

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

MODELADO, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA
INTERCONEXIÓN HVAC ENTRE EL NORTE Y CENTRO
DE CHILE

Autor: Daniel Medina Blázquez

Tutores: Juan Manuel Mauricio

Pedro Betancourt Paulino

Departamento de ingeniería eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

MODELADO, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN HVAC ENTRE EL NORTE Y CENTRO DE CHILE

Autor:

Daniel Medina Blázquez

Tutores:

Juan Manuel Mauricio

Profesor contratado doctor

Pedro Betancourt Paulino

Analista de la planificación del sistema eléctrico

Departamento de ingeniería eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

Proyecto Fin de Carrera: MODELADO, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN HVAC ENTRE EL
NORTE Y CENTRO DE CHILE

Autor: Daniel Medina Blázquez

Tutores: Juan Manuel Mauricio
Pedro Betancourt Paulino

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

La unión hace la fuerza...

*..Y la energía más barata y con
más calidad.*

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres, Juan y Trini, por todo el apoyo y la ayuda que me han brindado desde el día que nací. Han sido partícipes de mis éxitos y mis decepciones, me han acompañado en la vida hasta este momento y les agradezco todo lo que han hecho por mí para que mi futuro sea el mejor y más feliz posible.

A mis hermanos por todo lo que nos une y por todo lo que me han enseñado a pesar de ser más pequeños.

A mi tutor Juan Manuel Mauricio, porque desde el primer momento en el que me dio clases comprendí que era un profesor diferente capaz de hacer de la ingeniería eléctrica una pasión más allá de una asignatura. También agradecerle toda la paciencia que ha tenido conmigo, su apoyo, su ayuda y su interés por finalizar el proyecto y la carrera.

A Pedro Betancourt, porque cuando más perdido me he encontrado ha estado ahí para guiarme en el proyecto y tranquilizarme. Siempre ha respondido cuando lo he necesitado y su gran ayuda ha tenido su recompensa.

A mis amigos Alberto y Álvaro por compartir conmigo muchos momentos durante la realización del proyecto y darme ánimos para finalizarlo.

A Eva por ayudarme a sentar la cabeza y sus ánimos para finalizar.

Al resto de mi familia, por su ilusión por ver este proyecto finalizado.

Daniel Medina Blázquez

Sevilla, 2017

Resumen

El sistema eléctrico chileno se encuentra dividido en cuatro islas eléctricas diferentes. Geográficamente se corresponden con el norte de Chile administrado por el CDEC SING y el Centro de Chile principalmente administrado por el CDEC SIC, el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Siendo los dos primeros los más grandes e importantes de Chile.

Ante las crecientes demandas energéticas del país sumadas a la necesidad de hacer el sistema más robusto y estable ante posibles contingencias, se estudia la posibilidad de realizar una interconexión entre los dos sistemas de potencia mediante una línea de alta tensión en corriente alterna (HVAC) o bien mediante una línea de alta tensión en corriente continua (HVDC).

Este proyecto se centra en la posibilidad de realizar dicha interconexión mediante una línea de alta tensión en corriente alterna de 576 km que conecte el SING y el SIC en Mejillones (SING) y Cardones (SIC), respectivamente.

El objetivo es realizar varias simulaciones ante diferentes escenarios de operación con distintos despachos económicos en los que se observará como reacciona el sistema ante diferentes contingencias.

Las contingencias simuladas consisten en aislar los dos sistemas ya interconectados abriendo las líneas de interconexión a partir de un cierto instante, desconexiones de cargas o generadores.

Tras finalizar el estudio se concluye que la línea de interconexión aporta pequeñas inestabilidades al sistema, pero no de carácter relevante. Además, se obtiene que la potencia máxima capaz de estar transmitiendo la línea de interconexión en el momento de la apertura de la misma es de unos 808 MW cuando el SING cede potencia al SIC y 240 MW cuando el SIC cede al SING.

Para la realización del modelo y de las simulaciones se emplea el mismo software que se usa en el Centro de Despacho Económico de Carga de los sistemas tanto del SING como del SIC.

A través del modelado, la simulación y el control del sistema eléctrico de potencia chileno se pretende analizar ante diferentes escenarios cómo se comportan los sistemas interconectados mediante una línea de alta tensión en corriente alterna (HVAC).

Hasta el momento se han realizado estudios preliminares que involucran a varias empresas de prestigio para la adjudicación real del proyecto. Algunos son a favor de una línea de corriente alterna y otros son a favor de una línea de corriente continua.

Estos proyectos se centran en el aspecto económico y no muestran los aspectos técnicos en el caso que la línea ya esté construida.

Uno de los principales objetivos de este proyecto se centra en la simulación de una contingencia que desconecte las líneas de interconexión dejando aislados los dos sistemas. El motivo de realizar estas simulaciones es debido a la posibilidad real de que ello pase debido a un temblor sísmico o simplemente un cortocircuito en barras de la subestación enlace o a lo largo de la línea.

La importancia de este proyecto reside en ver cómo se comporta el sistema en los peores casos y llevado al límite. Esto resulta muy interesante a la hora de planificar o plantear futuros flujos de potencia entre los sistemas y establecer medidas de seguridad y prevención.

Este proyecto busca encontrar cuál es la potencia máxima capaz de transmitir la línea en un momento determinado para la cual, si dicha línea se desconecta repentinamente, ninguno de los dos sistemas por separado sufra una inestabilidad crítica.

Además, pretende analizar el comportamiento de los sistemas ante diferentes desconexiones repentinas de cargas o generadores.

Para ello se realiza un estudio analítico, exploratorio con carácter predictivo.

Se estudian sobre todo el impacto que tienen los eventos simulados en la frecuencia y, en menor medida, en la tensión o en el ángulo del rotor de los generadores. También se tiene en cuenta la potencia de los generadores y cómo se distribuyen la generación o las variaciones en la demanda.

Se realizan 9 casos de estudio variando la potencia interconectada en la línea que conecta ambos sistemas. A su vez, se representan los resultados por separado del SING y del SIC con la finalidad de compararlos y extraer conclusiones.

El proyecto está realizado mediante el software DigSILENT Power Factory versión 15.2, el mismo que utilizan los controladores del sistema en Chile.

El modelo está realizado a partir de otros modelos previos combinados y modificados proporcionados por el CDEC SING y CDEC SIC, por Felipe Ignacio Salinas Barros y por cuenta propia.

El procedimiento empleado para obtener los resultados consiste en la simulación de los 9 casos de estudio sometiéndolos a diferentes contingencias o variaciones. De cada uno de los casos se extraen las gráficas de frecuencia, ángulo del rotor y tensiones del SING y del SIC, así como sus autovalores. Si en algún caso aparecen modos inestables también se extrae la gráfica de los factores de participación de los generadores en ese modo en concreto para posteriormente analizarlos y extraer conclusiones.

Se observaron interesantes resultados y varias tendencias que permiten concluir que la potencia máxima capaz de transmitir la línea en caso de contingencia es de 808 MW cuando el SING cede potencia al SIC y de 240 MW cuando el SIC es el que cede potencia al SING.

Se puede observar también los tiempos que tarda el sistema en colapsar si aumentamos ligeramente la potencia o si desconectamos un generador importante.

Esos tiempos nos aportan información orientativa para establecer elementos de seguridad en el sistema y protocolos en caso de que se lleguen a dar esos casos.

También se extraen los problemas de estabilidad y problemas de pequeña señal que presentan los sistemas anticipándolos y pudiendo plantear soluciones ante ellos. Por ejemplo, incorporar equipos FACTS o realizar una buena sintonización de los PSS del sistema interconectado.

Es importante estudiar este campo porque de ello depende la estabilidad de suministro eléctrico de un país entero. Se trataría de una primera fase que podría ampliarse a una segunda fase realizando más interconexiones con otros países de la zona para importar o exportar energía rentabilizando los excesos de generación o los déficits de demanda.

La mayor limitación o debilidad de este estudio es el haber trabajado con un modelo. Para poder obtener resultados fiables completamente hubiera sido necesario trabajar con un modelo muy detallado del sistema y minucioso en cada detalle. Aun así, trabajar con un software que no es perfecto y con unos modelos que tampoco son perfectos hacen imposible e inviable hacer un estudio perfecto y contrastado.

Agradecimientos	viii
Resumen	ix
Abstract	x
Índice	xii
Notación	xiv
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)	3
1.2 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING)	5
1.3 INTERCONEXIÓN SIC-SING	6
1.4 ELECCIÓN ENTRE HVAC Ó HVDC	8
1.4.1 <i>DISCUSIÓN ECONÓMICA</i>	8
1.4.2 <i>DISCUSIÓN TÉCNICA</i>	10
1.4.3 <i>DISCUSIÓN POLÍTICA</i>	10
1.4.4 <i>MODELO ELEGIDO</i>	11
1.5 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)	12
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA	14
2.1. MODELO	15
2.1.1 <i>Introducción</i>	15
2.1.2 <i>Tipos de estabilidad</i>	16
2.1.3 <i>Software empleado: DigSILENT PowerFactory</i>	19
2.1.4 <i>Modelado del sistema</i>	20
2.1.5 <i>DATOS DE PARTIDA E HIPÓTESIS</i>	22
2.1.6 <i>IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO</i>	23
2.2 CASOS DE ESTUDIO	26
2.2.1 <i>0 MW DE POTENCIA INTERCONECTADA ENTRE SING Y SIC</i>	27
2.2.2 <i>400 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC</i>	28
2.2.3 <i>1000 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC</i>	28
2.2.4 <i>808 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC. MÁXIMA POTENCIA</i>	29
2.2.5 <i>400 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING</i>	29
2.2.6 <i>120 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING</i>	29
2.2.7 <i>515 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING</i>	30
2.2.8 <i>240 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING. MÁXIMA POTENCIA.</i>	30
2.2.9 <i>1000 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING</i>	30
2.2.10 <i>RESUMEN DE CASOS DE ESTUDIO</i>	31
CAPÍTULO 3: RESULTADOS	32
3.1 <i>0 MW INTERCONECTADOS SIC-SING</i>	32
3.2 <i>400 MW INTERCONECTADOS SING → SIC</i>	34
3.3 <i>1000 MW INTERCONECTADOS SING → SIC</i>	36

3.4. 808 MW INTERCONECTADOS SING → SIC. POTENCIA MÁXIMA.	38
3.5. 400 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	39
3.6. 120 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	43
3.7. 515 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	46
3.8. 240 MW INTERCONECTADOS SIC → SING. POTENCIA MÁXIMA.	47
3.9. 1000 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	49
3.10. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS DE ESTUDIO	52
3.11. RESULTADOS SEGÚN LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD	53
3.11.1 PROBLEMAS DE FRECUENCIA	53
3.11.2 PROBLEMAS DE ÁNGULO	54
3.11.3 PROBLEMAS DE TENSIÓN	55
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES	56
REFERENCIAS BIBLIOFIGURAS	57
APÉNDICE	58
5.1. TABLAS CON LOS VALORES DE LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN	58
5.2. FIGURAS RESULTADO DE LAS SIMULACIONES	67
5.2.1. 0 MW INTERCONECTADOS SIC-SING	67
5.2.2 400 MW INTERCONECTADOS SING → SIC	74
5.2.3. 1000 MW INTERCONECTADOS SING → SIC	80
5.2.4. 808 MW INTERCONECTADOS SING → SIC. POTENCIA MÁXIMA.	85
5.2.5. 400 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	90
5.2.6. 120 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	96
5.2.7. 515 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	103
5.2.8. 240 MW INTERCONECTADOS SIC → SING. POTENCIA MÁXIMA.	106
5.2.9. 1000 MW INTERCONECTADOS SIC → SING	110

Durante la realización de este proyecto se han usado las siguientes abreviaturas con su consiguiente significado:

1. HVAC : HIGH VOLTAGE ALTERNATING CURRENT
2. HVDC : HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT
3. SING : SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE
4. SIC : SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL
5. SEN : SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
6. CDEC : CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
7. SEP : SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
8. AC : CORRIENTE ALTERNA
9. DC : CORRIENTE CONTINUA
10. LFO : OSCILACIÓN DE BAJAS FRECUENCIAS NO AMORTIGUADAS
11. CNE : COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
12. AVR : REGULADOR DE TENSIÓN
13. PSS : ESTABILIZADOR DE POTENCIA
14. GOV : REGULADOR DE VELOCIDAD
15. PCU : REGULADOR DE VELOCIDAD
16. U16 : UNIDAD 16 DE LA CENTRAL TÉRMOELÉCTRICA TOCOPILLA

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Eléctricamente hablando Chile se encuentra dividido en cuatro zonas independientes. De las cuales dos son las más importantes.

- 1. El centro y sur de Chile gestionado por el operador del sistema CDEC SIC (Centro del Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central)



Imagen 1.1. Mapa de la red eléctrica del SIC.

El SIC, representado en la imagen 1.1, está compuesto por las centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión troncal (además de subtransmisión y adicionales), subestaciones eléctricas, y barras de consumo que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Antofagasta) hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Región de Los Lagos). El SIC es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al país, con una cobertura de abastecimiento que alcanza cerca del 92,2% de la población nacional. En cuanto a potencia instalada representa el 78,7% del total del país [1].

2. **El norte de Chile** gestionado por el operador del sistema CDEC SING (Centro del Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande)

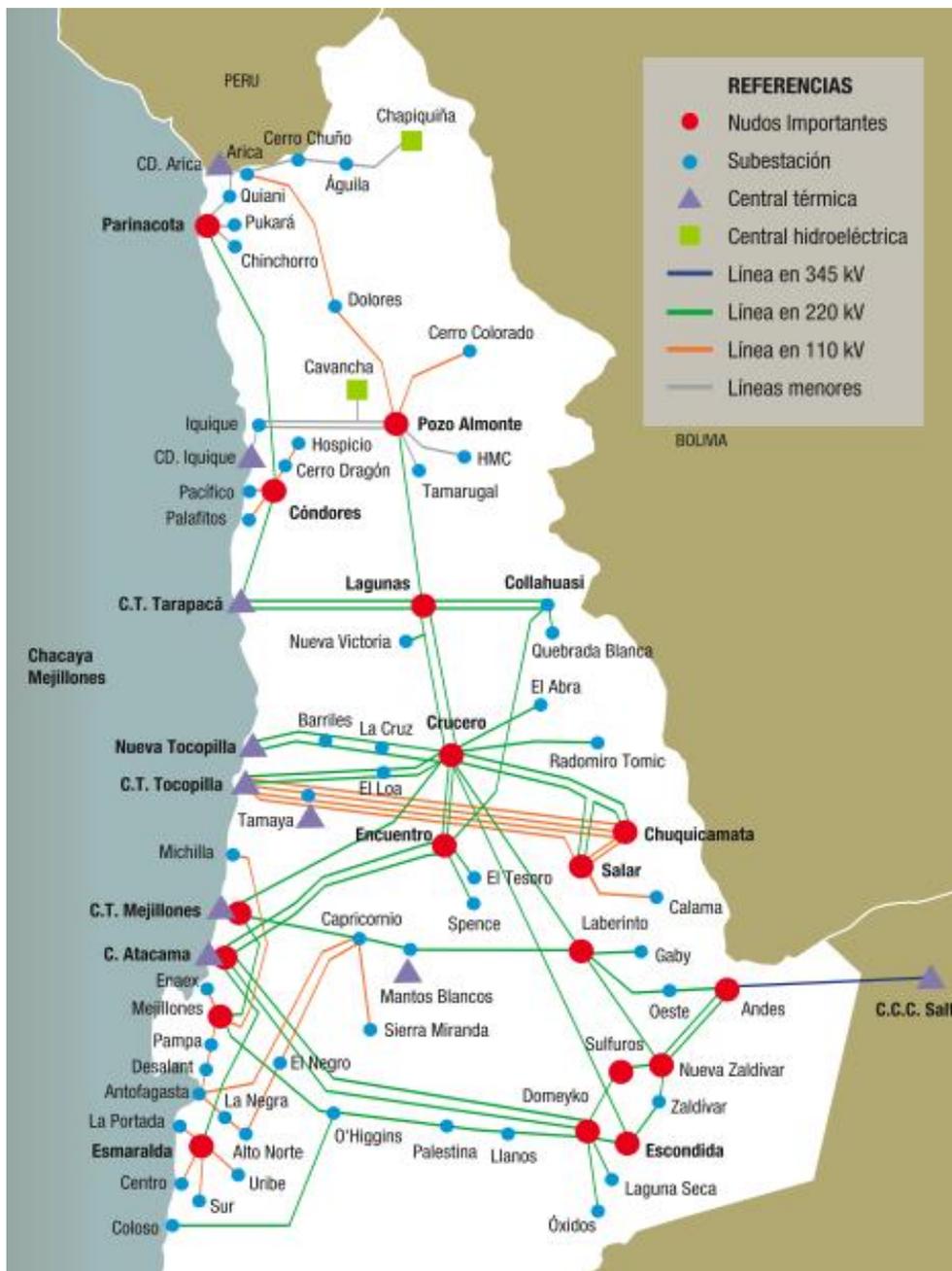


Imagen 1.2. Mapa del SING.

El SING, representado en la imagen 1.2., se extiende entre la XV Región de Arica y Parinacota, I Región de Tarapacá y la II Región de Antofagasta. Es el sistema encargado de aportar y asegurar el suministro a uno de los principales sectores productivo del país, la minería, que representa cerca del 15% del PIB nacional, un tercio del total de la inversión extranjera materializada y más del 60% del valor total de las exportaciones del país [2].

3. **Sistema Eléctrico de Aysén** ya menos importante ubicado en la región de Aysén con tan solo un 0,3% de la potencia instalada del país.
4. **Sistema Eléctrico de Magallanes** ubicado en la región de Magallanes compuesto a su vez por tres subsistemas independientes: Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. Representa el 0,5% de la potencia instalada.

Una vez que han quedado definidos los sistemas eléctricos de Chile, nos centraremos en los dos más importantes el SIC y el SING. Para entender el proyecto hay que entender estos dos grandes sistemas eléctricos chilenos.

1.1 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

El SIC es el sistema que más capacidad instalada tiene de los dos como se puede comprobar en la imagen 1.3.

Capacidad Instalada

Por Tecnología	2015 Cierre a Diciembre [MW]		2016 Cierre Mayo [MW]		2016 * Proyección a Diciembre [MW]	
Térmica	8.177,0	51,4%	8.241,7	50,8%	8.298,7	47,7%
Embalse	3.402,0	21,4%	3.402,0	21,0%	3.402,0	19,5%
Pasada	3.068,5	19,3%	3.130,8	19,3%	3.346,1	19,2%
Eólica	819,9	5,2%	819,9	5,1%	1.144,9	6,6%
Solar	443,6	2,8%	616,3	3,8%	1.215,2	7,0%
Total	15.911,1	100,0%	16.210,7	100,0%	17.406,9	100,0%
ERNC	1.983,6	12,5%	2.178,2	13,4%	3.207,3	18,4%

*En construcción según ficha Catastro de Nuevos Proyectos

Imagen 1.3. Capacidad instalada en el SIC [1].

Comprende las grandes ciudades de Chile:

- Santiago de Chile (Región Metropolitana de Santiago): 5.896.836 habitantes.
- Concepción: 965.199 habitantes.
- Valparaíso: 936.137 habitantes.

A pesar de existir grandes cargas, estos grandes núcleos de población suponen el consumo más importante del SIC.

La demanda del SIC varía a lo largo de las 24h del día, pero con respecto a otros países es bastante constante como se puede apreciar en la siguiente imagen.

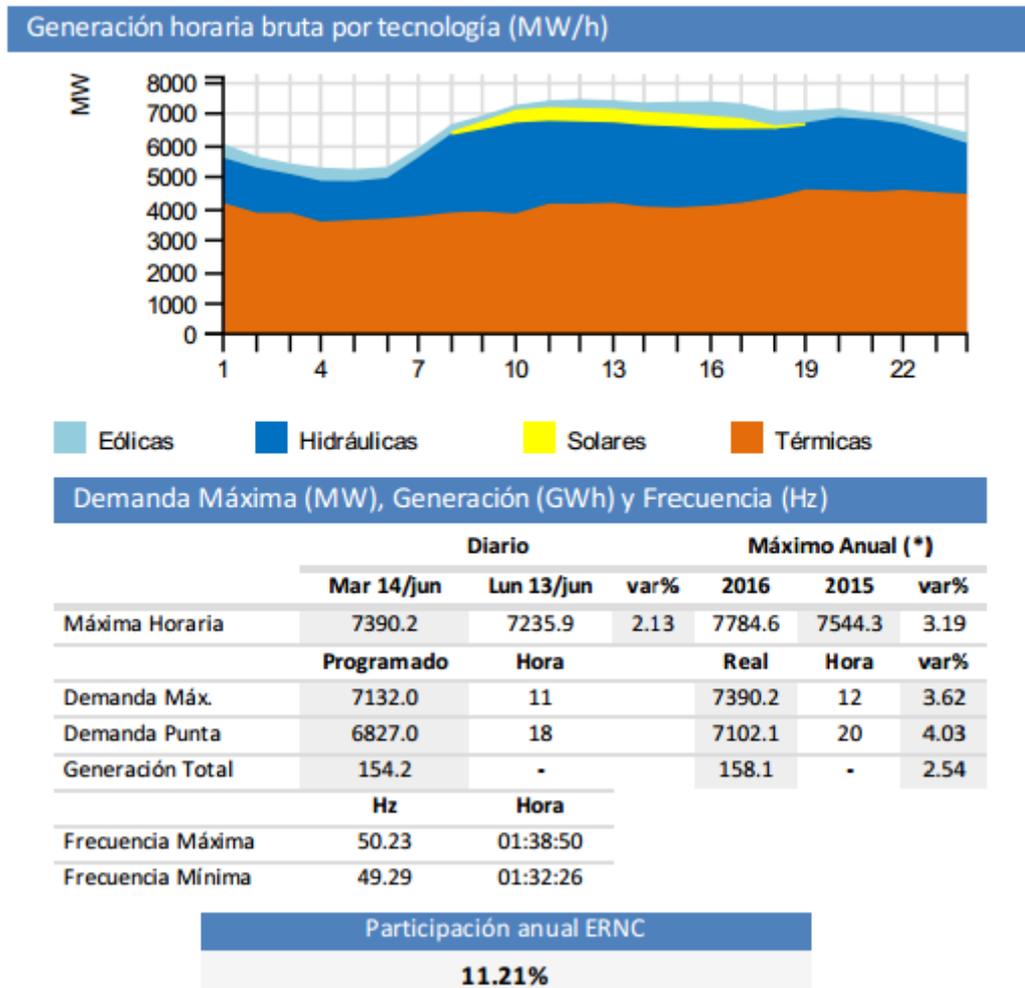


Imagen 1.4. Generación, demanda y frecuencia del SIC 14 de junio 2016 [1]

La demanda dependiendo de si son horas punta, valle o llano casi todos los días del año tienen valores similares.

- Punta:~ 7.300 MW
- Llano:~ 6000 MW
- Valle:~ 5000 MW

En los últimos años, concretamente desde 2002 ha habido hasta 8 apagones importantes en el SIC como consecuencia de que Chile se encuentra en una zona altamente sísmica debido a la subducción de dos placas tectónicas ubicadas a lo largo de toda la costa del territorio chileno. De hecho, es el segundo país con más actividad tectónica del planeta.

A pesar de que las instalaciones eléctricas están diseñadas ante un posible terremoto de alta magnitud es imposible eliminar completamente el riesgo de que haya un fallo y provoque una desconexión pudiendo existir la posibilidad de dejar al 92% de la población sin suministro durante horas. Este hecho podría llegar incluso a provocar el caos en las grandes ciudades.

Son varios los motivos para realizar la interconexión eléctrica con el SING. Los principales son:

- Garantizar la estabilidad del sistema ante una desconexión de una carga importante o un generador importante, hacer un sistema más robusto. Mejoraría la respuesta de ambos sistemas ante la salida de grandes bloques de generación o carga ya que la contingencia más grave representaría un porcentaje menor de potencia en el sistema.
- Reducción de precios en la zona norte del SIC aprovechando la generación térmica con carbón del SING.
- Mejorar la calidad del suministro eléctrico del país.
- Disminución de la congestión del mercado eléctrico al surgir la interacción entre distintos medios de generación y consumos no vinculados antes.
- Aprovechar los nuevos recursos renovables, tal como un alto porcentaje de generación solar fotovoltaica o eólica en el SING (hoy en día no es posible por problemas de regulación de frecuencia).

1.2 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING)

El SING tiene menos potencia instalada, pero es un sistema de vital importancia como se expresó anteriormente debido a que cuenta con la mayoría de la industria del país, la minería, sobre todo la de cobre.

Toda la infraestructura industrial que rodea a la mina requiere de mucha potencia, es por ello que en el SING se encuentran generadores muy importantes como pueden ser las centrales térmicas de Angamos I o Angamos II y la U16.

Además, la zona que abarca el SING correspondiente al norte de Chile es una zona con mucho potencial natural para instalar centrales de energías renovables como la solar o la eólica ya que cuenta con muchas horas de sol. Esto influye enormemente en el proyecto que aquí se trata ya que una interconexión entre el norte y el centro de Chile impulsaría la inversión y construcción de estas centrales de energías renovables.

En el SING la demanda más representativa a diferencia del SIC (en el cual eran los grandes núcleos de población) son las fábricas y las minas. Es por ello que la demanda del SING es muy constante a lo largo del día y a lo largo del año.

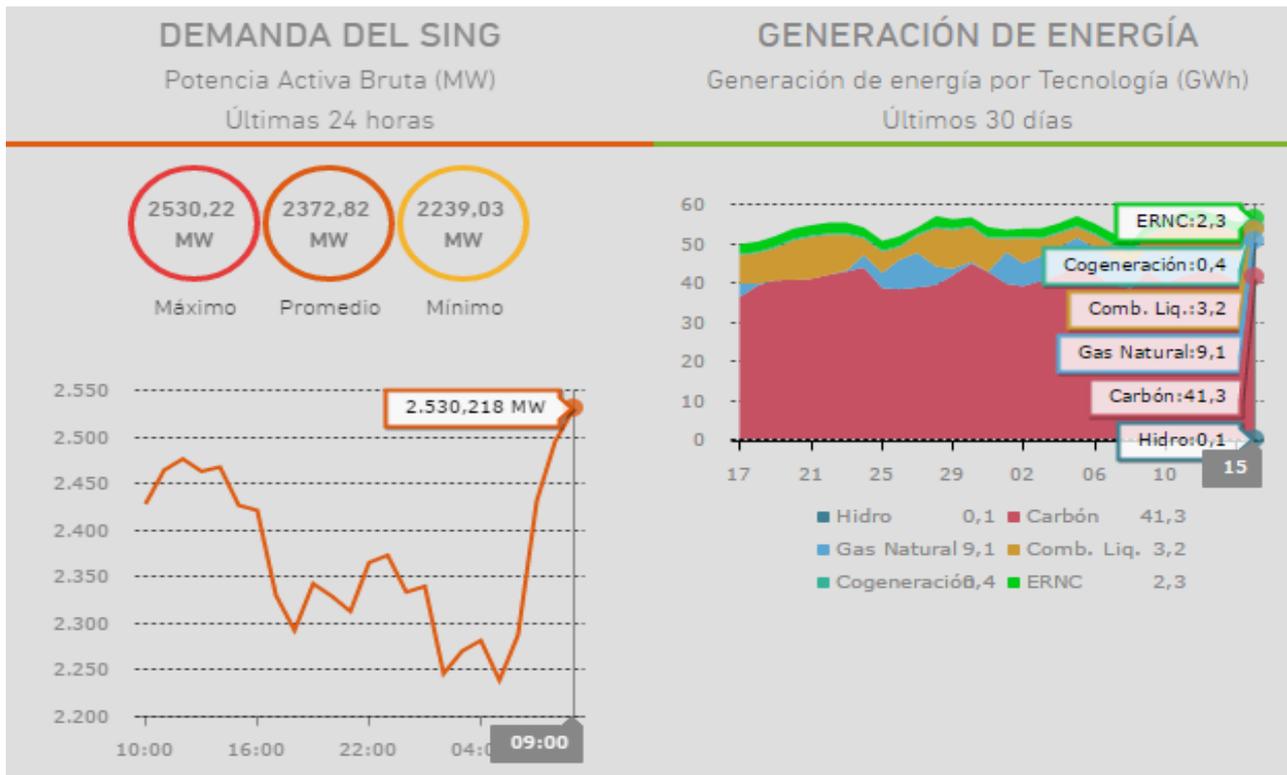


Imagen 1.5. Demanda y generación del SING. Demanda para los días 15 y 16 de junio de 2016 y la generación del 15 de mayo al 15 de junio de 2016 desglosando el día 15 en función de la procedencia de la energía.

Como se muestra en la imagen 1.5. y con los datos del CDEC SING en el mes de mayo con datos cada hora durante todo el mes (745 medidas) la demanda más grande fue de 2520 MW y la más pequeña de 1984 MW. Esto es una diferencia de 536MW nada más. Es por ello que muchas veces se supone el SING con una demanda constante de 2250 MW.

El SING también resulta interesante porque se encuentra cerca de una zona de mucha generación en Argentina. A pesar de haber una interconexión entre el SING y Argentina, cada vez que se han intentado conectar los dos sistemas para intercambiar energía ha fallado la estabilidad y se han tenido que desconectar [2]

1.3 INTERCONEXIÓN SIC-SING

En 1997 se produjo en Chile el primer racionamiento de electricidad debido a una hidrología extremadamente seca en el SIC. Desde entonces el país se ha enfrentado a varias crisis energéticas. Estos sucesos sacaron a relucir las carencias del sistema. Esto era debido a que el sistema eléctrico se encontraba prácticamente en manos de dos grupos empresariales, Enersis y Gener. La falta de un mayor número de actores produjo una falta de inversión para mantener la suficiencia del sistema el cual en ese momento obtenía más del 50% del suministro a partir de la hidroelectricidad.

Chile y Argentina materializaron un acuerdo a través del cual Chile importaría gas de Argentina y poder de esa forma diversificar sus fuentes energéticas a través de la construcción de un gran número de centrales de gas, sobre todo en el SING a través de una serie de gaseoductos por el norte. De esta forma el SING recibió gran parte del aumento de la capacidad instalada generando grandes

expectativas en el mercado eléctrico chileno.

Fue entonces en 2001 cuando Argentina se sumió en una profunda crisis (el corralito). Esto provocó numerosos y seguidos cortes en el suministro de gas y subidas unilaterales en su precio. Debido a esto, se desencadenó una nueva crisis energética en el SIC y SING. Las centrales inicialmente diseñadas para generar con gas se vieron obligadas a responder a la escasez operando con diésel elevando radicalmente los costes de producción.

Un ejemplo de la sobre instalación de centrales en el SING se puede apreciar al cotejar la capacidad instalada, unos 4600 MW siendo el 45% correspondiente a centrales de gas o de ciclo combinado. Este dato resulta más relevante cuando lo comparamos con la demanda punta del SING que como se ve antes es alrededor de 2500 MW [2].

Debido a la diferencia importante de precios entre el SIC y SING sumado a la sobrecapacidad que presenta el SING han sido determinantes para plantear seriamente el proyecto de la interconexión.

1.4 ELECCIÓN ENTRE HVAC Ó HVDC

Uno de los motivos por los que aun no se ha llevado a cabo el proyecto ha sido la discrepancia entre la gran cantidad de actores involucrados en la adjudicación del proyecto a la hora de decidir qué es mejor, si construir una línea de corriente alterna (HVAC) de 500 km que conecte ambos sistemas o construir una línea de corriente continua (HVDC) de la misma longitud para conectarlos.

Tanto HVAC como HVDC presentan sus ventajas e inconvenientes, los cuales se pueden dividir en 3 aspectos:

1.4.1 DISCUSIÓN ECONÓMICA

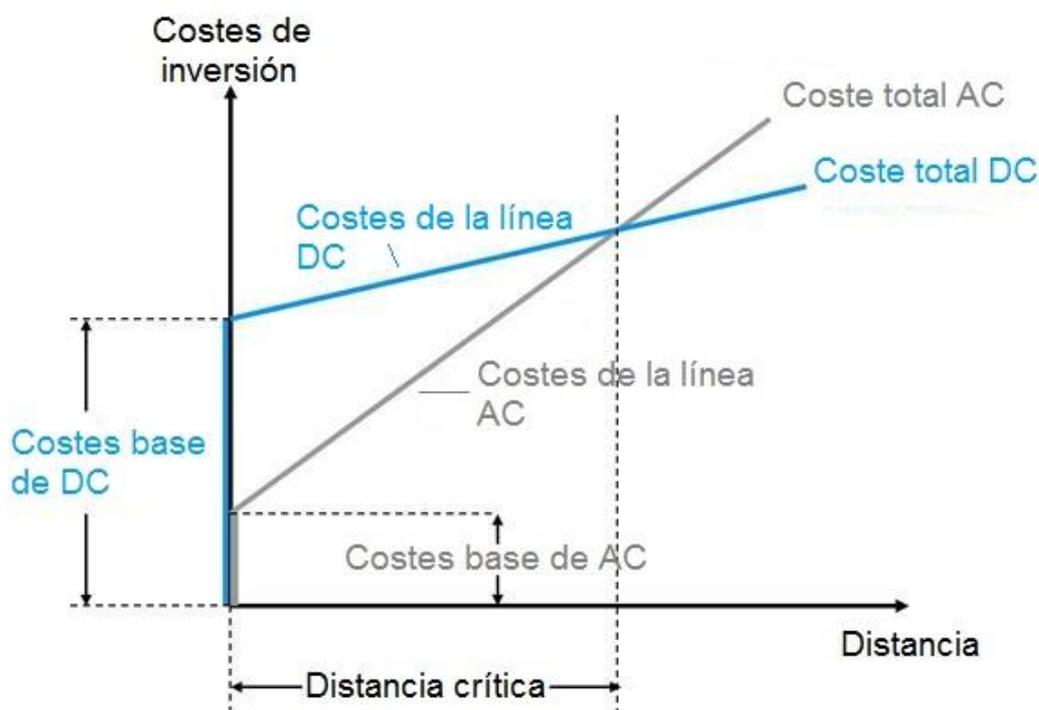


Imagen 1.6. Comparación de costes entre una línea AC y una DC en función de la longitud de la línea.

Una línea en AC no requiere unos costes de inversión iniciales muy altos por ser una tecnología muy usada y muy desarrollada, por lo tanto, barata. Los costes van creciendo rápidamente debido a los costes de las torres eléctricas y a los conductores empleados.

En cambio, la línea de DC tiene unos costes de inversión iniciales mucho más altos porque precisa de elementos de electrónica de potencia que son bastante caros, en concreto con convertidores de alterna a continua. A pesar de ello, los recursos necesarios para la línea (torres, conductores) son mucho menores que los de AC. En la siguiente imagen se ve claramente.

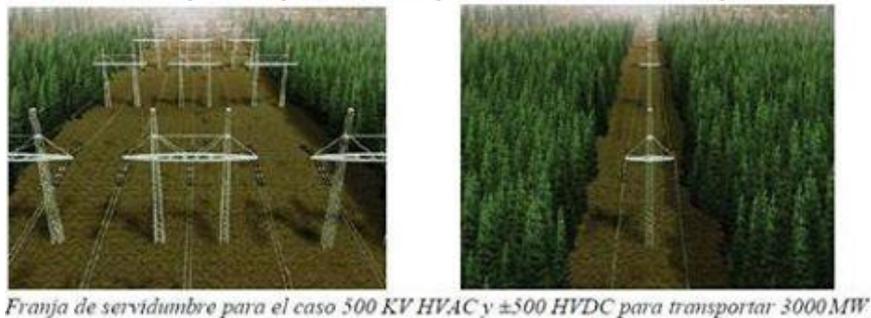
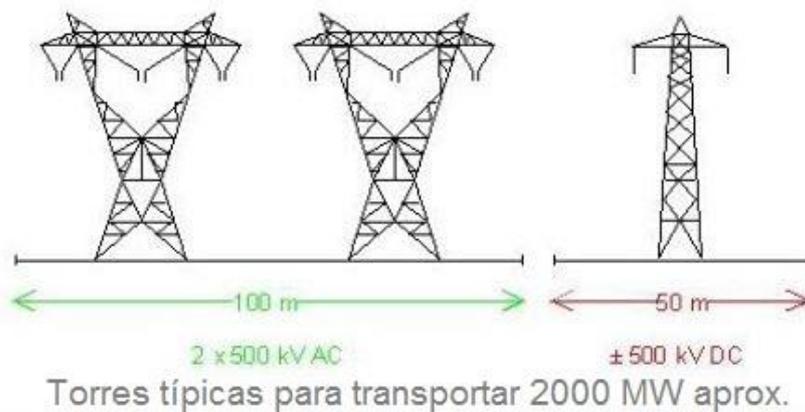
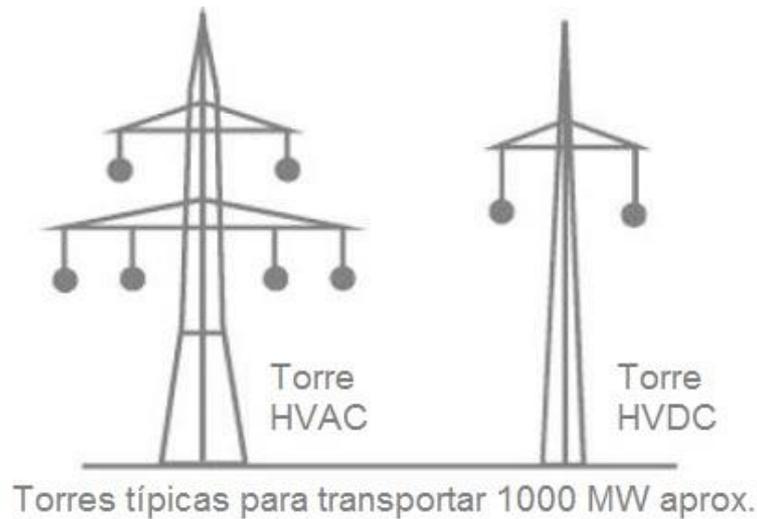


Imagen 1.7. Comparación entre torres de HVAC y HVDC.

Una vez aclarada la diferencia entre los costes de la línea entre HVAC y HVDC se llega al punto de determinar la distancia crítica. Varios estudios [3, 4, 15, 16,] han determinado esa distancia en torno a 600 km de línea. La línea que se quiere construir tendría una longitud de 576 km. Esto quiere decir tendrá unos costes similares tanto si se instala una línea HVAC como HVDC. Por lo tanto hay que ver y tener en cuenta otros factores.

Un estudio realizado a cabo por la compañía francesa GDF SUEZ [3] aseguró en 2014 que una unión en 500 KV en AC no generaría problemas de estabilidad a la vez que cumpliría con la norma técnica chilena. Esta empresa a través de su estudio estima que los costes de inversión de la línea en HVAC serían de 600 millones de dólares frente a los 850 millones de dólares que costaría la línea en HVDC (Ambos para una misma potencia nominal de 1500 MW).

Por otro lado, la Comisión Nacional de la Energía en Chile (CNE) a través de un estudio propio [4] estableció que la línea de HVAC costaría 625 millones de dólares frente a los 504 millones de la línea

en HVDC.

Se puede apreciar la enorme discrepancia entre los distintos estudios.

1.4.2 DISCUSIÓN TÉCNICA

Lo primero que hay que preguntarse es si es factible la interconexión de ambos sistemas manteniendo una operación segura.

Si se conecta a través de una línea de HVAC aparecen problemas asociados a oscilaciones de baja frecuencia no amortiguadas (también conocido por sus siglas en inglés LFOs) [17].

Además, una pérdida de un generador importante o una carga importante tanto en el SING como en el SIC podría desencadenar una desconexión completa del país.

Bien es cierto que se convertiría en un sistema más robusto donde unas variaciones repentinas en generación o consumo afectarían menos al sistema general volviendo a la estabilidad.

Por otro lado, una línea de HVDC aislaría ambos sistemas de sus problemas. Es decir, si el SING pierde un generador importante sin que llegue a colapsar el sistema, en el SIC no se producirán cambios bruscos en la frecuencia del sistema. Esto dependerá también del sistema de control que tengan los convertidores de la línea. En cambio, si tras la pérdida del generador importante, el SING sufre un apagón, en el SIC inevitablemente se producirán variaciones en la frecuencia. Dicha frecuencia aumentará si el sistema está cediendo energía en ese momento y disminuirá en el caso de que esté importando energía.

Hay multitud de estudios técnicos comparando la viabilidad, ventajas e inconvenientes de una línea HVAC y HVDC y ninguno llega a una conclusión absoluta en un caso como el chileno.

1.4.3 DISCUSIÓN POLÍTICA

Es uno de los aspectos más importantes porque también influyen intereses ocultos ya que se trata de un proyecto que moverá mucho dinero. Existe una gran discusión política en torno a la materialización del proyecto con respecto a quien tiene poder de decisión sobre la alternativa a escoger y si los beneficios sociales de la interconexión no son suficientes para llevar a cabo el proyecto.

La interconexión por tanto quedaría como muestra la siguiente figura tanto si fuera como HVAC como si fuera HVDC.

