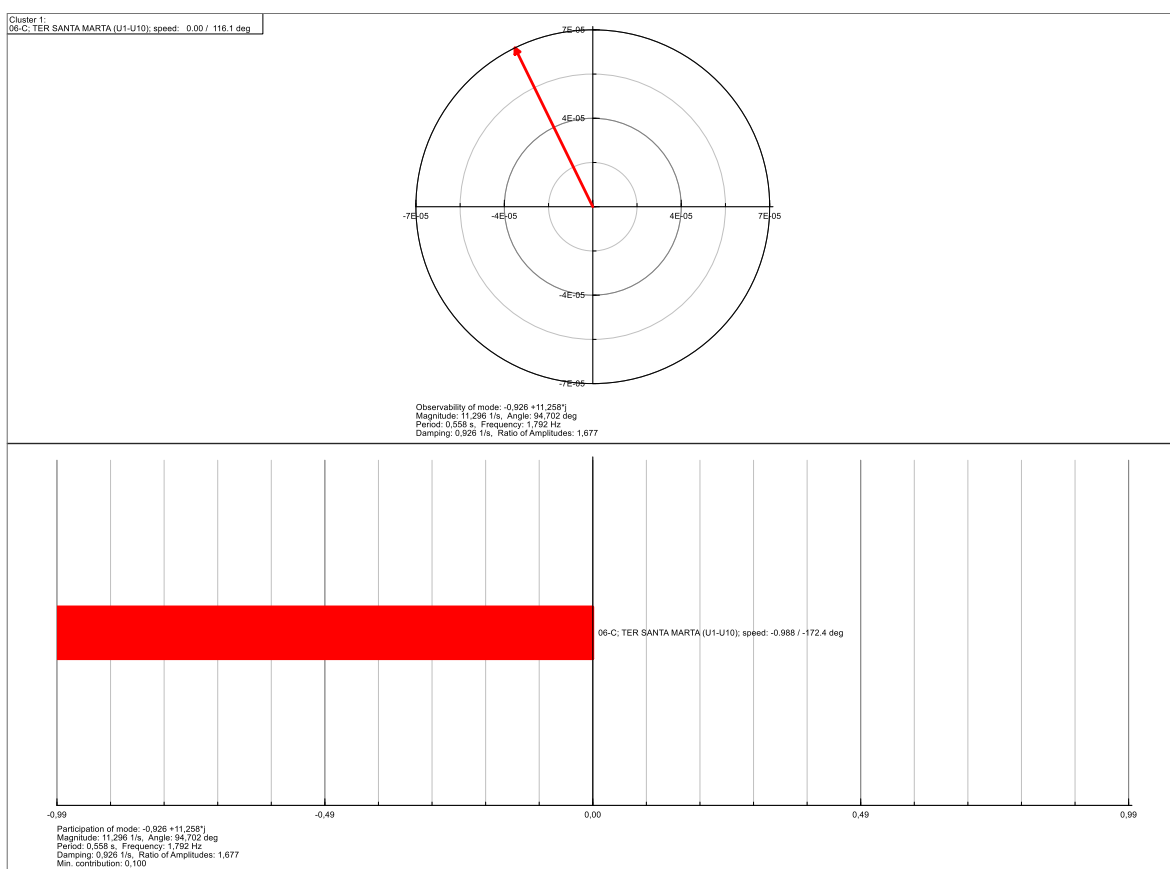


Figura 33: Modo Santa Marta 1,79 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Noche Sep2022)

Tabla 30: Modo Santa Marta 1,79 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	1134	-0,92	11,24	11,27	94,70	1,79	0,56	8,19	1,08	1,68
E4	1469	-0,93	11,29	11,33	94,69	1,80	0,56	8,17	1,08	1,67
E6	1055	-0,93	11,26	11,30	94,70	1,79	0,56	8,20	1,08	1,68

En este modo se aprecia que se manifiesta en todas las unidades (U1-U10) de la central Santa Marta, con una frecuencia de 1,79 [Hz], lo cual corresponde a un modo local y tiene un factor de amortiguamiento de 8,2%.

Respecto al factor de observabilidad, se presenta exclusivamente la central Santa Marta (U1-U10), en el segundo cuadrante.

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación de la central Santa Marta(U1-U10) con un 100%.

9.3.13 Juncal 1,45 [Hz]

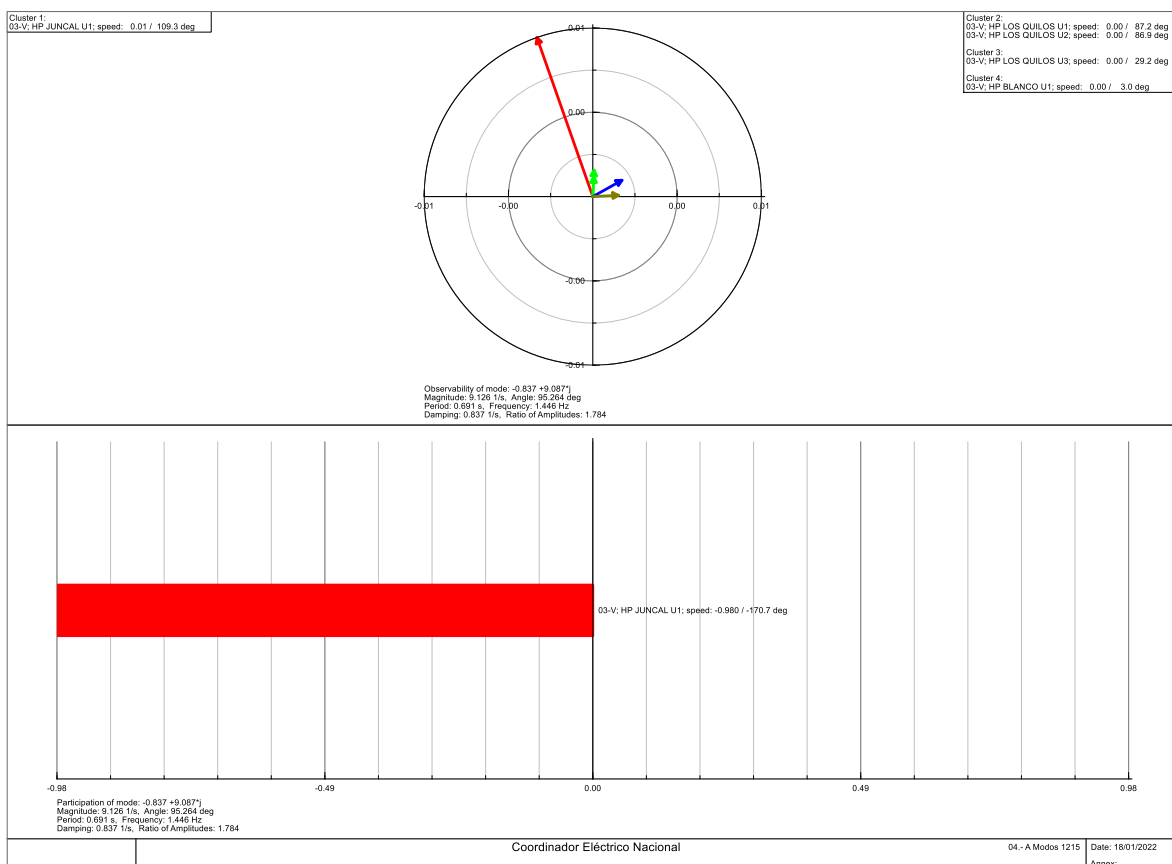


Figura 34: Modo Juncal 1,45 [Hz] (Caso Testigo E2 DA Día Dic2022)

Tabla 31: Modo Juncal 1,45 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E2	1215	-0,84	9,09	9,13	95,26	1,45	0,69	9,17	1,19	1,78
E3	1040	-0,68	9,00	9,03	94,33	1,43	0,70	7,55	1,47	1,61
E5	798	-0,72	8,88	8,91	94,63	1,41	0,71	8,08	1,39	1,66
E5	823	-0,81	8,86	8,90	95,24	1,41	0,71	9,13	1,23	1,78

En este modo se manifiesta en las unidades U1 de la Central Juncal, con una frecuencia de 1,45 [HZ], lo cual corresponde a un modo local con un factor de amortiguamiento de 9,17 %.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en 2 de los 4 cuadrantes, pero predomina notoriamente la central U1 de Juncal.

Con respecto a las participaciones, se observa que solo hay participación de la unidad U1 de Juncal, alcanzando un valor cercano al 100%.

9.3.14 Itata 1,97 [Hz]

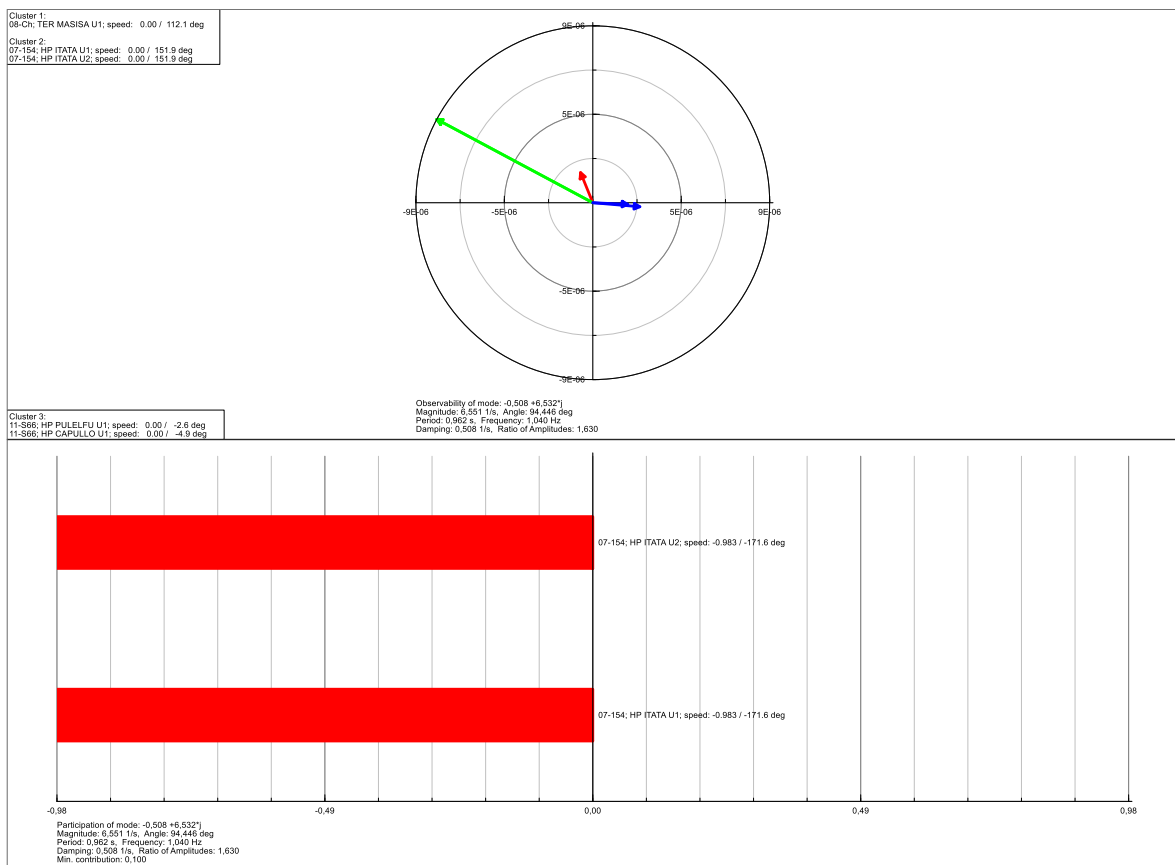


Figura 35: Modo Itata 1,97 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Noche Sep2022)