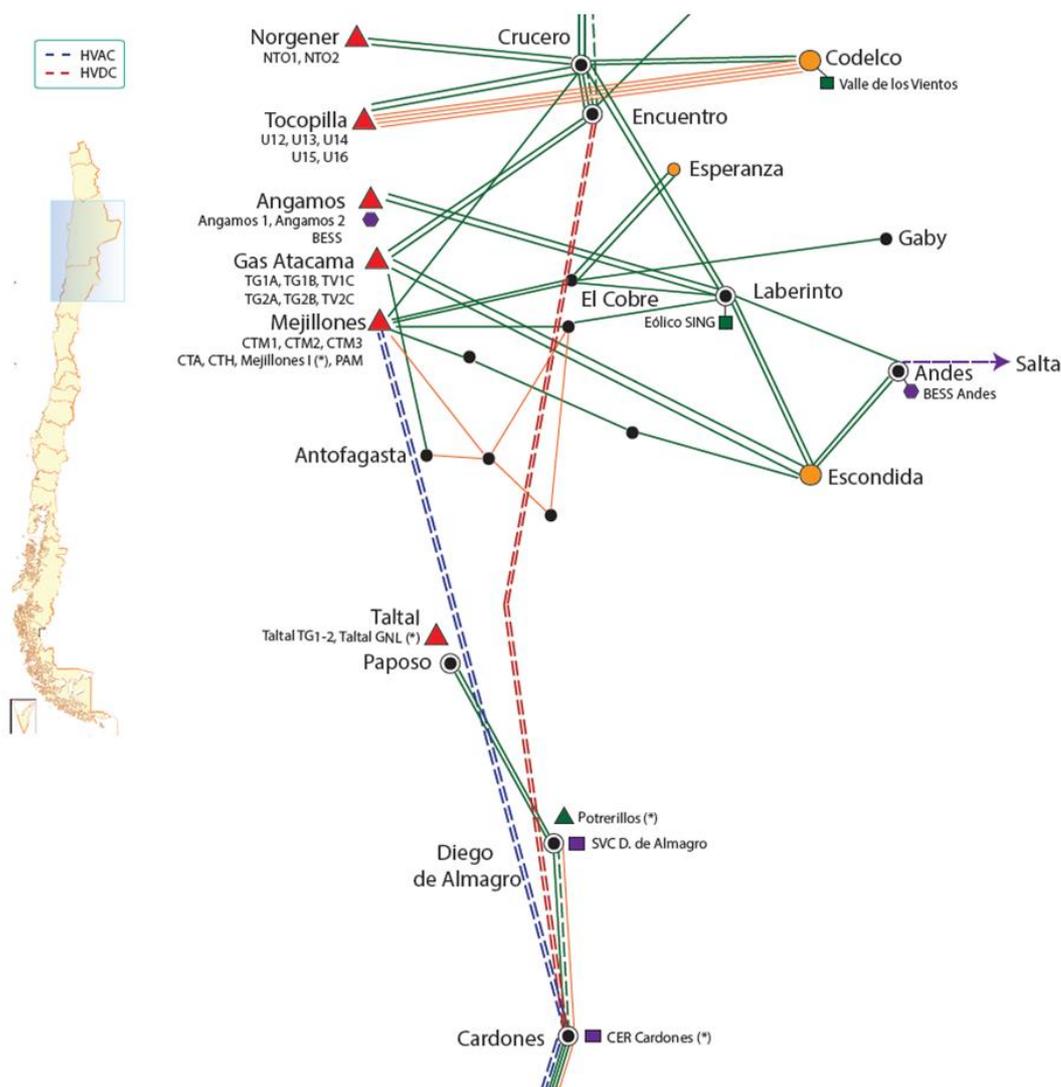


Imagen 1.8. Modelo estudiado y planteado por la empresa GDF SUEZ (2012) [3]

1.4.4 MODELO ELEGIDO

En este proyecto se estudiará un modelo HVAC con las siguientes características:

Dos líneas en paralelo de 500 kV y 1500 MVA cada una. Con la subestación Cardones 500 kV como nodo del SIC y Mejillones 500 kV como nodo del SING.

La longitud de las líneas se divide en dos tramos de 288 km unidas por una subestación en el punto intermedio con compensadores en serie. La longitud total es de unos 576 km.

1.5 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

Una vez que se desarrolle el proyecto, el conjunto formado por el SING y SIC pasaría a llamarse SEN, Sistema Eléctrico Nacional [5].

El Sistema Eléctrico Nacional, nacerá como tal en el año 2018, en el momento en que los actuales sistemas del norte grande y del centro sur del país, se unifiquen.

Por las características de la geografía nacional, será un sistema que alcanzará los 3.100 Km y abarcará casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur.

La empresa que finalmente llevará a cabo la interconexión SIC-SING será la empresa TEN.

TEN cuyas siglas significan Transmisora Eléctrica del Norte es una filial de la empresa ENGIE (anteriormente E-CL) cuyo controlador es GDF Suez.

El proyecto se está llevando a cabo en el momento de la realización de este trabajo. La tecnología elegida finalmente fue una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, desde Mejillones, en la Región de Antofagasta, hasta el sector de Cardones, en Copiapó, Región de Atacama.

El proyecto pretende estar finalizado en 2018 y sus principales características serán:

- Capacidad instalada: 24.000 MW
- Demanda máxima capaz de satisfacer: 11.000 MW

De esta forma se permitirá crear un mercado común de electricidad en Chile abriendo un mayor marco de posibilidades en cuanto a más generadores ofertantes, más diversidad de la matriz energética y, sobre todo, reduciendo los precios de la energía.

En la siguiente imagen se puede observar como se está llevando a cabo el proyecto real y las empresas encargadas de realizarlo.

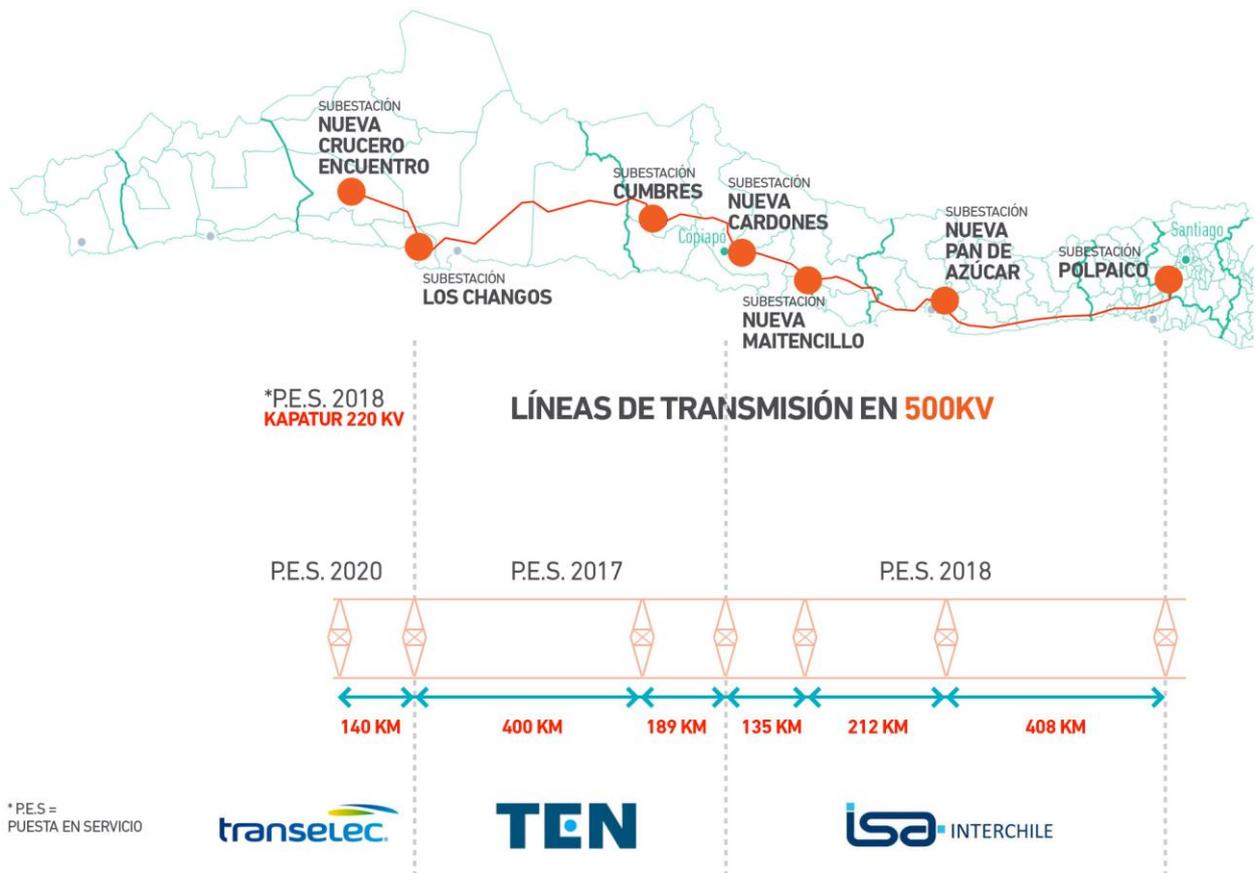


Imagen 1.9. Representación de las conexiones llevadas a cabo por el proyecto de interconexión, así como las empresas implicadas y las fechas de realización.

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

Es necesario establecer un orden en el procedimiento para ver si los campos de estudio de este proyecto concluyen que la interconexión SIC-SING es viable y rentable.

1. Modelo

A través del software DigSilent PowerFactory se creará un modelo dinámico de los sistemas SING y SIC al que se le añadirá las líneas de interconexión entre ambos sistemas. Estos modelos contienen los elementos más relevantes de ambos sistemas con sus características técnicas reales aportando rigor a las simulaciones que se harán más adelante.

2. Casos

Se realizarán varios casos de simulaciones para ver la respuesta del sistema ante éstos. Desde probar a dejar fuera de servicio algún generador importante o cambiar los escenarios de generación y demanda del sistema todo ello para comprobar la respuesta de la interconexión y de los sistemas tanto juntos como por separado.

2.1. MODELO

2.1.1 Introducción

Los modelos electromagnéticos consideran valores instantáneos de tensiones y corrientes con una resolución temporal del orden de microsegundos [6]. Se podría decir que en estudios de aplicaciones electrónicas y eléctricas los modelos electromagnéticos son los más detallados.

Sin embargo, no siempre es necesaria la utilización de este tipo de modelos. Incluso en muchos casos, de no recurrirse a una simplificación pueden resultar complejos. En la imagen 2.1., obtenida de la tesis doctoral de J.M. Mauricio [7] y del PFC de J.R. Gordillo [8], se pueden observar diversos fenómenos transitorios o de oscilaciones permanentes que pueden ocurrir en un sistema de potencia.

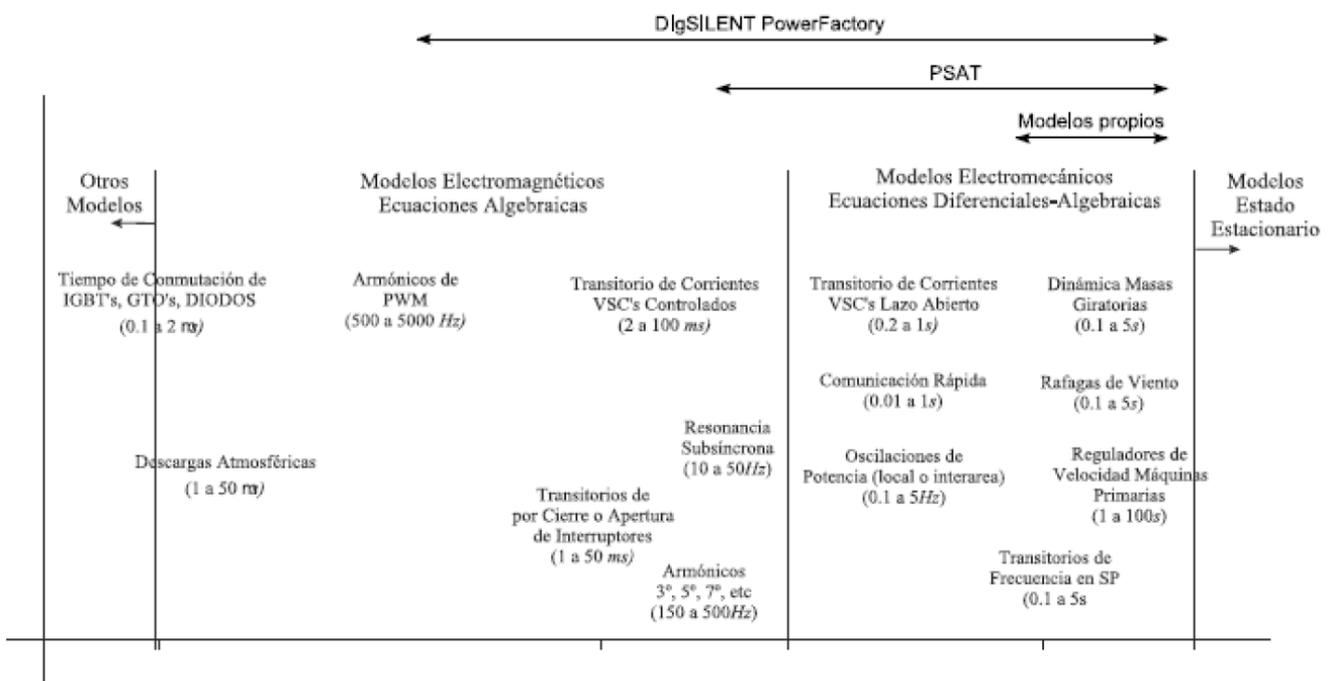


Imagen 2.1. Fenómenos electromagnéticos y los modelos asociados.

El ancho de banda necesario para simular un sistema de potencia completo con todos sus elementos es muy grande. Abarca desde fenómenos que ocurren en tiempos del orden de nanosegundos hasta fenómenos que pueden demorar minutos e incluso horas.

Es por ello que es prácticamente imposible realizar una simulación que al mismo tiempo considere todas estas características. También es la razón por la que a la hora de trabajar con sistemas de potencia se acostumbra a realizar un análisis de los fenómenos a estudiar determinando el ancho de banda necesario para su aceptable reproducción.

A la hora de estudiar fenómenos que discurren en el extremo izquierdo de la imagen 2.1. donde el orden de tiempo es de nanosegundos o inferior, las variables de las dinámicas de los elementos de la derecha podrán ser consideradas como constantes.

Por otro lado, para simular fenómenos ubicados a la derecha de la misma figura los fenómenos de la izquierda se podrían considerar como instantáneos o directamente no considerar su participación.

Se pondrá como ejemplo una descarga atmosférica, un rayo. Si un rayo cae sobre un conductor de una línea de transmisión eléctrica la duración de la descarga que tendrá será del orden de microsegundos.

Trasladando este ejemplo a la figura 2.1. Nos encontraríamos en la zona izquierda de la figura. A la hora de estudiar cómo afecta esta descarga al sistema de potencia no se considera las máquinas primarias ni los reguladores de tensión AVRs (del inglés Automatic Voltage Regulator).

La descarga atmosférica puede suponer una elevada tensión en terminales de una máquina ya que durante el poco tiempo que dura conlleva que no le dé tiempo al AVR de reaccionar.

A la hora de hacer un estudio sobre regulación de frecuencia, la energía aportada por un rayo prácticamente no agrega nada a los balances de potencia y puede ser despreciada. Aunque los dos estudios, el de frecuencia y el de balance de potencia, se pueden hacer por separado, los resultados de uno pueden afectar directamente a los resultados del otro.

Un claro ejemplo es como una descarga atmosférica podría provocar una falta en la red eléctrica y esta falta puede hacer que algunos generadores salgan de servicio. Al perderse estos generadores podrían ocurrir un desbalance de potencias que acabe provocando una inestabilidad de frecuencia.

Con este ejemplo se quiere ilustrar cómo, a pesar de que se puedan separar los fenómenos electromagnéticos para que su análisis sea viable, siempre se debe tener en cuenta la interacción de todas las variables que intervienen en un sistema de potencia.

Los modelos electromecánicos, a la derecha de la figura 2.1. desprecian muchas dinámicas consideradas en los modelos electromagnéticos, a la izquierda. Sin embargo, en todos los casos se considerarán los límites, saturaciones y tiempos de respuesta referentes a los modelos electromagnéticos [8].

2.1.2 Tipos de estabilidad

En un Sistema Eléctrico de Potencia hay varios parámetros que hay que controlar para garantizar la estabilidad del mismo. Como se muestra en la imagen 2.2. los más importantes son la estabilidad de frecuencia, de tensión y de ángulo.

Se dice que un Sistema Eléctrico de potencia es estable cuando se encuentra funcionando en un estado operativo de régimen aceptable en función de las especificaciones del sistema en cuestión. Además, las variables eléctricas del sistema, tensión o corriente entre otras, se mantienen constantes con el paso del tiempo y dentro de unos valores aceptables para el sistema [9].

También se dice que un sistema es estable cuando es perturbado desde un estado operativo estable en régimen permanente y es capaz de volver a otro estado operativo estable que puede ser el mismo o uno diferente en un rango de tiempo determinado.

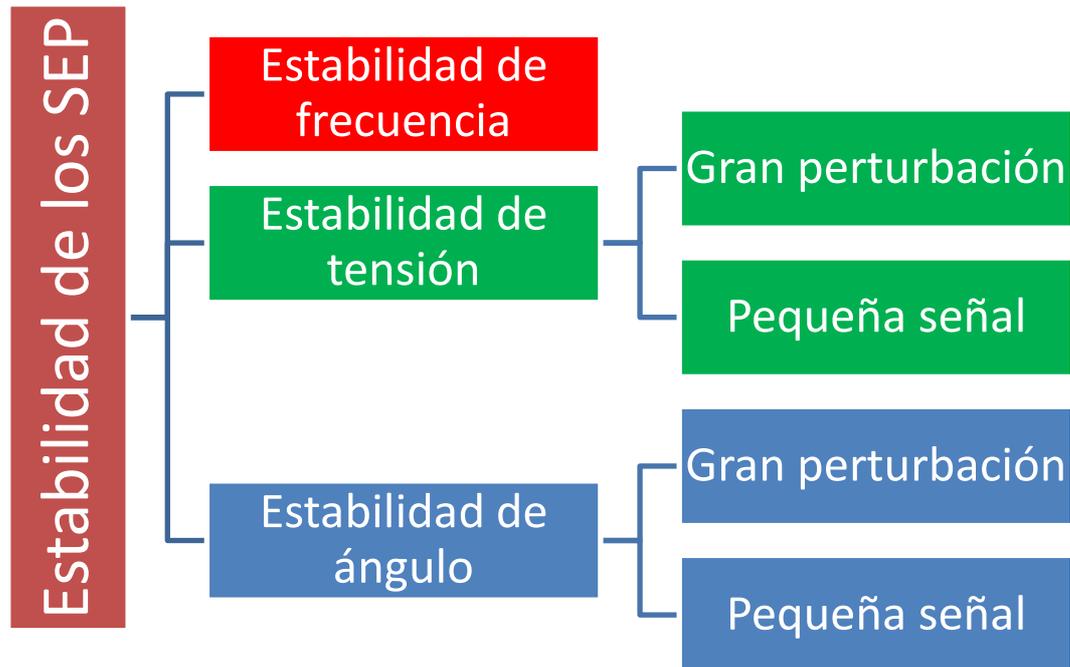


Imagen 2.2. Clasificación de la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El modelo realizado en este proyecto tiene como objetivo centrarse y analizar en mayor medida los tipos de estabilidad. A continuación, se expondrá brevemente los conceptos de estabilidad [9].

2.1.2.1 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad en frecuencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, de restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre generación y carga.

Este desbalance puede producirse por un déficit en la generación o una variación en la demanda. Esto a su vez puede ser por una desconexión repentina de un generador respecto al sistema, un cortocircuito en alguna subestación, aumento inesperado de la demanda, etc.

- Si lo que se produce es una pérdida de generación la frecuencia disminuirá.
- Si lo que se produce es una pérdida de carga la frecuencia aumentará.

Para evitar que las máquinas y equipos de un SEP sufran daños cuando no se puede garantizar la estabilidad de frecuencia hay varios protocolos que establecen las autoridades competentes de cada país. Estos protocolos incluyen desconexión de cargas, desconexión de generadores o actuación de protecciones o controladores.

En el caso de Chile el protocolo lo establece el CNE a través de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [10]. En el capítulo nº 3 artículo 3-9 podemos encontrar la siguiente tabla:

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos y Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]		5 segundos	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada	

Tabla 2.3. Protocolo de desconexión de generadores de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile.

Este protocolo seguramente se actualice cuando se realice la interconexión dando lugar a un protocolo unificado para el SEN.

Mientras que en Europa, por ejemplo, una variación de 0,2 Hz supone un gran problema, Chile al poseer un sistema más pequeño los márgenes estables para el sistema son más permisivos. Cuando se unifiquen el SIC y el SING el sistema interconectado será más robusto y los valores actualizados de la tabla 2.3. serán más restrictivos.

2.1.2.2 Estabilidad de ángulo

Es la habilidad de las máquinas síncronas de un SEP de permanecer en sincronismo después de que ocurra una contingencia. Este ángulo es función del balance entre la potencia mecánica aplicada al rotor y la potencia eléctrica transferida a la red. Para monitorizar los problemas de estabilidad de ángulo se elige un generador como referencia de ángulo para los demás generadores del sistema.

Los estudios de estabilidad de ángulo de rotor se pueden dividir en dos categorías:

- Pequeña señal donde Es la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo sobre pequeñas perturbaciones, las cuales son consideradas suficientemente pequeñas.
- Es la disposición del sistema de potencia de mantener el sincronismo después de una contingencia importante. Producto de dicha contingencia se generan grandes variaciones del ángulo del rotor del generador, estas variaciones se deben a la relación no lineal que existe entre la potencia y el ángulo.

El ángulo sería estable en un caso en el que una perturbación provocara un aumento de velocidad del generador. Éste aumento a su vez provoca un aumento de ángulo, este aumento de ángulo provoca un aumento de la potencia eléctrica transferida lo cual implica finalmente una disminución de la velocidad del generador.

El ángulo sería inestable en el caso de que en lugar de que la potencia eléctrica aumente, disminuya por lo que la velocidad del generador no dejaría de crecer hasta que tuviera que desconectarse para evitar daños en el propio generador.

Las inestabilidades que se pueden presentar debido a las pequeñas oscilaciones suelen manifestarse en cuatro formas diferentes:

- **Modos locales:** Una máquina oscila contra el resto de las máquinas. Suelen ser generados por el propio regulador de tensión (AVR) de la máquina. Se encuentran usualmente en el rango entre 1 a 2 Hz.

- **Modos interárea:** Grupos de máquinas oscilando entre sí. Suelen aparecer al intercambiarse potencias importantes entre 2 partes de un sistema unidas por vínculos débiles, es decir, de alta impedancia. El rango usual de frecuencias que se dan es de 0,1 Hz a 1 Hz.
- **Modos de control:** Inestabilidades generadas en los propios sistemas de control (reguladores de tensión y velocidad, control de tensión en la red) y a la mala configuración de sus parámetros.
- **Modos torsionales:** Inestabilidades generadas por la interacción de elementos de potencia de la red como por ejemplo compensadores en serie. También pueden darse por elementos de control de la red como controles de sistema HVDC con los modos naturales mecánicos de las turbinas. Se suelen detectar en torno a frecuencias mayores de 4 Hz.

En el caso de las inestabilidades debidas a grandes perturbaciones, el ángulo de alguna de las máquinas del sistema se “escapa” en su primera oscilación a causa de una perturbación severa.

No tiene porque “escaparse” en su primera oscilación, puede hacerlo tras varias oscilaciones a causa de que las pequeñas oscilaciones una vez que se haya terminado la perturbación son a su vez no estables.

2.1.2.3 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de mantener tensiones aceptables en todos sus nudos. Se trata de un fenómeno esencialmente local, aunque sus consecuencias pueden en algunas circunstancias extenderse por el sistema eléctrico.

Al igual que en el caso de la inestabilidad de ángulo las inestabilidades de tensión es posible clasificarlas en función del “tamaño” de la perturbación que las origina. A pesar de ello para la tensión hay que matizar más el “tamaño” con la rapidez con la que se produce dicha perturbación. Por lo tanto, una perturbación “grande” será una variación grande de alguno de los parámetros del sistema siempre y cuando se produzca rápidamente. La cual se ha denominado en la imagen 2.2. como Gran perturbación.

Por otro lado, una perturbación “pequeña” se entiende como una sucesión de pequeñas variaciones de alguno de los parámetros del sistema a lo largo de un intervalo de tiempo extendido. Éstas se han denominado Pequeña señal en la imagen 2.2.

Un ejemplo de inestabilidad a las pequeñas perturbaciones sería un caso en el que hay un aumento de carga. En consecuencia, provoca la salida de generadores por actuación de limitadores térmicos. Esto conlleva una caída de tensión y a su vez un aumento de la carga que agrava la caída de tensión.

Estos casos se estudian analizando la estabilidad a medio-largo plazo del sistema (varios minutos).

En el caso de las inestabilidades debidas a las “grandes” perturbaciones no es necesario que se produzca un “colapso” de la tensión en la que ésta descienda por debajo de valores normalizados según el sistema tras una perturbación.

2.1.3 Software empleado: DigSILENT PowerFactory

Para poder desarrollar el modelo hemos precisado de una herramienta de simulación informática. El software que se ha usado ha sido DigSILENT PowerFactory, más conocido simplemente como DigSILENT.

DigSILENT es el acrónimo de “**D**igital **S**imu**L**ation of **E**lectrical **N**e**T**works”.

DigSILENT POWERFactory es un software diseñado para llevar a cabo análisis de transmisión y distribución en sistemas de energía eléctrica con el objetivo de conseguir la máxima optimización en la operación de sistemas de energía eléctrica o para la simulación de proyectos o modelos aun sin materializar.

En Europa en general el software utilizado para modelar los sistemas de cada país, así como de España es el PSS/E y en Latinoamérica DigSILENT.

Dado que el proyecto discurre en Chile y que tanto CDEC-SING como CDEC-SIC utilizan DigSILENT para sus sistemas, lo más conveniente ha sido emplear este software. Por ello los modelos del SING, del SIC, la

interconexión en HVAC, así como las simulaciones y los distintos casos que se han realizado han sido con la herramienta DigSILENT.

2.1.4 Modelado del sistema

Como se ha expresado en el punto anterior, el modelo se implementará con el software DigSilent PowerFactory.

Para realizar el modelo se ha partido de varios modelos unificándolos y contrastándolos para que el modelo final sea suficientemente riguroso y fiable. Para ello el modelo cuenta con los elementos más importantes e influyentes y obvia los intrascendentes.

2.1.4.1 SIC

En primer lugar, se ha tomado en cuenta los modelos públicos y oficiales en formato compatible con el software DigSilent proporcionados por CDEC SIC en su página web [1].

El modelo usado de base y en el que más está apoyado el modelo final corresponde al realizado por Miguel Neicún en [11] proyectado al 2021 con modificaciones realizadas por Felipe Ignacio Salinas Barros [12]. Además, se han realizado modificaciones propias para llegar al modelo final.

2.1.4.2 SING

Análogamente al SIC, se ha tomado en cuenta el modelo público y oficial en formato compatible con el software DigSilent proporcionado en la página web del operador del sistema CDEC SING [2].

En esta ocasión el modelo utilizado de base y en el que más se apoyan las simulaciones corresponde al realizado por Roberto Möller en [13] proyectado para el año 2020. A este modelo hay que sumarle cambios realizados por Felipe Ignacio Salinas Barros [12] más los realizados en colaboración con los tutores de este proyecto. Contrastando todos estos modelos y cambios adaptándolos a la situación de estudio en este proyecto se ha dado con el modelo final.

2.1.4.3 INTERCONEXIÓN

La potencia nominal escogida para la interconexión es de 1000 MW. Es la más sensata en función a las curvas de demanda de cada sistema y con la que ya se han hecho otros estudios previos [12, 14].

La interconexión tiene como nodo en el SING la subestación de Nueva Mejillones 500 kV y como nodo en el SIC Nueva Cardones 500 kV. La longitud será de 576 km separado en dos tramos iguales de 288 km con una subestación compensadora en la mitad de la longitud.

Las principales características técnicas de este enlace en HVAC son:

Elemento	Valor
Potencia	1000 MW
Número de circuitos	2 (L1 y L2)
Tensión	500 kV
Longitud	576 km

Tabla 2.4. Elementos de la línea de transmisión y sus valores.

Al 50% de la distancia de la línea de interconexión se le colocan condensadores en paralelo para compensarla y así aumentar la capacidad estática de transporte.

Las características de los compensadores y su ubicación son las siguientes:

Elemento	Localización	Valor
Reactores en paralelo #1	Mejillones-compensadora tanto en L1 como L2	4*155 MVAR
Reactores en paralelo #2	Compensadora-Cardones L1 y L2	4*100 MVAR
Reactores en paralelo #3	S/E Compensadora	2*110 MVAR
Condensadores en serie #1	Mejillones-compensadora tanto en L1 como L2	2*55/2% MVAR
Condensadores en serie #2	Compensadora-Cardones tanto en L1 como L2	45% MVAR

Tabla 2.5. Elementos de los compensadores de la línea de interconexión y sus características.

En la siguiente figura se muestra el esquema unifilar del modelo del enlace extraído del modelo completo en DigSilent:

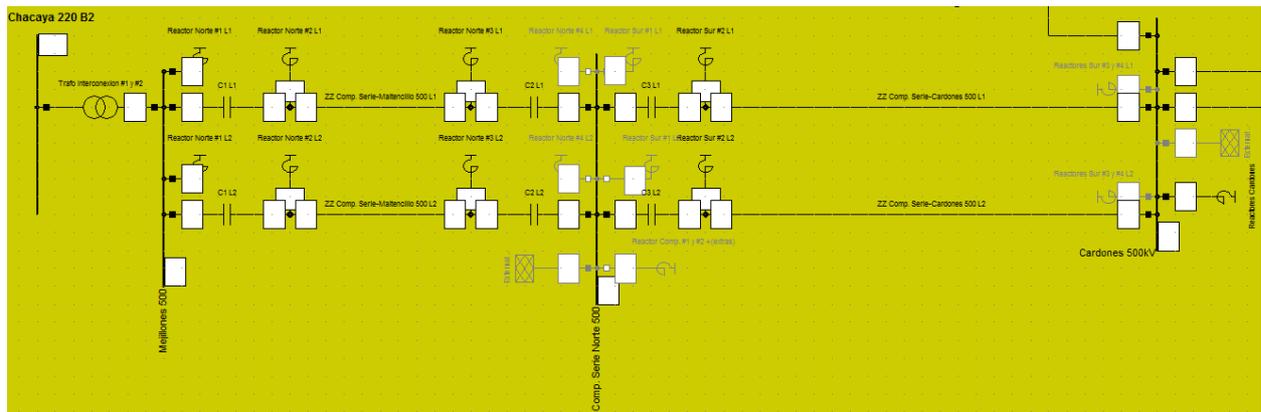


Imagen 2.6. Esquema unifilar de la interconexión HVAC en DigSILENT.

Los elementos grises de la imagen 2.6. se utilizaron para hacer simulaciones, pero se encuentran desactivados.

Como base para la reactancia por kilómetro se utiliza la línea Ancoa-Alto Jahuel 500 kV de 0,3163 Ω/km.

Utilizando la distancia de la interconexión se obtiene la impedancia total de la línea:

$$X_{\text{interconexión}} = 573 \cdot 0,3163 = 182 \Omega$$

Considerando el porcentaje de compensación presentado en la tabla 2.5 del SING al SIC se puede calcular la susceptancia de cada condensador representadas en la siguiente tabla.

Elemento	Valor
C ₁	0,0199 S
C ₂	0,0199 S
C ₃	0,0121 S

Tabla 2.7. Susceptancia de los condensadores de la interconexión.

2.1.5 DATOS DE PARTIDA E HIPÓTESIS

Como se comenzó explicando el modelo final está basado en varios modelos contrastados. Eso implica que para determinados casos de estudio se desajusten ciertos parámetros y haya que inhabilitarlos para que DigSilent pueda proceder a la simulación. La mayoría de estos ajustes se verán con detenimiento en cada caso de estudio. Se tratan de controladores en los generadores, en concreto pcu, pco, pss o avr.

La versión de DigSilent con la que se disponía no era capaz de tener en cuenta las protecciones. Para ello todas las simulaciones han sido contrastadas por los tutores de este proyecto con una versión que sí tenía las protecciones en cuenta. Los resultados han llegado a coincidir o a diferenciarse tan poco que se ha descartado repetir las simulaciones.

Los modelos de los distintos elementos del sistema implementados en el modelo general como pueden ser los generadores, los transformadores o las cargas están con las características reales proporcionadas por el CDEC SING y CDEC SIC en el momento de la elaboración de este proyecto.

En ningún caso se tiene en cuenta intercambio de potencia con otros sistemas como podría ser el sistema eléctrico argentino, peruano o boliviano, los tres países limítrofes con Chile.

Tampoco se realizarán ningún cambio topológico del modelo respecto al modelo final empleado en este proyecto, tan sólo se activará o dejará fuera de servicio dependiendo del escenario de operación generadores, controladores asociados a esos generadores o cargas.

Uno de los principales objetivos de la explotación de los sistemas eléctricos de potencia es suplir la demanda con la menor cantidad de interrupciones posibles. Lo ideal sería que no hubiera ninguna interrupción. Por lo tanto, tampoco se han tenido en cuenta los deslastres de cargas.

La realidad es otra, en el momento que algún sistema comienza a superar determinados límites de frecuencia, tensión o de ángulo las protecciones comenzarían a actuar en función de los parámetros con los que hayan sido configurados. Esto implica que se abran circuitos y, en consecuencia, dejan fuera de servicio generadores o cargas del sistema para que la situación que se esté dando no dañe los equipos o maquinaria. En otras palabras, estos disparos de generadores o deslastres de cargas implican cambios topológicos en el sistema en base al accionamiento del esquema de desconexión automático de carga, lo cual no es lo que se pretende con este estudio.

2.1.6 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO

A continuación, se muestra el diagrama unifilar del Sistema interconectado SIC-SING con la línea de interconexión propuesta en este proyecto.

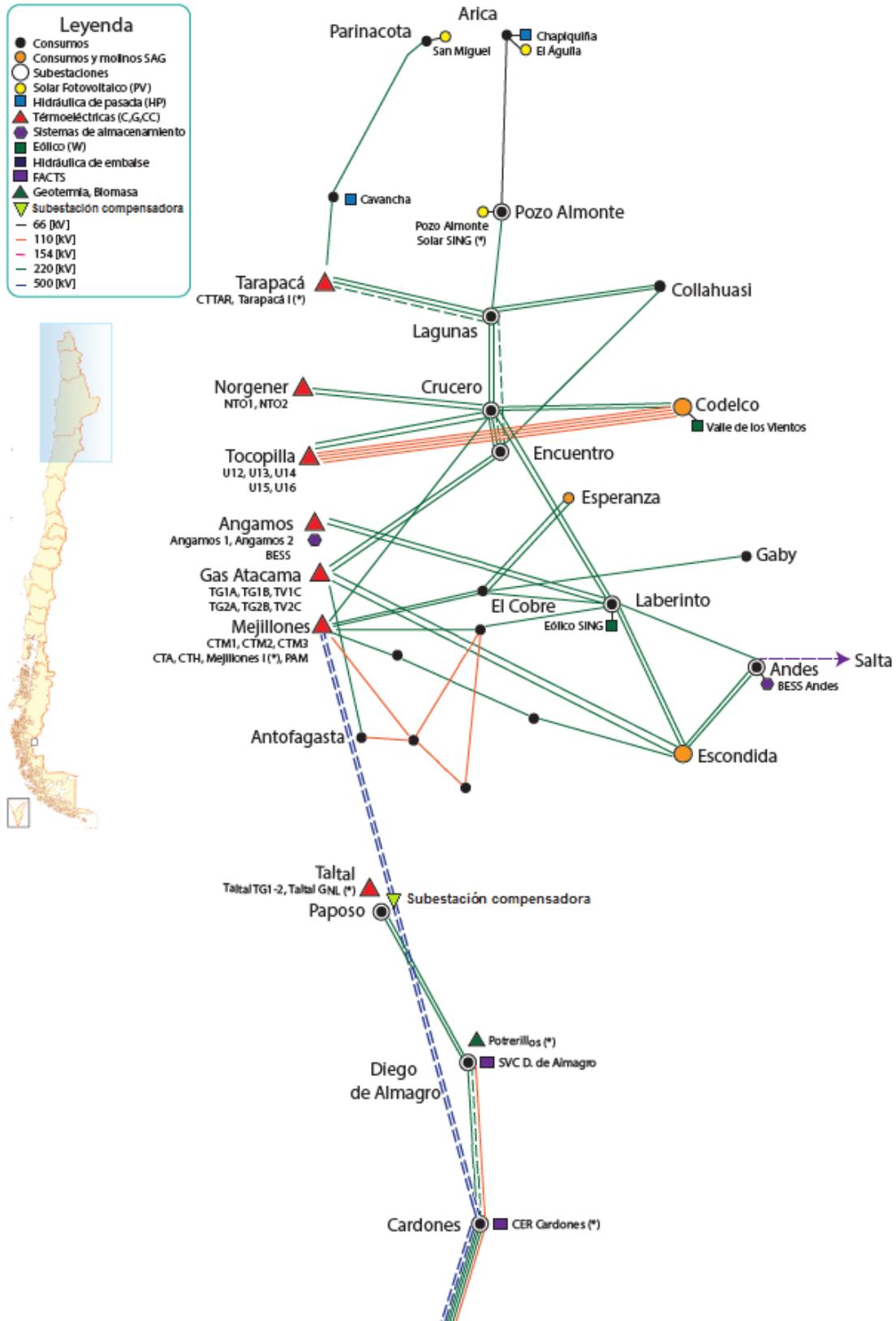


Imagen 2.8. Mapa eléctrico de Chile y su interconexión. Zona norte.

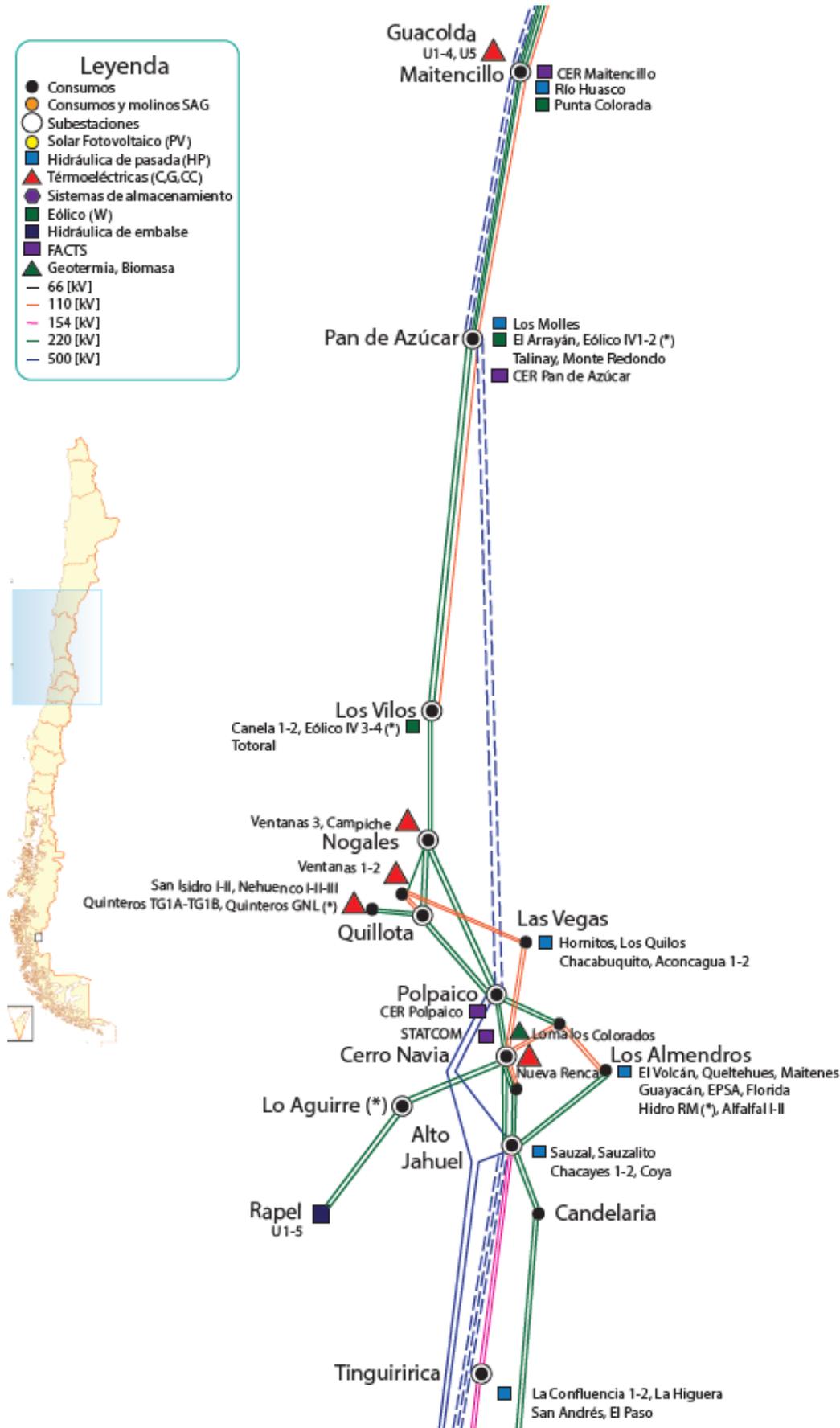


Imagen 2.9. Mapa eléctrico de Chile y su interconexión. Zona Centro-norte.