Tabla 32: Modo Itata 1,97 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E6	878	-0,51	6,53	6,55	94,45	1,04	0,96	7,75	1,97	1,63
E6.1	877	-0,51	6,53	6,55	94,45	1,04	0,96	7,75	1,97	1,63
E6.2	880	-0,51	6,51	6,53	94,45	1,04	0,97	7,76	1,97	1,63
E6.3	878	-0,50	6,45	6,47	94,44	1,03	0,97	7,75	2,00	1,63

En este modo se aprecia que se manifiesta en las unidades U1 y U2 de la Central Itata, Pulelfu, Capullo y Masisa, con una frecuencia de 1,04 [Hz], lo cual corresponde a un modo local y tiene un factor de amortiguamiento de 7,75%.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en 2 de los 4 cuadrantes, pero predomina notoriamente la central Itata con sus unidades U1 y U2

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación de la unidad U1 y U2 de la central Itata, ambas unidades con un 100%.

9.3.15 Energía Pacífico 1,37 [Hz]

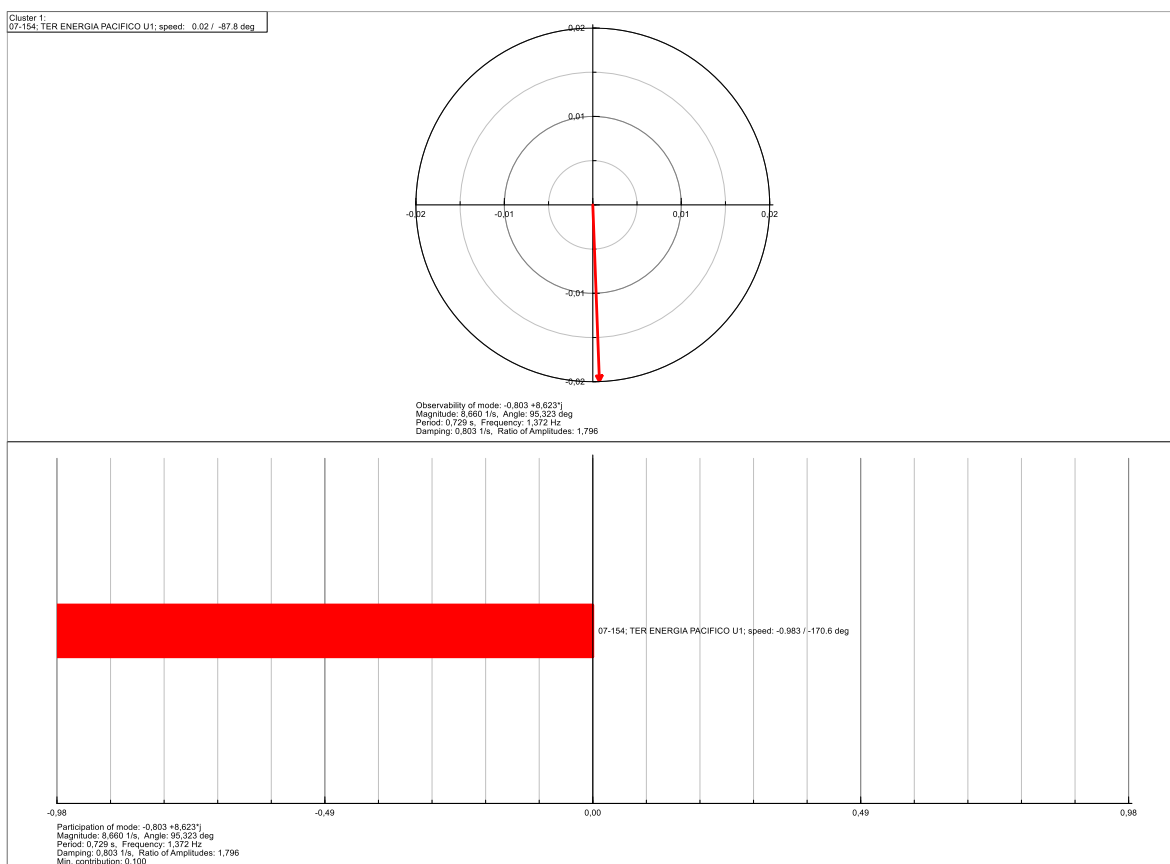


Figura 36: Modo Energía Pacífico 1,37 [Hz] (Caso Testigo E3)

Tabla 33: Modo Energía Pacífico 1,37 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	980	-0,80	8,62	8,66	95,32	1,37	0,73	9,27%	1,24	1,80
E2	1210	-0,83	8,64	8,68	95,48	1,38	0,73	9,55%	1,21	1,83
E3	1095	-0,84	8,60	8,64	95,56	1,37	0,73	9,69%	1,19	1,84
E4	1436	-0,85	8,85	8,89	95,49	1,41	0,71	9,57%	1,17	1,83
E6	1020	-0,84	8,79	8,83	95,49	1,40	0,71	9,57%	1,18	1,83

En este modo se manifiesta en las unidades U1 de la Central Energía Pacífico, con una frecuencia de 1,37 [Hz], lo cual corresponde a un modo local con un factor de amortiguamiento alrededor de 9%.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en 1 de los 4 cuadrantes, donde predomina notoriamente la central U1 Energía Pacífico.

Con respecto a las participaciones, se observa que solo hay participación dicha unidad alcanzando valor cercano al 100%.

9.3.16 CMPC Santa Fe 2,76 [Hz]

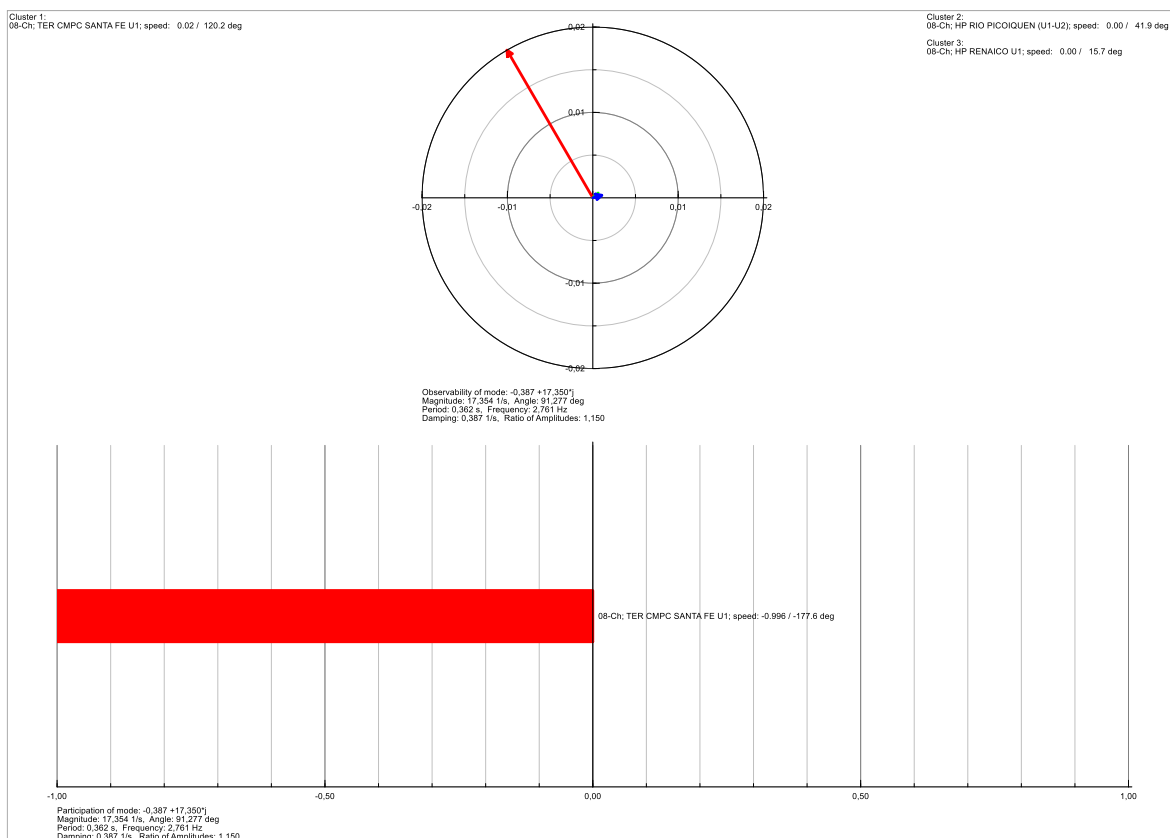


Figura 37: Modo Santa Fe 2,76 [Hz] (Caso Testigo E5 DB Día Ene2022)

Tabla 34: Modo Santa Fe 2,76 [Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E5	594	-0,39	17,35	17,35	91,28	2,76	-0,39	2,23	2,59	1,15

En este modo se aprecia la clara manifestación de la unidad U1 de la Central CMPC Santa Fe una frecuencia de 1,04 [HZ], lo cual corresponde a un modo local con un factor de amortiguamiento de 2,23%.

Respecto al factor de observabilidad, este se presenta solo en 1 de los 4 cuadrantes, pero predomina notoriamente la unidad U1 de Central CMPC Santa Fe.

En el gráfico de participaciones, se observa que solo hay participación más significativa mantiene la tendencia de la Central CMPC Santa Fe con un valor cercano al 100%, con participaciones bajas unidades de las centrales Picoquén, Renaico y Ralco.

9.4 Modos ERV

En los modos caracterizados a continuación, se aprecia una participación de centrales ERV. No es posible obtener los diagramas fasoriales para las velocidades rotóricas ni tampoco las participaciones para esta variables de estado. Lo anterior se debe a que estos parques son modelados mediante generadores estáticos con sus correspondientes modelos de planta, los cuales no cuentan con una variable con una nomenclatura estandarizada, como es el caso de los generadores sincrónicos donde es sencillo identificar la variable de estado velocidad angular. Además los factores de observabilidad y participación asociadas a velocidades rotóricas para generadores sincrónicos no alcanzan valores significativos, por lo que no representan completamente cómo se manifiestan los modos y a qué unidades debe incorporarse torque de amortiguación en su eje.

9.4.1 Modo Monte Redondo

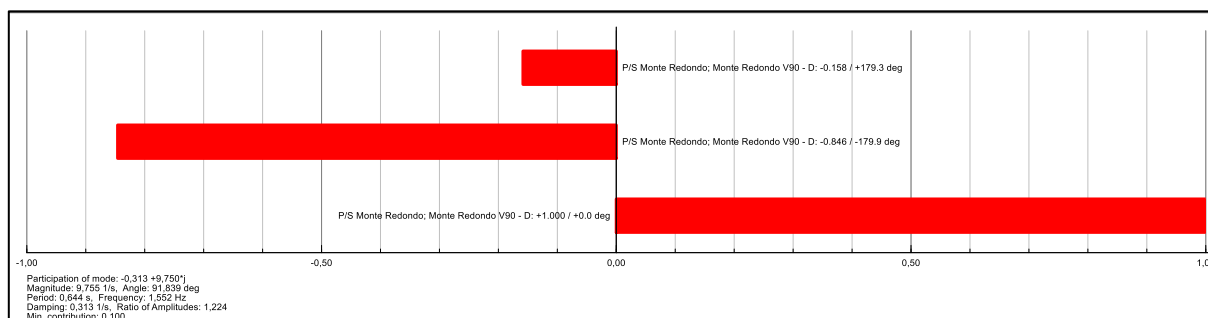


Figura 38: Modo Monte Redondo 1,55 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 35: Modo Monte Redondo

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	741	-0,35	9,76	9,76	92,05	1,55	0,64	3,57%	2,87	1,25
E1.1	741	-0,35	9,76	9,76	92,05	1,55	0,64	3,57%	2,87	1,25

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1.2	749	-0.348	9.758	9.764	92.044	1.553	0.644	3.567%	2.871	1.251
E1.3	741	-0.348	9.757	9.764	92.045	1.553	0.644	3.569%	2.870	1.252
E2	952	-0,35	9,76	9,76	92,05	1,55	0,64	3,57%	2,87	1,25
E2.1	951	-0.349	9.757	9.764	92.047	1.553	0.644	3.572%	2.868	1.252
E2.2	951	-0.349	9.758	9.764	92.046	1.553	0.644	3.570%	2.869	1.252
E2.3	956	-0.349	9.757	9.763	92.046	1.553	0.644	3.570%	2.869	1.252
E3	787	-0,33	9,75	9,76	91,93	1,55	0,64	3,36%	3,05	1,24
E3.1	788	-0.328	9.753	9.758	91.927	1.552	0.644	3.362	3.048	1.235
E3.2	787	-0.328	9.753	9.758	91.927	1.552	0.644	3.362	3.048	1.235
E3.3	785	-0.328	9.753	9.758	91.927	1.552	0.644	3.362	3.048	1.235
E4	1066	-0,33	9,75	9,76	91,94	1,55	0,64	3,39%	3,02	1,24
E4.1	468	-0.331	9.753	9.759	91.9	1.552	0.644	3.392	3.021	1.238
E4.2	467	-0.331	9.753	9.759	91.9	1.552	0.644	3.392	3.021	1.238
E4.3	467	-0.331	9.753	9.759	91.9	1.552	0.644	3.392	3.021	1.238
E6	705	-0,31	9,75	9,75	91,84	1,55	0,64	3,21%	3,19	1,22
E6.1	706	-0.313	9.750	9.755	91.839	1.552	0.644	3.209	3.194	1.224
E6.2	706	-0.313	9.750	9.755	91.839	1.552	0.644	3.209	3.194	1.224
E6.3	706	-0.313	9.750	9.755	91.839	1.552	0.644	3.209	3.194	1.224

Este modo se manifiesta exclusivamente en la central Monte Redondo, con una frecuencia de 1,55 [Hz], lo que corresponde a un modo local, su amortiguamiento es un 70% inferior a lo exigido en el caso Red-N. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente al Parque eólico Monte Redondo. Tanto para los distintos escenarios como para los casos red N y N-1, este modo no presenta grandes cambios en su frecuencia ni tampoco en su amortiguamiento .

9.4.2 Modo Sierra Gorda

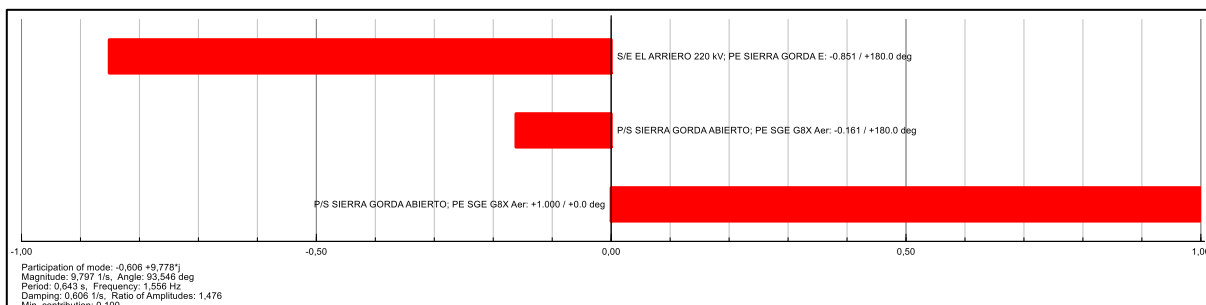


Figura 39: Modo Sierra Gorda 1,56 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 36: Modo Sierra Gorda

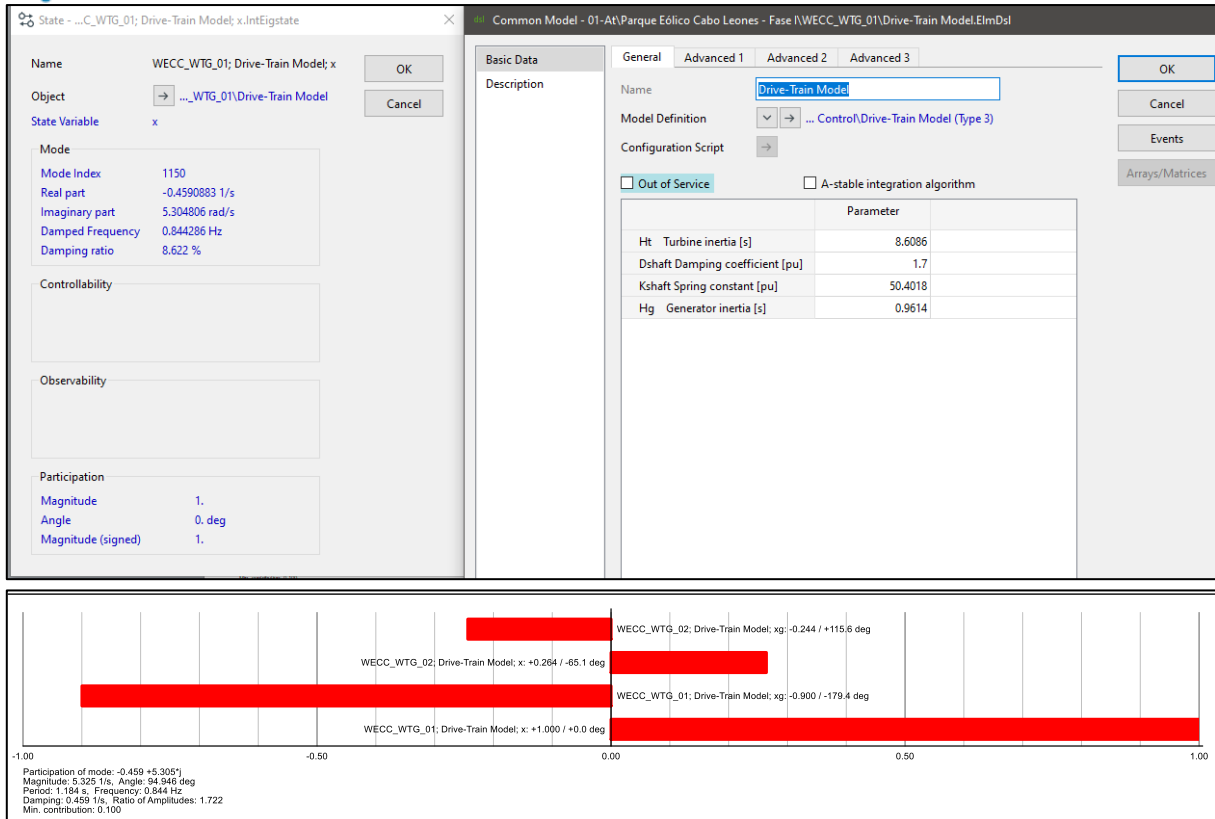
Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	918	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,17%	1,66	1,47
E2	1147	-0,60	9,78	9,79	93,53	1,56	0,64	6,15%	1,66	1,47

E3	1009	-0,61	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,18%	1,65	1,48
E4	1337	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,18%	1,65	1,48
E5	769	-0,60	9,78	9,80	93,54	1,56	0,64	6,17%	1,65	1,47
E6	923	-0,61	9,78	9,80	93,55	1,56	0,64	6,19%	1,65	1,48

Este modo se manifiesta exclusivamente en la central Sierra Gorda, con una frecuencia de 1,56 [Hz], lo que corresponde a un modo local, su amortiguamiento es un 40% inferior a lo exigido en el caso Red-N. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente al Parque eólico Sierra Gorda

9.4.3 Modo Cabo Leones

Este modo se presenta para una frecuencia de alrededor de 0,85Hz para Cabo Leones Fase 1 del Parque y también se presenta para Cabo Leones 3, pero con una frecuencia de alrededor de 1,58Hz. En la Figura 40 se observan los factores de participación que alcanzan valores significativos. Para poder apreciar bien a que unidades corresponde los factores de participación, se adjunta el detalle de la variable de estado de mayor valor. Así, puede distinguirse que, en el primer caso, la mayor participación está asociado a la variable x del modelo *.dsl "Drive Train Model de Cabo Leones Fase 1, mientras que en el caso siguiente, se aprecia que la mayor participación está asociada a las variable x del modelo *.dsl "Drive Train Model" de Cabo Leones 3.