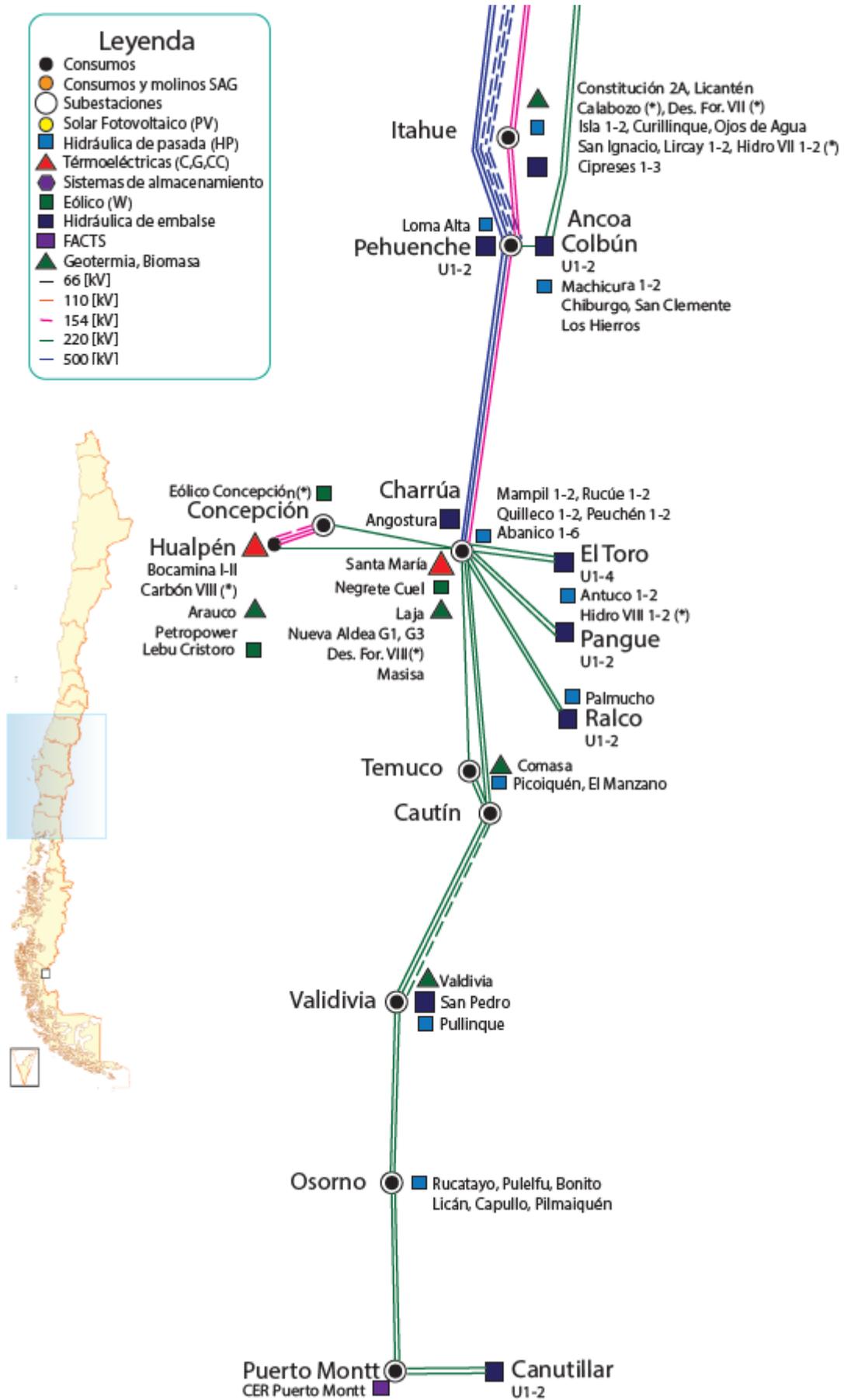


Imagen 2.10. Mapa eléctrico de Chile y su interconexión. Zona central.

2.2 CASOS DE ESTUDIO

A continuación, se presentarán los distintos casos de estudio llevados a cabo para este proyecto.

Se parte de 9 casos distintos que corresponden a 9 escenarios de operación diferentes que se podrían dar con normalidad en el sistema.

El objetivo principal de estos casos de estudio es determinar la potencia máxima que son capaces de transmitir las líneas de interconexión ante la cual, si éstas se desconectan del sistema, ninguno de los dos sistemas SING o SIC por separado colapsan. Además, se busca información a partir de esos casos que permitan extraer conclusiones útiles de cara a la realidad.

Para ello y en cada caso de estudio las simulaciones se realizan teniendo en cuenta que no se deslustra ninguna carga ni generador para intentar paliar la inestabilidad. Tan sólo actúan las protecciones y controladores del sistema.

Cada caso a su vez tiene distintos subapartados que siguen la siguiente estructura:

- **Comprobación de estabilidad de pequeña señal:** En primer lugar y para cada escenario de operación se comprobará que el sistema es estable en régimen permanente calculando los autovalores.
- **Apertura de las líneas de interconexión:** En todos los casos se realizará el supuesto en el que las dos líneas de interconexión se abren dejando aislados cada sistema, SING y SIC por separado.

Todos los sistemas se diseñan según la regla n-1. En el caso de la línea de interconexión se diseñan 2 líneas paralelas para cumplir con esta regla. A pesar de ello podrían darse algunas situaciones en las que ambas podrían quedar fuera de servicio simultáneamente.

Esto podría darse si se produjera un cortocircuito en barras en alguna de las subestaciones que conectan ambos sistemas, Nueva Mejillones 500 kV y Nueva Cardones 500 kV. Otra posible razón de esta desconexión podría deberse a un cortocircuito en barra de la estación compensadora. Por último, Chile al ser un país altamente sísmico podría darse el caso de que ante un temblor de considerable magnitud afectara a algún punto de los 576 km que tiene la línea a pesar de que se construya pensando en estos fenómenos.

Se simulará cada escenario durante un intervalo de tiempo del orden de minutos para comprobar si tiende a la estabilidad o tiende a una desestabilidad crítica para el sistema.

Esta apertura se realizará mediante la programación de un evento de simulación. Siempre se realizará a los **0,3 s** del comienzo de la simulación dinámica y consistirá en abrir todas las fases de las protecciones de las líneas, L1 y L2. Siendo indiferente qué protecciones de las líneas se abran para realizar la apertura de la línea, las elegidas han sido las ubicadas en la subestación de Nueva Cardones como muestra la imagen 2.11.

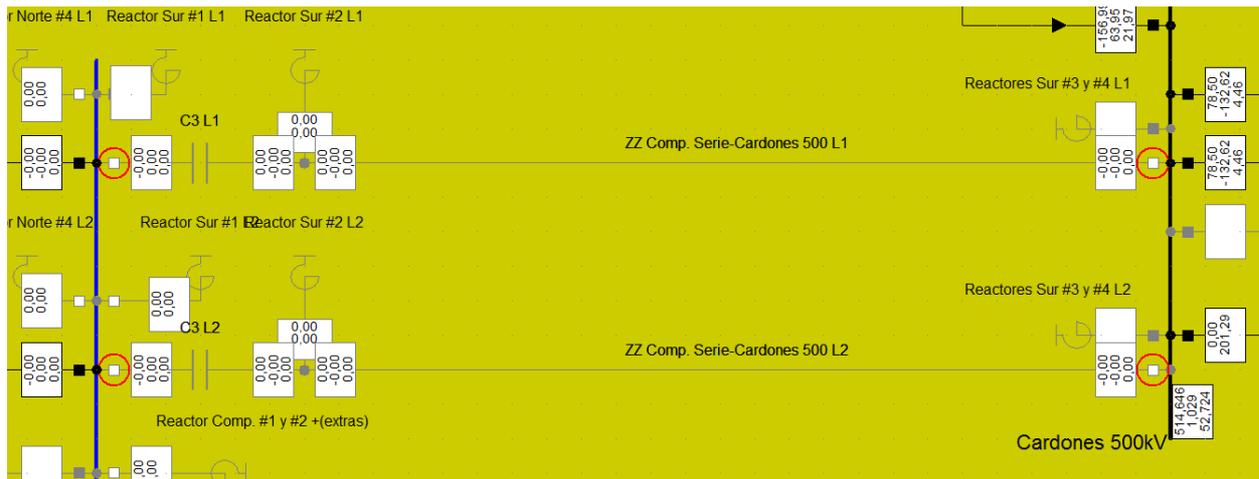


Imagen 2.11. Doble circuito de la línea de interconexión entre Nueva Cardones y Nueva Mejillones.

- **Sin la central U16 (SING) desde el comienzo de la simulación:** Se realizará para cada escenario de operación una sustitución de la central U16 por otras centrales o generadores con el objetivo de comprobar la influencia o el impacto que tiene la U16 tanto en el SING como en el sistema interconectado dado que es una de las centrales más importantes de generación de Chile.

Primero se comprobará si el sistema es estable o inestable y luego se produce a realizar el punto anterior, la apertura de la línea de interconexión para comprobar si el sistema es estable en régimen permanente o no.

- **Desconexión de la central U16 (SING) a los 0,3 segundos:** En lugar de abrir los circuitos de las líneas de interconexión, se procederá a la desconexión instantánea de la central para cada escenario de operación a los 0,3 segundos de la simulación dinámica. Se busca comprobar si el sistema será estable o no.
- **Autovalores:** Para cada escenario de operación se calcularán los autovalores con el fin de realizar unas gráficas con los factores de participación para concluir qué generador tiene más influencia a la hora de introducir inestabilidad al sistema. Para ello se analizan los modos inestables resultantes del análisis modal del escenario de operación en cuestión.

A parte de estos procedimientos se buscará la potencia máxima que es capaz el sistema de transmitir cuando el sistema se queda aislado ante la simulación tanto cuando el SIC cede potencia al SING como cuando el SING es el que cede potencia al SIC. Estos casos de estudio corresponderán a los puntos 3.2.4. y 3.2.7. más adelante.

Para finalizar, se realizarán simulaciones dinámicas para dos casos concretos en los que se desconectarán en simulaciones independientes una carga en el SING, una carga en el SIC y un generador en el SIC. El objetivo es ver cómo afectan estas desconexiones al sistema global.

En cada caso se expondrán los valores aportados por DigSilent para un cálculo del flujo de carga de cada escenario de operación.

Las tablas con los datos de la capacidad instalada, de la generación, de la carga, las pérdidas en las líneas, el line charging, la compensación inductiva y la capacitiva y el flujo total intercambiado entre los sistemas tanto del SING como del SIC se encuentran en el apéndice.

2.2.1. 0 MW DE POTENCIA INTERCONECTADA ENTRE SING Y SIC

El primer caso corresponde al escenario de operación en el cual la generación y demanda de cada sistema tanto SING como SIC se ajustan.

Por la línea de interconexión no hay ningún intercambio de potencia, en otras palabras, sería como si cada sistema siguiera siendo independiente eléctricamente el uno del otro.

Para conseguir exactamente 0 MW interconectados haría falta cambiar la topología de la red. Es por ello que se ha escogido un escenario de operación muy aproximado a 0 MW.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING. Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación (cambia por tanto el cálculo del flujo de carga).
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cuatro simulaciones independientes en las que se desconecta a los 0,3 segundos una carga en el SING, una carga en el SIC, un generador en el SING y un generador en el SIC respectivamente.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.2. 400 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC

Con este escenario de operación se ha buscado representar una situación intermedia entre 0 MW interconectados entre los sistemas y la potencia máxima que es capaz de transmitir la línea que hace el sistema inestable en el caso de que se caiga.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.3. 1000 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC

Este caso sería un caso extremo en el que si la línea de interconexión se abre cuando se está transmitiendo esta potencia, el SIC colapsa y se produce un black out. Por lo tanto, es interesante ver los resultados de las simulaciones para sacar más adelante una serie de conclusiones.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING. Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación (cambia por tanto el cálculo del flujo de carga).
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.4. 808 MW INTERCONECTADOS: SING → SIC. MÁXIMA POTENCIA

Uno de los objetivos de este proyecto se cierne en encontrar la potencia máxima transmitida por la línea de interconexión ante la cual si se produce una apertura de la línea de interconexión y los dos sistemas tanto SING como SIC quedaran aislados no se produjera una caída del sistema en ninguno de los dos.

Tras ir probando diferentes escenarios de operación e ir aumentando progresivamente la potencia que transmitía el SING al SIC se llegó a la conclusión de que la potencia límite se encontraba en 808 MW. Más potencia transmitida en ese sentido implicaría el caso 3.2.3.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING. Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación (cambia por tanto el cálculo del flujo de carga).
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.5. 400 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING

A partir de este punto comenzamos a simular la transferencia de potencia en sentido contrario al de los puntos anteriores. El SIC por lo tanto cede potencia al SING.

Al ser el SING un sistema más pequeño que el SIC, la potencia máxima que puede transferir la línea de interconexión en este sentido será menor, ya que el porcentaje de potencia respecto al total será mayor.

En este primer caso en este sentido, la potencia es mayor de la que se podría transferir en caso de que la línea dejara de estar operativa quedando tanto el SING como el SIC aislados colapsando completamente el SING.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING. Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.6. 120 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING

Este caso es el correspondiente a un caso intermedio entre que no haya transferencia de potencia entre los dos sistemas y la potencia máxima ante la cual si la línea falla no colapse el SING.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING.

Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación (cambia por tanto el cálculo del flujo de carga).

- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.7. 515 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING

Un nuevo caso en el que la potencia transferida entre el SIC y el SING es aun mayor que la del caso 3.2.5. Este caso se realiza para ver y comparar como le afecta ese aumento de potencia transferida a la rapidez en la que el SING colapsa ante la apertura de las líneas de interconexión.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.8. 240 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING. MÁXIMA POTENCIA.

Del mismo modo que se llegó a la potencia máxima que era capaz de transmitir la línea sin que propiciara una caída del SIC ante la desconexión repentina de la misma, se ha llegado a este escenario. Partiendo de una transferencia nula de potencia entre sistemas, se han ido activando generadores en el SIC y desactivando generadores en el SING para encontrar esta potencia.

Es uno de los objetivos del proyecto ya que resulta importante de cara a estudios futuros para tener en cuenta las potencias que se transfieren por la línea sin correr riesgos.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 y sustituir su potencia activando otras centrales en el SING. Abrir las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación (cambia por tanto el cálculo del flujo de carga).
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.9. 1000 MW INTERCONECTADOS: SIC → SING

Este es un caso aun más extremo que el 3.2.7. realizado por el interés que tiene por ser un caso que podría darse con facilidad. Ante un año con una hidrología húmeda, las centrales hidroeléctricas del SIC producirían mucha energía que se transmitiría al SING en caso de que este sistema la demandara. Para más información sobre este posible caso consultar [8].

Este proyecto se centrará en hacer una comparación de este caso con los otros y extraer una serie de conclusiones.

El tiempo de simulación empleado es de 90 segundos.

Para este escenario de operación se simulará:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
- Dejar fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas en ningún momento.
- Cálculo de los autovalores y factores de participación.

2.2.10. RESUMEN DE CASOS DE ESTUDIO

A continuación, se muestra un resumen de los casos abordados en este proyecto.

Caso	Sentido de la interconexión	Potencia intercambiada	Estable ante apertura línea	Subcaso sin U16 de inicio	Subcaso con desconexión de cargas y generadores
3.1	SING → SIC	0 MW	Sí	Sí	Sí
3.2	SING → SIC	400 MW	Sí	No	Sí
3.3	SING → SIC	1000 MW	No	Sí	No
3.4	SING → SIC	808 MW	Sí	Sí	No
3.5	SIC → SING	400 MW	Sí	Sí	No
3.6	SIC → SING	120 MW	No	Sí	Sí
3.7	SIC → SING	515 MW	No	No	No
3.8	SIC → SING	240 MW	Sí	Sí	No
3.9	SIC → SING	1000 MW	No	No	No

Tabla 2.12. Resumen de los casos de estudio del proyecto.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS

A continuación, se representan los resultados obtenidos a través del software DigSilent de los distintos casos de estudio propuestos anteriormente para el modelo realizado.

Cabe destacar que el slack elegido para este caso es el generador U16. Cuando se simula sin U16, el Slack pasa a ser Angamos 1. En el SING se ha elegido una barra importante del sistema como es Crucero 220 para analizar la frecuencia del SING. Lo que pase en esa barra será representativo en el resto del sistema. Para el SIC se ha hecho lo mismo eligiendo en este caso la barra Alto Jahuel 220.

Para el SING se ha considerado interesante también representar el ángulo de un generador muy importante para el sistema como es el de Angamos 1. Es importante debido a la gran potencia que tiene, muy similar a la U16. Representa además un gran porcentaje de la potencia del SING.

En ambos sistemas se representa también la tensión en por unidad en distintas barras de cada sistema.

Las figuras se pueden encontrar en el apéndice. Para cada caso con la excepción de que el sistema colapse las simulaciones están realizadas durante 90 segundos.

3.1. 0 MW INTERCONECTADOS SIC-SING

En este primer caso correspondiente al escenario de operación 3.2.1. se intentó que la potencia intercambiada entre los dos sistemas fuera prácticamente nula. No se ha realizado con 0 MW y 0 MVAR con la finalidad de ver un mínimo impacto en los sistemas a la hora de la apertura de la línea ya que de ser completamente nulo el flujo de potencia al abrir la línea no produciría ninguna alteración.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.1 en el apéndice.

Se puede apreciar una considerable oscilación con una amplitud de unos 0,08 Hz en cuanto a la frecuencia a partir del momento en el que se abren las líneas. Posteriormente se comprueba que es estable volviendo a una frecuencia de 50 Hz. Esto se debe a la pequeña potencia que hay transmitida por la línea en el momento de la apertura de la misma.

Algo similar pasa con las figuras del ángulo del rotor del generador de Angamos 1, el cual comienza a variar hasta hacerse estable.

Del mismo modo ocurre con las tensiones en las barras.

No hay problemas de estabilidad.

- SIC: Figura 5.2.2 en el apéndice.

A partir de la apertura de líneas el sistema experimenta una gran oscilación, aunque en términos de amplitud no sea tan relevante. No alcanza los 50,001 Hz por encima de los 50 Hz y no llega a 49,997 Hz por debajo de los 50 Hz.

Las tensiones en barra apenas experimentan variaciones y se estabilizan muy rápido.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.3 en el apéndice.

El sistema sin la U16 es mucho más sensible y no deja de oscilar a lo largo de toda la simulación. Alcanza un máximo de frecuencia de 50,035 Hz y un mínimo de 49,945 Hz.

En cuanto a las tensiones en las barras tiene un comportamiento similar al de la frecuencia.

No parece que sea estable. Su inestabilidad podría catalogarse en inestabilidad de pequeña señal de tensión.

- SIC: Figura 5.2.4 en el apéndice.

El sistema alcanza un máximo en 50,31 Hz y tiende a la estabilidad en torno a 50,009 Hz. Apenas hay oscilación y tiende a la estabilidad.

En las tensiones hay un poco más de oscilación, aunque con una amplitud ínfima y tienden rápidamente a la estabilidad.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.5 en el apéndice.

En el momento de apertura de la línea se puede comprobar como el sistema se hace inmediatamente inestable y por lo tanto colapsa.

Esto se debe a la pérdida de mucha generación del sistema interconectado además de perder un generador muy importante.

- SIC: Figura 5.2.6 en el apéndice.

Al igual que ocurre en el SING el sistema colapsa inmediatamente tras la apertura de las líneas de interconexión.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.7 en el apéndice.

El sistema oscila, pero tiende a la estabilidad en torno a 50,146 Hz. Tiene un máximo en 50,32 Hz.

Parecido ocurre lo mismo con el ángulo del rotor de Angamos 1, el cual acaba estabilizándose también.

En cuanto a las tensiones en barras tardan más en estabilizarse, pero acaban haciéndolo.

Hay una ligera inestabilidad que persiste durante el tiempo. Habría que actuar directamente para eliminar esa inestabilidad ya que podría dar problemas en los equipos.

- SIC: Figura 5.2.8 en el apéndice.

El sistema aumenta su frecuencia hasta alcanzar una frecuencia máxima de 50,29 Hz. Oscila levemente hasta estabilizarse al cabo de más de un minuto en torno a 50,13 Hz.

Las tensiones en barras del SIC oscilan, tardan bastante en estabilizarse completamente, pero lo acaban haciendo en cercanías a sus valores de partida.

Ocurre similar al SING. Habría que seguir observando la evolución del sistema ya que la oscilación tarda en desaparecer. Esto puede deberse a los tiempos de respuesta de los sistemas de control de los generadores dando lugar a este fenómeno.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.9 en el apéndice.

La frecuencia del SING crece a partir del momento de la apertura de la línea hasta un máximo en 50,265 Hz punto a partir del cual sin dejar de oscilar comienza a decrecer hasta un valor de 50,123 Hz en el que se estabiliza el sistema.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.10 en el apéndice.

La frecuencia en el SIC también crece hasta un máximo de 50,261 Hz. A partir de ese pico máximo comienza a decrecer hasta hacerse estable en la misma frecuencia que el SING, 50,123 Hz. Lo cual es lo normal al estar conectados ambos sistemas por la línea de interconexión.

El sistema es estable.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.11 en el apéndice.

En el SING decrece la frecuencia, tiene un mínimo relativo en 49,678 Hz. A partir de este punto comienza a aumentar la frecuencia hasta prácticamente estabilizarse en 49,887 Hz. A los 50 segundos de simulación aproximadamente el sistema comienza a hacerse inestable oscilando cada vez más hasta el punto de hacerse inestable. La simulación no llega a 90 segundos debido a la clara tendencia del sistema.

Es una inestabilidad de pequeña señal, la cual a partir de los 50 segundos se hace incontrolable y hace tender el sistema al colapso.

Se debe principalmente a la pérdida de un generador importante. El sistema comienza a oscilar intentando estabilizarse, pero esa oscilación entre las propias máquinas del sistema hace que al final en lugar de estabilizar se inestabilice el sistema llegando a una situación crítica.

- SIC: Figura 5.2.12 en el apéndice.

El SIC tiene un mínimo en 49,678 Hz. Recupera frecuencia hasta 49,885 Hz hasta que, al igual que en el SING, el sistema comienza a caerse. A partir de los 50 Hz el sistema comienza a fallar y a tender a una inestabilidad insalvable.

La razón es la misma que para el SING.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.13 en el apéndice.

No hay ningún modo inestable en el caso de simulación con la U16.

3.2. 400 MW INTERCONECTADOS SING → SIC

Uno de los objetivos de este proyecto es encontrar la potencia máxima capaz de estar transfiriendo las líneas de interconexión en el momento de ser desconectadas y para la cual no colapsa ninguno de los dos sistemas.

Para ello se parte de los 0 MW interconectados del apartado 4.1 y se va aumentando. Una potencia interesante de estudio es el término medio entre la potencia máxima anteriormente mencionada y 0 MW.

A continuación, se muestran las figuras que resultan de la simulación del escenario de operación para un tiempo de 90 segundos con los respectivos eventos produciéndose a los 0,3 segundos.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.14 en el apéndice.

La frecuencia tiene un máximo en 50,965 Hz. Posteriormente comienza a decrecer hasta estabilizarse en torno a 50,62 Hz, aunque la tendencia es a decrecer lentamente.

El ángulo del rotor de Angamos 1 acaba la simulación con carácter ascendente, aunque cada vez con menor pendiente.

Las tensiones en barra sufren una importante variación respecto sus valores iniciales, pero acaban todas estabilizándose.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.15 en el apéndice.

El SIC apenas oscila, pero tiene una amplitud considerable ya que la frecuencia llega hasta un mínimo de 49,08 Hz. Acto seguido se recupera el sistema y acaba estabilizándose en torno a 49,75 Hz.

Las tensiones en barra oscilan al principio para luego estabilizarse.

El sistema es estable.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.16 en el apéndice.

El sistema no es un sistema estable. Presenta una oscilación continua entre 49,8 Hz y 49,3 Hz.

Esto se debe a la pérdida de la U16 por la contingencia simulada. El sistema no es capaz de sobreponerse a esa pérdida de generación tan importante y hay una inestabilidad de frecuencia, ángulo y tensión debido a esa gran perturbación.

- SIC: Figura 5.2.17 en el apéndice.

El SIC también es inestable evidentemente con una oscilación similar a la del SING.

Ocurre lo mismo que en el SING. Hay una inestabilidad de frecuencia, ángulo y tensión debido a la gran perturbación que supone la desconexión del sistema de un generador tan importante como la U16.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.18 en el apéndice.

A la hora de desconectar la carga se puede apreciar cómo va creciendo la oscilación hasta hacerse completamente inestable y colapsar a los 51 segundos de la simulación.

La inestabilidad va creciendo debido a que el sistema no es capaz de asimilar una variación tan grande en la demanda. Por ello, cada vez se va incrementando más la inestabilidad en frecuencia, ángulo y tensión a causa de la propia interacción de las máquinas del sistema provocando finalmente el colapso del mismo.

- SIC: Figura 5.2.19 en el apéndice.

De igual manera el sistema se vuelve cada vez más inestable hasta el punto de colapsar a los 51 segundos.

Ocurre lo mismo que en el SING.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.20 en el apéndice.

Ante la desconexión de la carga el sistema se vuelve cada vez más inestable. Aunque la simulación acaba a los 90 segundos, de haber seguido, el sistema claramente acabaría colapsando.

La inestabilidad de frecuencia, ángulo y tensión del sistema van creciendo a lo largo del tiempo hasta hacerse insalvables. Igual que en el caso anterior en el que se desconectaba una carga importante del SING, la pérdida de esta carga del SIC tiene consecuencias idénticas para la simulación del sistema.

- SIC: Figura 5.2.21 en el apéndice.

El sistema al igual que el SING al estar interconectados tiene el mismo final, la caída del sistema debido al crecimiento a lo largo del tiempo de una inestabilidad.

Ocurre lo mismo por tanto que lo que se ha comentado para el SING.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.22 en el apéndice.

La frecuencia del sistema comienza a decrecer hasta un mínimo en 49,667 Hz. A partir de ese momento comienza a aumentar la frecuencia con una amplitud cada vez mayor a medida que avanza la simulación. Esta simulación se ha cortado a los 28,5 segundos al determinar que la progresión de la oscilación va a desembocar en la caída del sistema.

La pérdida de un generador grande y de su energía hace que el sistema no sea capaz de compensarlo con los generadores que quedan. Las máquinas comienzan a oscilar unas contra otras y va creciendo una inestabilidad que finalmente resulta crítica para el sistema. Por lo tanto, se encuentra una inestabilidad de frecuencia, ángulo y tensión.

- SIC: Figura 5.2.23 en el apéndice.

Al igual que ocurre en el SING, desde el momento en el que el generador se desconecta, la frecuencia comienza a disminuir hasta un mínimo igual al del SING prácticamente, 49,668 Hz. A partir de este punto la evolución del sistema discurre igual que para el SING al estar los sistemas interconectados. El sistema tiende a colapsar con el tiempo.

Ocurre debido a las mismas razones que las expuestas para el SING.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.24 en el apéndice.

Todos los modos son estables en este escenario de operación para la simulación con la U16.

3.3. 1000 MW INTERCONECTADOS SING → SIC

Al seguir aumentando la potencia interconectada entre los dos sistemas, se llega al máximo de potencia que es capaz la línea de transmitir físicamente. A partir de este punto se analizarán los subcasos expuestos para comprobar si ante la caída de las líneas los sistemas se mantienen estables independientemente.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

- SING: Figura 5.2.25 en el apéndice.

El sistema tiene un máximo en 52,15 Hz. Posteriormente decrece su frecuencia hasta llegar a 51,2 Hz donde el decremento es mucho más moderado. Sin embargo, la simulación no llega a los 90 segundos dado que a los 77,84 segundos el SIC colapsa.

El ángulo del rotor también acaba estabilizándose.

Las tensiones en barra sufren variaciones en los primeros segundos de simulación tras la apertura de la línea y a partir aproximadamente el segundo 33 se estabilizan casi completamente sus valores.

Por lo tanto, el sistema es estable ya que no se aprecian a priori inestabilidades características.

- SIC: Figura 5.2.26 en el apéndice.

El SIC colapsa a los 77,84 segundos de simulación. Tiene un mínimo de frecuencia en 47,75 Hz.

Este sistema intenta superar el repentino déficit de 1000 MW de potencia. A pesar de que el SIC tiene en esos momentos una generación de 9000 MW y ello supone menos del 10% de la generación, es una cantidad muy importante para el sistema y no es capaz de redistribuirla entre los demás generadores activos. Por ello llega un punto en el que los generadores llevan demasiado tiempo sobrecargados y el sistema colapsa.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

- SING: Figura 5.2.27 en el apéndice.

El sistema presenta un máximo de frecuencia en 52,45 Hz. Tras ello decrece hasta 51,45 Hz donde la frecuencia se estabiliza.

Las tensiones sufren variaciones importantes los primeros segundos de simulación, pero a partir de los 20 segundos aproximadamente comienzan a estabilizarse.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.28 en el apéndice.

Sin embargo, en el SIC el sistema acaba colapsando a los 74,88 segundos.

Tiene un mínimo de frecuencia en 47,77 Hz.

El SIC ante una pérdida repentina de 1000 MW no es capaz de seguir siendo estable por las mismas razones que en el apartado anterior.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.29 en el apéndice.

El sistema cada vez oscila más hasta hacerse inestable por completo y colapsa a los 13,598 segundos de simulación.

En el momento de la desconexión de la U16, el SING no es capaz de asumir la diferencia de potencia que provoca por lo que el sistema se vuelve completamente inestable tanto en frecuencia como en ángulo y tensión hasta que colapsa completamente.

- SIC: Figura 5.2.30 en el apéndice.

Con el SIC ocurre lo mismo que en el SING al estar interconectados. El sistema colapsa a la vez. Se puede apreciar como la frecuencia del sistema comienza a oscilar cada vez con más amplitud hasta un valor crítico.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.31 en el apéndice.

Se encuentran 2 modos inestables, los cuales son: $+0,118 \pm 3,068j$.

- Factores de participación de modos inestables.

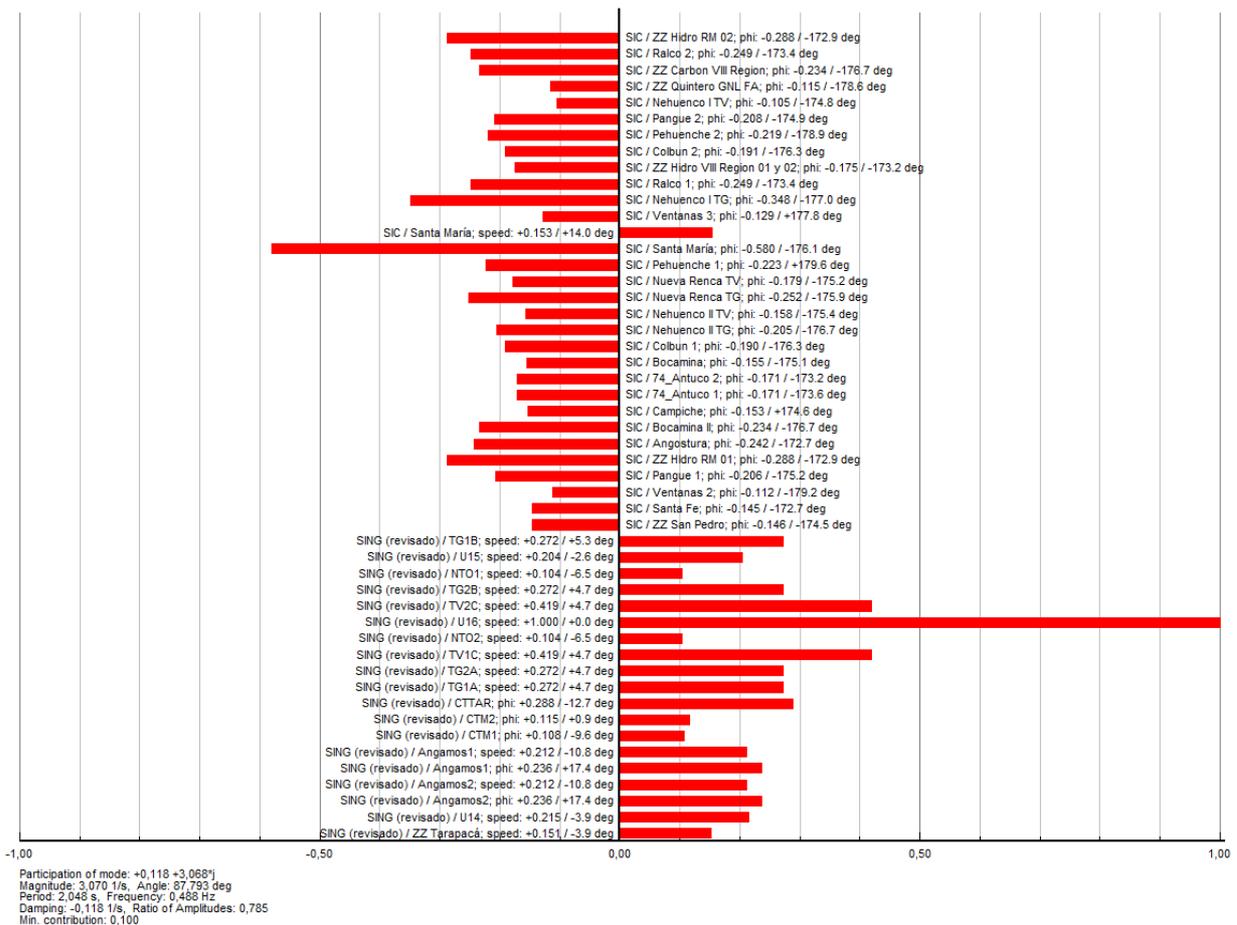


Figura 5.2.32: Factores de participación asociados al modo inestable $+0,118 \pm 3,068j$ resultante del análisis modal para 1000 MW de SING a SIC.

En el modo inestable $+0,118 + 3,068j$ se puede apreciar la participación de los generadores a la hora de influir en la inestabilidad. Los generadores con más influencia en la inestabilidad corresponden a la U16 (SING) y en segundo lugar a Santa María (SIC).

En la figura 5.2.32 se puede observar como las máquinas del SING oscilan contra las máquinas del SIC provocando ese modo característico interárea con una frecuencia de 0,488 Hz. Las oscilaciones más importantes son las que se dan entre dos de los generadores más grandes de cada sistema, Santa María en el

SIC y U16 en el SING. En otras palabras, el SIC oscila contra el SING y viceversa.

3.4. 808 MW INTERCONECTADOS SING → SIC. POTENCIA MÁXIMA.

Como se ha expresado con anterioridad se ha ido ajustando la potencia sumando o restando generadores a los sistemas con la finalidad de encontrar la potencia máxima que es capaz de estar transmitiendo la línea de interconexión y que si ésta deja de estar en activo no colapsen los sistemas por separado.

Ajustando llegamos a la conclusión de que la potencia máxima capaz de transmitir la línea en dicha situación cuando el SING cede potencia al SIC se encuentra alrededor de los 808 MW.

A continuación, se realizan las simulaciones para ver cómo se comportan los sistemas ante los diferentes subcasos propuestos.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.33 en el apéndice.

El SING aumenta su frecuencia a partir del momento de apertura de las líneas alcanzando un máximo a los 4,6 segundos de 51,614 Hz. Tras ello la frecuencia se va estabilizando y decreciendo lentamente en torno a 50,8 Hz.

Se puede apreciar como el ángulo del rotor de Angamos I oscila mucho al principio para luego ir estabilizándose.

Las tensiones por unidad en barras del SING oscilan considerablemente los primeros segundos y luego se estabilizan muy próximas a sus valores iniciales.

Por lo tanto, el sistema tiende a la estabilidad a pesar de la perturbación inicial.

- SIC: Figura 5.2.34 en el apéndice.

El SIC presenta un poco más de oscilación. Decrece al abrir las líneas hasta un mínimo de 48,151 Hz a los 8,23 segundos. Tras ello oscila suavemente y comienza a estabilizarse en torno a los 49,6 Hz.

Las tensiones presentan una virulenta oscilación en el momento de apertura de las líneas, pero luego se estabilizan bastante a partir de los 30 segundos de simulación aproximadamente.

Este sistema también es estable.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.35 en el apéndice.

El SING presenta un máximo a los 50,7 Hz de frecuencia. Luego sin oscilación se estabiliza en torno a los 51,15 Hz.

Las tensiones en barra oscilan más hasta estabilizarse por completo pasados los 40 segundos de simulación.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.36 en el apéndice.

El SIC presenta un mínimo en 48,23 Hz tras la apertura de las líneas. Luego comienza a estabilizarse en torno a 49,47 Hz.

Las tensiones en barra presentan una oscilación inicial para luego comenzar a estabilizarse en torno a sus valores iniciales.

El sistema es estable.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

- SING: Figura 5.2.37 en el apéndice.

Al desconectar el generador U16 sin abrir las líneas se puede observar como el sistema no es capaz de reaccionar y va presentando una evolución altamente inestable que acaba con un colapso del sistema interconectado.

El sistema no es capaz de soportar la desconexión de la U16 y se vuelve muy inestable tanto en frecuencia como en ángulo y como en tensión.

- SIC: Figura 5.2.38 en el apéndice.

De igual manera que ocurre en el SING, al estar los sistemas interconectados cuando se pierde U16, el sistema se hace inestable por los mismos motivos.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.39 en el apéndice.

El sistema presenta dos modos inestables: $+0,83 \pm 3,115j$.

- Factores de participación de modos inestables: Figura 5.2.40 en el apéndice.

El generador más importante a la hora de crear inestabilidades es U16 en el SING.

La mayoría de las máquinas implicadas en este modo estable corresponden al SING. Al encontrarse en la potencia límite que hace que el sistema se haga inestable se observa que el SING es el sistema donde podrían empezar a aparecer las primeras inestabilidades considerables.

3.5. 400 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

Hasta ahora los distintos escenarios de operación se han centrado en casos en los que el norte, el SING, cedía potencia al centro, el SIC. Esto podría darse en casos en los que el SING tuviera exceso de producción, en los que la actividad hidroeléctrica del SIC no sea muy buena debido a la escasez de lluvias.

A partir de este caso, los escenarios de operación se centran cuando el SING demanda potencia y el SIC se la proporciona. Esto podría deberse al caso inverso planteado anteriormente, cuando es un año húmedo y la actividad hidráulica del SIC es alta con exceso de energía. Esto haría que se pudiesen desconectar los generadores de las centrales térmicas del SING para una energía más barata y limpia procedente del SIC.

Otro posible escenario que podría darse sería si hay alguna desconexión de algún generador del SING por algún problema o simplemente para mantenimiento.

Para encontrar la potencia máxima que es capaz de transmitir la línea en caso de que deje repentinamente de estar operativa se parte de 0 MW interconectados y se van conectando generadores en el SIC a la par que se desconectan en el SING.

Tras llegar a 400 MW se realizan las siguientes simulaciones con los siguientes resultados.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.41 en el apéndice.

El SING colapsa antes de llegar a los 90 segundos de simulación, concretamente a los 37,05 segundos. En un escenario real, hubiera colapsado un poco antes al alcanzar valores de frecuencia inferiores a 30 Hz.

El sistema por tanto es inestable debido a que el SING no es capaz de mantener sus valores de frecuencia y tensión dentro de unos márgenes razonables ya que el déficit de potencia que se crea tras la apertura de la línea es más del 10% de la generación del propio SING. Ni entre todos los generadores que hay en el sistema son capaces de asumir ese déficit en tan poco tiempo.

- SIC: Figura 5.2.42 en el apéndice.

El SIC presenta un máximo de frecuencia de 50,672 Hz a los 6 segundos para luego descender e ir aumentando su oscilación.

En las tensiones en barra se puede apreciar mejor la inestabilidad crítica a la que se dirige el sistema.

Este sistema también es inestable. La razón son las inestabilidades de pequeña señal producidas por una gran perturbación inicial. La inestabilidad de la tensión y la inestabilidad local de las máquinas del SIC que oscilan unas contra otras acaban provocando que el SIC colapse también con el tiempo.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.43 en el apéndice.

Si la U16 la simulación no varía mucho con respecto a la simulación anterior. Colapsa antes, concretamente a los 24,425 segundos, aunque la tendencia es prácticamente idéntica.

El sistema no es capaz de hacer frente a la pérdida repentina de tanta potencia. A pesar de que la simulación llega hasta los 24,425 segundos, el sistema colapsaría mucho antes ya que los valores de frecuencia no son admisibles para las máquinas y equipos existentes.

- SIC: Figura 5.2.44 en el apéndice.

El SIC también se comporta muy similar al caso en el que está la U16. Presenta un máximo de frecuencia a los 6 segundos de 50,64 Hz para luego decrecer y agravar su inestabilidad.

Su inestabilidad se agrava debido a los problemas de tensión de pequeña señal y a los modos locales del propio SIC. Las máquinas oscilan unas contra otras dentro del mismo sistema al haber un exceso generación considerable. Al final el sistema colapsa en primer lugar debido a su inestabilidad en tensión.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.45 en el apéndice.

El SING rápidamente colapsa a los 4,66 segundos de simulación al desconectar la U16 a los 0,3 segundos.

Presenta una oscilación irregular en frecuencia, ángulo y tensiones.

Al desconectar la U16 se crea un déficit importante de generación en el sistema interconectado. Este déficit no es capaz de ser compensado por lo que el sistema no es capaz de mantener la estabilidad colapsando con rapidez.

- SIC: Figura 5.2.46 en el apéndice.

Del mismo modo que el SING colapsa, al estar interconectados, el SIC igual con un comportamiento parecido. La frecuencia decrece incontrolablemente y las tensiones en barras también varían demasiado y rápidamente sus valores provocando finalmente que el sistema no aguante y colapse.

Antes de colapsar se puede apreciar como la inestabilidad no es solo en frecuencia, sino en tensión también que va creciendo con el tiempo.

- Cálculo de los autovalores.