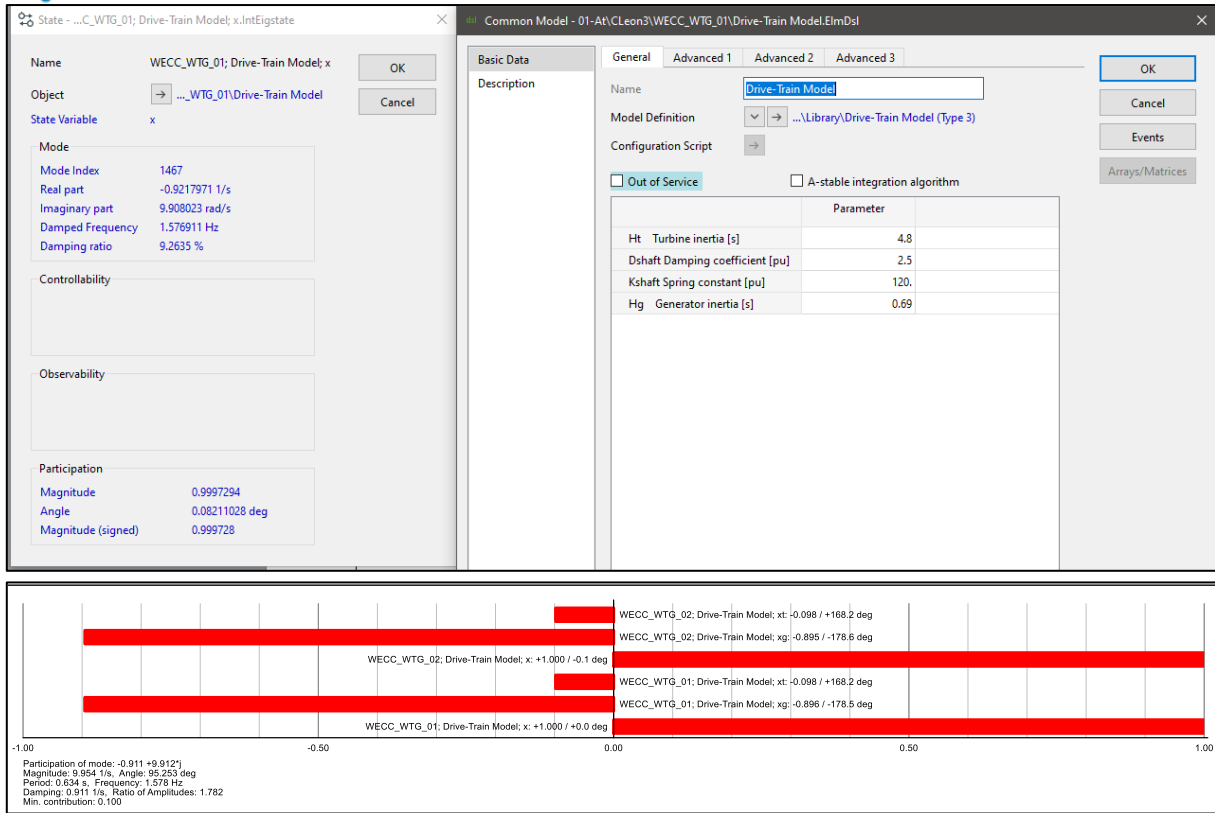


Figura 40: Modo Cabo Leones 1 (0,85Hz) y 3 (1,58 [Hz]) (Caso Testigo E4 DA DNoche Dic2022)

Tabla 37: Modo Cabo Leones 1 (0.85Hz) y 3 (1.58Hz)

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	855	-0,45	5,31	5,33	94,80	0,84	1,18	8,36%	2,24	1,69
E3	860	-0,46	5,29	5,31	94,91	0,84	1,19	8,57%	2,20	1,72
E4	1141	-0,45	5,32	5,34	94,85	0,85	1,18	8,45%	2,22	1,70
E4	1150	-0,46	5,30	5,32	94,95	0,84	1,18	8,62%	2,18	1,72

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E1	1008	-0,89	9,90	9,94	95,13	1,58	0,63	8,94%	1,12	1,76
E1	1015	-0,90	9,90	9,94	95,18	1,58	0,63	9,03%	1,11	1,77
E2	1241	-0,91	9,91	9,95	95,25	1,58	0,63	9,15%	1,10	1,78
E2	1243	-0,91	9,91	9,95	95,25	1,58	0,63	9,15%	1,10	1,78
E3	1126	-0,91	9,91	9,95	95,25	1,58	0,63	9,15%	1,10	1,78
E3	1132	-0,92	9,91	9,95	95,31	1,58	0,63	9,26%	1,09	1,79
E4	1465	-0,91	9,91	9,95	95,25	1,58	0,63	9,15%	1,10	1,78
E4	1467	-0,92	9,91	9,95	95,32	1,58	0,63	9,26%	1,08	1,79

En primera instancia se observa que, modo asociado a Cabo Leones Fase 1 tiene un amortiguamiento de aproximadamente 8,5, mientras que para Cabo Leones 3, el amortiguamiento

es sobre 9% en la mayoría de los casos. En ninguno de los casos se alcanza a estar bajo 5% de amortiguamiento para casos red N-1. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente a los Parque Eólico Cabo Leones 1 y 3.

Cabe señalar que para el caso de Cabo Leones Fase 1 la frecuencia del modo alcanza valores asociados a modos inter-área pero no se observan factores de participación significativos de otras unidades a lo largo del SEN. En el caso de Cabo Leones 3, la frecuencia del modo corresponde al caso de un modo más bien local.

9.4.4 Modo Lebu

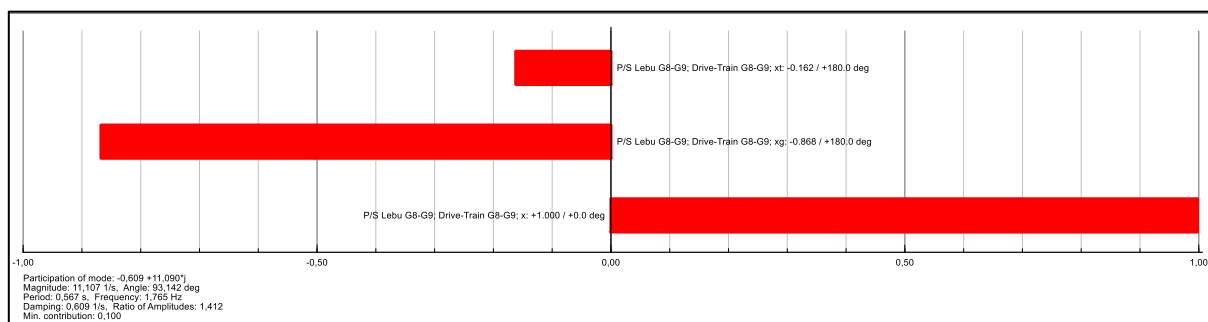


Figura 41: Modo Lebu 1,77 [Hz] (Caso Testigo E6 DB Día Ene2022)

Tabla 38: Modo Lebu

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E3	1035	-0,67	11,10	11,12	93,47	1,77	0,57	6,06%	1,48	1,46
E4	1383	-0,71	11,11	11,13	93,66	1,77	0,57	6,38%	1,41	1,49
E4	1389	-0,71	11,10	11,12	93,68	1,77	0,57	6,41%	1,40	1,50
E6	925	-0,61	11,09	11,11	93,14	1,77	0,57	5,48%	1,64	1,41
E6	964	-0,71	11,10	11,13	93,66	1,77	0,57	6,39%	1,41	1,50

Este modo se manifiesta exclusivamente en la central Lebu, con una frecuencia de 1,77 [Hz], lo que corresponde a un modo local, su amortiguamiento es un 40% aproximadamente inferior a lo exigido en el caso Red-N. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente al Parque eólico Sierra Gorda

9.4.5 Modo Aurora

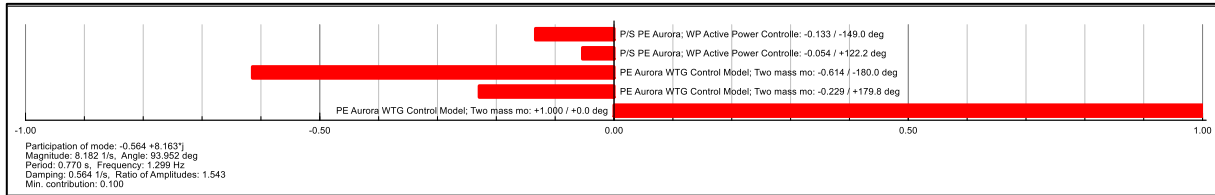


Figura 42: Modo Aurora 1,56 [Hz] (Caso Testigo E4 DA Noche Mar2022)

Tabla 39: Modo Aurora

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E2	955	-0,36	8,31	8,32	92,47	1,32	0,76	4,30%	2,8	1,31
E2.1	921	-0.321	8.356	8.362	92.20	1.33	0.75	3.84%	3.115	1.27
E2.2	921	-0.309	8.370	8.38	92.12	1.33	0.75	3.69%	3.232	1.26
E2.3	921	-0.318	8.360	8.37	92.18	1.33	0.75	3.80%	3.146	1.27
E4	1321	-0,56	8,163	8,182	94,0	1,3	0,77	6,9%	1,8	1,54

Este modo se manifiesta exclusivamente en la central Aurora, con una frecuencia de 1,32 [Hz], lo que corresponde a un modo local, su amortiguamiento es un 60% aproximadamente inferior a lo exigido en el caso red N. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente al Parque eólico Sierra Gorda.

9.4.6 Modo Valle de los Vientos

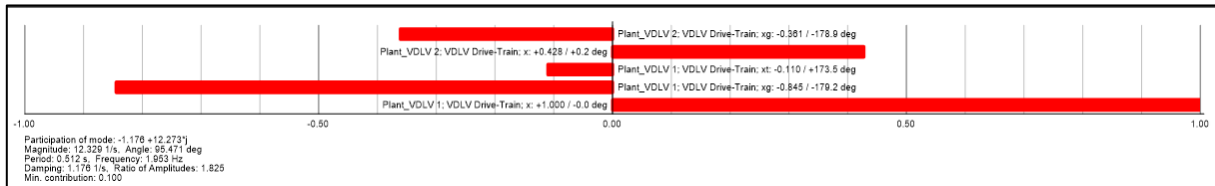


Figura 43: Modo Valle de los Vientos (Caso Testigo E4 DA Noche Mar2022)

Tabla 40: Modo Valle de los Vientos

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E4	1694	-1,17	12,26	12,32	95,43	1,95	0,51	9,47	0,86	1,82
E4	1698	-1,18	12,27	12,33	95,47	1,95	0,51	9,53	0,85	1,83
E6	944	-0,66	12,49	12,50	93,01	1,99	0,50	5,26	1,52	1,39
E6	946	-0,66	12,49	12,50	93,01	1,99	0,50	5,26	1,52	1,39

Este modo se manifiesta exclusivamente en la central Valle de los Vientos, con una frecuencia de 1,32 [Hz], lo que corresponde a un modo local, su amortiguamiento es un 33% aproximadamente inferior a lo exigido en el caso Red-N. Con respecto a las participaciones, se puede observar que no

existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar de amortiguamiento mecánico en el eje y que las participaciones significativas corresponden únicamente al Parque eólico Valle de los Vientos.

9.4.7 Conclusiones Modos ERV

En relación a los modos críticos donde se aprecia que existe una participación significativa asociada predominantemente a unidades de plantas ERV se puede señalar que:

- Según establece la NT SyCS vigente, las exigencias en relación con PSS son aplicables solo a las unidades sincrónicas y no se establece ni especifica qué requerimiento es exigible para las ERV.
- Los factores de observabilidad y participación para las velocidades rotóricas de unidades sincrónicas son significativamente bajos respecto a variables de estado asociadas exclusivamente a parques ERV. Además las frecuencias de modos son en la gran mayoría sobre 1Hz, por lo que se podría concluir que corresponden a modos de carácter local con características de electromecánicas.
- Debido a que los factores de participación de las velocidades rotóricas son muy despreciables por lo que no existen unidades sincrónicas donde se pueda adicionar amortiguamiento mecánico al eje.
- La gran mayoría de estos modos tienen un amortiguamiento sobre 5% e incluso cercano a 10%, por lo que no se traducen en problemas de bajo amortiguamiento de transferencias de potencia, respecto lo establecido en el art 5-38 NT SyCS. Excepto los casos de Monte Redondo y Aurora.
- No existe evidencia en la operación real del SEN de problemas de oscilaciones indeseadas asociadas a parques eólicos

Por lo tanto, no se contempla que sea requerido por el momento dar recomendaciones para plantas eólicas en cuanto al amortiguamiento de oscilaciones de carácter electromecánico.

10 ANÁLISIS MODO PULLINQUE 0,32 [Hz]

10.1 Caracterización del Modo

Dada la evidencia de inestabilidad de pequeña señal para las unidades de la Central Pullinque, a continuación, se caracteriza en detalle del modo local. En la Figura 44 se aprecia el diagrama fasorial para los factores de observabilidad de las velocidades rotóricas, además de los factores de participación. La participación más relevante para este modo corresponda a la U3, de manera que tanto U1 como U2 no presentan una participación significativa.

Por otra parte, también se aprecia el caso de otro modo similar, no obstante, en esta situación la U2 tiene una participación muy por sobre las unidades U3 y U1.

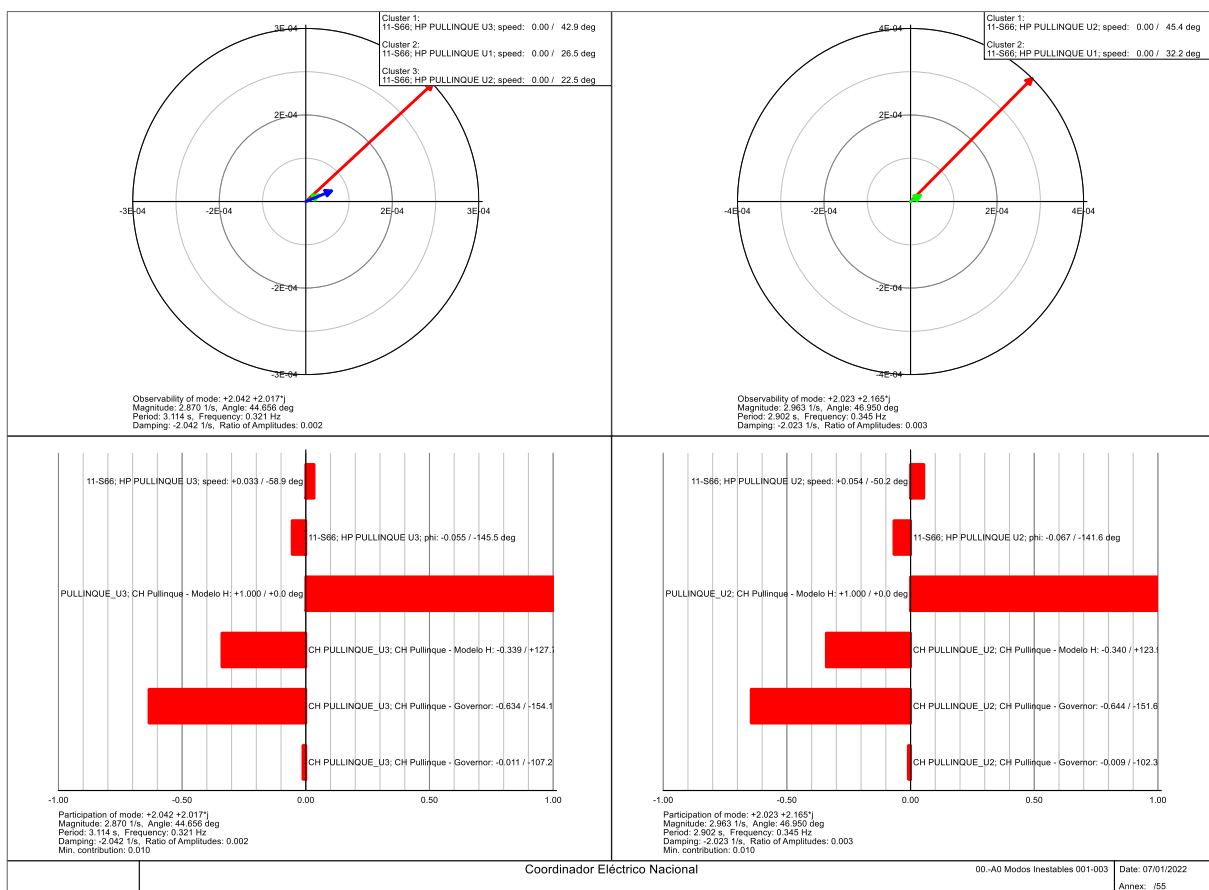


Figura 44: Modo Pullinque 0,311 [Hz] (Caso Testigo E2 DA Dic2022)

Estas unidades tienen una potencia inferior a 50[MW] por lo que según establece la NT SyCS no deben contar con PSS, a menos que provoquen oscilaciones indeseadas de potencia. Además, la U1 no cuenta con un modelo homologado y las U2 y U3 si bien, cuentan con modelos homologados, no cuentan con PSS.

Tabla 41: Modo Pullinque 0,32[Hz]

Escenario	Modo	P. Real [1/s]	P. Imag [rad/s]	Mag. [1/s]	Ang. [°]	Frec. [Hz]	Periodo [s]	Xi	CTA [s]	A1/A2
E2	001	2,04	2,02	2,87	44,66	0,32	3,11	-71,13	0,49	0,00173
E2	003	2,02	2,17	2,96	46,95	0,34	2,90	-68,26	0,49	0,00282
E2.1.	001	2,04	2,02	2,87	44,66	0,32	3,11	-71,13	0,49	0,00173
E2.1.	003	2,02	2,17	2,96	46,95	0,34	2,90	-68,26	0,49	0,00283
E2.2.	001	2,04	2,02	2,87	44,66	0,32	3,11	-71,12	0,49	0,00173
E2.2.	003	2,02	2,17	2,96	46,95	0,34	2,90	-68,24	0,49	0,00283
E2.3.	001	2,04	2,02	2,87	44,66	0,32	3,11	-71,13	0,49	0,00173
E2.3.	003	2,02	2,17	2,96	46,95	0,34	2,90	-68,26	0,49	0,00283

Este modo se manifiesta tanto en Red-N, como en Red N-1, lo cual se detalla en la Tabla 41 y de la cual se puede señalar que el modo es prácticamente insensible a las contingencias analizadas.

10.2 Análisis Modal Ante Cambio Consigna Tensión y Estado de Controladores Carga/Velocidad

Para estudiar la sensibilidad del modo Pullinque U2-3 mediante análisis modal, se realiza un barrido desde una consigna de tensión en bornes de 0,95[pu] hasta 1,03[pu]. Lo anterior, considerando que en estas condiciones alcanzaría valores de potencia reactiva admisibles según la carta PQ implementada en la BD DiGSILENT Powerfactory del SEN.

Según se observa en la Figura 45, en la medida que la tensión en bornes aumenta, no se observa que el modo inestable asociado a la Pullinque se desplace hacia la izquierda en el semiplano derecho. Esto significa que el modo no tiene dependencia alguna de la consigna de tensión y por lo tanto, se concluye que la estabilidad del modo Pullinque no depende de la consigna de tensión en bornes y que su comportamiento no se ve mejorado o empeorado para una mayor tensión en bornes.

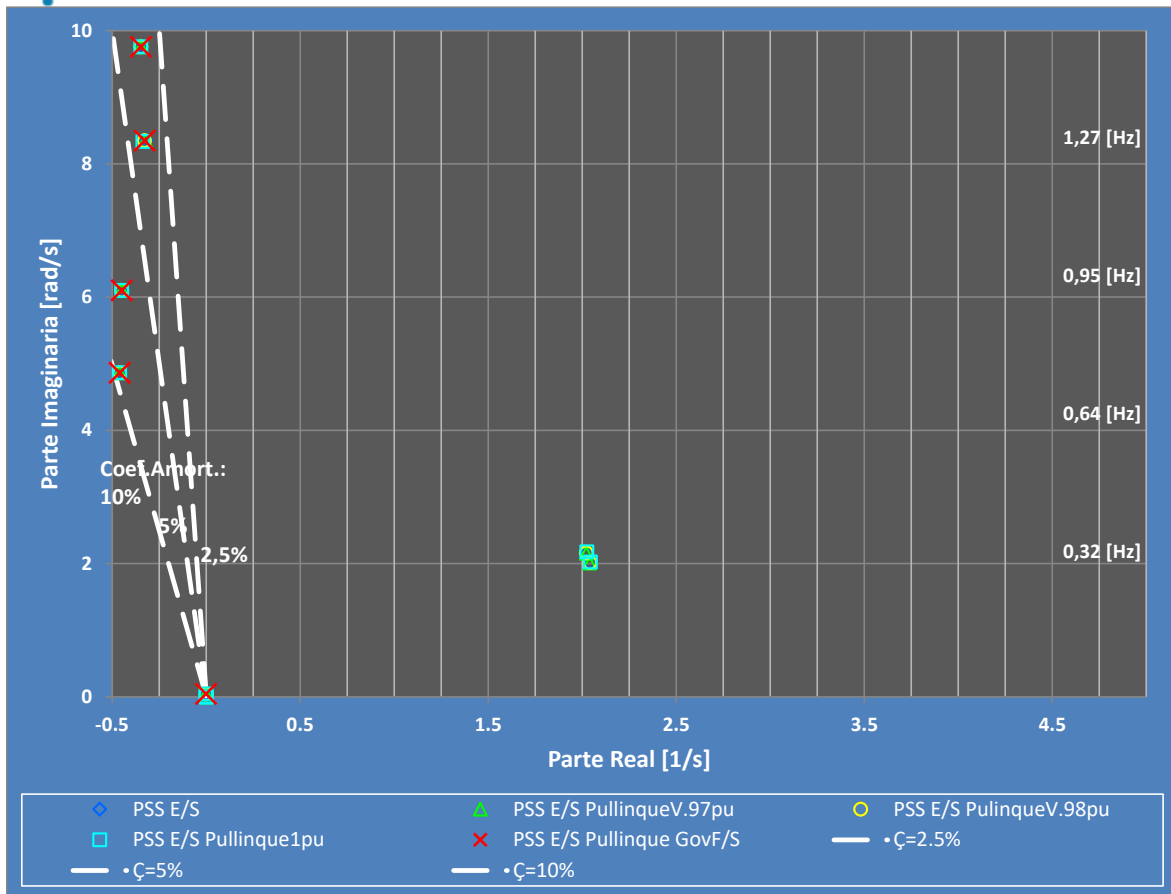


Figura 45: Modos Oscilatorios E2 DA noche Jun2020 para consignas tensión en bornes CTM2 0,95-0,98-1,01-1,03[pu] (Modo CTM2 en rojo)

Por otro lado, según se aprecia en la Figura 44, no se aprecian participaciones significativas asociadas a velocidades rotóricas en los modos caracterizados. Sino que, más bien hay participaciones significativas para otras variables de estado, correspondientes a los modelos *.dsl “Modelo Hidráulico” y los GOVs o controladores de carga /velocidad. Además, tal como se indica anteriormente, estas unidades no cuentan con PSS implementados, por lo tanto, no es posible analizar el comportamiento del modo ante, por ejemplo, modificaciones en la ganancia K_{pss} .