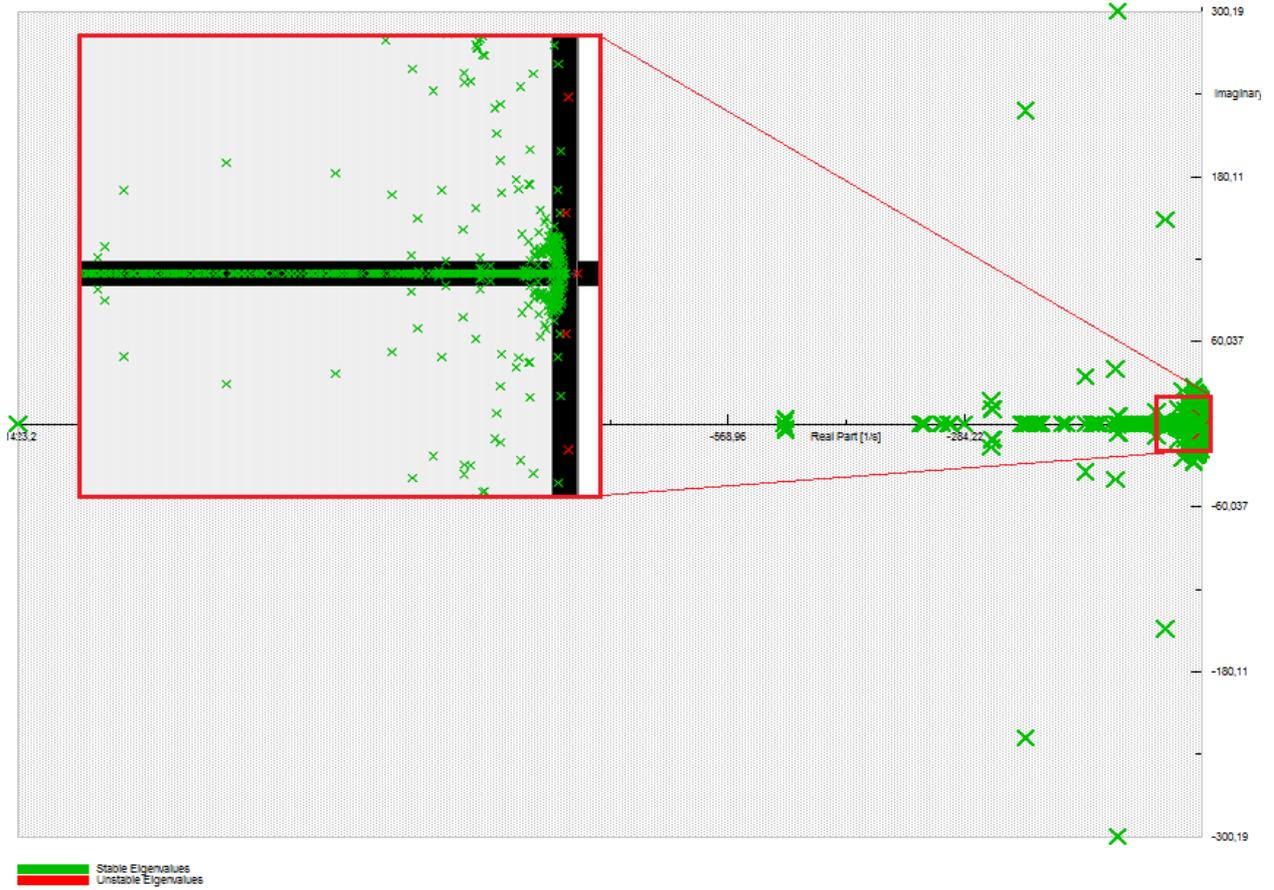


Figura 5.2.47: Análisis modal para 400 MW de SIC a SING.

Se pueden encontrar cinco modos inestables como se puede apreciar en la figura 5.2.47. y en su ampliación del eje, donde se encuentran dichos modos. Los cuales son: $+0,138 \pm 4,571j$; $0,000 \pm 1,571j$; $+0,514 + 0,000j$.

- Factores de participación de los modos inestables.

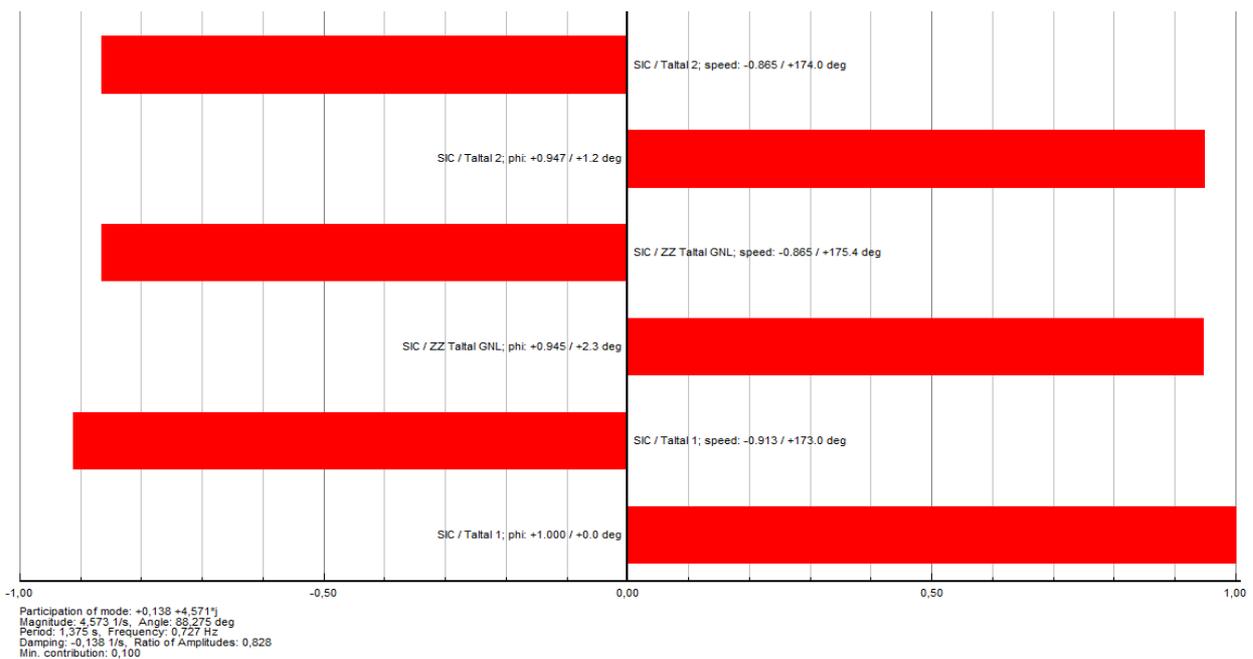


Figura 5.2.48: Factores de participación asociados al modo inestable $+0,138 \pm 4,571j$ resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

El primer modo inestable se puede apreciar como es provocado por los generadores Taltal 1, Taltal 2 y ZZ Taltal GNL en el SIC.

Aunque la frecuencia de este modo se encuentre en 0,727 Hz se puede considerar como un modo local en el que los generadores que hay en Taltal en el SIC oscilan contra sí mismo introduciendo inestabilidad al sistema. Esto puede deberse a una mala sintonización de los controladores de Taltal.

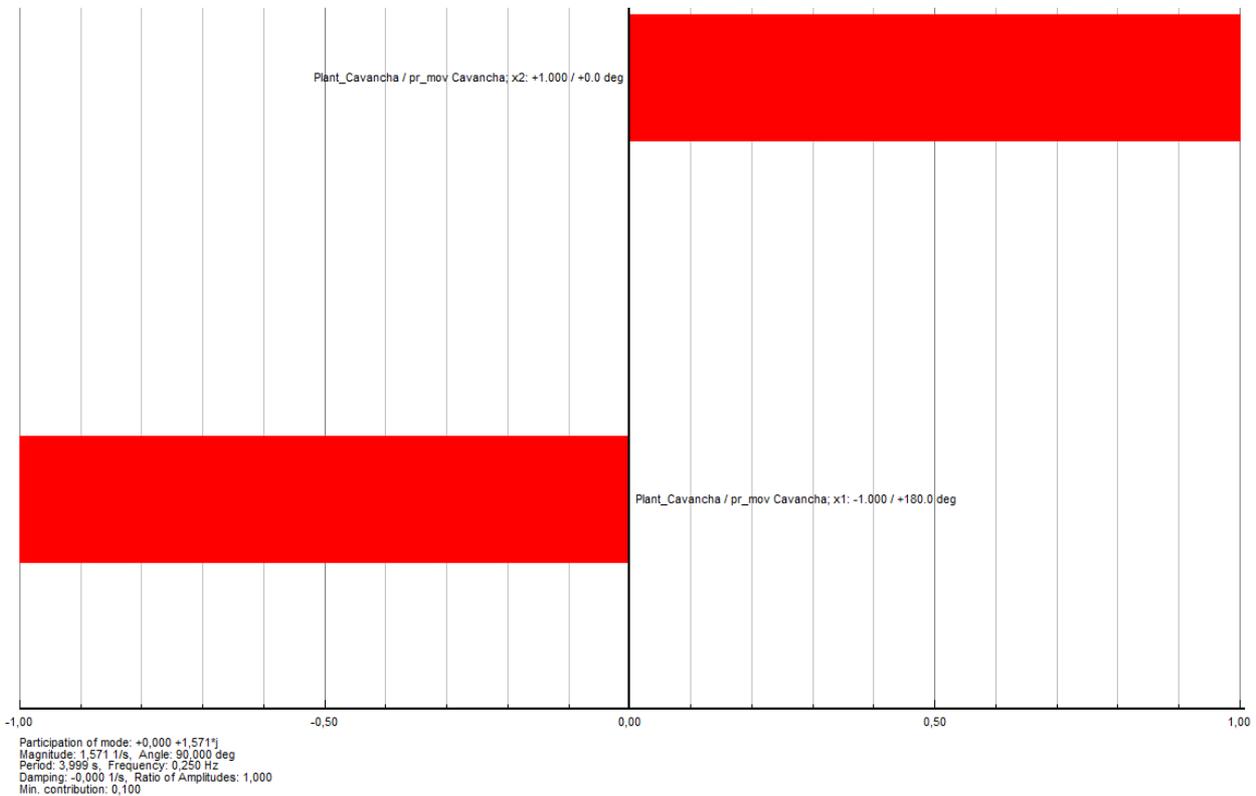


Figura 5.2.49: Factores de participación asociados al modo inestable $0,000 \pm 1,571j$ resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

El generador Cavancha en el SING es el único implicado en este modo inestable. La frecuencia es de 0,25 Hz. Básicamente Cavancha oscila contra sí misma introduciendo inestabilidades en el sistema.

Para solucionarlo habría que comprobar la configuración de los controladores del generador y ajustarlos.

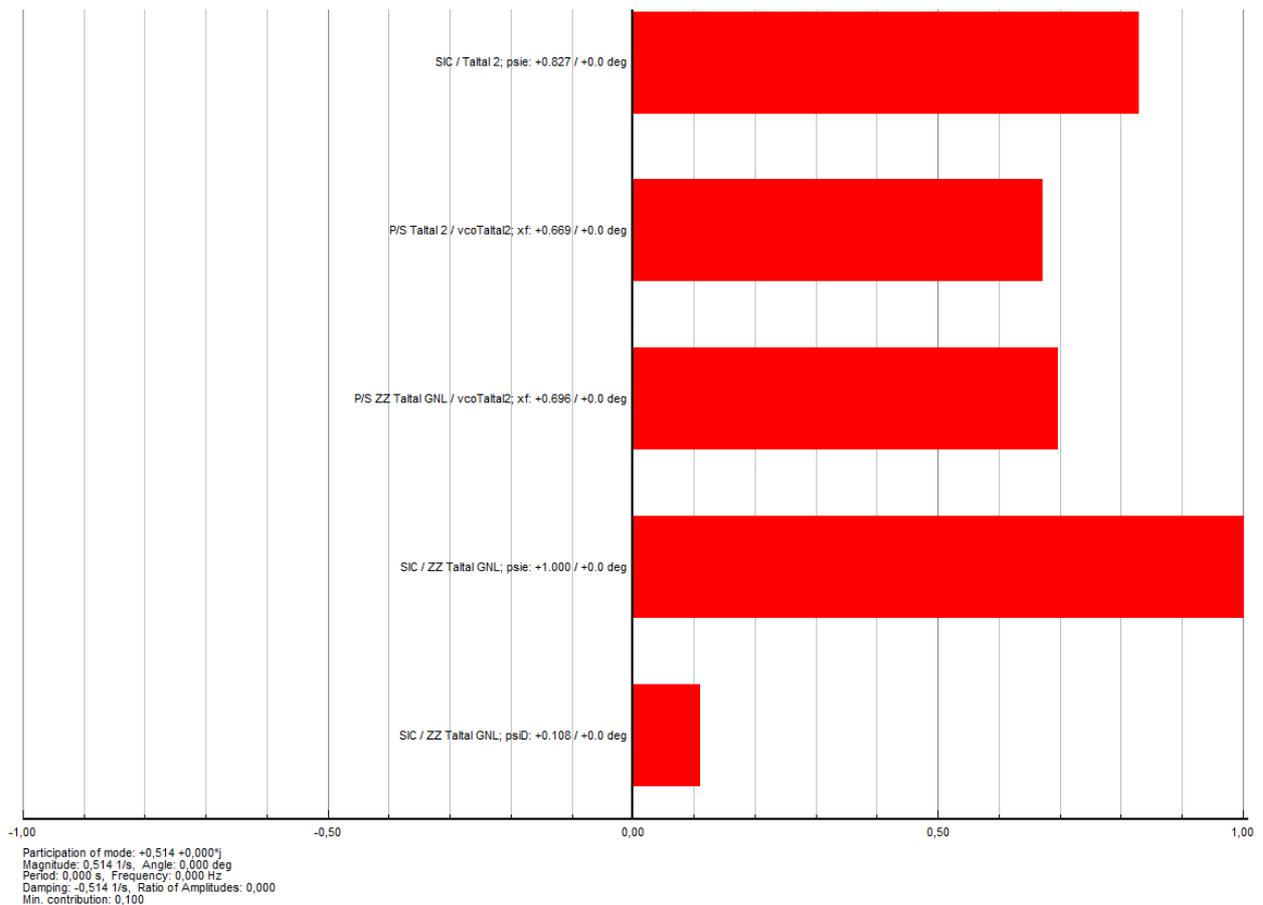


Figura 5.2.50: Factores de participación asociados al modo inestable +0,514 +0,000j resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

Este otro modo inestable también está causado por Taltal 2, ZZ Taltal GNL y, como novedad, P/S Taltal 2. El mayor factor de participación corresponde a ZZ Taltal GNL.

3.6. 120 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

Tras realizar 400 MW y ver que el sistema se hace inestable cuando se abren las líneas se considera que 400 MW excede la potencia máxima capaz de soportar la línea en este supuesto.

Para encontrar dicha potencia máxima se vuelve a partir de 0 MW interconectados conectando generadores en el SIC y desconectándolos en el SING hasta alcanzar los 120 MW que el SIC cede al SING.

A continuación, se muestran los resultados de las diferentes simulaciones realizadas para este escenario de operación.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.51 en el apéndice.

El SING se aleja poco de los 50 Hz. Presenta un mínimo de frecuencia en 49,665 Hz a los 4,886 segundos de la simulación. Luego se mantiene una ligera oscilación en torno a 49,8 Hz.

El ángulo del rotor de Angamos I varía rápida y bruscamente al comienzo de la simulación para luego mantener una ligera oscilación constante.

Las tensiones en barra sufren una breve y ligera oscilación con respecto a su valor inicial para luego estabilizarse rápidamente.

Por lo tanto, el sistema no es estable en frecuencia ni ángulo, sí en tensión. Esto se puede deber a problemas de pequeña señal dado que el déficit que se crea de potencia no es a priori tan importante.

Posiblemente con una mejor configuración de los controladores como se ve en el caso haría el sistema estable.

- SIC: Figura 5.2.52 en el apéndice.

El SIC presenta un máximo de frecuencia a los 7,694 segundos de 50,255 Hz. Posteriormente decrece hasta estabilizarse en un valor en torno a 50,08 Hz.

Las tensiones en barra sufren oscilaciones de poca amplitud en el momento de apertura de la línea para estabilizarse rápidamente en torno a sus valores iniciales.

Este sistema sí sería estable tras la desconexión de la línea.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.53 en el apéndice.

Tras cambiar la U16 por otros generadores y abrir las líneas de interconexión, aparece una pequeña oscilación en los primeros segundos de la simulación justo antes de que el sistema se amortigüe y se estabilice en torno a 49,75 Hz. Presenta un mínimo de frecuencia de 49,647 Hz a los 4,418 segundos de simulación.

Las tensiones oscilan también más los primeros segundos de simulación, aunque con una amplitud pequeña para luego estabilizarse por completo.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.54 en el apéndice.

El SIC presenta un máximo de frecuencia en 50,255 Hz a los 7,685 segundos. Tras ello amortigua la frecuencia en torno a valores próximos a 50,085 Hz, aunque si se hubiera continuado la simulación la tendencia indica que seguiría bajando la frecuencia hasta aproximarse a los 50 Hz.

El sistema es estable.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.55 en el apéndice.

El sistema tiene un mínimo de frecuencia en 49,893 Hz a los 7,739 segundos. Una vez alcanzado ese mínimo el sistema amortigua la frecuencia para acabar la simulación con un carácter ascendente y estable en torno a los 49,958 Hz.

En las tensiones por unidad cabe destacar como Angamos B2 es la que más destaca con su variación respecto a su valor inicial. Tras ello y al igual que las demás se estabilizan todas en torno a sus valores iniciales.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.56 en el apéndice.

El SIC se comporta parecido ya que están los dos sistemas interconectados. En Alto Jahuel se registra un mínimo en 49,896 Hz a los 8,702 segundos. Después el sistema aumenta su frecuencia, amortigua y se estabiliza en torno a 49,958 Hz.

Las tensiones varían poco respecto a sus valores iniciales, tan solo oscilan levemente en algunos puntos. Finalmente se estabilizan todas en torno a dichos valores iniciales.

El sistema es estable.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.57 en el apéndice.

Al desconectar la carga en el SING, el sistema se perturba aumentando entre otros valores su frecuencia hasta un máximo de 50,296 Hz a los 6,34 segundos. A continuación, el sistema se amortigua y se estabiliza en torno a 50,133 Hz.

El ángulo del rotor sufre una moderada variación para estabilizarse a los 30 segundos de simulación aproximadamente.

Las tensiones en barra oscilan a partir del momento del evento para acabar estabilizándose en torno a sus valores iniciales.

El sistema es estable.

- SIC: Figura 5.2.58 en el apéndice.

La frecuencia del SIC también aumenta cuando se desconecta la carga ya que los sistemas están interconectados. Por lo tanto, presenta un máximo similar al del SING de frecuencia. En Alto Jahuel ese máximo de frecuencia es de 50,284 Hz con respecto los 50,296 Hz recogidos en Crucero 220.

La frecuencia tiene tendencia descendente, aunque sin oscilación y lentamente. Al final de los 90 segundos de simulación se encuentra en torno a 50,132 Hz.

Las tensiones se comportan igual que en el SING siendo el sistema también estable.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.59 en el apéndice.

La frecuencia tanto del SING como del SIC aumenta tras el evento al estar el sistema interconectado.

En Crucero 220 en el SING el máximo de frecuencia que registra es de 50,238 Hz a los 5,48 segundos de simulación. El sistema se estabiliza en torno a 50,111 Hz.

El ángulo del rotor experimenta perturbaciones que no lo alejan mucho de su valor inicial para estabilizarse cerca de dicho valor.

Las tensiones experimentan una oscilación inicial para acabar estabilizándose a partir de los 30 segundos aproximadamente.

El sistema es, por tanto, estable.

- SIC: Figura 5.2.60 en el apéndice.

El máximo del SIC se encuentra en 50,233 Hz a 6,42 segundos de la simulación. Una vez alcanzado el sistema se amortigua al igual que el SING hasta estabilizarse en torno a 50,115 Hz.

Las tensiones sufren pequeñas variaciones respecto a sus valores iniciales tras el evento, pero se recuperan y estabilizan a partir de los 18 segundos aproximadamente.

El sistema es estable.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.61 en el apéndice.

Tras la desconexión de este generador del SIC la frecuencia del sistema disminuye alcanzando un mínimo registrado en Crucero 220 en 49,724 Hz a los 7,253 segundos. Tras ello el sistema recupera frecuencia y se estabiliza en torno a los 49,895 Hz.

El ángulo del rotor va variando también por medio de pequeñas oscilaciones con un máximo y un mínimo hasta acabar estabilizándose en un valor próximo a su valor inicial.

Las tensiones sufren variaciones en el momento de la desconexión del generador. Estas variaciones se prolongan a lo largo de varios segundos tras el evento, aunque acaban estabilizándose a partir de los 50 segundos de simulación aproximadamente.

El sistema es estable.

- SIC

La frecuencia del sistema al igual que en el SING decrece en el momento que se desconecta el generador. En Alto Jahuel el mínimo que registra es de 49,728 Hz a los 6,34 segundos, prácticamente idéntico a los 49,724

del SING.

Las variaciones de las tensiones en el SIC tienen menos amplitud que las registradas en el SING. Al igual que en el SING, a partir de los 50 segundos aproximadamente estas tensiones se estabilizan por completo.

El sistema es estable.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.62 en el apéndice.

El sistema no presenta ningún modo inestable.

3.7. 515 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

Se ha considerado interesante incluir qué pasaría ante un pequeño aumento de potencia respecto al apartado 3.5. El objetivo de este caso es poder observar la diferencia en tiempo para la que colapsa el sistema ante los siguientes casos expuestos.

Puede ser interesante a la hora de extrapolar resultados y hacer planificaciones en la generación o demanda del sistema para saber que riesgos se están asumiendo.

Los resultados de la simulación se muestran a continuación y se analizarán en las conclusiones.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.63 en el apéndice.

El sistema como es de esperar colapsa. La simulación llega hasta los 30 segundos aproximadamente antes de que no pueda continuar. En el apartado 3.5 la simulación finalizaba a los 37 segundos, es decir, tarda unos 7 segundos menos en colapsar con 115 MW más interconectados.

A pesar de finalizar en ese punto el sistema real hubiera colapsado antes dado que los valores que se alcanzan tan bajos de frecuencia no son admisibles en ningún caso.

El ángulo del rotor varía durante toda la simulación sin apreciarse una tendencia clara de estabilidad.

Las tensiones oscilan los primeros segundos para luego comenzar a variar incontrolablemente sus valores hasta que el sistema colapsa.

El sistema no es capaz de sobreponerse a la pérdida de 515 MW. La frecuencia disminuye incontrolablemente hasta que el sistema colapsa. En la realidad colapsaría antes debido a que los generadores y las cargas salen antes para no sufrir daños en sus equipos.

La inestabilidad afecta tanto a la frecuencia como al ángulo y a la tensión.

- SIC: Figura 5.2.64 en el apéndice.

El SIC presenta un máximo en 50,83 Hz a los 6 segundos. A partir de ahí decrece su frecuencia hasta 50,35 Hz.

Aunque la frecuencia parece que tiende a la estabilidad, la tensión apunta a todo lo contrario. En el momento de la apertura de las líneas se crea una perturbación en el sistema que hace que haya problemas en cuanto a la tensión que no se estabiliza. Eso hace que el sistema se considere por tanto inestable.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.65 en el apéndice.

El sistema no es capaz de soportar la desconexión del generador U16 y colapsa rápidamente, concretamente a los 0,4645 segundos, a los 0,1645 segundos de que se produzca la desconexión del generador. En el caso 3.5. para el mismo subcaso en el que se deja fuera de servicio la U16, el SING colapsaba a los 4,66 segundos, por lo que en este caso colapsa mucho más rápido el sistema.

El ángulo del rotor presenta una gran variación respecto su valor inicial, pero no da tiempo a determinar más sobre su evolución.

La tendencia de la tensión en barras es descendente además de variar bastante respecto a sus valores iniciales.

El sistema es claramente inestable debido a que no es capaz de soportar la desconexión de la U16 y el desajuste de potencia que ello conlleva.

- SIC: Figura 5.2.66 en el apéndice.

El SIC presenta una evolución prácticamente idéntica al SING en la cual la frecuencia se puede observar como tiene una pendiente muy acusada hasta que se para la simulación debido a la caída del sistema.

Las tensiones también disminuyen y su tendencia es a seguir disminuyendo cada vez más.

Ocurre igual que para el SING ya que están los dos sistemas están interconectados, el sistema colapsa a los 0,1645 segundos tras la desconexión de la U16.

- Cálculo de los autovalores: Figura 5.2.67 en el apéndice.

Los autovalores son muy similares a los del apartado 3.5. Lo cual es lógico al ser un poco más de potencia intercambiada.

- Factores de participación de los modos inestables.

Los generadores implicados en estos modos inestables son los mismos generadores exactamente que los del apartado 3.5. Los modos por lo tanto son también prácticamente iguales a los de dicho apartado.

3.8. 240 MW INTERCONECTADOS SIC → SING. POTENCIA MÁXIMA.

Tras realizar multitud de combinaciones, se determina que la potencia máxima que es capaz de transmitir la línea de centro a norte si ésta dejara de estar operativa dejando a ambos sistemas aislados sin perder la estabilidad es 240 MW.

Para llegar a este valor el procedimiento es el mismo que en los anteriores casos. Se parte del caso en el que no hay flujo de potencia y se van conectando generadores en el SIC a la vez que se van desconectando en el SING.

Los resultados de las distintas simulaciones se muestran a continuación.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.68 en el apéndice.

La frecuencia del SING desciende en el momento de la apertura de las líneas de interconexión hasta alcanzar un mínimo de 47,985 Hz a los 23,87 segundos de simulación. Una vez alcanzado este mínimo la frecuencia comienza a aumentar de nuevo hasta alcanzar un máximo relativo de 49,824 Hz a los 59,1 segundos de simulación. A partir de este instante la frecuencia comienza lentamente a decrecer estabilizándose en torno a 45,55 Hz.

El ángulo del rotor oscila rápidamente al comienzo de la simulación tras la apertura de las líneas. Luego tiene una progresión irregular, pero más irregular en la que no se puede determinar si se estabiliza al final de los 90 segundos de simulación.

Las tensiones oscilan al principio hasta estabilizarse a los 18 segundos aproximadamente de simulación. A pesar de ello no se estabilizan por completo, pero sus valores no se alteran mucho.

El sistema es críticamente estable.

- SIC: Figura 5.2.69 en el apéndice.

La frecuencia del SIC aumenta hasta alcanzar un máximo de 50,461 Hz a los 6,86 segundos de simulación. Una vez alcanzado el valor máximo la frecuencia comienza a disminuir amortiguándose y estabilizándose en torno

a 50,169 Hz. De dejar más tiempo la simulación la frecuencia iría disminuyendo lentamente.

Las tensiones de las barras del SIC oscilan al comienzo de la simulación en mayor o menor medida para finalmente estabilizarse todas a partir de los 36 segundos aproximadamente.

El sistema es estable.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.
 - SING: Figura 5.2.70 en el apéndice.

Sustituyendo el generador U16 por otros generadores para que el balance de potencia siga siendo de 240 MW acaba haciendo al SING inestable ante la apertura de las líneas de interconexión. Como consecuencia el sistema colapsa. La simulación, aunque DigSilent es capaz de simular hasta los 77,833 segundos, en la realidad con unos valores tan bajos de frecuencia el sistema se encontraría en 'black out' mucho antes.

Con la U16 el sistema es críticamente estable con dicho generador con un papel importante. Al sustituirlo por otros generadores el sistema no es capaz de compensar la variación negativa de 240 MW que se produce al abrir la línea. Los otros generadores del SING no son capaces de redistribuirse la potencia necesaria cayendo el sistema por completo.

- SIC: Figura 5.2.71 en el apéndice.

El SIC por su parte es capaz de mantener la estabilidad ante la apertura de las líneas de interconexión aislado del SING.

Su frecuencia aumenta hasta un máximo de 50,467 Hz a los 6,86 segundos de simulación. A partir de ese instante el sistema amortigua su frecuencia hasta un valor en torno a 50,174 Hz donde tiende a estabilizarse.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.72 en el apéndice.

Al desconectar el generador U16 el sistema rápidamente colapsa. La simulación finaliza a los 0,611 segundos.

Se observa como la frecuencia y las tensiones decrecen con una pendiente cada vez mayor hasta colapsar.

La pérdida repentina de tanta potencia para el SING hace que el sistema no sea capaz de recuperarse. El colapso es total.

- SIC: Figura 5.2.73 en el apéndice.

Al estar interconectados al SIC le ocurre lo mismo que al SING. La frecuencia cae bruscamente del mismo modo que les sucede a las tensiones. Esa progresión implica un comportamiento crítico y el sistema no es capaz de soportarlo.

- Cálculo de los autovalores.

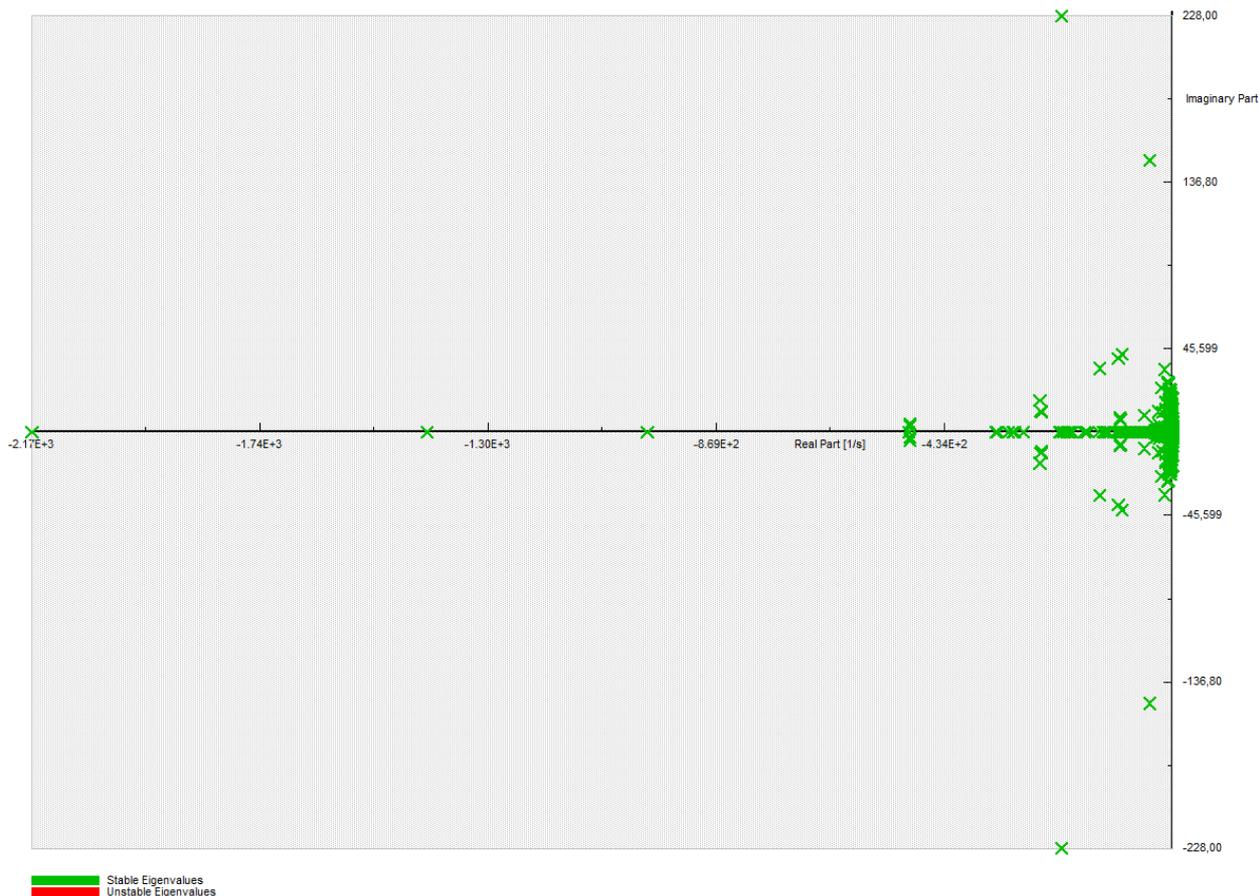


Figura 5.2.74: Análisis modal para 240 MW de SIC a SING.

No se encuentran modos inestables en este escenario de operación.

3.9. 1000 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

Con este último escenario de operación se pretende comprobar cómo se comporta la línea en el caso de que se esté transmitiendo la máxima potencia física por la línea. A raíz del apartado 3.5 y el apartado 3.7 se sabe que será inestable, pero puede aportar información de cara a futuros despachos o situaciones en las que sea necesario que la línea se encuentre cargada completamente.

Los resultados de estas simulaciones son los siguientes:

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.
 - SING: Figura 5.2.75 en el apéndice.

El sistema prácticamente colapsa al realizar la apertura de la línea como es de esperar ante tanta potencia.

- SIC: Figura 5.2.76 en el apéndice.

Del mismo modo que ocurre en el SING, el sistema colapsa prácticamente al realizar la apertura de la línea.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.
 - SING: Figura 5.2.77 en el apéndice.

Al dejar fuera de servicio la U16 el sistema colapsa inmediatamente. Una pérdida de 250 MW aproximadamente de generación es un problema muy serio para el sistema interconectado independientemente de la potencia intercambiada que haya en cada momento y más tratándose de la U16 al ser un generador muy importante.

- SIC: Figura 5.2.78 en el apéndice.

El sistema colapsa al iniciar la simulación por las mismas razones que el SING al estar interconectados.

Los valores que se aprecian en las tensiones se deben a que al producirse una caída tan rápida de la frecuencia muchos sistemas fallan y los resultados de esos sistemas se encuentran o falseados o son muy elevados haciendo que los controladores de tensión reaccionen incorrecta y atípicamente dando esos picos.

- Cálculo de los autovalores.

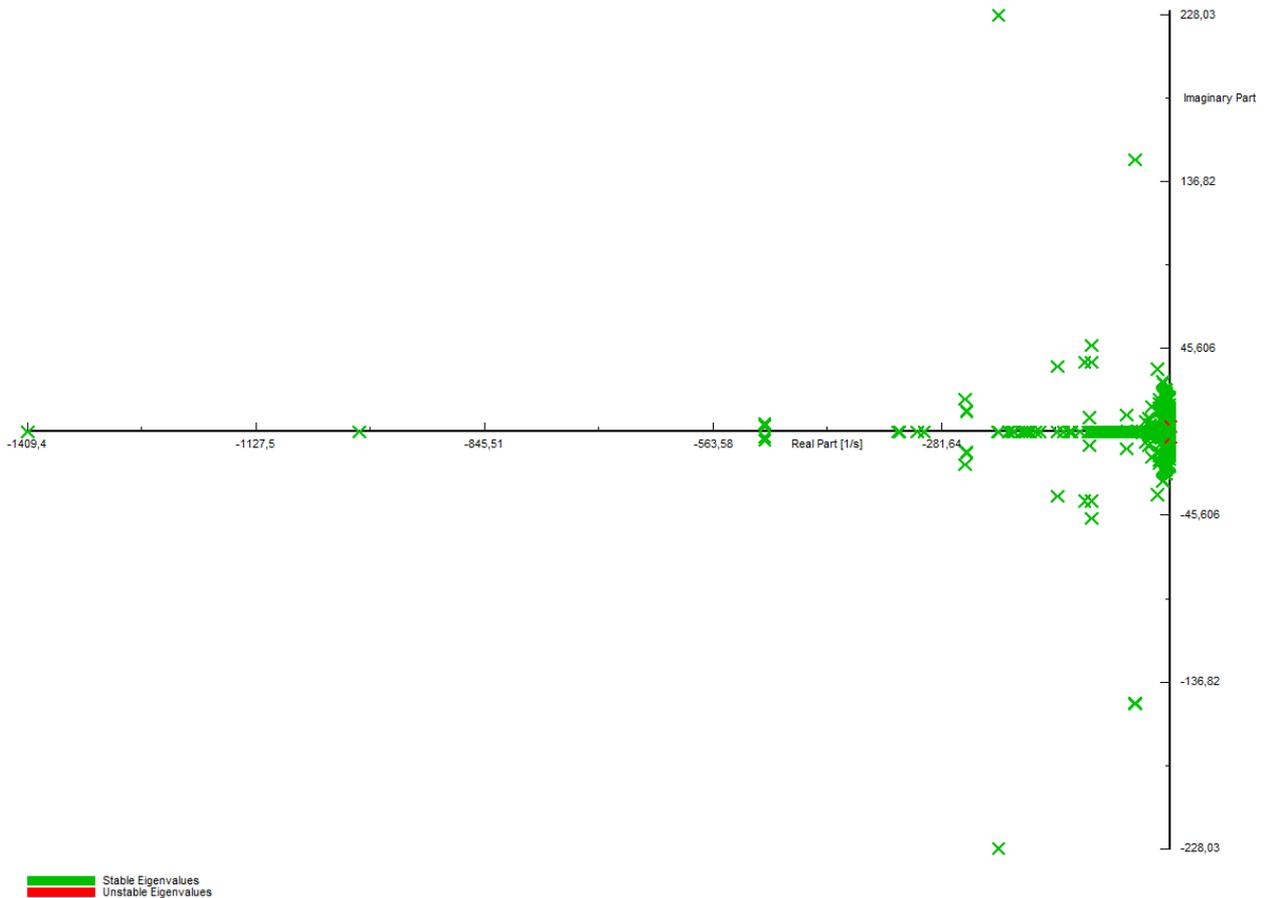


Figura 5.2.79: Análisis modal para 1000 MW de SIC a SING.

Hay dos modos inestables correspondientes al modo $+0,295 \pm 2,939j$.

- Factores de participación de los modos inestables.

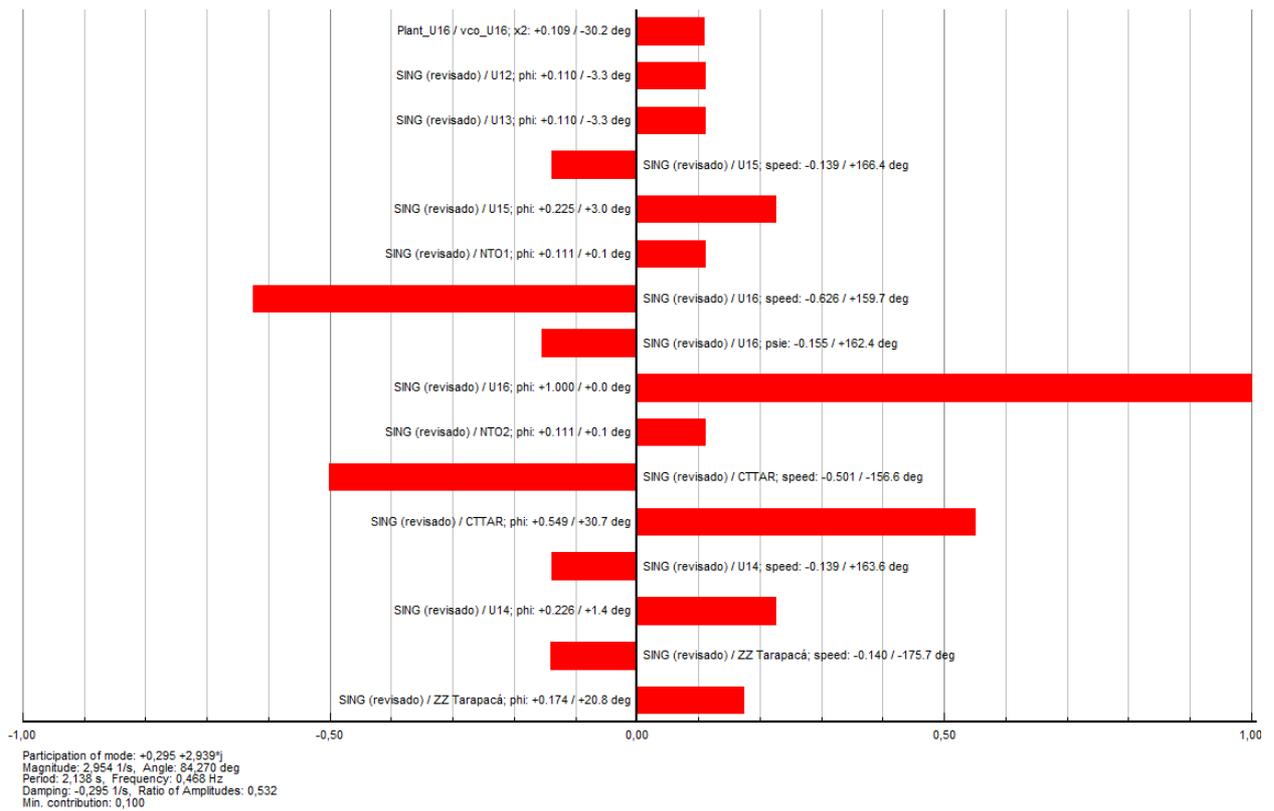


Figura 5.2.80: Factores de participación asociados al modo inestable $+0,295 \pm 2,939j$ resultante del análisis modal para 1000 MW de SIC al SING.

La frecuencia de este modo inestable es de 0,468 Hz y se da solo en generadores de una zona concreta del SING por lo que sería un modo local. Los generadores implicados oscilan contra sí mismos introduciendo inestabilidades en el sistema que hacen que no sea estable. La central U16 del SING es el generador que más participación seguida de la central CTTAR.

3.10. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS DE ESTUDIO

TIPO DE CONTINGENCIA	CASOS DE ESTUDIO								
	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9
Apertura línea de interconexión	E	E	I	E	I	E	I	E	I
Sustitución de la U16 y apertura de la línea de interconexión	I	-	I	I	I	E	-	I	-
Desconexión de la U16 (SING)	I	I	I	I	I	E	I	I	I
Desconexión de la carga C. Escondida (SING)	E	I	-	-	-	E	-	-	-
Desconexión de la carga Charrúa 220 kV (SIC)	E	I	-	-	-	E	-	-	-
Desconexión generador Ventanas 2 (SIC)	I	I	-	-	-	E	-	-	-
Modos inestables	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI

Tabla 3.1. Resumen de los casos de estudio en relación a las simulaciones realizadas.

En la tabla se representa un resumen de los casos de estudios ante las distintas contingencias que se han simulado.

E significa que el sistema es estable tras la contingencia tanto el SING como el SIC, I que al menos un sistema es inestable o lo son los dos.

3.11. RESULTADOS SEGÚN LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD

A continuación, se aíslan algunas figuras para ver los problemas de estabilidad.

3.11.1 PROBLEMAS DE FRECUENCIA

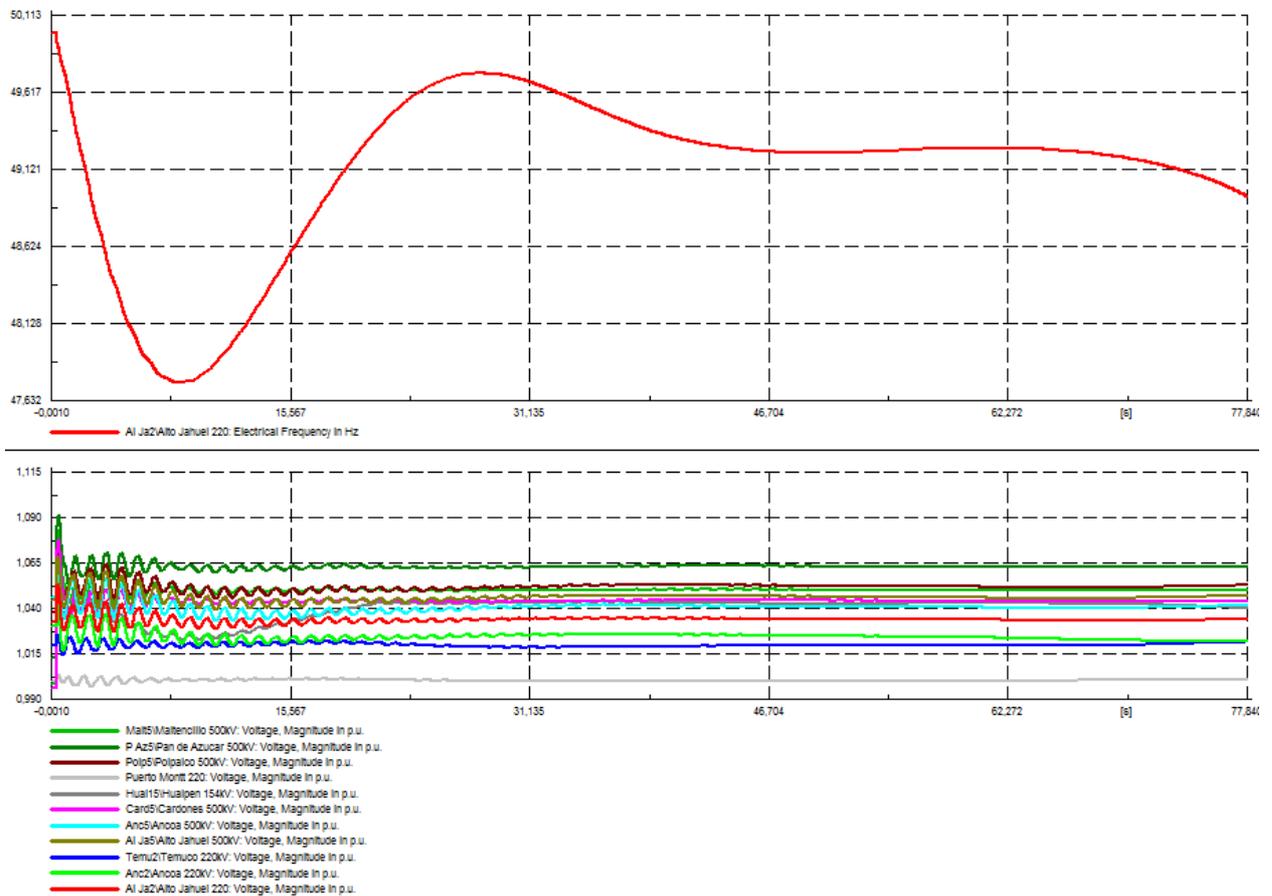


Figura 5.2.26: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación simulación para 1000 MW de SING a SIC.

En este caso se puede apreciar como el Sistema colapsa por la frecuencia. Corresponde al apartado 3.3. en el que el SING cede 1000 MW al SIC. Esta figura representa la frecuencia de una barra del SIC.

El SIC al dejar de recibir 1000 MW al abrir la línea se queda sin respuesta. Al principio oscila e intenta estabilizar el sistema, pero finalmente colapsa en buena medida por el acusado descenso de la frecuencia en el SIC.

3.11.2 PROBLEMAS DE ÁNGULO

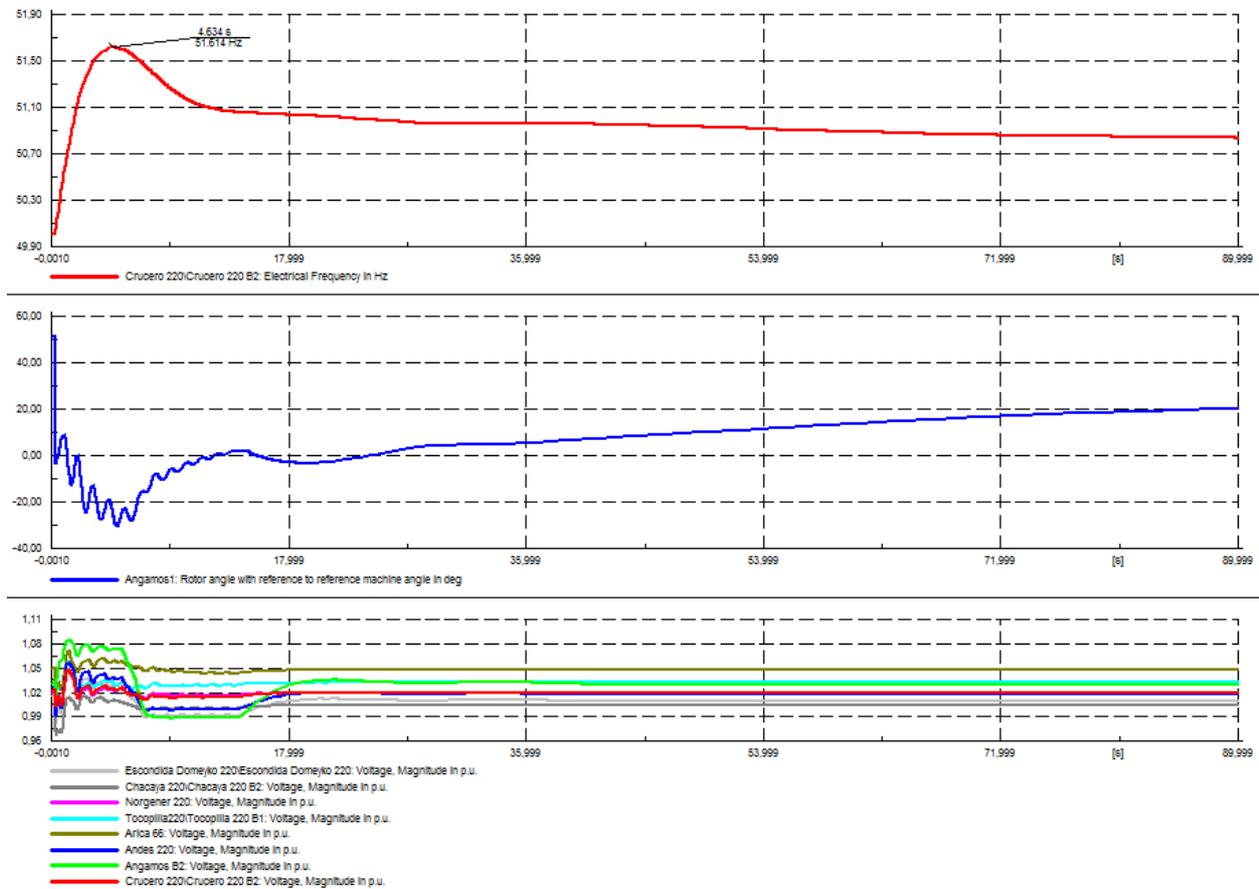


Figura 5.2.33: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 808 MW de SING a SIC.

En el caso límite en el que el SING cede 808 MW al SIC, apartado 3.4., se puede observar que el sistema tiende a la estabilidad, pero al ángulo tarda en estabilizarse. Si hubiera un poco más de potencia intercambiada en el momento de la contingencia, el ángulo no se estabilizaría y el sistema acabaría haciéndose inestable debido a esa inestabilidad de ángulo.

En este caso no habría soluciones debido a que la pérdida de tanta potencia inevitablemente afectaría al sistema en cuestión.

3.11.3 PROBLEMAS DE TENSIÓN

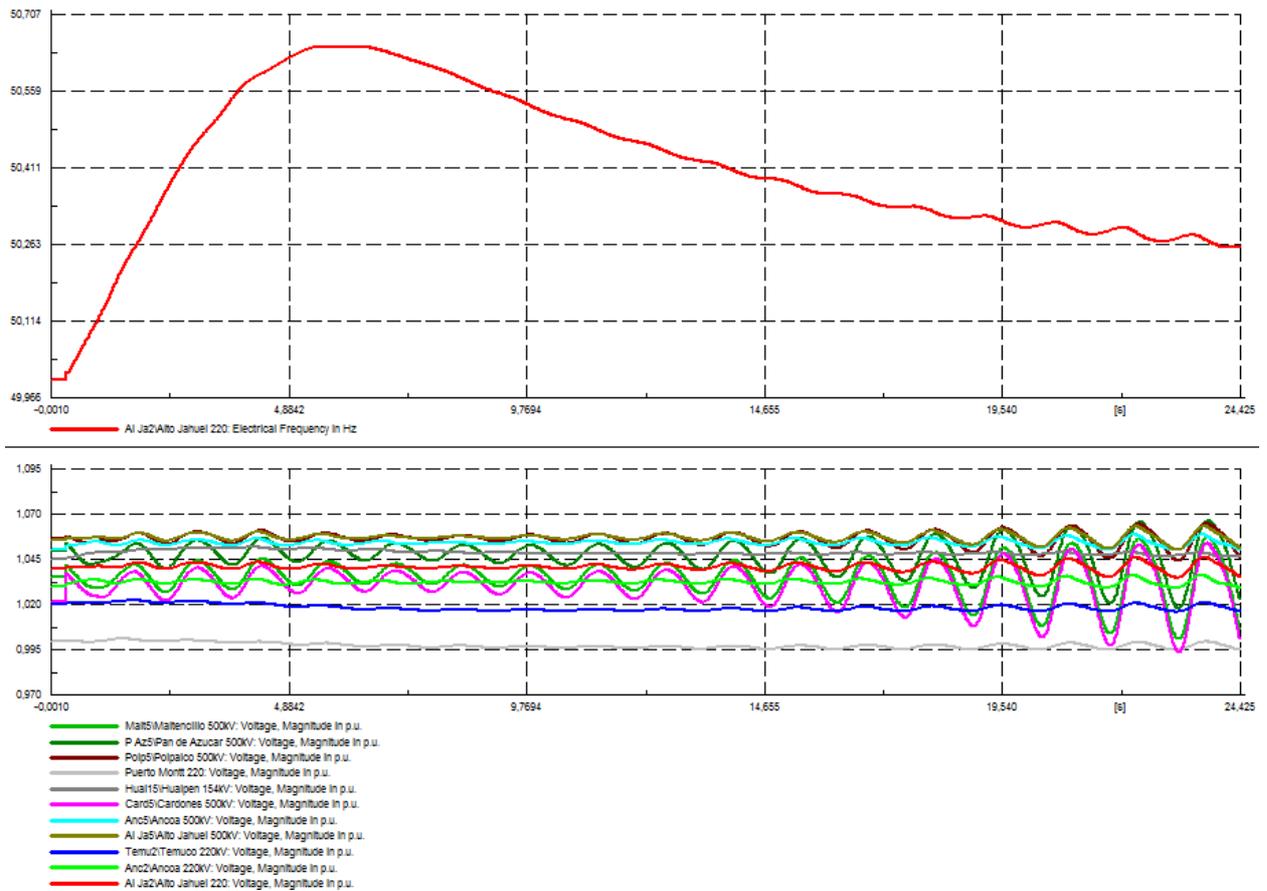


Figura 5.2.41: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 400 MW de SIC a SING.

En el apartado 3.5 tras la apertura de la línea, la frecuencia aumenta hasta 50,672 Hz, siendo unos valores admisibles de frecuencia. A partir de ahí comienza a descender. El sistema se estabilizaría si no fuera por los problemas que tiene de tensión. La perturbación inicial hace que las tensiones no se estabilicen y con el tiempo esos problemas de provocan que el sistema colapse.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES

Tras estudiar los diferentes escenarios de operación y realizar las pertinentes simulaciones para cada uno de los sistemas interconectados o desconectados se concluye lo siguiente:

- La interconexión eléctrica entre el SING y el SIC mediante la línea de transmisión HVAC aportaría al sistema interconectado, SEN, más eficiencia, más seguridad en el consumo, más sustentabilidad y menores costos.
- Las simulaciones de las contingencias a su vez permiten establecer límites de potencia a la hora de intercambiar potencia con la idea de que si se llegase a producir una caída de la línea de interconexión, los sistemas por separado pudieran mantener la estabilidad.
- Se ha determinado también la importancia del generador U16 tanto para el SEN como para el SING aislado. Cuando este generador se desconecta de la red, el sistema tiende a colapsar. Por otro lado, también aporta inestabilidades al sistema cuando las potencias transmitidas son muy grandes.
- Se ha comprobado que cuando la potencia transmitida está cerca del máximo de la línea, aparecen modos inestables. Estos fenómenos pueden introducir inestabilidades al sistema para esos casos.
- A pesar de que la interconexión cumple con el criterio N-1 al tener doble circuito la línea de interconexión, tras las simulaciones en las que la línea completa se desconecta se ha concretado la potencia máxima para la cual cuando SING y SIC quedan aislados ninguno de los dos es inestable.

A continuación, se pueden desarrollar una serie de recomendaciones para realizar la interconexión entre el SING y el SIC en HVAC en función de las conclusiones extraídas en este proyecto.

- Dadas las previsiones de crecimiento en cuanto a consumo y generación de potencia del SING y del SIC, sería recomendable mejorar la interconexión con otra línea en futuros proyectos para de esta forma poder intercambiar más energía a la vez que hace al sistema más estable.
- Considerando los límites de potencia calculados en este proyecto, sería recomendable que se intentase trabajar en torno a dichos límites, tan solo excediéndolos en casos puntuales y de gran necesidad.
- Sería recomendable instalar más dispositivos de control de flujo de potencia. Además de resintonizar los que ya se encuentra instalados como los PSS adaptándolos al nuevo sistema ya interconectado. El objetivo es garantizar que se mantenga la estabilidad en el SEN una vez se unan ambos sistemas siendo para ello imprescindible que los dispositivos de control funcionen adecuadamente en la nueva situación.

REFERENCIAS BIBLIOFIGURAS

- [1] Página web del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central. www.cedec-sic.cl
- [2] Página web del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande. www.cdec-sing.cl
- [3] D. Talavera. The Mejillones-Cardones Project. GDF SUEZ, mayo 2013.
- [4] CNE Synex. Análisis técnico económico de una interconexión SIC-SING, marzo, 2012.
- [5] Página web del Coordinador Eléctrico Nacional. www.coordinadorelectrico.cl
- [6] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, New York, USA, 1993.
- [7] J.M. Mauricio. Tesis Doctoral. Control de Convertidores en Fuente de Tensión y Sistemas de Potencia con Generación Renovable. Sevilla, febrero de 2009.
- [8] J.R. Gordillo Jiménez-Castellanos. Proyecto Fin de Carrera. Modelado, Control y Simulación de Parques Eólicos para contribuir a la Regulación de la Frecuencia. Sevilla, junio de 2011.
- [9] Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro PUC-RIO. Introducción Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. Río de Janeiro, Brasil, enero de 2013.
- [10] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile, agosto de 2013.
- [11] M. Neicún. Metodología para la planificación de la expansión en transmisión considerando la estabilidad de tensión del sistema. Universidad de Chile, 2011.
- [12] F.I. Salinas Barros. Análisis de oscilaciones interárea ante distintas alternativas de interconexión SIC-SING. Santiago de Chile, 2014.
- [13] R. Möller. Estrategias de regulación primaria de frecuencia en generadores eólicos. Universidad de Chile, 2012.
- [14] I. Nieto Campaña. Modelado, control y simulación de la interconexión HVDC entre el norte y el centro de Chile. Sevilla, noviembre de 2015.
- [15] Siemens. SING-SIC interconnection study for Electroandina S.A., Part A dynamic studies. 1999.
- [16] KAS-CNE Análisis de necesidades de expansión del sistema de transmisión troncal SING y SIC. 2013.
- [17] M. Ramírez Castaño, L.A. Duque Torres. Análisis de estabilidad de pequeña señal en el Sistema eléctrico de Pereira.

APÉNDICE

5.1. TABLAS CON LOS VALORES DE LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	13049,17		
Generación	9429,05	89,47	9471
Carga P(U _n)	923	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	193,35	-3617,91	
Line charging		-5901	
Compensación inductiva		3940,57	
Compensación capacit.		-835,70	
Flujo total intercambiado con el SING	-3,37	-44,06	

Tabla 5.1.1: Valores del SIC para la simulación de 0 MW interconectados entre SING y SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3516,61		
Generación	2818,49	-42,76	2818,82
Carga P(U _n)	2718,70	591,48	2782,29
Pérdidas en las líneas	96,43	-51,14	
Line charging		-803,79	
Compensación inductiva		3,25	
Compensación capacit.		-630,40	
Flujo total intercambiado con el SIC	3,37	44,06	

Tabla 5.1.2: Valores del SING para la simulación de 0 MW interconectados entre SING y SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	12645,13		
Generación	9038,05	866,71	9079,51
Carga P(U _n)	9239,07	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	199,54	-3619,29	
Line charging		-5865,49	
Compensación inductiva		3890,12	
Compensación capacit.		-853,4	
Flujo total intercambiado con el SING	-400,56	1,72	

Tabla 5.1.3: Valores del SIC para la simulación de 400 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3922,06		
Generación	3214,98	-9,17	3215
Carga P(U _n)	2718,7	591,48	2782,29
Pérdidas en las líneas	95,72	28,62	
Line charging		-804,81	
Compensación inductiva		3,25	
Compensación capacit.		-630,8	
Flujo total intercambiado con el SIC	400,56	-1,72	

Tabla 5.1.4: Valores del SING para la simulación de 400 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	12533,23		
Generación	8976,73	1346,9	9077,22
Carga P(U _n)	9674,41	1495,54	9789,33
Pérdidas en las líneas	289,19	-3005,92	
Line charging		-5771,83	
Compensación inductiva		3692,01	
Compensación capacit.		-867,7	
Flujo total intercambiado con el SING	-986,87	32,97	

Tabla 5.1.5: Valores del SIC para la simulación de 1000 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	4402,24		
Generación	3620,36	-35,81	3620,54
Carga P(U _n)	2532,48	565,77	2594,91
Pérdidas en las líneas	101	74,45	
Line charging		-809,62	
Compensación inductiva		3,3	
Compensación capacit.		-646,36	
Flujo total intercambiado con el SIC	986,87	-32,97	

Tabla 5.1.6: Valores del SING para la simulación de 1000 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	12633,23		
Generación	9129,54	1309,58	9222,99
Carga P(U _n)	9674,41	1495,54	9789,33
Pérdidas en las líneas	263,95	-3121,21	
Line charging		-5799,77	
Compensación inductiva		3743,97	
Compensación capacit.		-846,45	
Flujo total intercambiado con el SING	-808,82	37,73	

Tabla 5.1.7: Valores del SIC para la simulación de 808 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	4402,24		
Generación	3755,84	125,16	3757,92
Carga P(U _n)	2839,33	618,97	2906,02
Pérdidas en las líneas	107,69	166,9	
Line charging		-801,07	
Compensación inductiva		3,3	
Compensación capacit.		-626,28	
Flujo total intercambiado con el SIC	808,82	-37,73	

Tabla 5.1.8: Valores del SING para la simulación de 808 MW transmitidos del SING al SIC.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	13629,13		
Generación	9871,45	852,2	9908,17
Carga P(U _n)	9239,07	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	213,99	-3505,41	
Line charging		-5928,6	
Compensación inductiva		3880,61	
Compensación capacit.		-816,96	
Flujo total intercambiado con el SING	418,39	-153,61	

Tabla 5.1.9: Valores del SIC para la simulación de 400 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3184,07		
Generación	2421,17	179,18	2427,79
Carga P(U _n)	2718,7	153,61	2782,29
Pérdidas en las líneas	120,87	58,32	
Line charging		-797,91	
Compensación inductiva		3,3	
Compensación capacit.		-627,52	
Flujo total intercambiado con el SIC	-418,39	153,61	

Tabla 5.1.10: Valores del SING para la simulación de 400 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	13143,08		
Generación	9553,75	840,36	9590,64
Carga P(U _n)	9239,07	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	194,49	-3636,68	
Line charging		-5914,66	
Compensación inductiva		3934,74	
Compensación capacit.		-831,9	
Flujo total intercambiado con el SING	120,19	-73,37	

Tabla 5.1.11: Valores del SIC para la simulación de 120 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3236,11		
Generación	2640,46	-45,26	2640,85
Carga P(U _n)	2665	585,65	2728,59
Pérdidas en las líneas	95,66	-75,58	
Line charging		-804,46	
Compensación inductiva		3,26	
Compensación capacit.		-631,95	
Flujo total intercambiado con el SIC	-120,19	73,37	

Tabla 5.1.12: Valores del SING para la simulación de 120 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	13760,23		
Generación	9975,65	872,33	10013,72
Carga P(U _n)	9239,07	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	220,61	-3446,07	
Line charging		-5931,18	
Compensación inductiva		3881,03	
Compensación capacit.		-825	
Flujo total intercambiado con el SING	515,97	-185,20	

Tabla 5.1.13: Valores del SIC para la simulación de 515 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3059,12		
Generación	2333,61	273,54	2349,58
Carga P(U _n)	2718,7	591,48	2782,29
Pérdidas en las líneas	130,89	118,41	
Line charging		-795,15	
Compensación inductiva		3,3	
Compensación capacit.		-624,84	
Flujo total intercambiado con el SIC	-515,97	185,2	

Tabla 5.1.14: Valores del SING para la simulación de 515 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	13392,43		
Generación	9687,25	961,25	9734,82
Carga P(U _n)	9239,07	1447,57	9351,78
Pérdidas en las líneas	208,72	-3466,34	
Line charging		-5906,51	
Compensación inductiva		3931,78	
Compensación capacit.		-844,83	
Flujo total intercambiado con el SING	239,46	-106,93	

Tabla 5.1.15: Valores del SIC para la simulación de 240 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAr)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	3383,81		
Generación	2614,1	250,38	2626,07
Carga P(U _n)	2718,7	591,48	2782,29
Pérdidas en las líneas	134,87	173,61	
Line charging		-794,26	
Compensación inductiva		3,22	
Compensación capacit.		-624,86	
Flujo total intercambiado con el SIC	-239,46	106,93	

Tabla 5.1.16: Valores del SING para la simulación de 240 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	11067,07		
Generación	8621,36	1639,61	8775,89
Carga P(U _n)	7279,76	1125,36	7366,23
Pérdidas en las líneas	333,86	-1964,78	
Line charging		-5723,5	
Compensación inductiva		3321,39	
Compensación capacit.		-828,93	
Flujo total intercambiado con el SING	1007,75	-13,42	

Tabla 5.1.17: Valores del SIC para la simulación de 1000 MW transmitidos del SIC al SING.

Elemento	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Potencia aparente (MVA)
Capacidad instalada	2663,66		
Generación	2081,42	442,86	2128,01
Carga P(U _n)	-1007,75	13,42	2995,8
Pérdidas en las líneas	162,09	379,36	
Line charging		-765,78	
Compensación inductiva		3,29	
Compensación capacit.		-591,15	
Flujo total intercambiado con el SIC	-1007,75	13,42	

Tabla 5.1.18: Valores del SING para la simulación de 1000 MW transmitidos del SIC al SING.

5.2. FIGURAS RESULTADO DE LAS SIMULACIONES

5.2.1. 0 MW INTERCONECTADOS SIC-SING

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

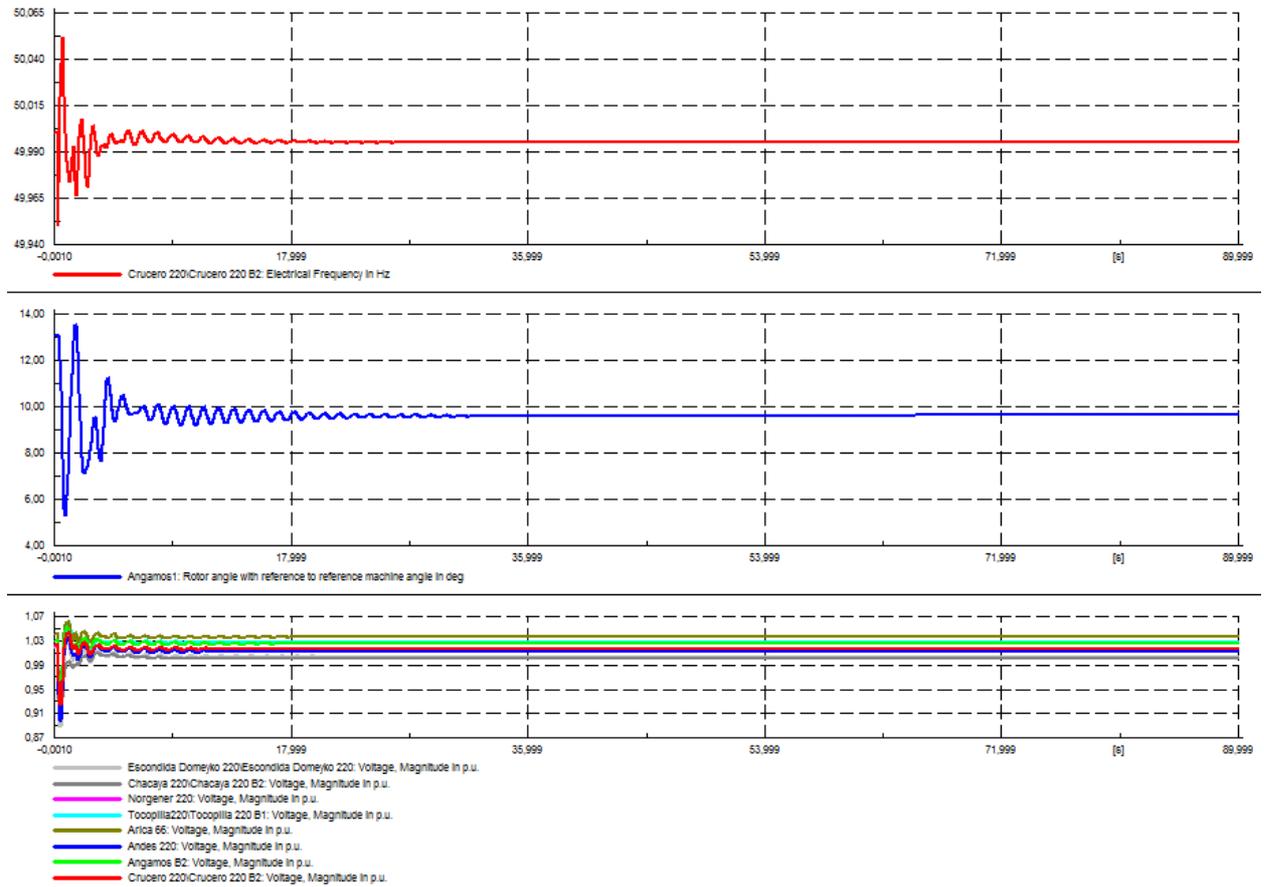


Figura 5.2.1: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación sin flujo de potencia entre los sistemas.

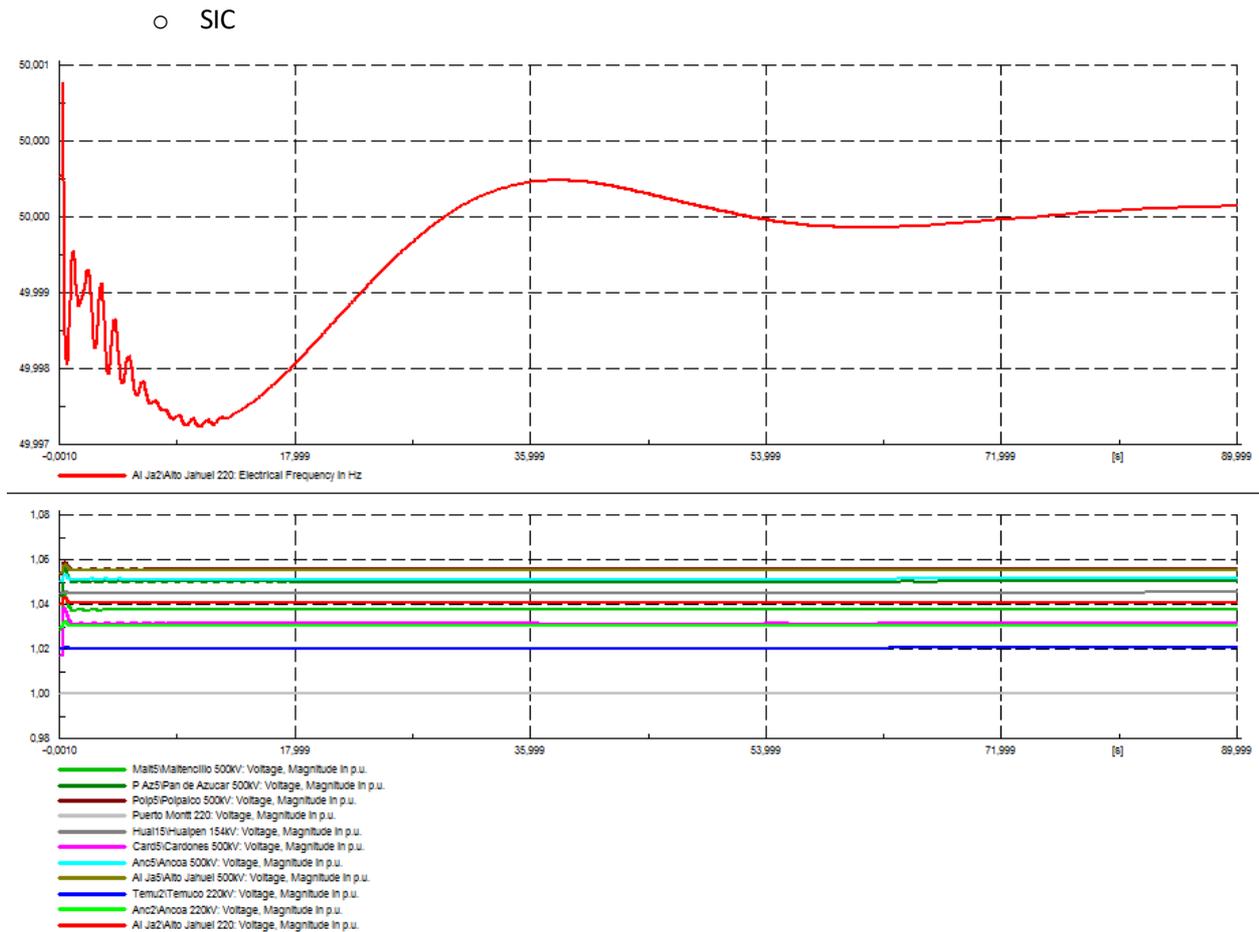


Figura 5.2.2: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación sin flujo de potencia entre los sistemas.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

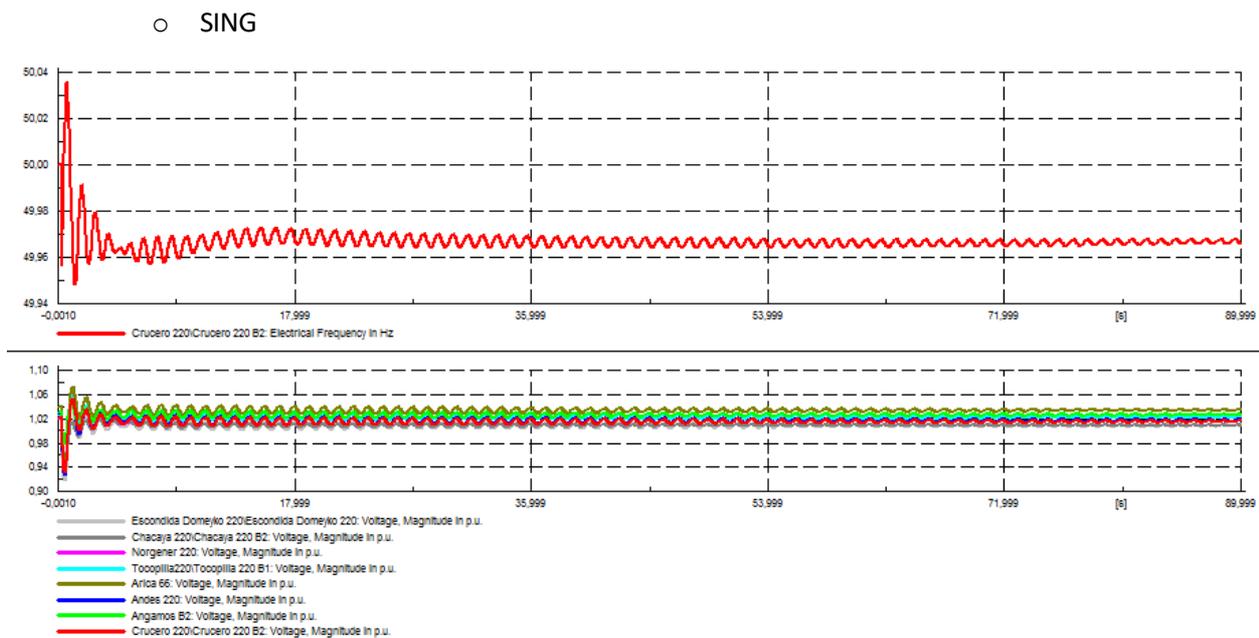


Figura 5.2.3: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

○ SIC

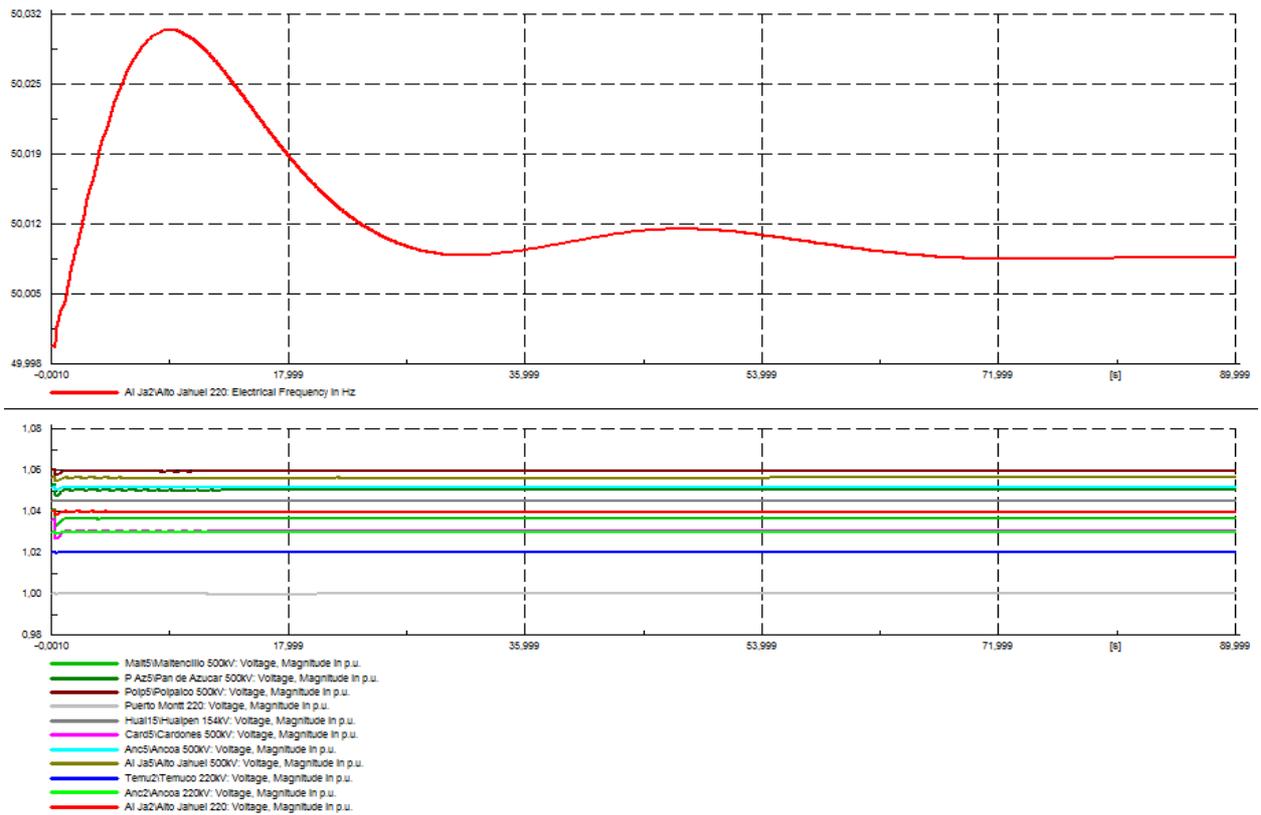


Figura 5.2.4: SIC sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

○ SING

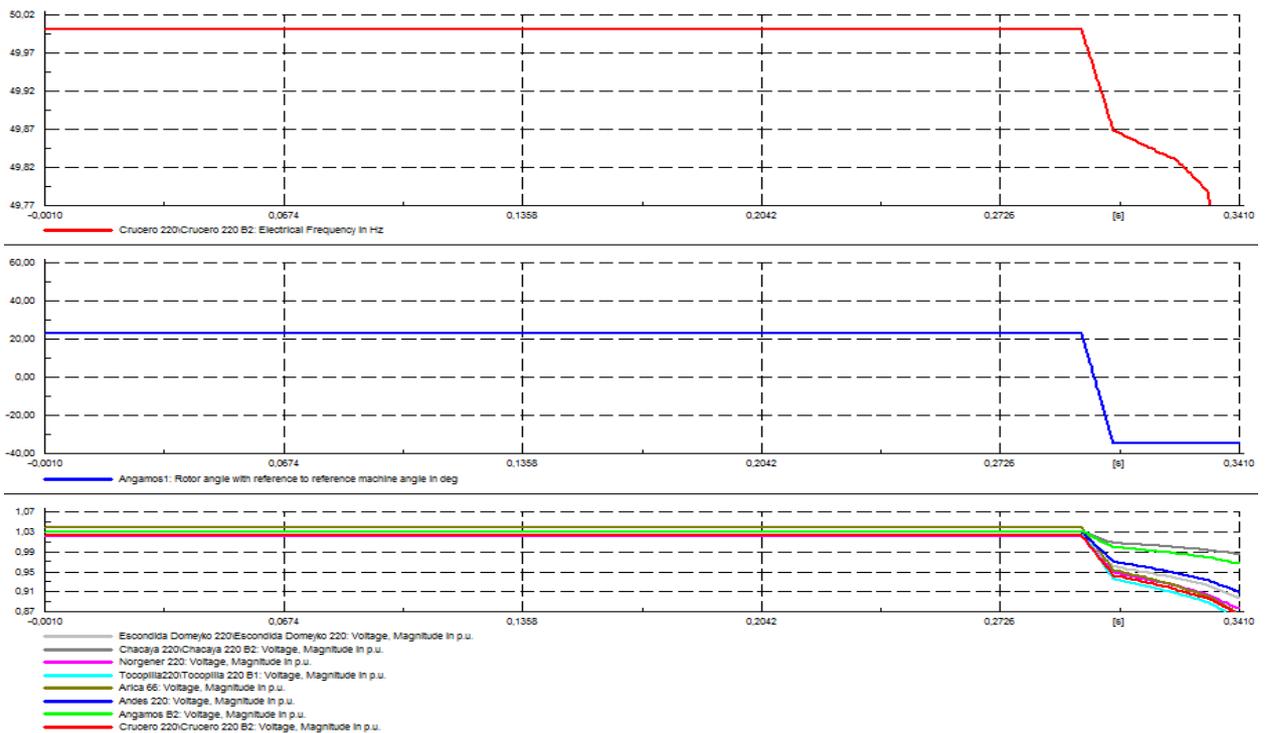


Figura 5.2.5: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

○ SIC

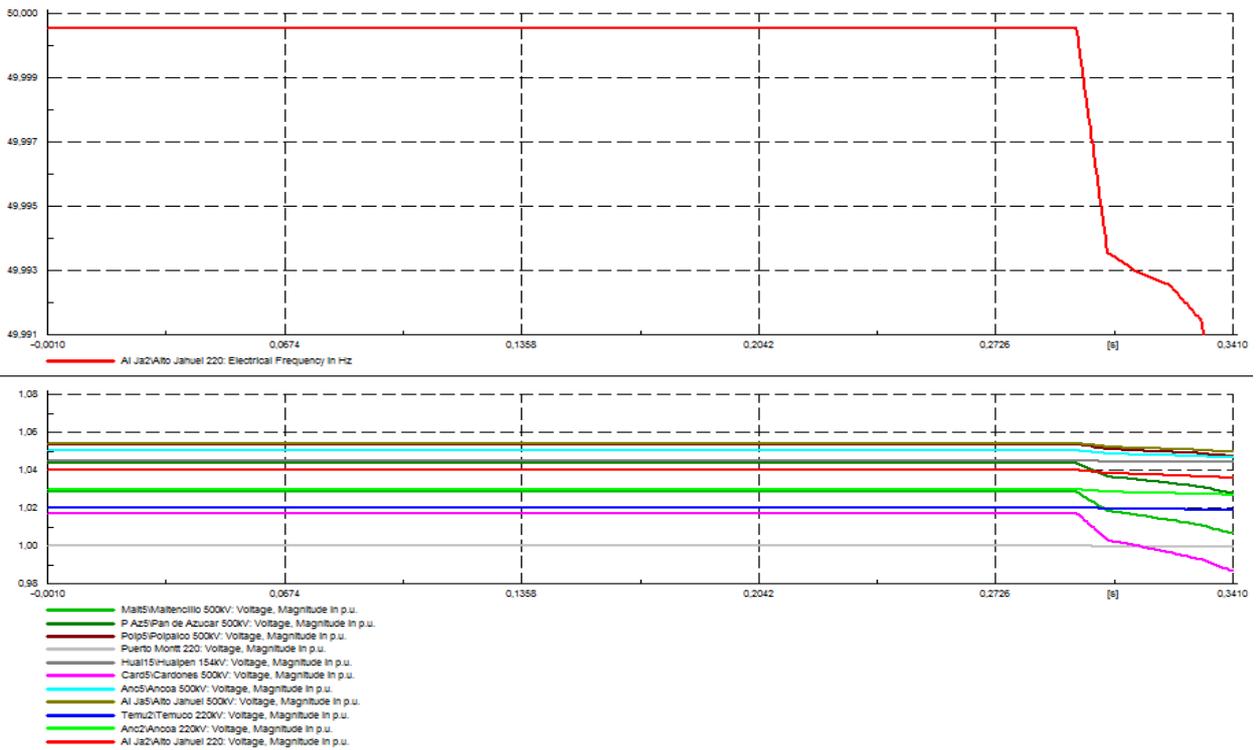


Figura 5.2.6: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.