Por lo tanto, se realizó un análisis modal considerando los controladores de carga/velocidad y por ende los “Modelos Hidráulicos” F/S para las unidades U2-3 de Central Pullinque. Tal como se aprecia en la Figura 45, los modos inestables ya no se encuentran presentes.

En conclusión, En caso de que las unidades de Central Pullinque U2-3 se encuentren con sus Controladores de Carga/Velocidad F/S no habría problemas de inestabilidad de pequeña señal. Tal como se aprecia en los diagramas fasoriales, este modo acaba manifestándose solamente en estas unidades, por lo tanto, significaría la eventual desconexión de estas unidades. A esto debe sumarse el hecho de que no hay evidencia en la operación real de problemas con Central Pullinque.

Adicionalmente se realizará un análisis del comportamiento dinámico de las unidades de Central Pullinque ante diversas perturbaciones considerando el modelo completo del SEN si linealizar, el cual considera todos los elementos no lineales que en un análisis modal son considerados como aproximación de primer orden.

10.3 Análisis Estabilidad ante Perturbaciones

Se realiza una verificación de la respuesta dinámica de las unidades de Central Pullinque ante las siguientes contingencias.

- Severidad 4 de la Línea Pullinque – Los Lagos 66kV
- Severidad 5 de una unidad de Central Pullinque

Cabe señalar que es un ejercicio teórico para buscar la excitación del modo inestable. Los resultados para las simulaciones descritas se muestran en la Figura 46 y en la Figura 47, y cuyos resultados se resumen en la Tabla 42.

Tabla 42. Resultados Simulación Dinámica Pullinque.

Elemento Fallado	Tipo Falla	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento						Ángulo $\delta < 120^\circ$	Vmin $\geq 0,7$ en 10ms	V $\geq 0,8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	fmin $\geq 48,3$
		Línea	Transf. Perm. [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
Pullinque – Los Lagos 66kV	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Pullinque – Los Lagos 66kV	12.871	15.880	14.613	1.727	9%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Pullinque U2	Desconexión Intempestiva	Pullinque – Los Lagos 66kV	10.695	10.592	10.664	3.323	19%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Con los resultados anteriores se pueden descartar los riesgos de inestabilidad debido a que la simulación dinámica considera todos los asociados a los elementos del sistema, mientras que el análisis modal es una aproximación lineal. En cualquier caso, se recomienda la instruir la revisión de los ajustes de los modelos para las unidades de Pullinque tal que haya evidencia de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas de carácter local e inter-área.

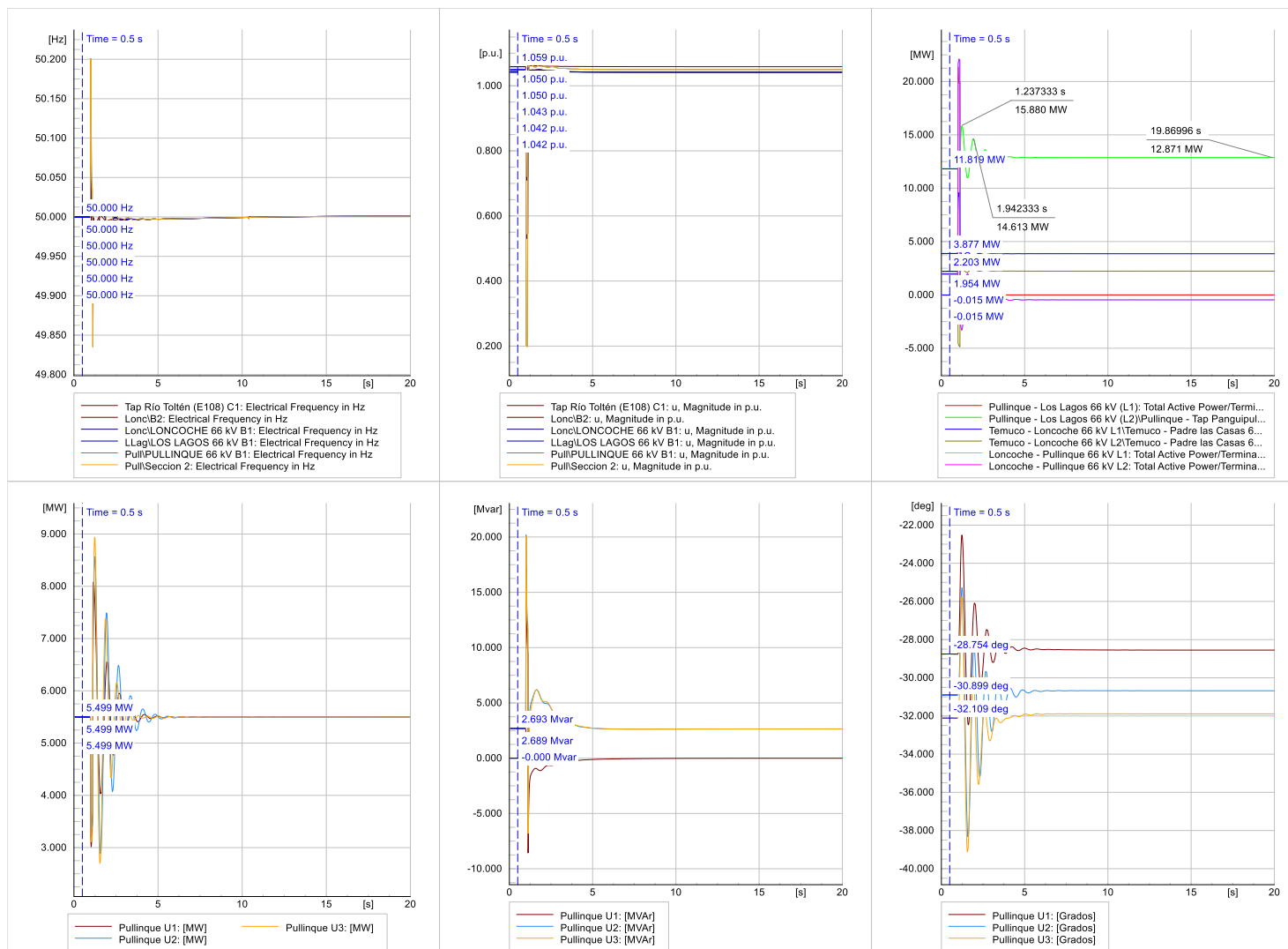


Figura 46: Respuesta ante Contingencia de Severidad 4 de la Línea Pullingue – Los Lagos 66kV

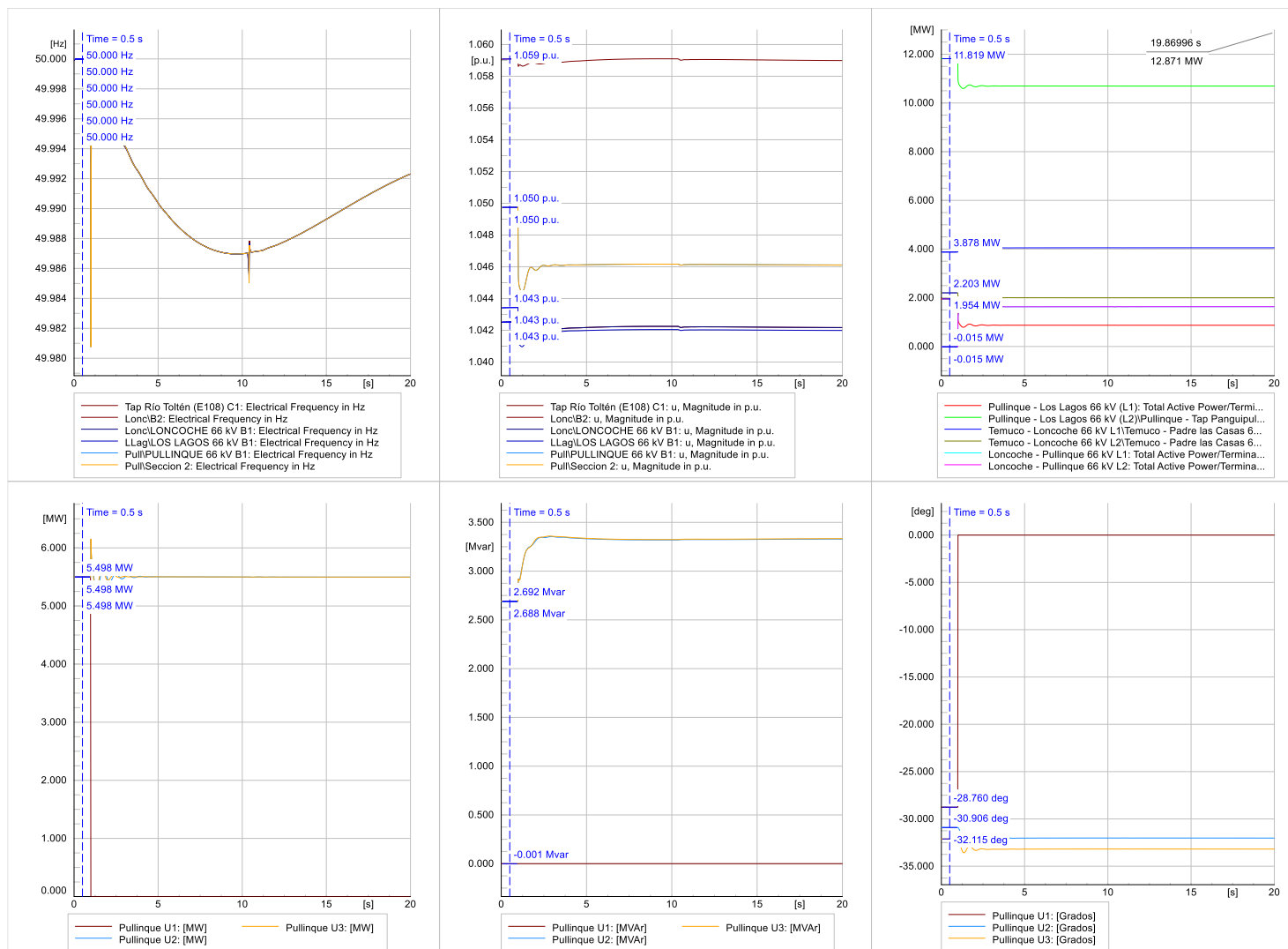


Figura 47: Respuesta ante Contingencia de Severidad 5 de una unidad de Central Pullinque

11 RESUMEN RESULTADOS CARACTERIZACIÓN MODOS ELECTROMECAÑICOS CRÍTICOS Y RECOMENDACIONES

A partir de los análisis efectuados, es posible determinar los modos críticos que es necesario amortiguar por cada una de las centrales que tienen una participación apreciable (sobre 0,1 [pu]). Cabe señalar que los modos críticos están definidos en base a los códigos establecidos a lo largo de este informe, los cuales se caracterizan por la zona donde ubican las unidades que tienen una participación apreciable y además con el rango de frecuencias de oscilación.