○ SING

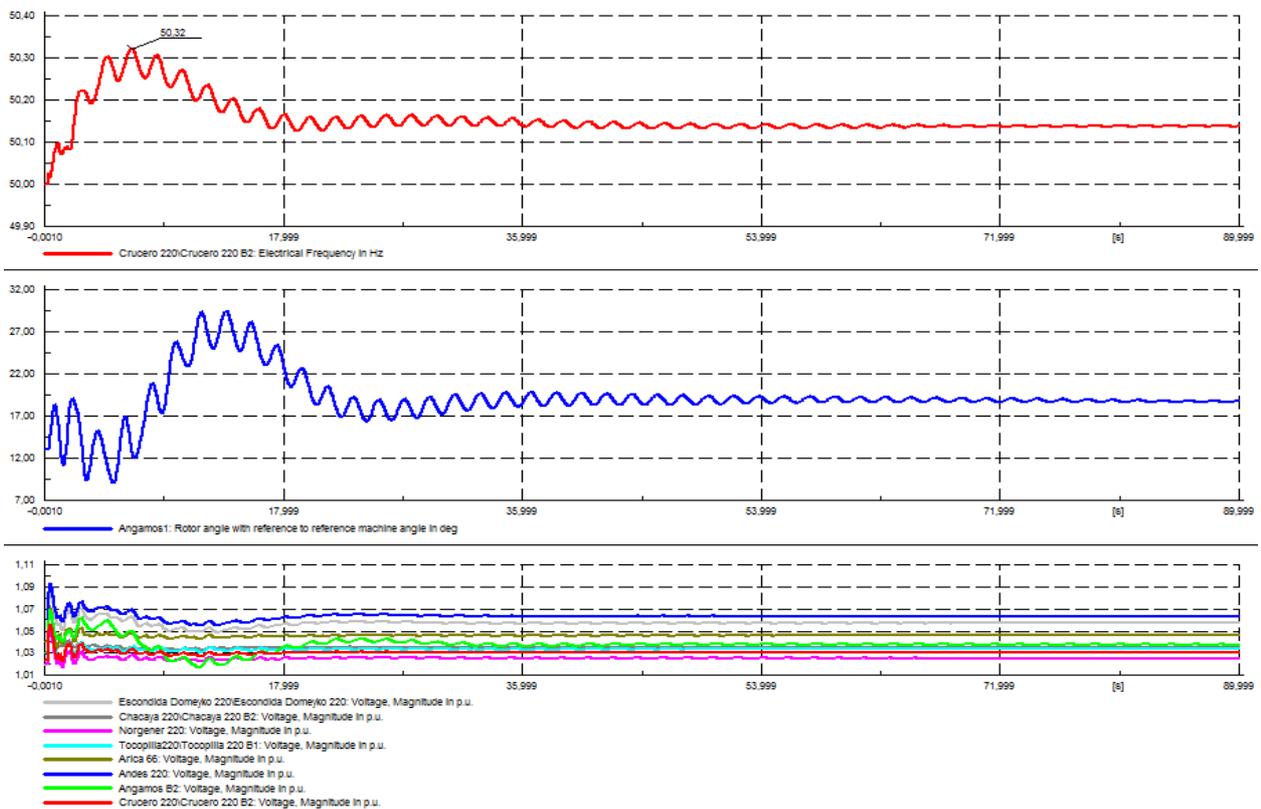


Figura 5.2.7: SING desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

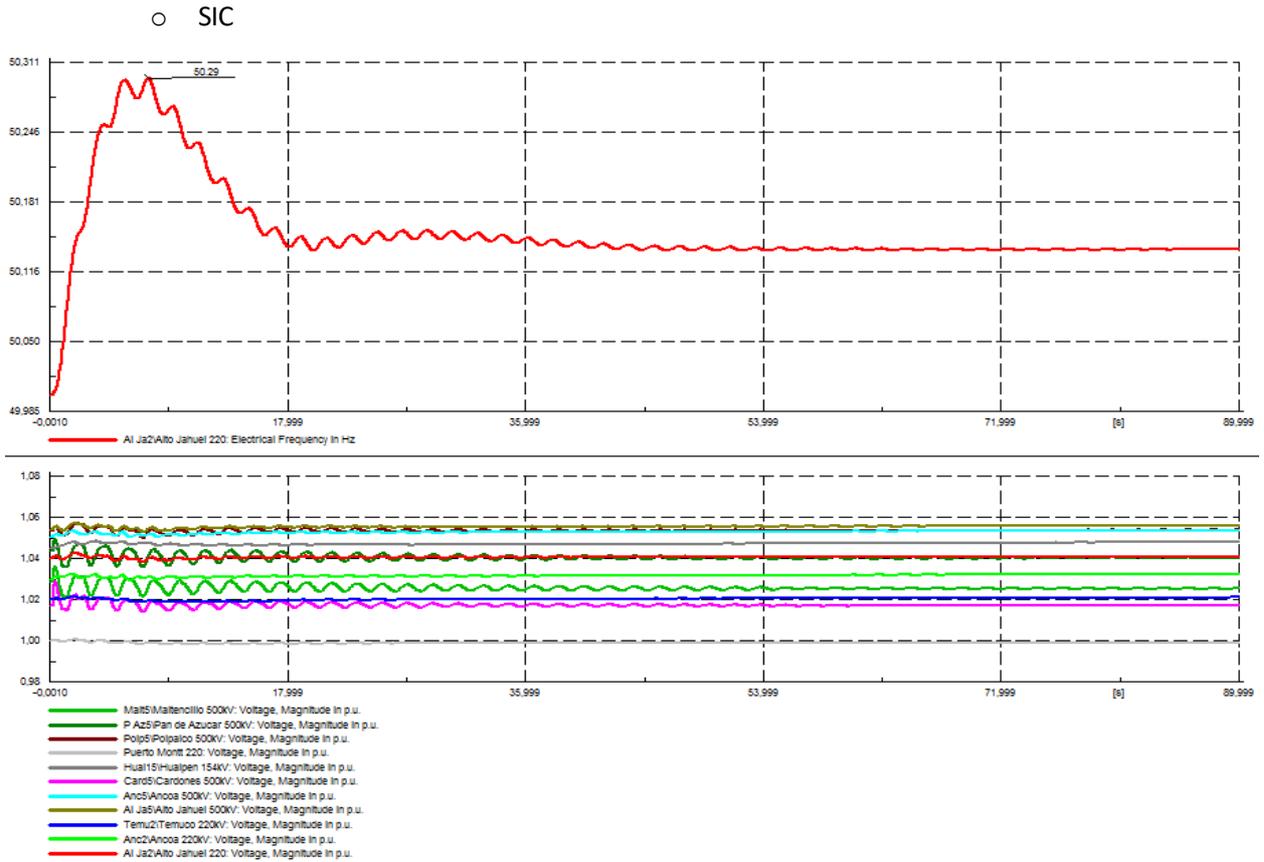


Figura 5.2.8: SIC desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.

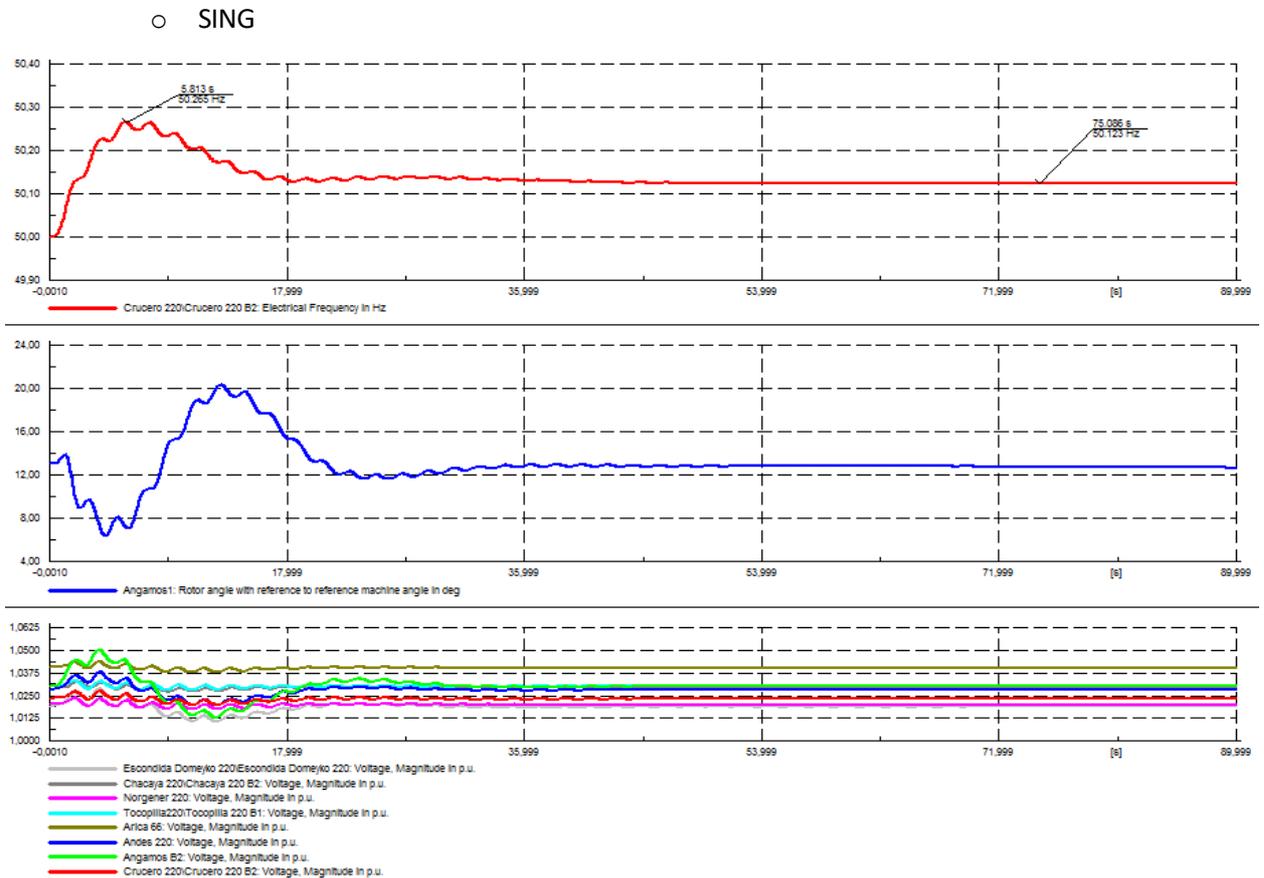


Figura 5.2.9: SING desconectando la carga Charrúa 220 kV (SIC) a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

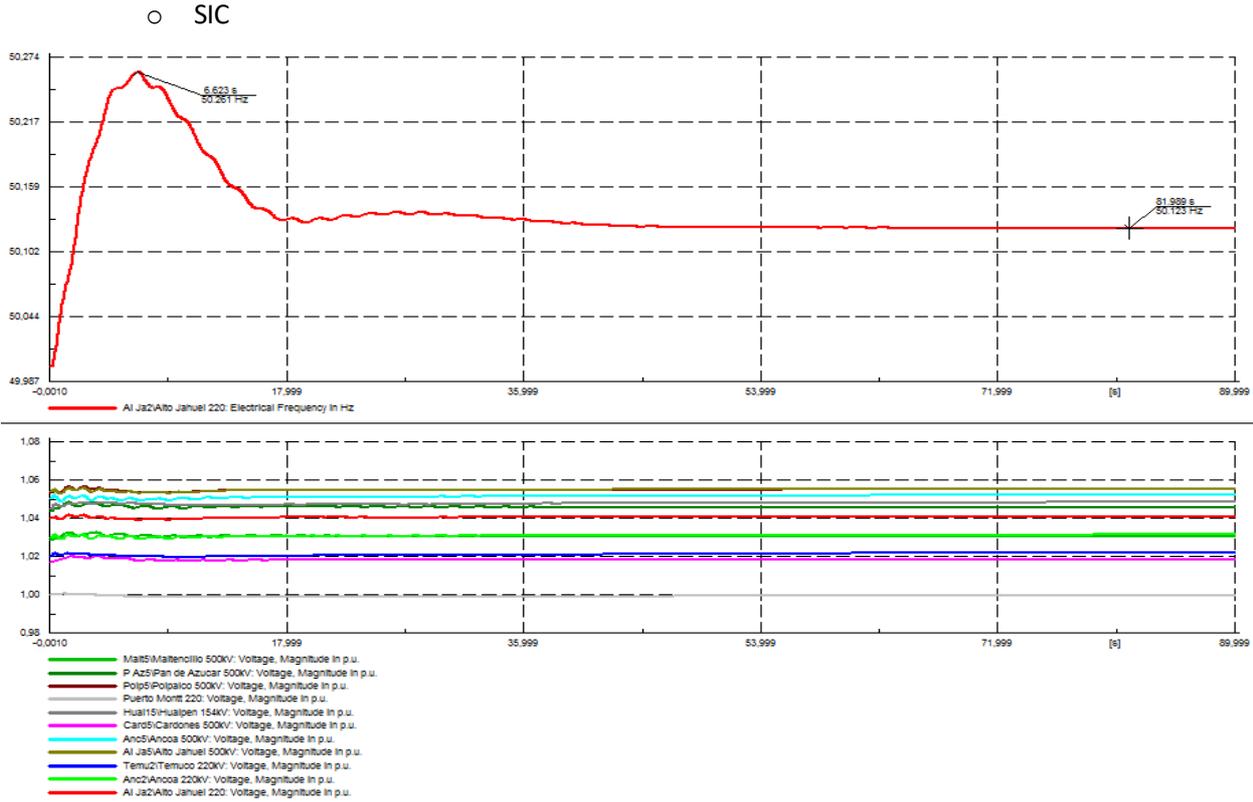


Figura 5.2.10: SIC desconectando la carga Charrúa 220 kv (SIC) a los 0,3 segundos sin flujo de potencia.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.

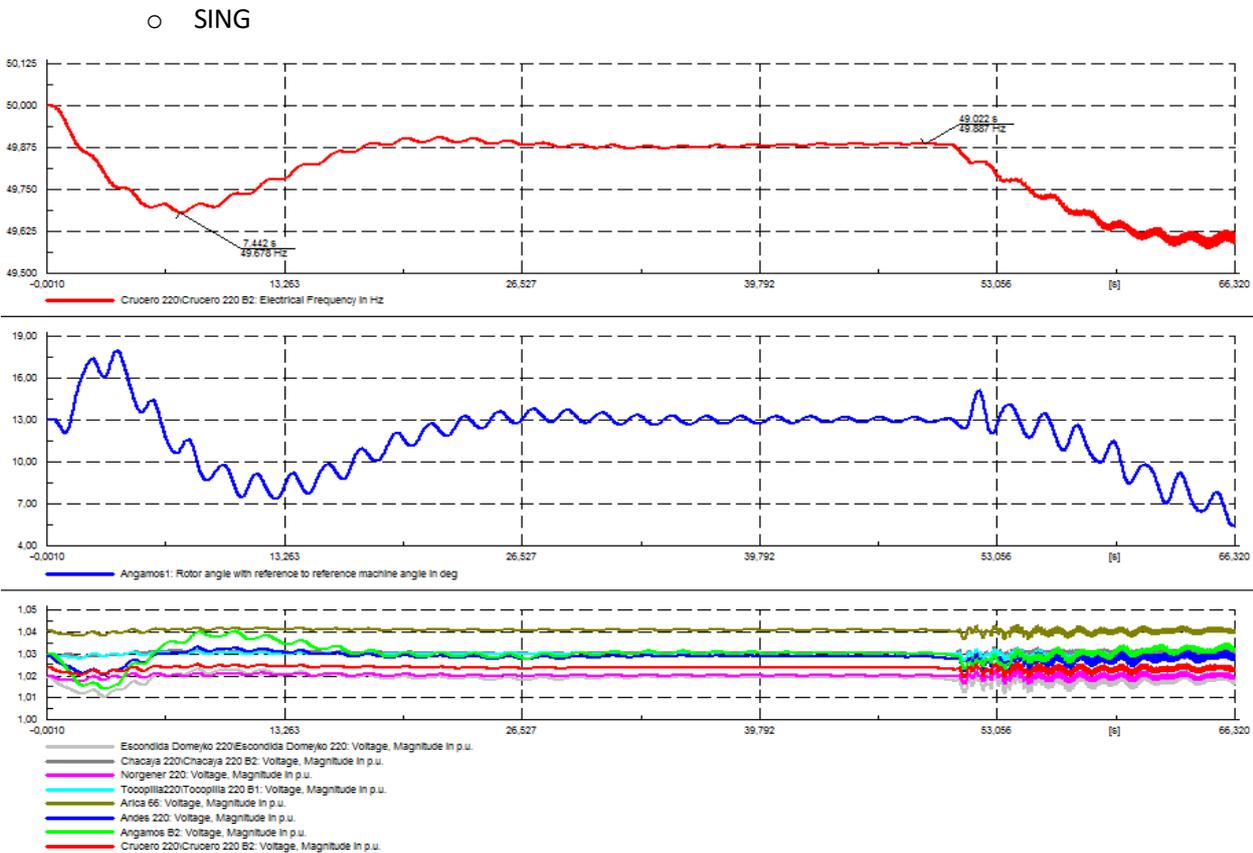


Figura 5.2.11: SING desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos sin intercambio de potencia.

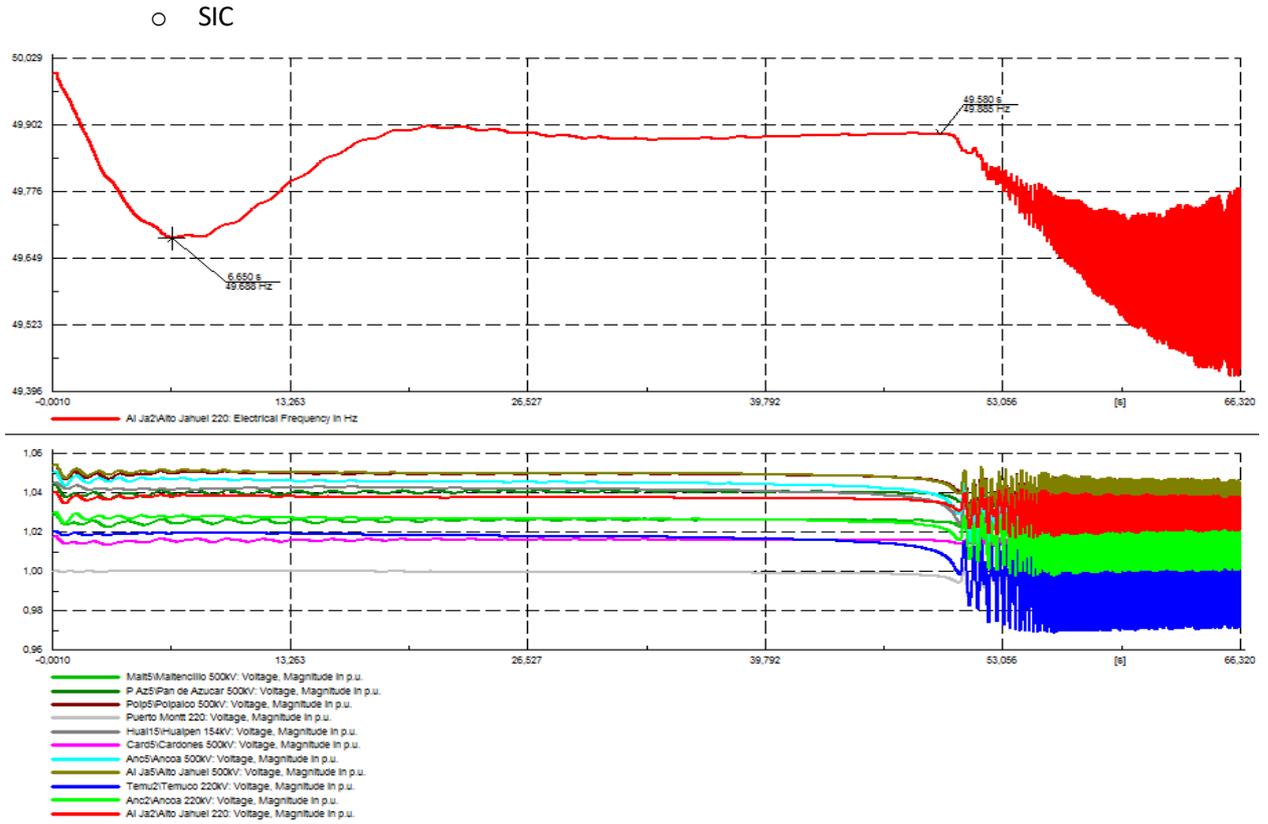


Figura 5.2.12: SIC desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos sin intercambio de potencia.

- Cálculo de los autovalores.

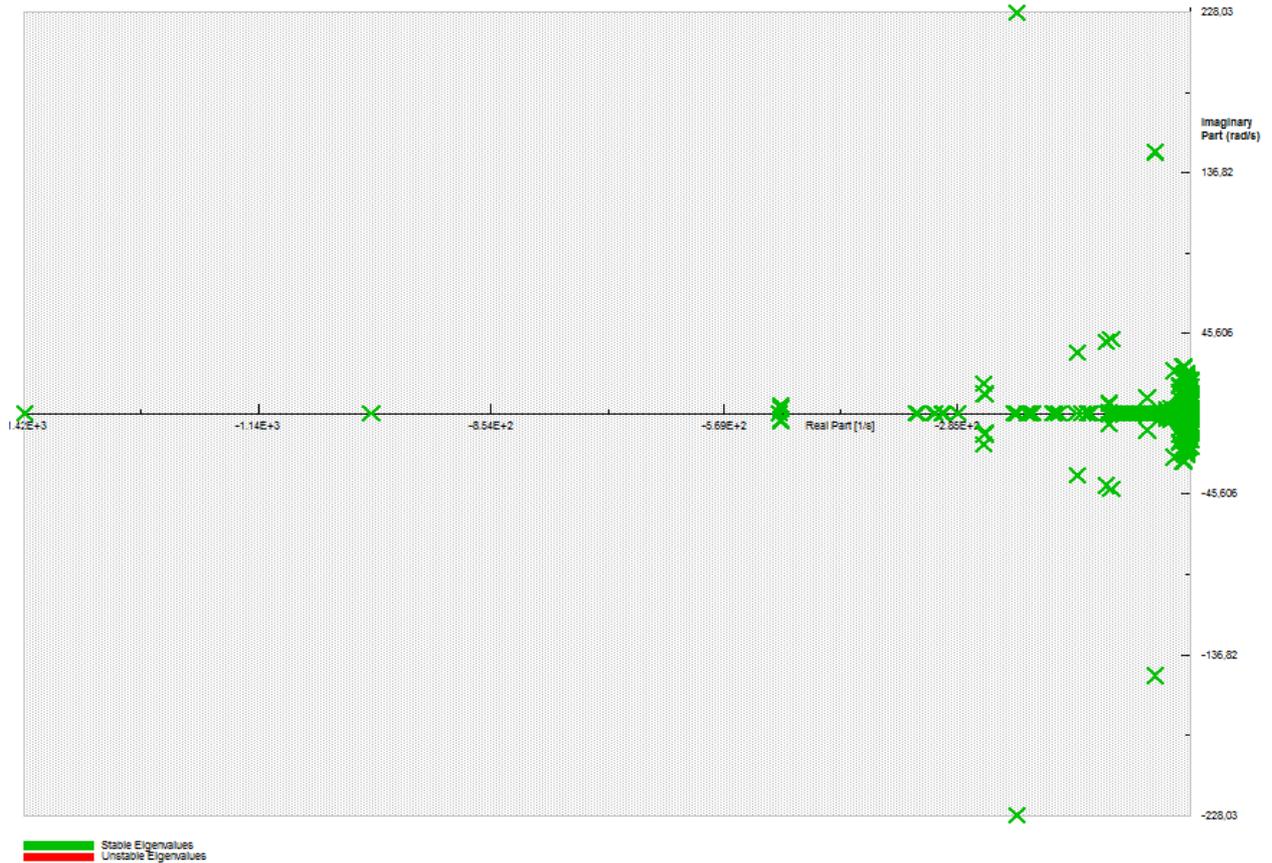


Figura 5.2.13: Análisis modal cuando no hay intercambio de potencia.

5.2.2 400 MW INTERCONECTADOS SING → SIC

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

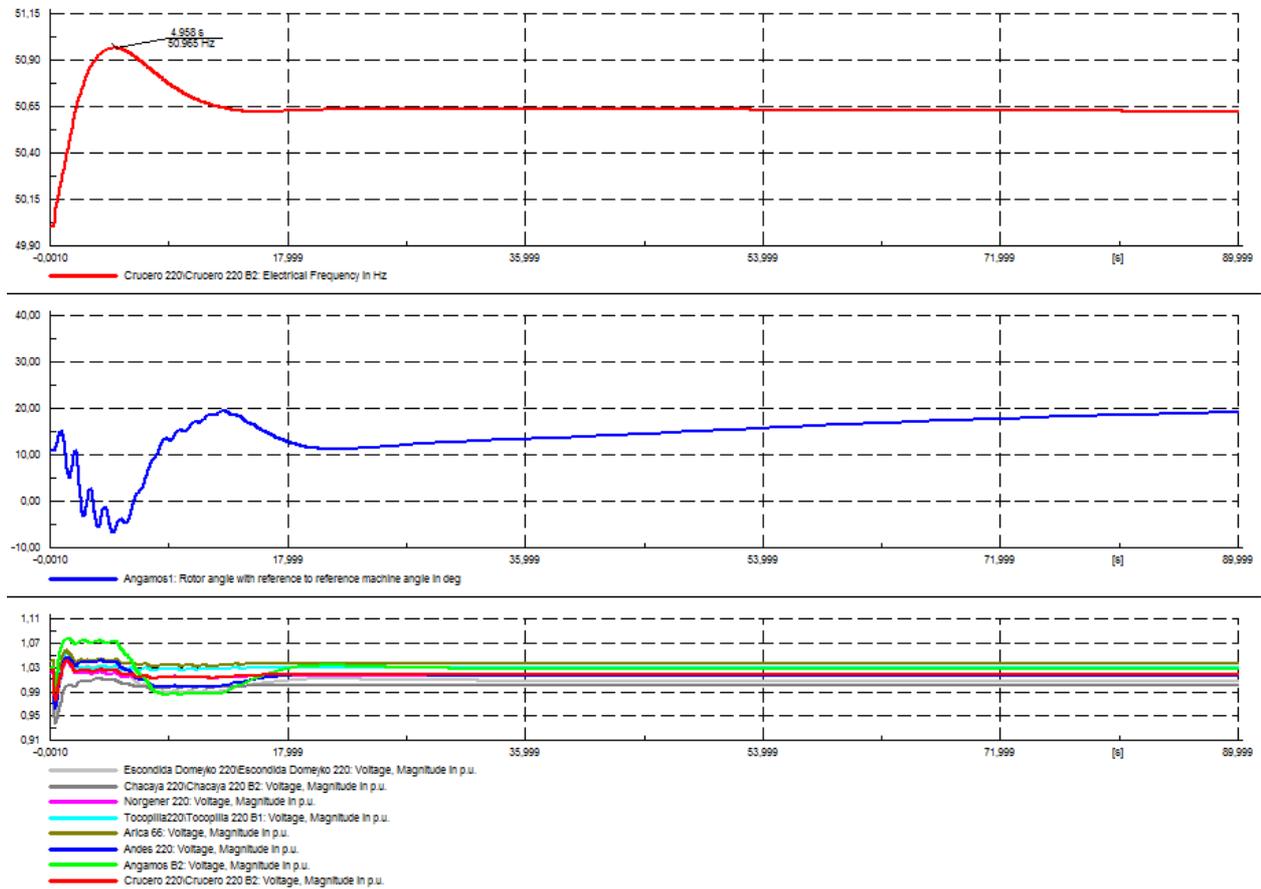


Figura 5.2.14: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 400 MW de SING a SIC.

○ SIC

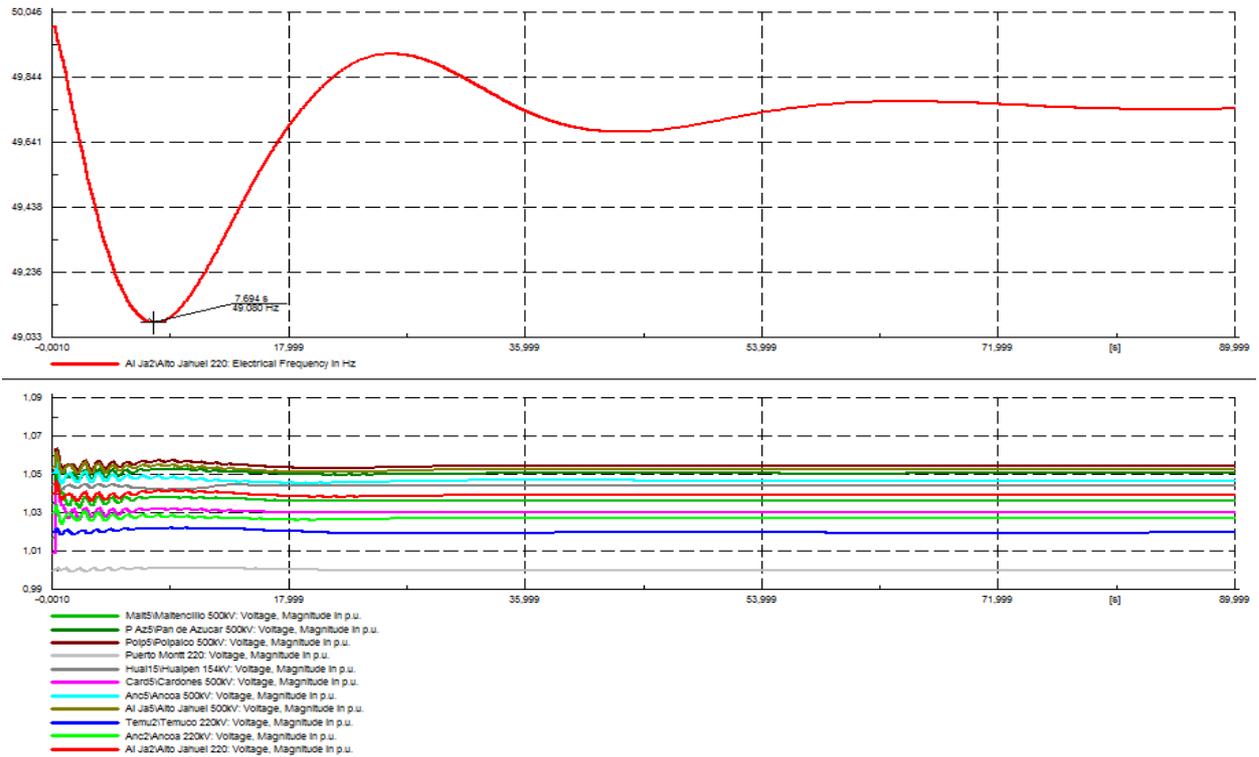


Figura 5.2.15: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 400 MW de SING a SIC.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

○ SING

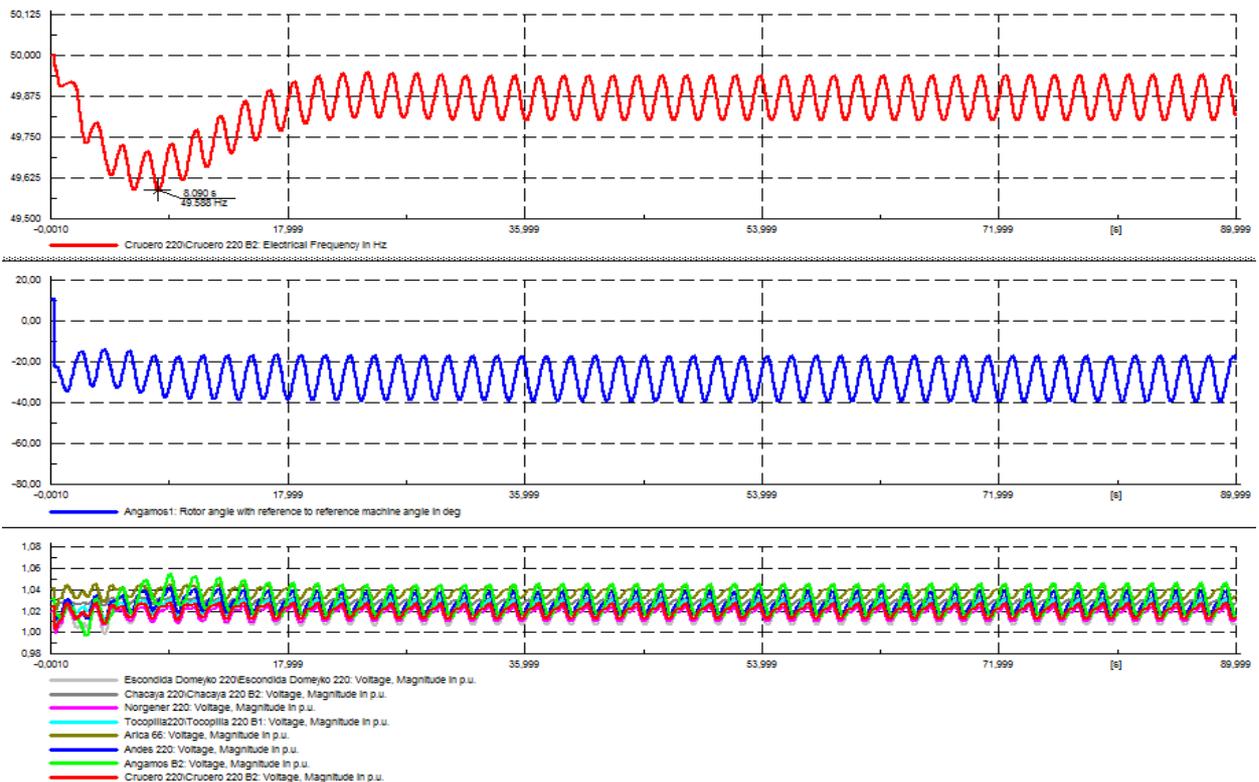


Figura 5.2.16: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

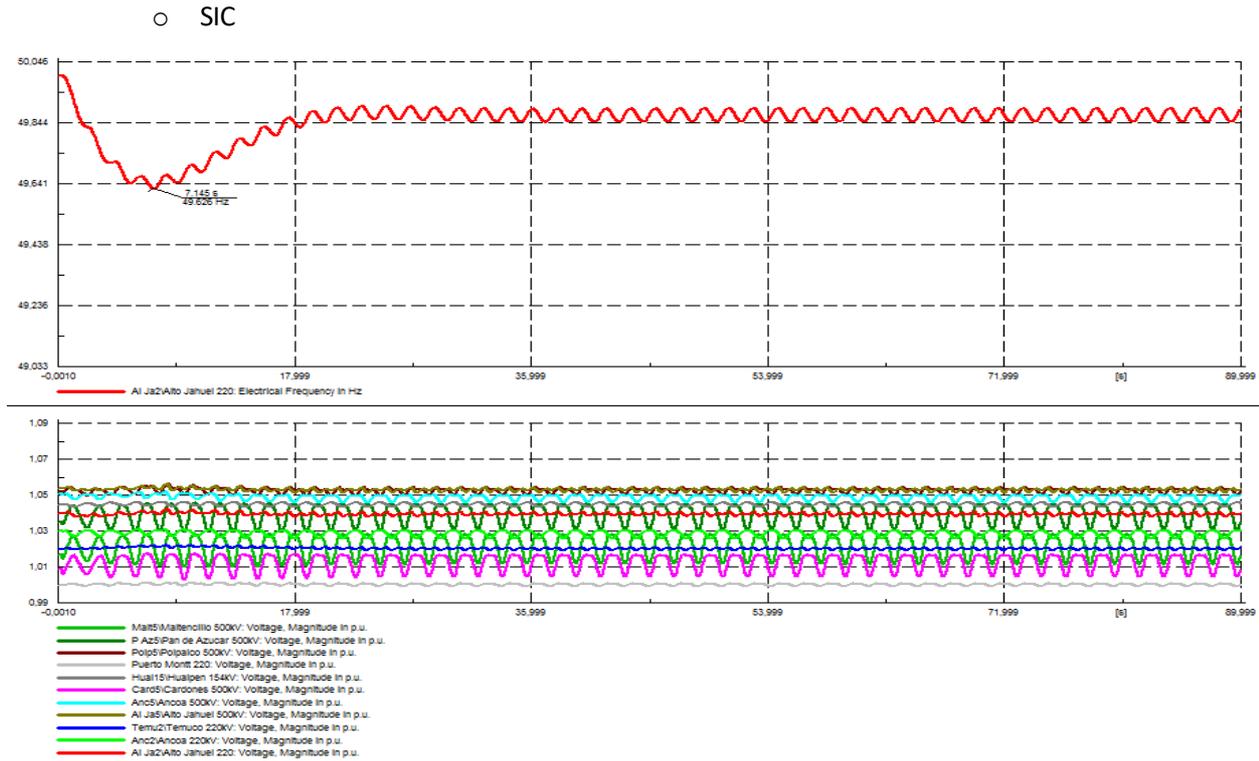


Figura 5.2.17: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.

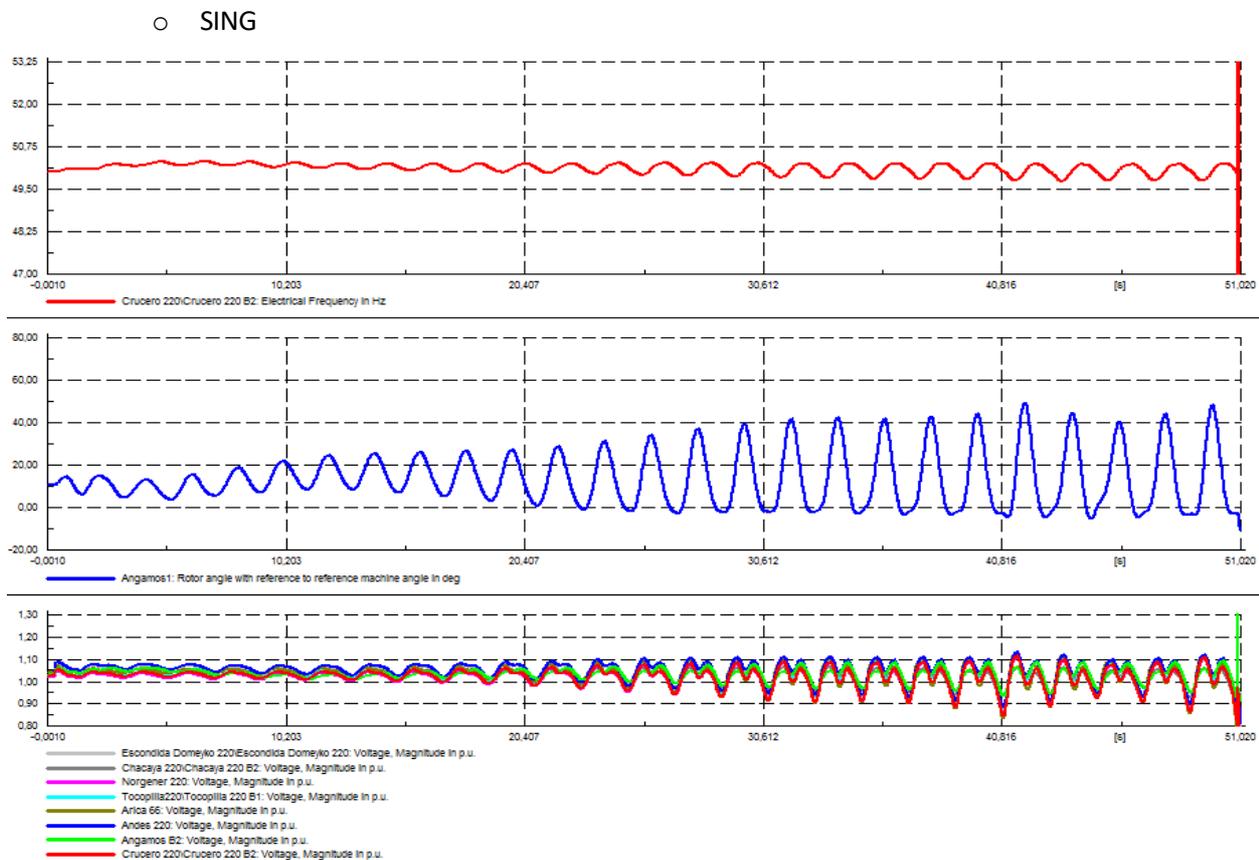


Figura 5.2.18: SING desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

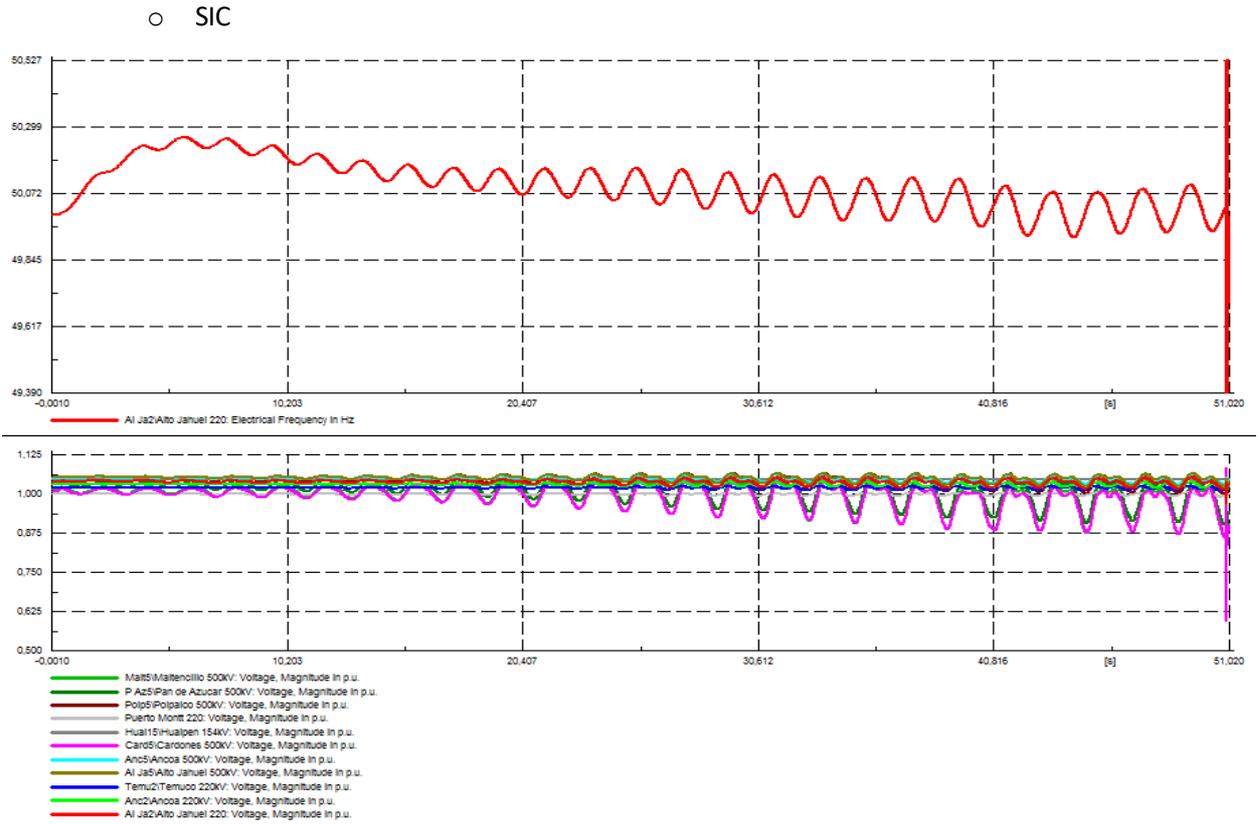


Figura 5.2.19: SIC desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.

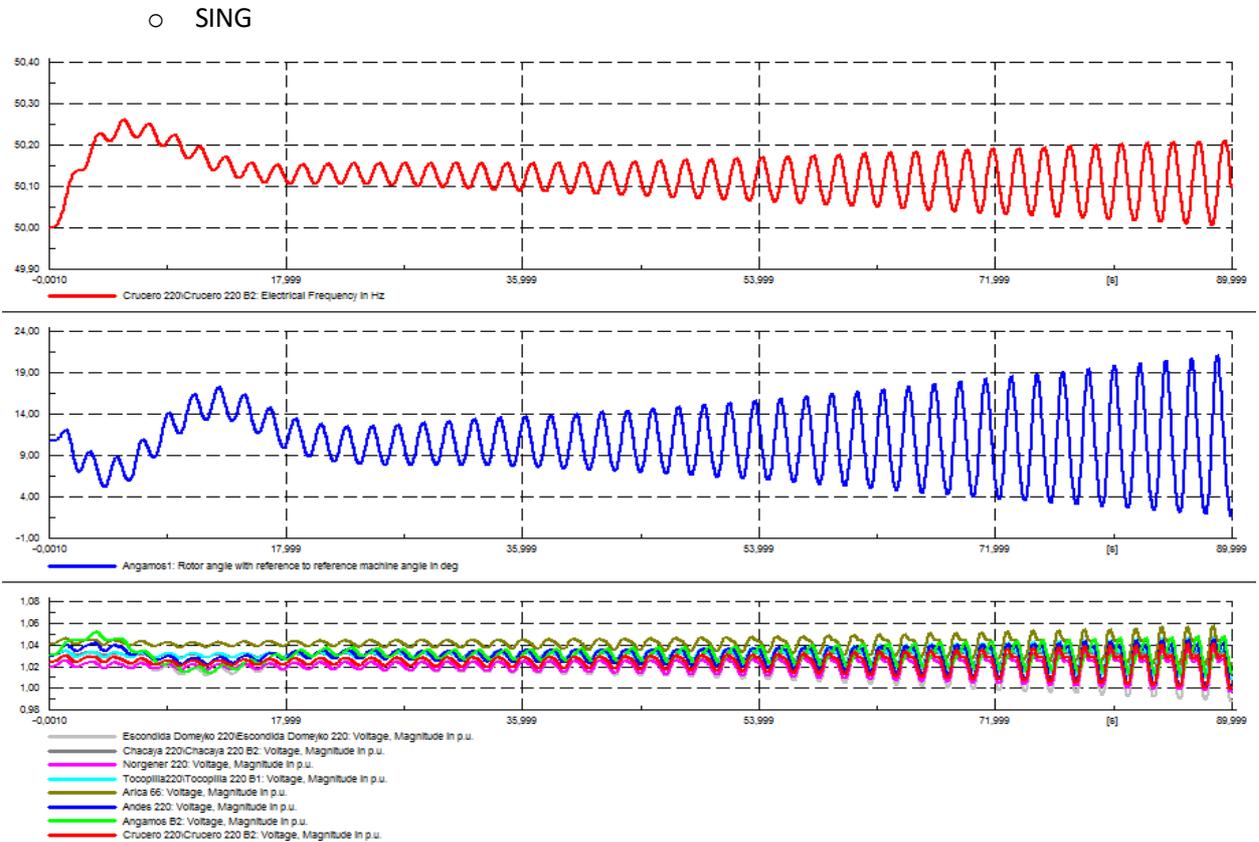


Figura 5.2.20: SING desconectando la carga Charrúa 220 kV (SIC) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

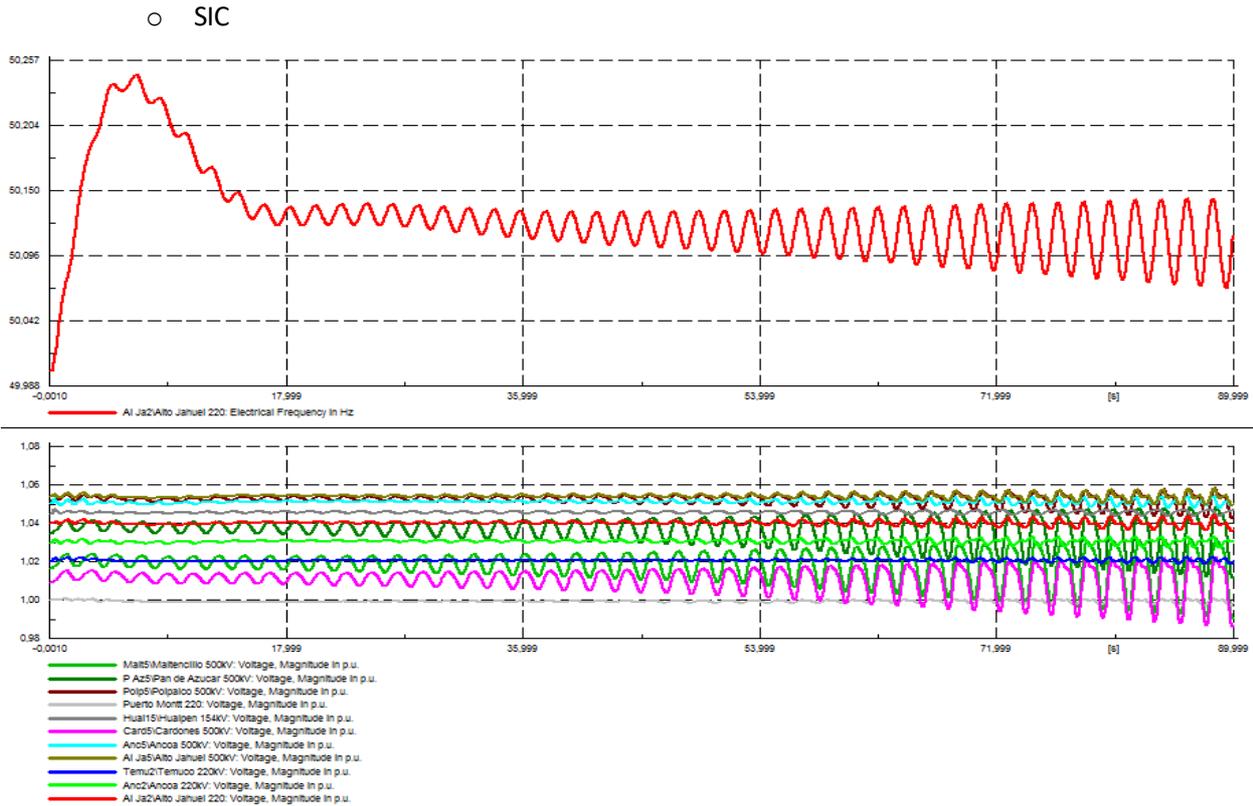


Figura 5.2.21: SIC desconectando la carga Charrúa 220 kV (SIC) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.

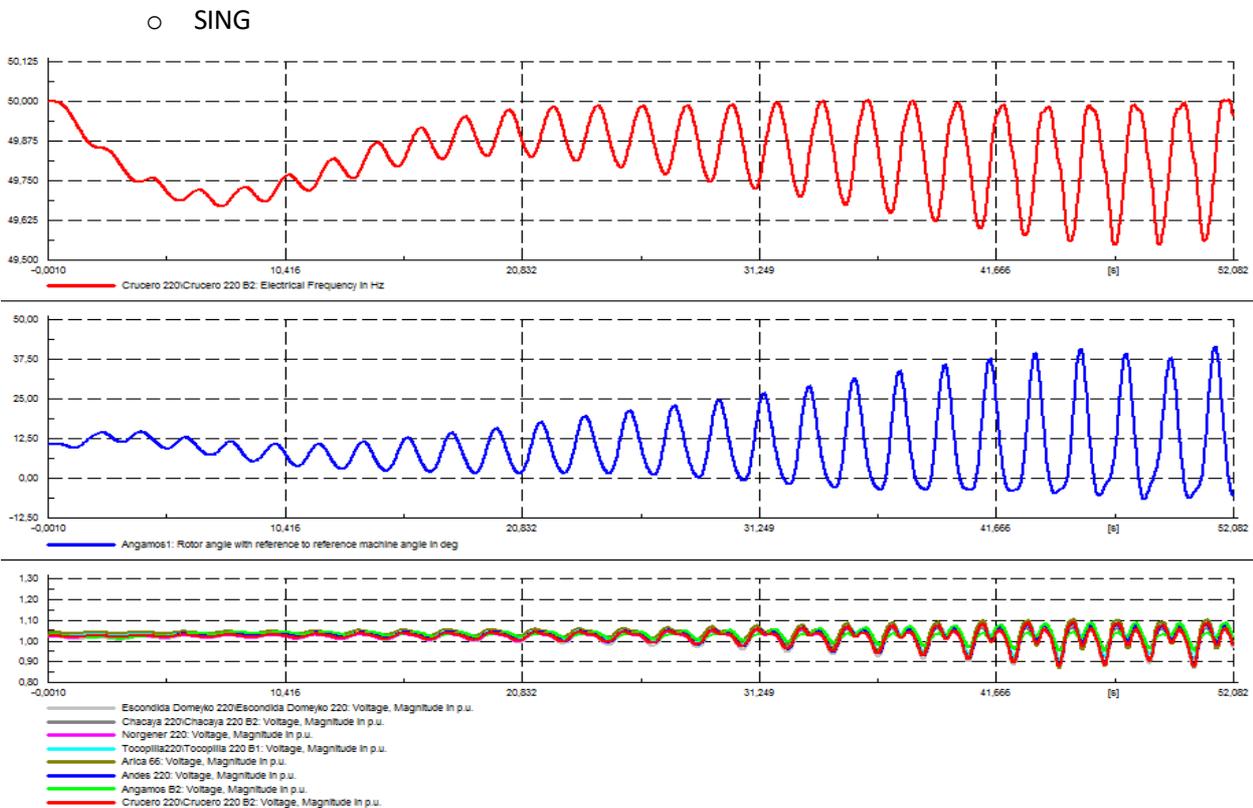


Figura 5.2.22: SING desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

○ SIC

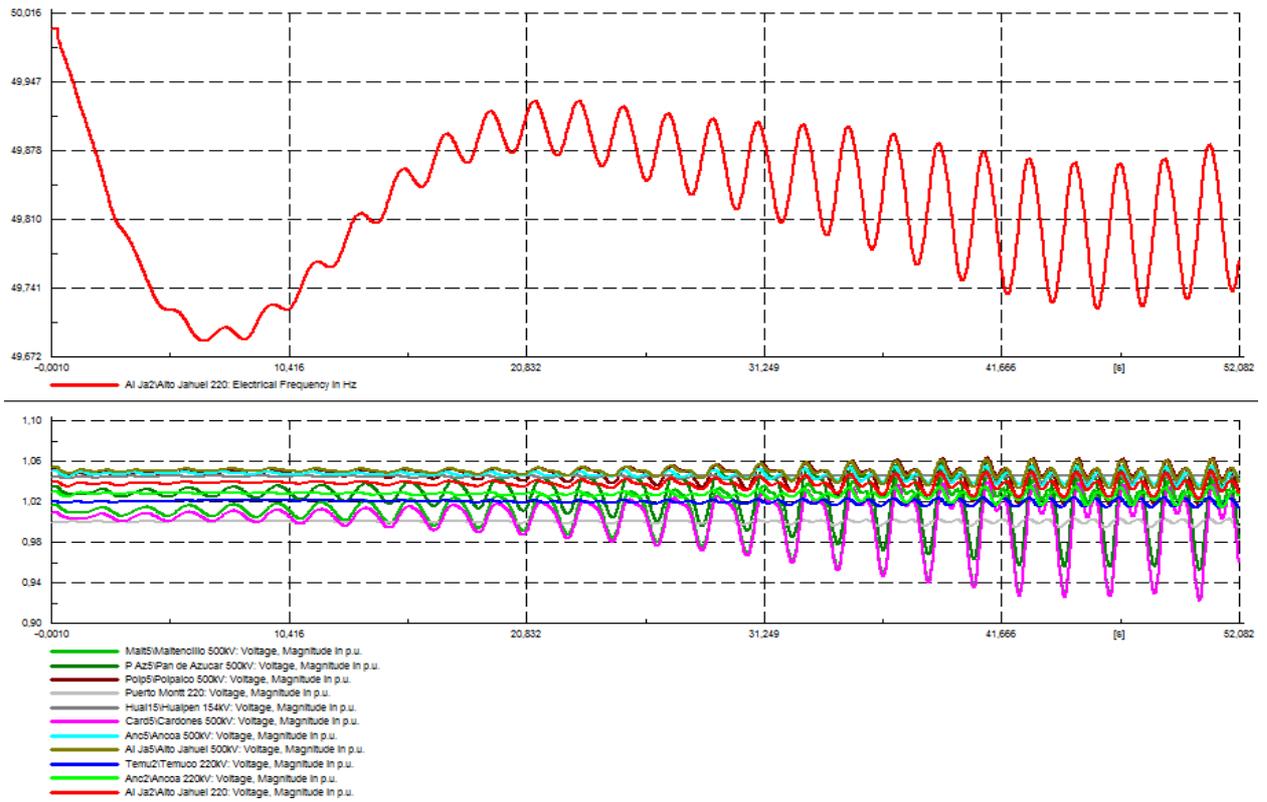


Figura 5.2.23: SIC desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos para 400 MW de SING a SIC.

- Cálculo de los autovalores.

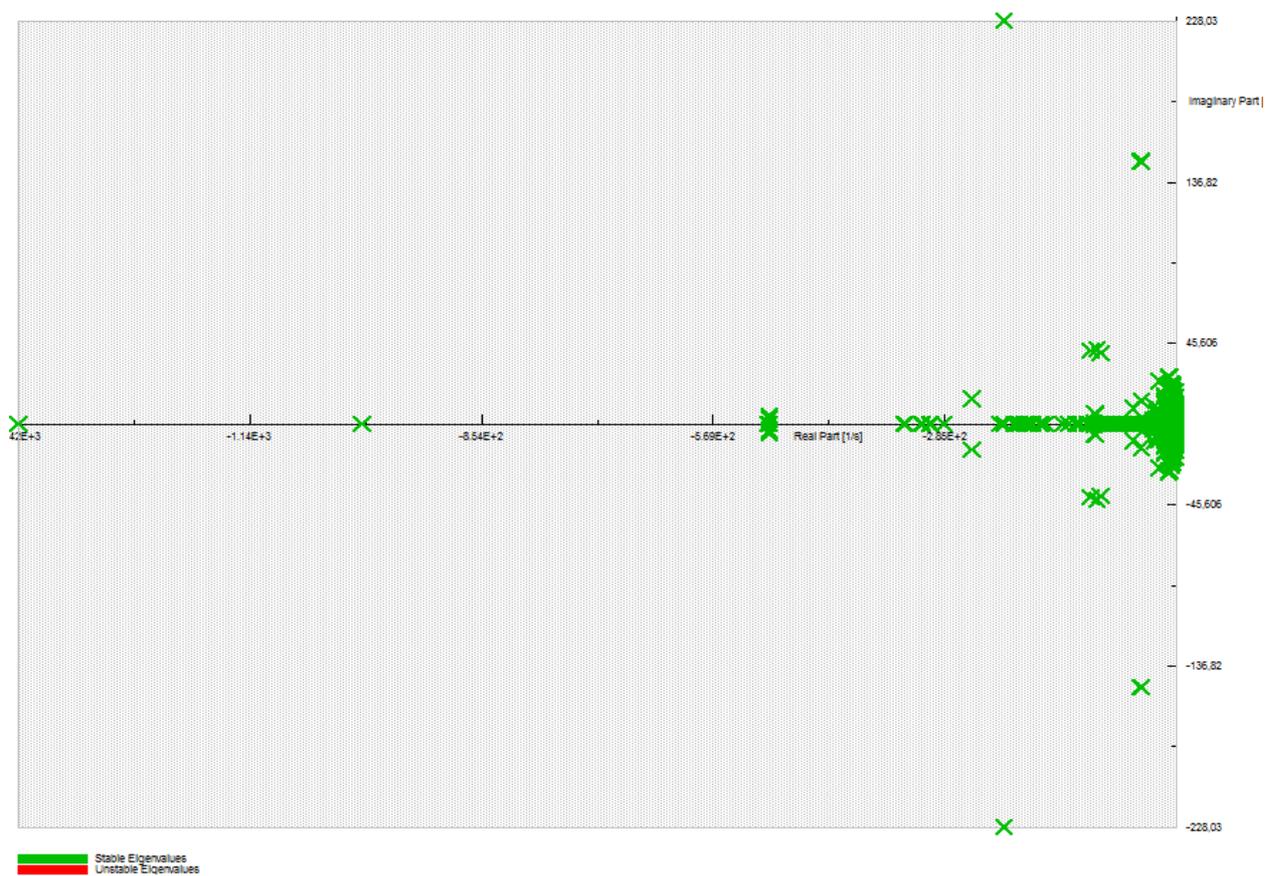


Figura 5.2.24: Análisis modal para 400 MW de SING a SIC.

5.2.3. 1000 MW INTERCONECTADOS SING → SIC

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

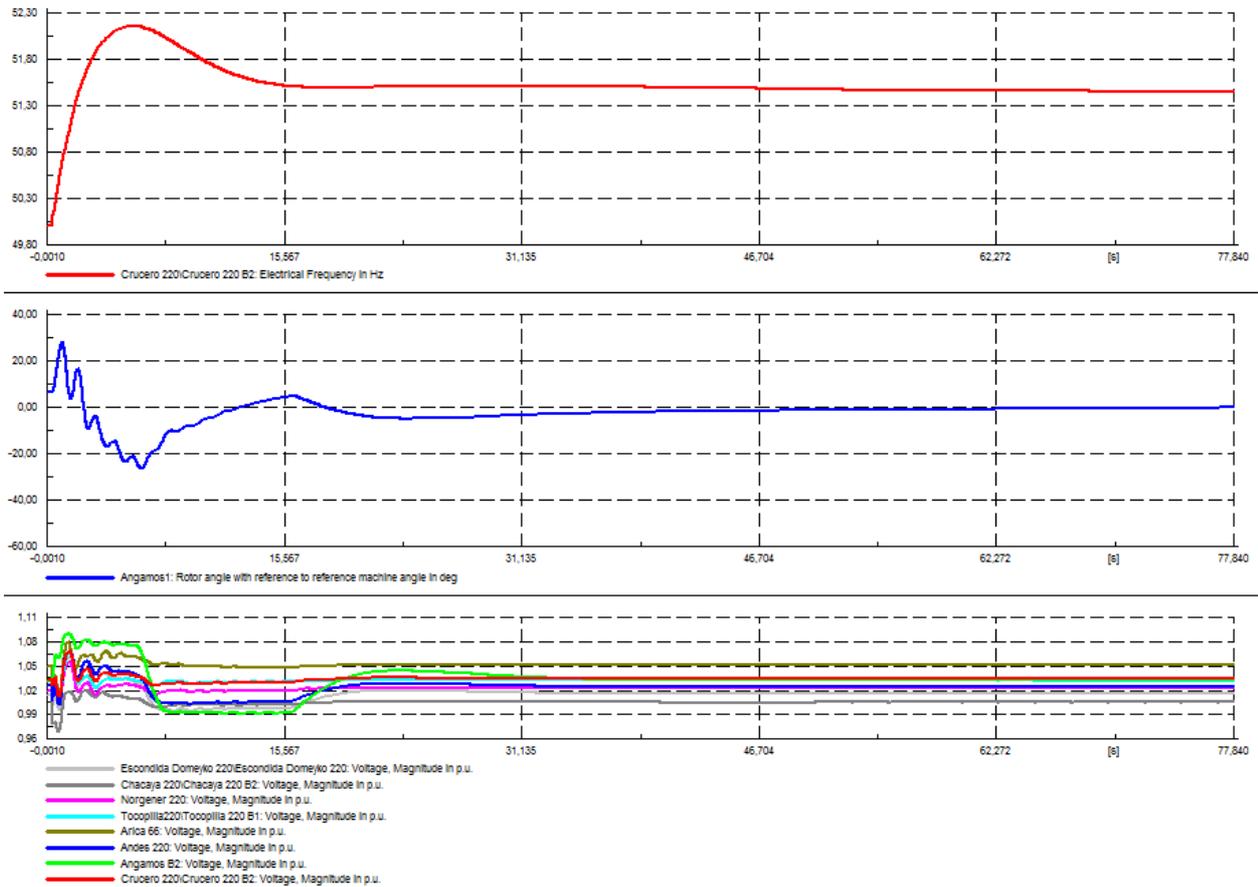


Figura 5.2.25: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 1000 MW de SING a SIC.

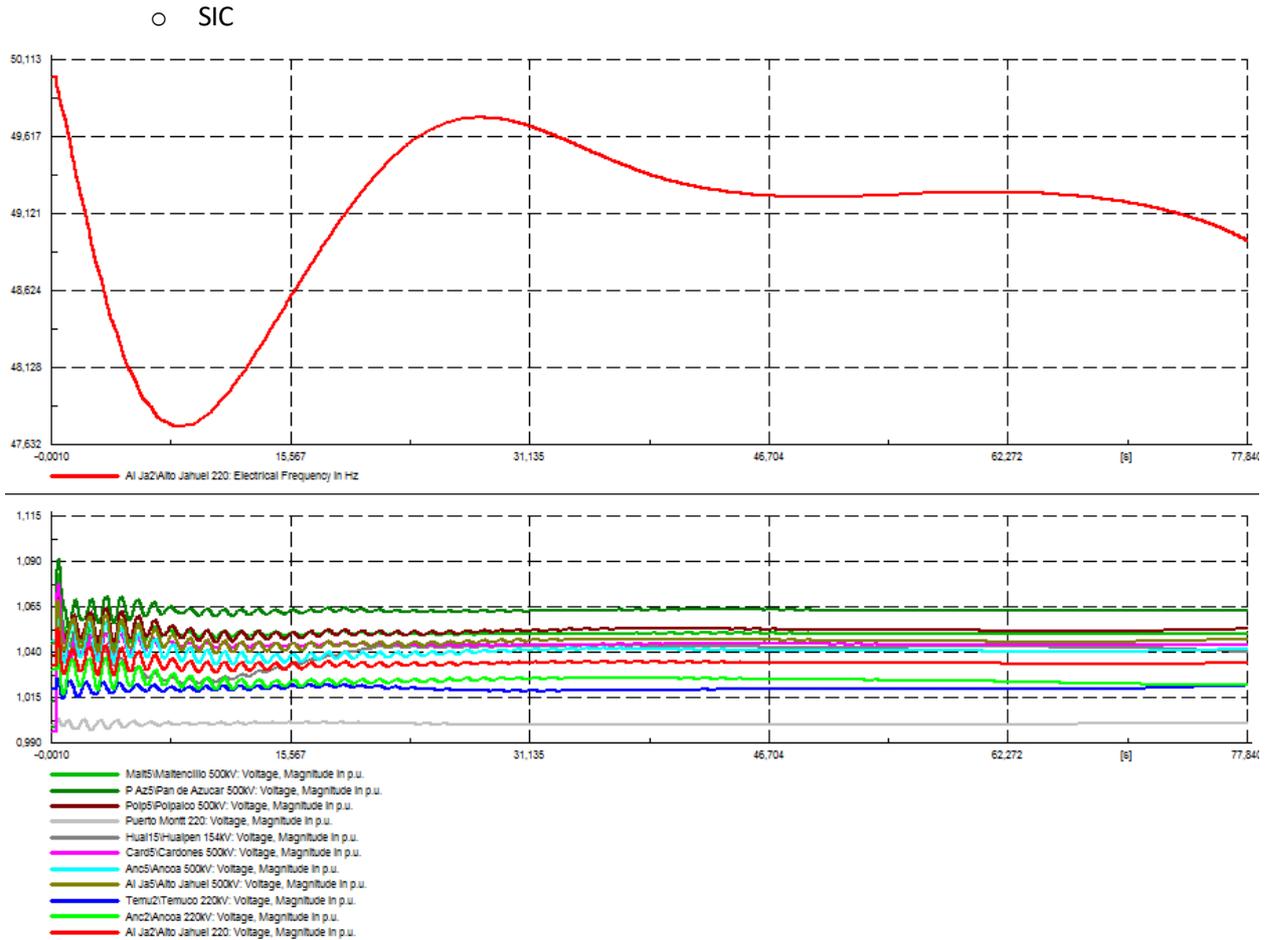


Figura 5.2.26: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 1000 MW de SING a SIC.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

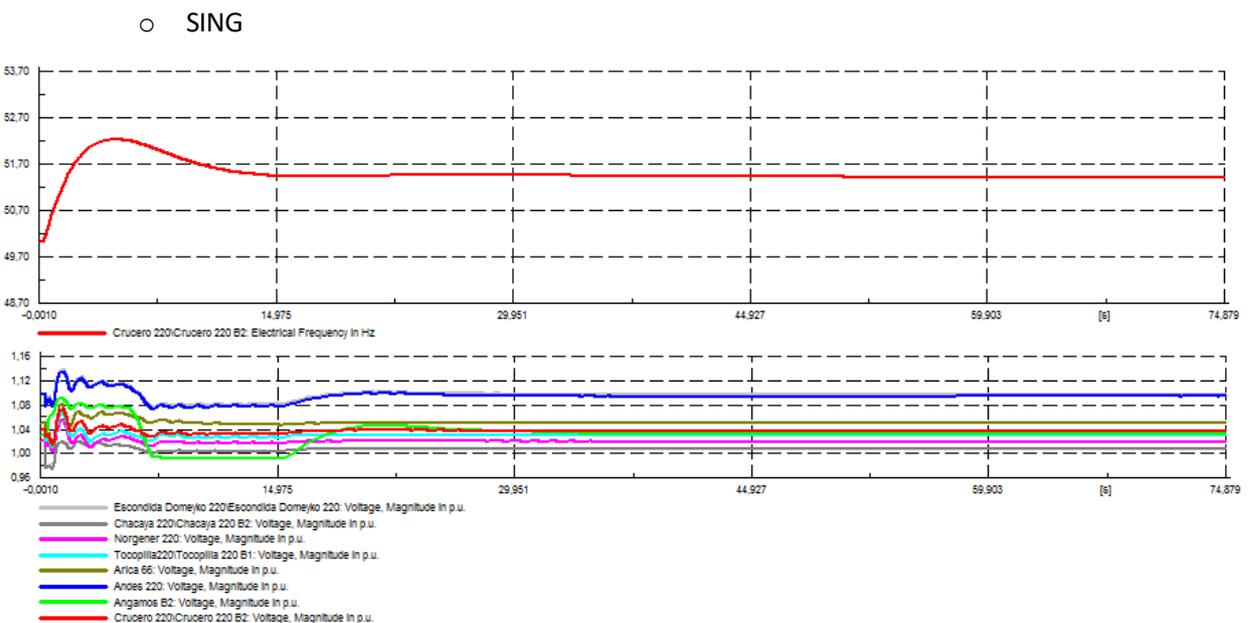


Figura 5.2.27: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 1000 MW de SING a SIC.

○ SIC

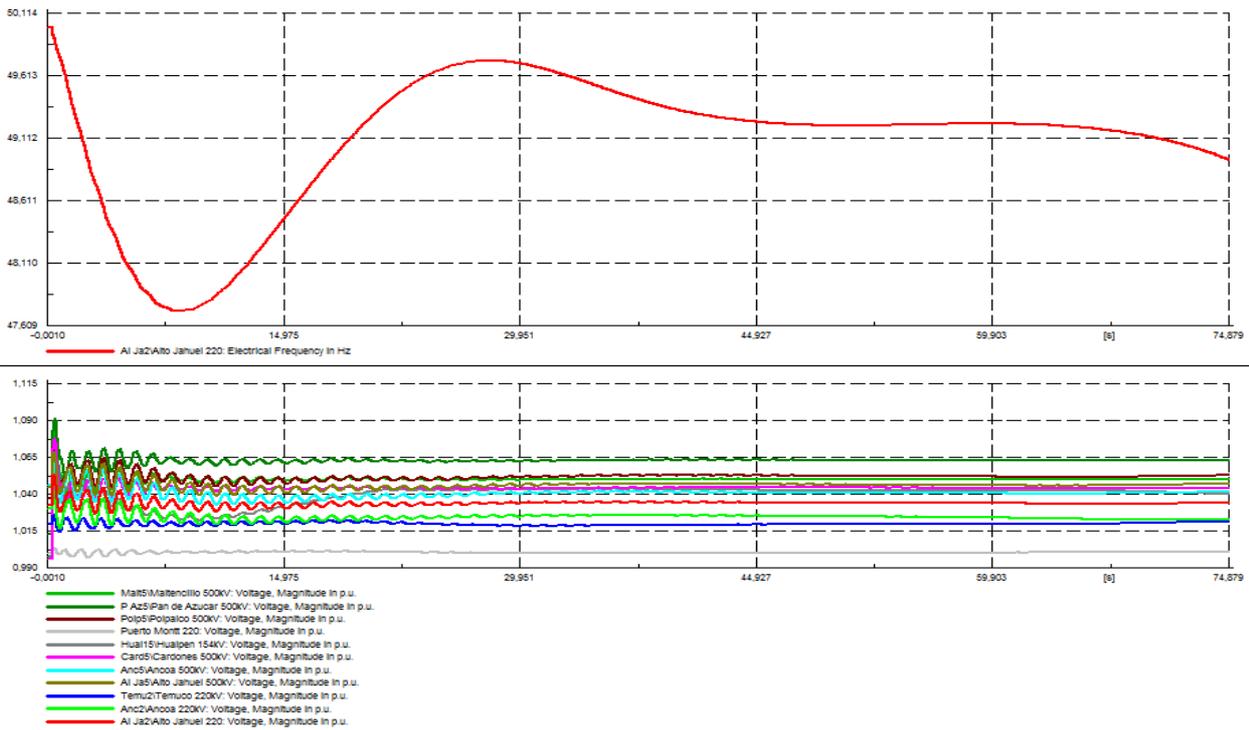


Figura 5.2.28: SIC sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 1000 MW de SING a SIC.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

○ SING

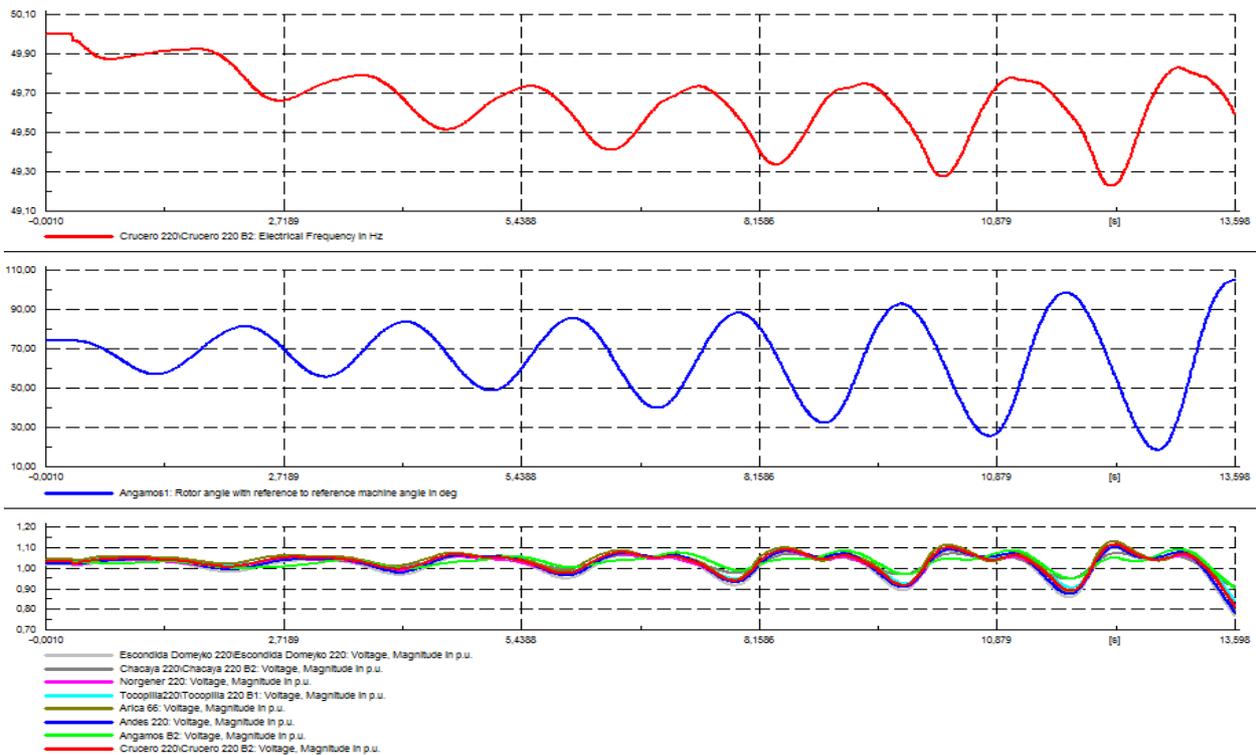


Figura 5.2.29: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 1000 MW de SING a SIC.

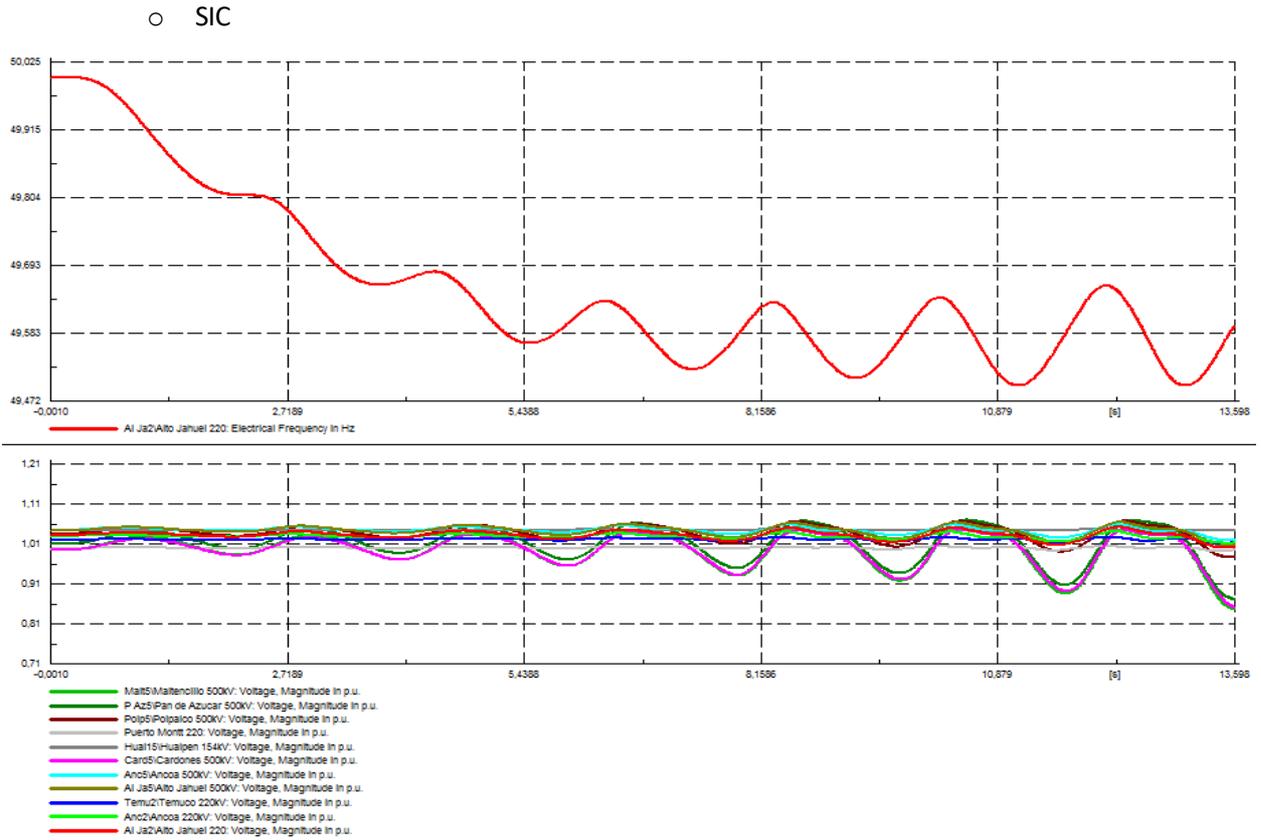


Figura 5.2.30: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 1000 MW de SING a SIC.

- Cálculo de los autovalores.