A continuación, se presenta una tabla resumen del análisis de estabilidad de pequeña señal para el sistema SEN, incluyendo los modos más críticos relevantes, las unidades con mayor participación, el estado de homologación de éstas, incluyendo sus PSS y las recomendaciones de sintonización de PSS.

Se recuerda que, conforme lo indicado en punto 6.4. las unidades que deberán ser homologadas deben verificar que no producen oscilaciones indeseadas.

Tabla 43: Resumen Resultados Caracterización Modos Electromecánicos Críticos Relevantes

Central	Modos Críticos Relevantes	Participación	Modelos Homologados	PSS Actualizado y Homologado	Potencia Nominal [MW]	Comentarios	Recomendación
Malalcahuello	Malalcahuello – Carilafquén 1,57 [Hz]	BAJA	SI	NO	2x 4,95	Unidad con baja participación en modos críticos interplanta.	Se propone continuar con actual condición.
Carilafquén	Malalcahuello – Carilafquén 1,57 [Hz]	ALTA	SI	NO	2x10,8	Unidad con alta participación en modos críticos locales intraplanta. Participación significativa	Se propone continuar con actual condición.
Renaico	Renaico – Picoiquén 2,96 [Hz]	ALTA	NO	NO	6,2	Unidad con alta participación en modos críticos locales interplanta.	Se propone homologación de modelos.
Picoiquén	Renaico – Picoiquén 2,96 [Hz]	ALTA	NO	NO	2x9,6	Unidad con alta participación en modos críticos locales interplanta.	Se propone homologación de modelos.
Isla	Cipreses – Curillínque- Isla 1,29 [Hz]	MEDIA	SI	SI	2x35	Unidad con participación media en modos críticos locales Interplanta.	Se propone continuar con actual condición.
Cipreses	Cipreses – Curillínque- Isla 1,29 [Hz]	ALTA: U3 MEDIA: U1-U2	SI	SI	3x34	Unidades con participación media-alta en modos locales y locales Interplanta. Participación significativa con amortiguamiento bajo 5%.	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
	Cipreses 1,38 [Hz]	ALTA					
Viñales	Viñales – Celco 0,79 [Hz]	ALTA	SI	NO	1x40	Unidad con participación alta en modos locales interplanta. Amortiguamiento deficiente bajo el 5%.	Se propone considerar la implementación de PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
Curillínque	Cipreses – Curillínque- Islas 1,29 [Hz]	MEDIA	SI	SI	1x86	Unidad con participación media en modos locales interplanta. Amortiguamiento deficiente bajo el 5%.	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
Celco	Viñales – Celco 0,79 [Hz]	BAJA	NO	NO	1x21	Unidad con participación baja en modos locales interplanta. Amortiguamiento deficiente bajo el 5%.	Se propone continuar con actual condición.
Pulelfu	Nueva Aldea - Itata -Pulelfu - Capullo 1,02 [Hz]	BAJA	SI	NO	2x4,5	Unidad con participación baja en modos locales interplanta.	Se propone continuar con actual condición.
Capullo	Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]	BAJA	NO	NO	1x14,45	Unidad con participación baja en modos locales interplanta.	Se propone continuar con actual condición.
Nueva Aldea	Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]	ALTA	NO	NO	1x29 1x70 1x10	Unidad con participación alta en modos locales Interplanta.	Se propone homologación de modelos.

Central	Modos Críticos Relevantes	Participación	Modelos Homologados	PSS Actualizado y Homologado	Potencia Nominal [MW]	Comentarios	Recomendación
Itata	Modo Itata 1,97 [Hz]	ALTA	SI	NO	2x10,8	Unidad con participación alta - baja en modos críticos locales y locales Interplanta.	Se propone continuar con actual condición.
	Nueva Aldea-Itata -Pulelfu- Capullo 1,02 [Hz]	BAJA					
Canutillar	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]	BAJA	SI	SI	2x75	Unidad con alta - baja participación en modos críticos locales interplanta. Participación significativa	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]	ALTA					
	Canutillar 1,76 [Hz]	ALTA					
Rucatayo	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]	BAJA	NO	NO	1x52	Unidad con media participación en modos críticos locales interplanta.	Se propone homologación de modelos.
	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]	MEDIA					
Valdivia	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]	MEDIA	SI	SI	1x70	Unidad con media participación en modos críticos Interplanta. Participación significativa	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
Los Molles	Los Molles 1,77 [Hz]	ALTA	NO	NO	2x10	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento bajo 5%.	Se propone homologación de modelos.
Palmar	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]	ALTA	NO	NO	2x4	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa	Se propone homologación de modelos.
	Palmar 1,5 [Hz]	ALTA					
Machicura	Machicura 1,27 [Hz]	ALTA	SI	U1: SI U2: NO	2x47	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento bajo 5%.	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
Pilmaiquén	Pilmaiquén 1,61 [Hz]	ALTA	SI: U4 – U5	NO	2x5,6 1x5 1x10,8 1x12x4	Unidad con alta-media-baja participación en modos críticos locales interplanta. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	U1-U2-U3: Se propone homologación de modelos en unidades. U4-U5: Se propone continuar con actual condición.
	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]	MEDIA	NO: U1 – U2 – U3				
	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]	BAJA					
Los Quilos	Los Quilos 1,7 [Hz]	ALTA	SI: U1 – U2 NO:U3	SI: U1 – U2 NO: U3	3x13	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercano a 10%.	Se propone continuar con actual condición pero corregir sobre modelos vigentes.
Convento Viejo	Convento Viejo 2,51 [Hz]	ALTA	NO	NO	2x9	Unidad con alta participación en modos críticos locales.	Se propone homologación de modelos.
San Ignacio	San Ignacio 1,47 [Hz]	ALTA	SI	NO	1x37	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercano a 5%.	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.

Central	Modos Críticos Relevantes	Participación	Modelos Homologados	PSS Actualizado y Homologado	Potencia Nominal [MW]	Comentarios	Recomendación
Palmucho	Palmucho 1,9 [Hz]	ALTA	SI	NO	1x31	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	Se propone continuar con actual condición.
Colbún	Colbún 1,60 [Hz]	ALTA	SI	SI	2x230	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	Se propone revisión de ajustes de sus PSS. Conforme lo Indicado en punto 6.4.
Santa Marta	Santa Marta 1,79 [Hz]	ALTA	NO	NO	8X2	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	Se propone homologación de modelos.
Juncal	Juncal 1,45 [Hz]	ALTA	SI	NO	1X35	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	Se propone continuar con actual condición.
Energía Pacífico	Energía Pacífico 1,37 [Hz]	ALTA	NO	NO	1X16	Unidad con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	Se propone homologación de modelos.
CMPC Santa Fe	CMPC Santa Fe 2,76 [Hz]	ALTA	SI: U2 – U3 NO: U1	NO	1x25 2x49	Unidades con alta participación en modos críticos locales. Participación significativa con amortiguamiento cercana a 10%.	U1: Se propone homologación de modelos. U2 – U3: Se propone continuar con actual condición.
Pullinque	Pilmaiquén 0,32 [Hz]	ALTA	SI: U2 – U3 NO: U1	NO	3x16,2	Unidad donde fue detectado un modo inestable de carácter local. El análisis modal indica que está asociado a conjunto Modelo Hidro – Controladores Carga/Velocidad	Se propone la revisión de modelos homologados.

12 VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEN

Para los escenarios más exigentes y para las contingencias más críticas desde el punto de vista de las oscilaciones electromecánicas, se efectuaron simulaciones dinámicas de simple contingencia, con objeto de ver el comportamiento dinámico del SEN.

Para la falla de circuitos en líneas se aplicó una falla bifásica a tierra localizada en el 5% de la línea próximo al extremo con mayor nivel de cortocircuito, se consideró un despeje simultáneo ambos extremos en un tiempo de 120 [ms].

Se graficaron las variables eléctricas más relevantes para evaluar el comportamiento dinámico del SEN ante fallas, para así poder determinar la recuperación de la tensión, la excursión angular, la recuperación de la frecuencia, como así también el amortiguamiento en líneas cercanas al punto de la falla.

Los gráficos que presentan los resultados de las simulaciones dinámicas son incorporados en los anexos de este informe.

En la Tabla 44 se encuentra un resumen detallado con los índices y estándares establecidos en la NT para la verificación del comportamiento dinámico.

Para tanto la frecuencia eléctrica como la tensión en barras se aprecia que se cumplen los estándares operativos de recuperación dinámica establecidos en la NT.

Así también para se verifica el cumplimiento de los estándares establecidos en la NT para la excursión de los ángulos rotóricos de las principales unidades en servicio para cada de los escenarios analizados.

Finalmente, en lo que respecta a los estándares del amortiguamiento en las líneas próximas a la localización del punto de falla, se puede señalar que para todos los casos estudiados se tiene un amortiguamiento que cumple con lo establecido en el Art. 5-44 NT SyCS, es decir, superiores a un 5%.

Tabla 44: Resumen Resultados Verificación Del Comportamiento Dinámico Del SEN

id	Escenario	Elemento Fallado	Tipo Falla	Línea	Estabilidad						Comportamiento Tensión			Frecuencia f _{min} ≥48,3
					Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.	Ángulo δ<120°	V _{min} ≥0,7 en 10ms	V≥0,8 en 1s	V en ±10% en 20s	
1	E1.- DA día Ene2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	605	670	625	3,25	18%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
2	E1.- DA día Ene2022	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L2	1610	1750	1650	3,5	20%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
3	E1.- DA día Ene2022	Charrúa - Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa - Entre Ríos 500kV L1	350	365	355	3,0	17%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
4	E2.- DA día Dic2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	648,6	979,9	735.8	3,8	21%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
5	E2.- DA día Dic2022	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L2	1449.2	1502.7	1471.5	2,4	14%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
6	E2.- DA día Dic2022	Charrúa - Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa - Entre Ríos 500kV L1	215.1	311.3	228.8	7,1	30%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
7	E3.- DA noche Dic2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	7	11	9	2	11%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
8	E3.- DA noche Dic2022	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L2	262	237	250	2	11%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
9	E3.- DA noche Dic2022	Charrúa - Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa - Entre Ríos 500kV L1	850	950	870	5	25%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
10	E4.- DA noche Mar2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	617.6	882.7	707.6	2,94	17%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
11	E4.- DA noche Mar2022	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV L2	80,9	209,6	119,7	3,320	19%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
12	E4.- DA noche Mar2022	Charrúa - Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa - Entre Ríos 500kV L1	538,5	702,1	561,6	7,079	30%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
13	E5.- DB día Ene2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	675,8	799,4	708,3	3,801	21%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

id	Escenario	Elemento Fallado	Tipo Falla	Línea	Estabilidad Amortiguamiento						Comportamiento Tensión			Frecuencia $f_{min} \geq 48,3$
					Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.	Ángulo $\delta < 120^\circ$	$V_{min} \geq 0,7$ en 10ms	$V \geq 0,8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
14	E5.- DB día Ene2022	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L2	452,7	623,0	502,0	3,456	19%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
15	E5.- DB día Ene2022	Charrúa – Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa – Entre Ríos 500kV L1	226,1	297,2	269,4	1,644	8%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
16	E6.- DB noche Sep2022	Changos - Cumbres 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Changos - Cumbres 500kV L2	906,1	1080,2	960,4	3,207	18%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
17	E6.- DB noche Sep2022	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L1	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV L2	474,9	635,7	530,8	2,877	17%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
18	E6.- DB noche Sep2022	Charrúa – Ancoa 500kV L3	Falla 2F-T Despeje en 120 ms	Ancoa – Entre Ríos 500kV L1	567,8	704,4	585,5	7,724	31%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

13 CONCLUSIONES

En el estudio descrito mediante el presente informe, se ha efectuado un diagnóstico del comportamiento del SEN en relación con la estabilidad de pequeña señal respecto los modos electromecánicos.

Para lo anterior, se analizaron escenarios que contemplaran las condiciones previstas más críticas desde el punto de vista de las oscilaciones electromecánicas. Estos escenarios se pueden ver en detalle en el punto 7 de este Informe.

Dado lo anterior, considerando los escenarios del SEN ya indicados, se han ejecutado las rutinas para análisis modal disponible en la herramienta de simulación Power Factory de DigSILENT. Los análisis realizados se dividen en 2 etapas:

1. En primera instancia se analizaron los resultados para los modos electromecánicos naturales, es decir sin controladores habilitados, no detectando presencia de modos inestables.
2. Posteriormente se efectuaron los análisis con controladores habilitados y PSS F/S, situación donde si bien se detectaron modos que resultan inestables, dicha condición se ve corregida mediante la incorporación de PSS que cuentan con sus ajustes acorde a lo establecido por el Coordinador [3]. Lo anterior se concluye a partir de los análisis efectuados, y que consideran los PSS de las unidades en servicio, los cuales se encuentran homologados y ajustados según lo requerido. De lo anterior, se destaca lo siguiente:
 - a. Para todos los escenarios y contingencias analizados, no fue detectada la presencia de modos de oscilación electromecánicos inter-área inestables (en el semiplano derecho).
 - b. Si bien fue detectado un modo de carácter local en la unidad Pullinque en el semiplano derecho, luego de análisis de pequeña y gran señal, se concluye que esta situación se puede corregir dejando sus controladores de carga/velocidad F/S. En cualquier caso, no fueron detectado problemas en análisis ante grandes perturbaciones ni tampoco se han presentado problemas en la operación real del SEN.

Luego del análisis modal, se analizaron los modos de oscilación electromecánicos críticos. Para efectos de este estudio, los modos críticos fueron considerados como aquellos con una frecuencia inferior a 3 [Hz], con un factor de amortiguamiento inferior a 10% para el caso Red N e inferior a 5% para red N-1. Posteriormente dichos modos fueron clasificados de acuerdo con la cantidad y ubicación de unidades donde se manifiesta apreciablemente (factores de observabilidad de velocidades rotóricas) en inter-área y locales. Luego se caracterizaron detalladamente de los modos derivados de la interconexión del Norte Grande con el resto del SEN (denominados para efectos de estudio modos críticos relevantes). Lo anterior se realizó en base a los diagramas fasoriales de sus factores de observabilidad y gráficos de barras de sus factores de participación, considerando sus

indicadores principales (parte real, parte imaginaria, frecuencia amortiguada, factor de amortiguamiento, etc.).

En los escenarios considerados no se obtuvieron modos críticos de carácter inter-área. No obstante, cabe señalar que en la versión anterior de este estudio⁶ si fueron encontrados modos inter-área con amortiguamiento bajo lo establecido en la NT SyCS. Estos corresponden a dos modos inter-área críticos de frecuencias de alrededor de 0,7[Hz] y 0,2[Hz], respectivamente. El primero, denominado NG 0,69-0,71[Hz], se apreció que se manifiesta en unidades ubicadas a lo largo de todo el SEN con un factor de amortiguamiento en la mayoría de los casos sobre un 7,5%. Respecto las participaciones, destacan la U16 de central Tocopilla con unos factores de participación significativos. El segundo, denominado SEN 0,15-0,25[Hz], tiene un factor de amortiguamiento entre un 5-6%. Respecto las participaciones, destacan aquellas con una participación sobre un 50%, las cuales corresponden a Campiche, la U16 de central Tocopilla e IEM.

Lo señalado anteriormente cobra relevancia considerando que en los escenarios previstos no se encuentran despachadas las unidades con factores de participación significativos en modos inter-área. Por tanto se recomienda en todos los casos que las unidades señaladas realicen análisis que verifiquen el correcto funcionamiento de sus PSS. Debido a que son unidades sobre 50 [MW] de Potencia nominal, deben contar con PSS y además deben verificar que amortiguan correctamente modos de carácter inter-área, en conformidad con el art 8-20 NT SyCS.

Por otra parte, fueron encontrados modos críticos que podrían considerarse electromecánicos y de carácter local, en los cuales se aprecia participación significativa casi exclusiva de unidades ERV (Energía Renovable Variable) eólicas. En este sentido considerando que:

- Según establece la NT SyCS vigente, las exigencias en relación con PSS son aplicables solo a las unidades sincrónicas y no se establece ni especifica qué requerimiento es exigible para las ERV eólicas.
- La gran mayoría de estos modos tienen un amortiguamiento sobre 5% e incluso cercano a 10%, por lo que no se traducen en problemas de bajo amortiguamiento de transferencias de potencia.
- No existe evidencia en la operación real del SEN de problemas de oscilaciones indeseadas asociadas a parques ERV eólicos

No se contempla que sea requerido por el momento dar recomendaciones para plantas eólicas en cuanto al amortiguamiento de oscilaciones de carácter electromecánico.

⁶ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/02/Informe-Final-Estudio-Sintonizaci%C3%B3n-PSS-2019-1.pdf>

Como resultado del análisis de los modos relevantes, en la Tabla 45 se señalan las unidades a las que se recomienda incorporar y /o revisar sus ajustes de PSS, dado que tienen una participación significativa en modos críticos relevantes.

Tabla 45: Unidades a las que se Recomienda Revisión de Ajustes de PSS.

Central	Modos Críticos Relevantes
Campiche	SEN 0.15-0.25[Hz]
IEM	NG-C 0.69-0.71[Hz]
	SEN 0.15-0.25[Hz]
U16 - Tocopilla	NG-C 0.69-0.71[Hz]
	SEN 0.15-0.25[Hz]
Cipreses	Cipreses – Curillínque- Islas 1,29 [Hz]
	Cipreses 1,38 [Hz]
Viñales	Viñales – Celco 0,79 [Hz]
Curillínque	Cipreses – Curillínque- Islas 1,29 [Hz]
Canutillar	Palmar – Pilmaiquén – Rucatayo – Canutillar 1,55 [Hz]
	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]
	Canutillar 1,76 [Hz]
Valdivia	Canutillar – Rucatayo – Pilmaiquén – Valdivia 1,6 [Hz]
Machicura	Machicura 1,27 [Hz]
San Ignacio	San Ignacio 1,47 [Hz]
Colbún	Colbún 1,60 [Hz]

Adicionalmente existe un número de unidades que se requiere homologación y/o revisión de sus modelos dinámicos con prioridad debido a su participación en modos críticos, cuyo detalle se muestra en la Tabla 43 del Punto 11.

Además, fue confeccionada una tabla resumen con los resultados de los modos electromecánicos críticos relevantes donde existe una participación significativa por cada central, la cual se encuentra presente en el punto 11 de este informe. Lo anterior en conjunto con la caracterización acuciosa de los modos electromecánicos críticos, constituye un diagnóstico detallado de la estabilidad de pequeña señal del SEN y de la verificación del cumplimiento de los estándares establecidos en la NT para los PSS asociados a las unidades del SEN correspondientes.

Adicionalmente, fueron efectuadas simulaciones dinámicas para variados casos de operación, considerados como las más exigentes de acuerdo con los escenarios y contingencias analizadas. Para todos los casos los resultados mostraron que el comportamiento dinámico del SEN es satisfactorio, pese a la presencia de modos electromecánicos con un amortiguamiento inferior a 10% en Red N y 5% en Red N-1. A partir de lo anterior puede concluirse que si bien existen casos donde el SEN posee algunos modos de oscilación con amortiguamiento por debajo de lo establecido en la NT, no existen condiciones para las contingencias simples analizadas, que deriven en un riesgo para la seguridad de la operación del SEN, lo cual está en concordancia con los antecedentes de la operación real.

De todas maneras, dado que los resultados del análisis modal muestran la evidencia de situaciones donde es necesaria la revisión de ajustes de PSS, se recomienda instruir a las unidades indicadas en la Tabla 45:

- La revisión de los ajustes de PSS.
- El diseño y ejecución de los planes de sintonización de PSS correspondientes. Lo que al menos conlleva:
 - La realización de ensayos necesarios para la implementación de los ajustes requeridos.
 - La homologación de los modelos dinámicos con ajustes actualizados.

La aplicación de lo anterior, y en conformidad a lo establecido en el punto 6.4, permitirá mejorar el amortiguamiento de la respuesta dinámica del sistema asociada a los modos críticos detectados, en particular aquellos que no cumplan con la normativa vigente.

14 BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, Power Systems Stability and Control, EPRI, Ed., McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [2] M. J. S. R. C. B. E. C. Basler, «Understanding Power System Stability,» *58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005.*, 2005.
- [3] B. Chaudhuri y B. Pal, Robust Control in Power Systems, London: Springer, 2005.
- [4] Estudios Eléctricos, «Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados Estudio 4 - Análisis de pequeña señal y ajuste de PSS,» 2017.
- [5] GmbH, DlgSILENT, DlgSILENT PowerFactory User Manual Online Edition, Gomaringen, Germany, 2018.
- [6] L. H. G. Bérubé, «Accelerating-Power Based Power System Stabilizers,» 2007.
- [7] Estudios Eléctricos, «Engie S.A. Chile - Central Térmica Mejillones - Estudio de Ajuste de PSS CTM2,» 2017.
- [8] Estudios Eléctricos, «Engie Energía Chile S.A. - Complejo Central Térmica Mejillones - Puesta en marcha PSS y homologación de modelos,» 2017.