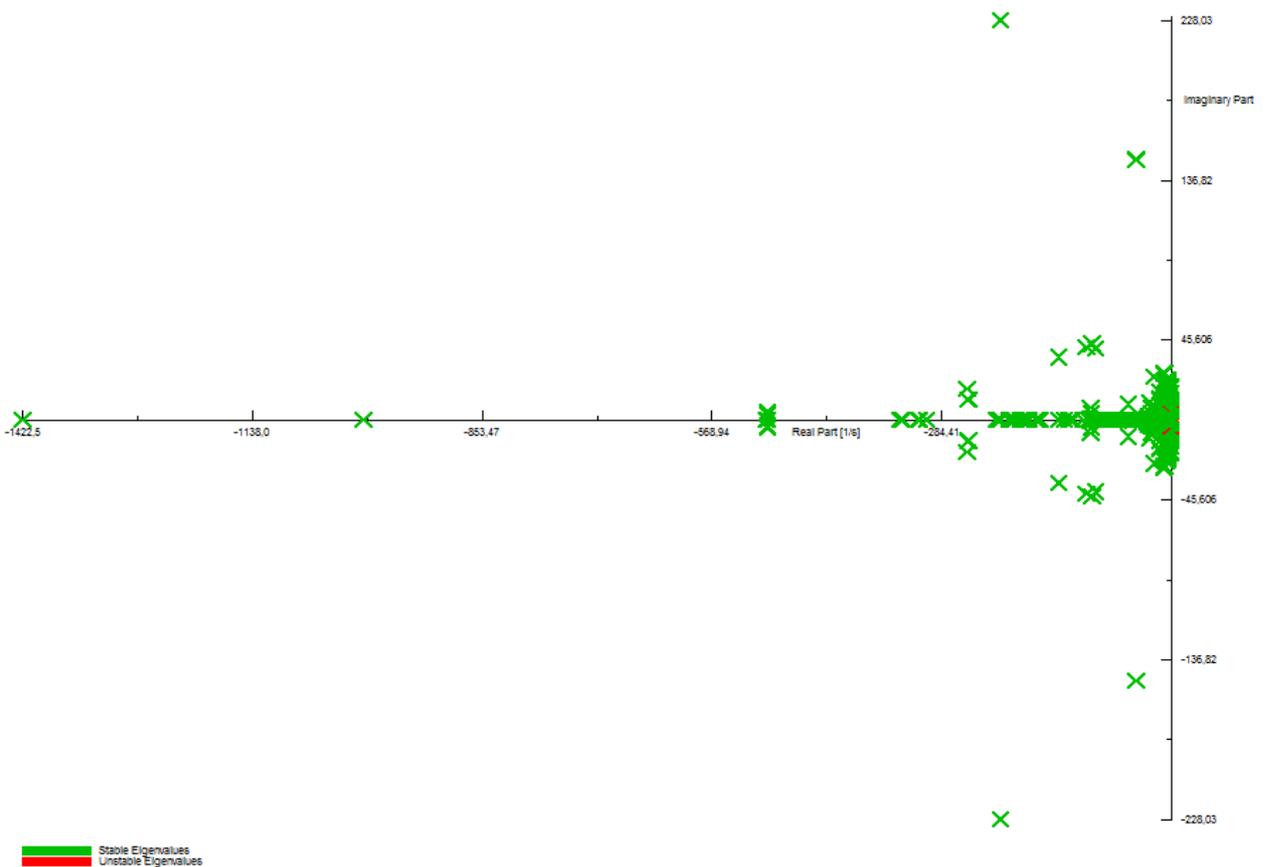


Figura 5.2.31: Análisis modal para 1000 MW de SING a SIC.

• Factores de participación de modos inestables.

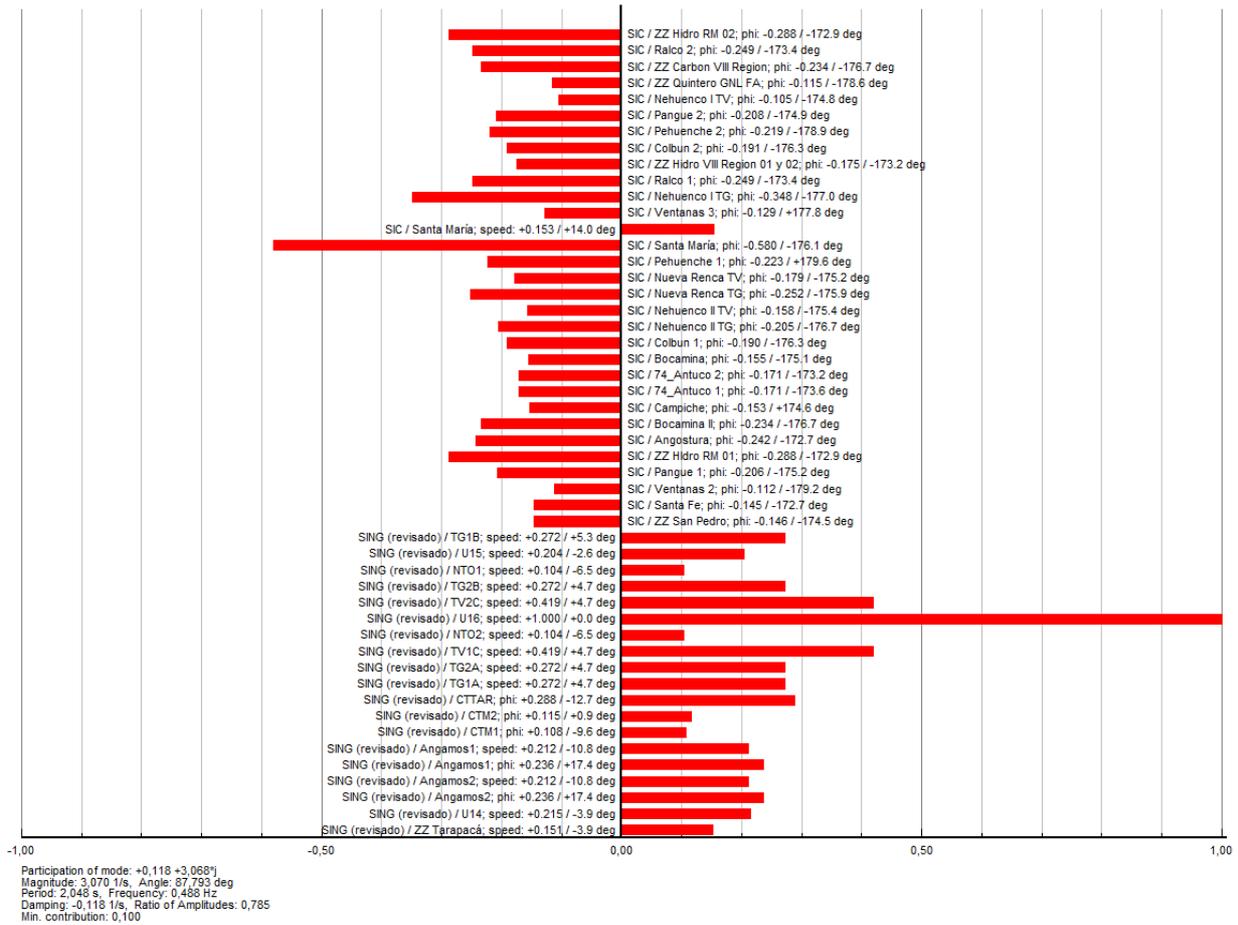


Figura 5.2.32: Factores de participación asociados al modo inestable +0,118±3,068j resultante del análisis modal para 1000 MW de SING a SIC.

5.2.4. 808 MW INTERCONECTADOS SING → SIC. POTENCIA MÁXIMA.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

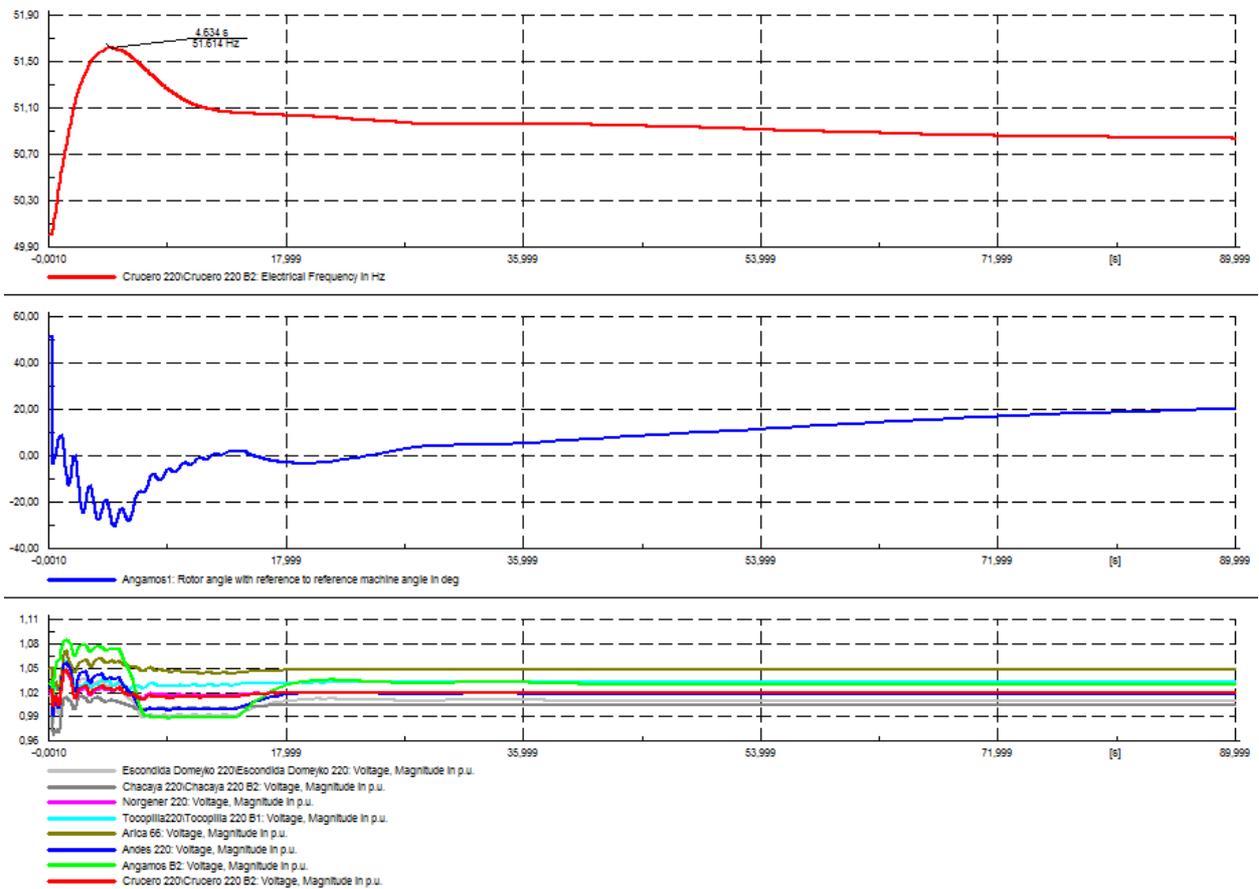


Figura 5.2.33: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 808 MW de SING a SIC.

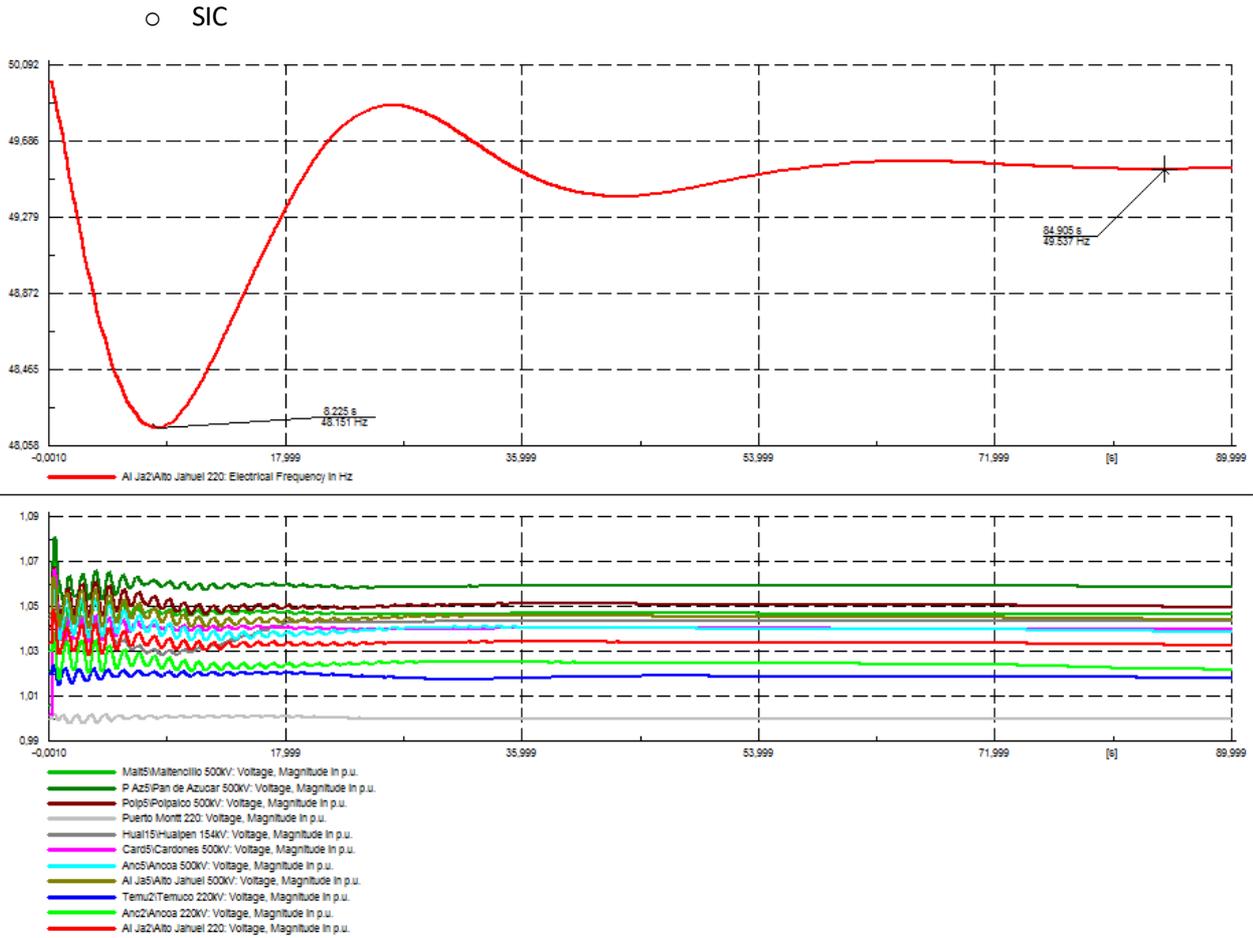


Figura 5.2.34: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 808 MW de SING a SIC.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

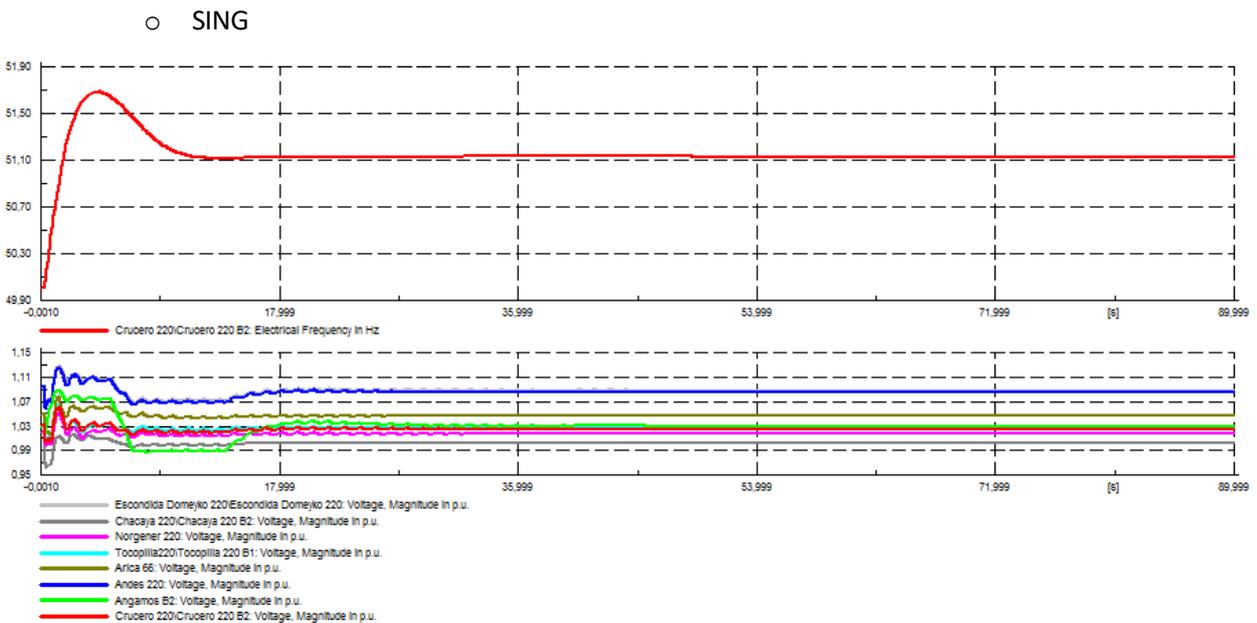


Figura 5.2.35: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 808 MW de SING a SIC.

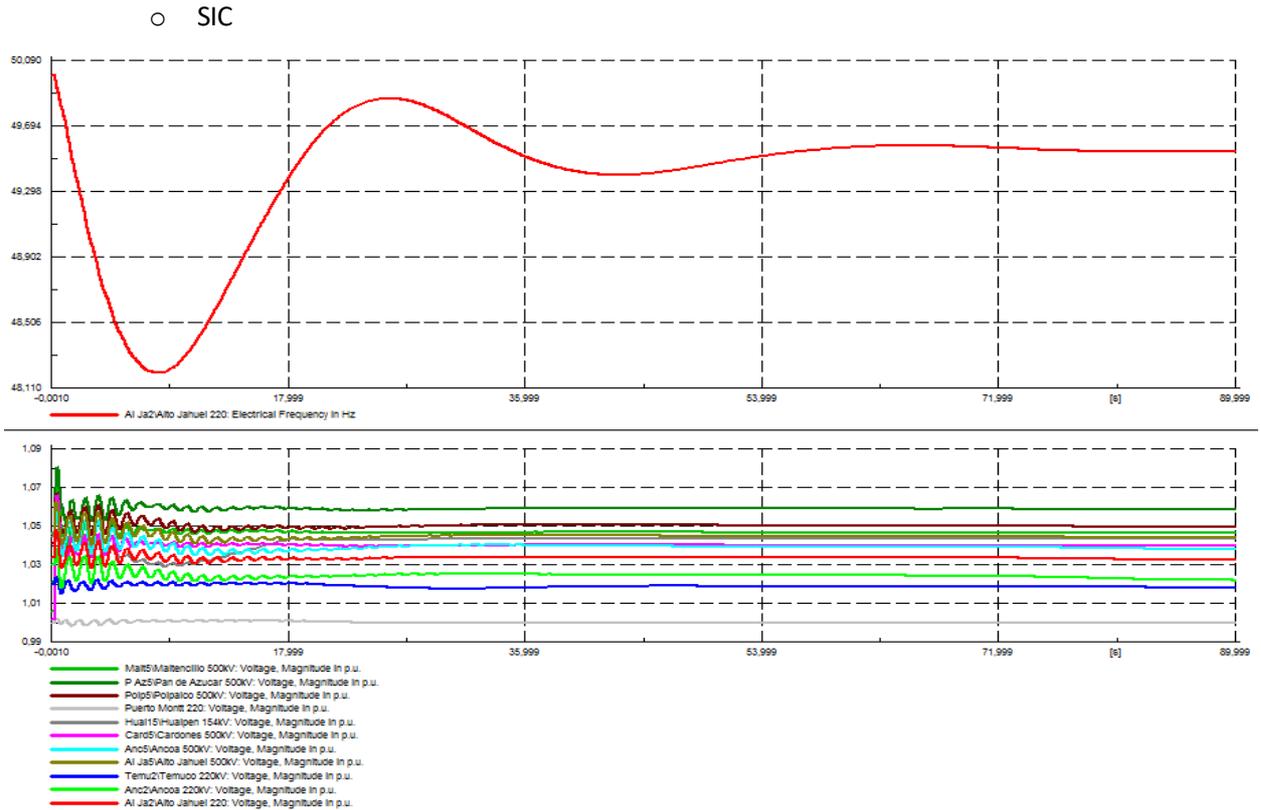


Figura 5.2.36: SIC sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 808 MW de SING a SIC.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

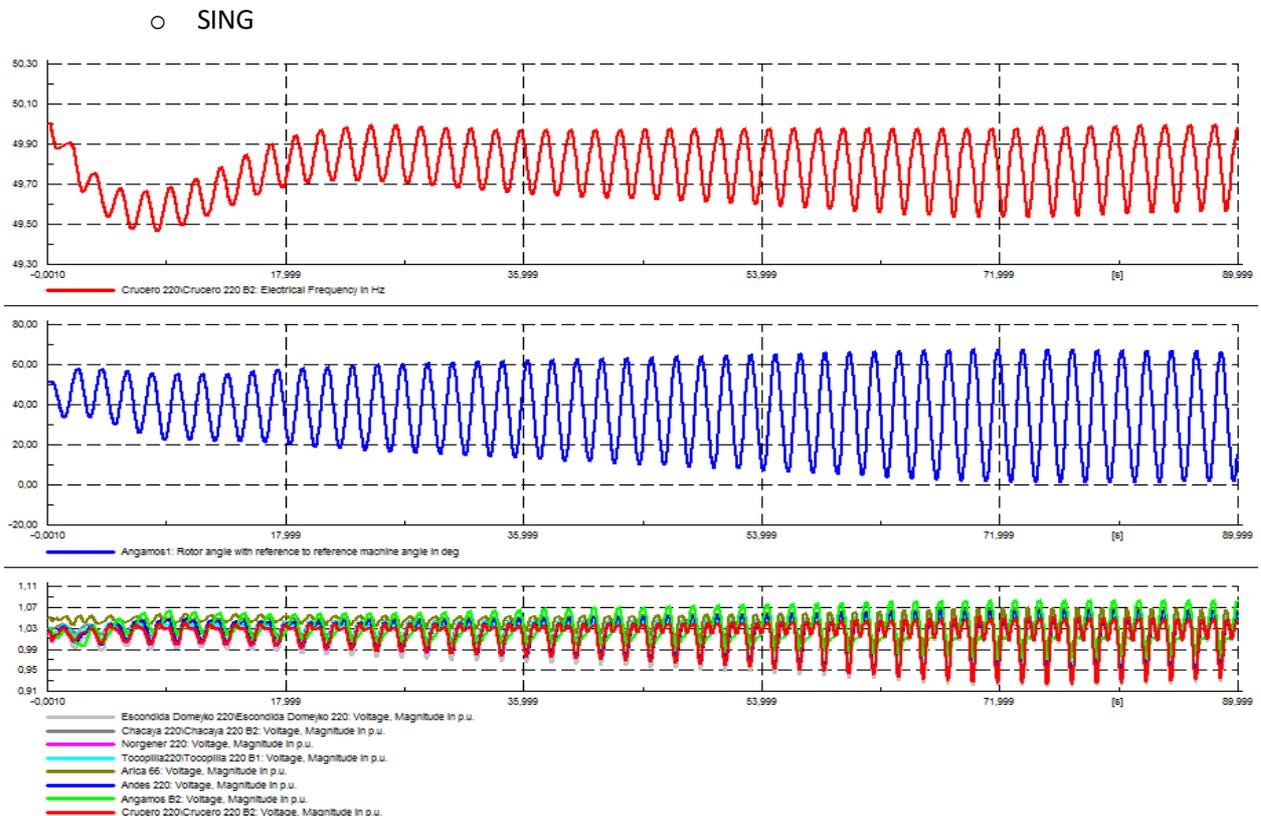


Figura 5.2.37: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 808 MW de SING a SIC.

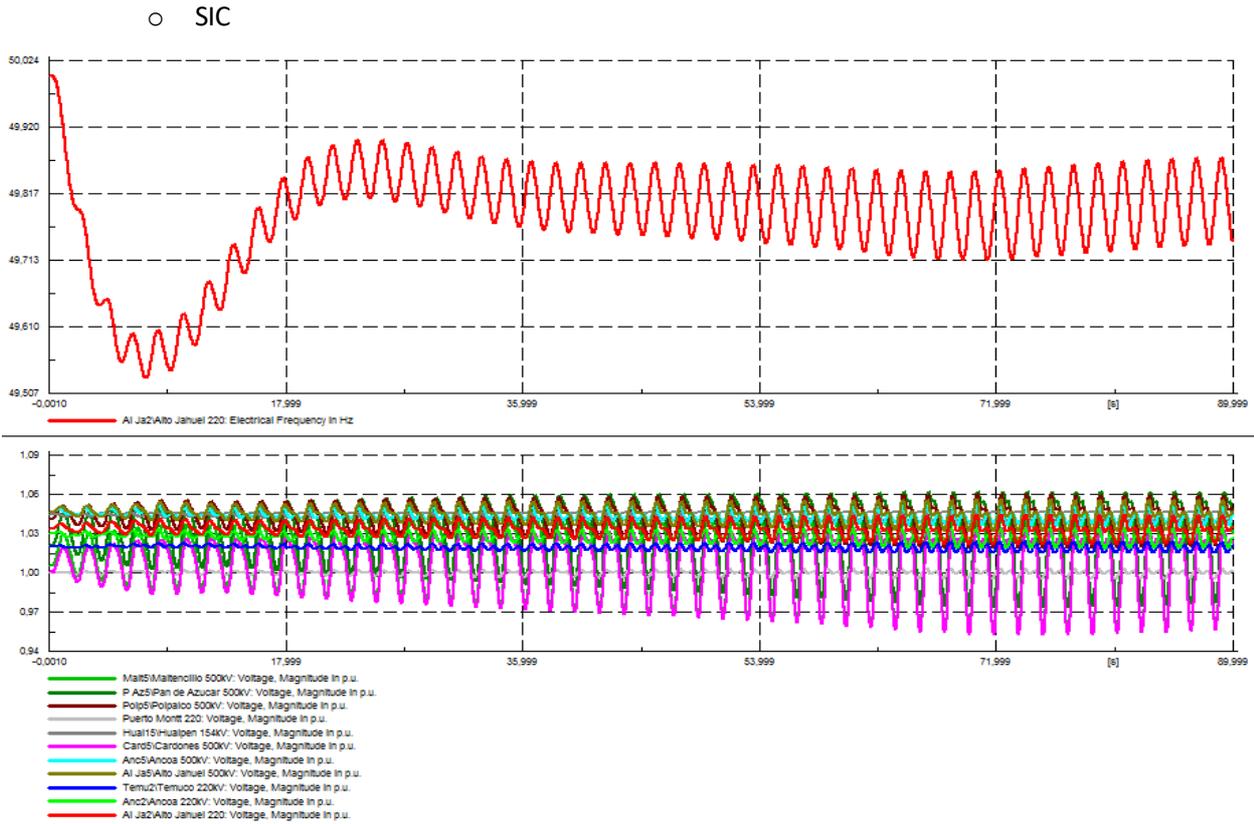


Figura 5.2.38: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 808 MW de SING a SIC.

- Cálculo de los autovalores.

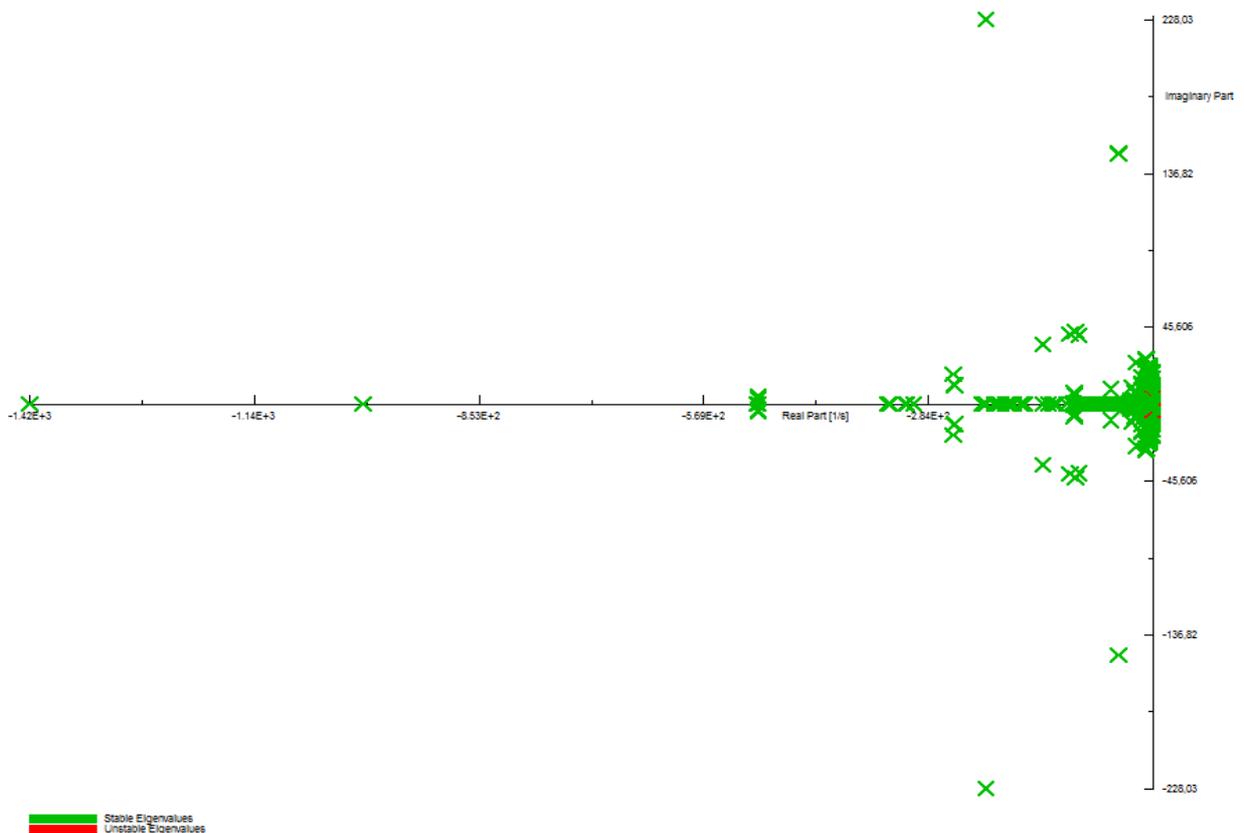


Figura 5.2.39: Análisis modal para 808 MW de SING a SIC.

- Factores de participación de modos inestables.

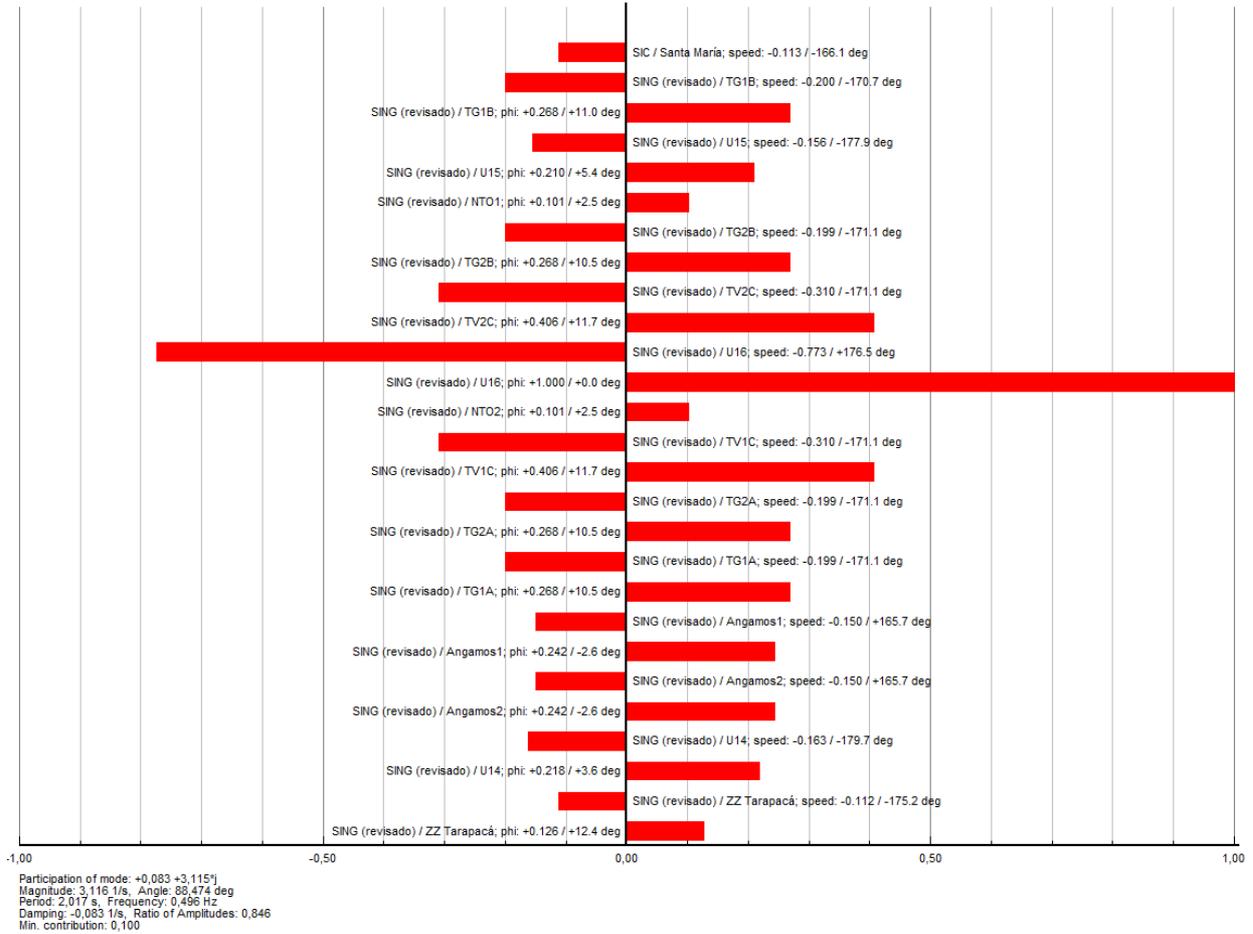


Figura 5.2.40: Factores de participación asociados al modo inestable $+0,83 \pm 3,115j$ resultante del análisis modal para 808 MW de SING a SIC.

5.2.5. 400 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

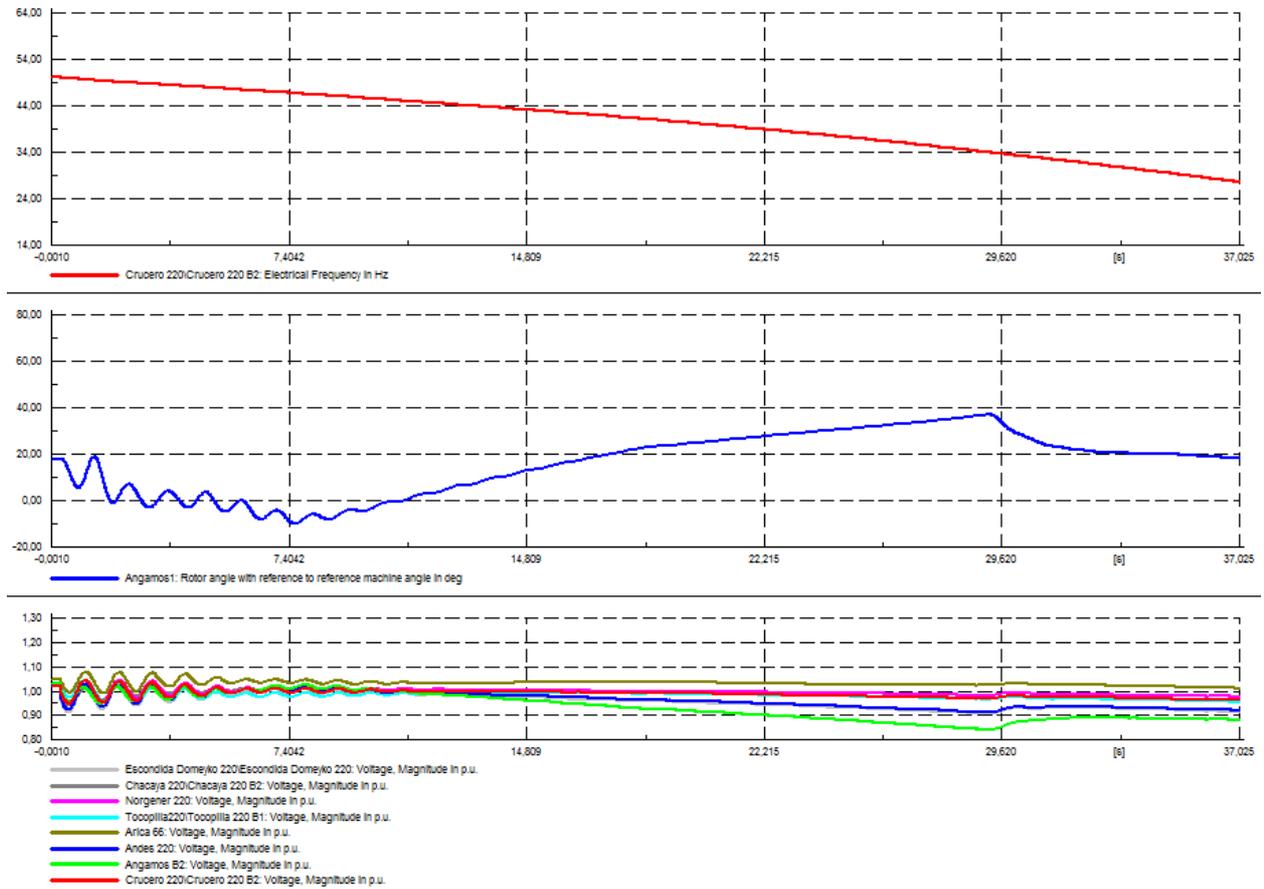


Figura 5.2.41: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 400 MW de SIC a SING.

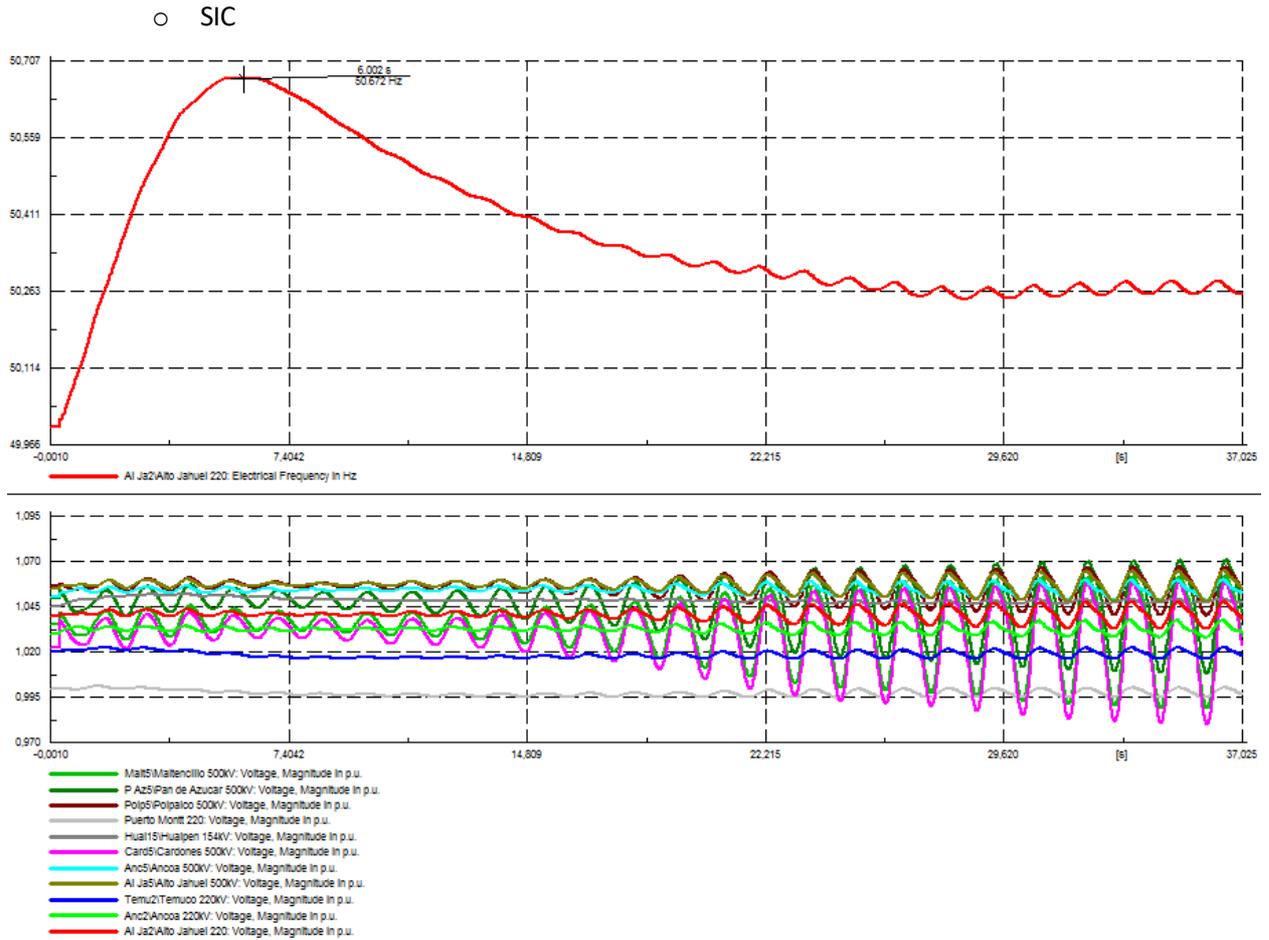


Figura 5.2.42: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 400 MW de SIC a SING.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

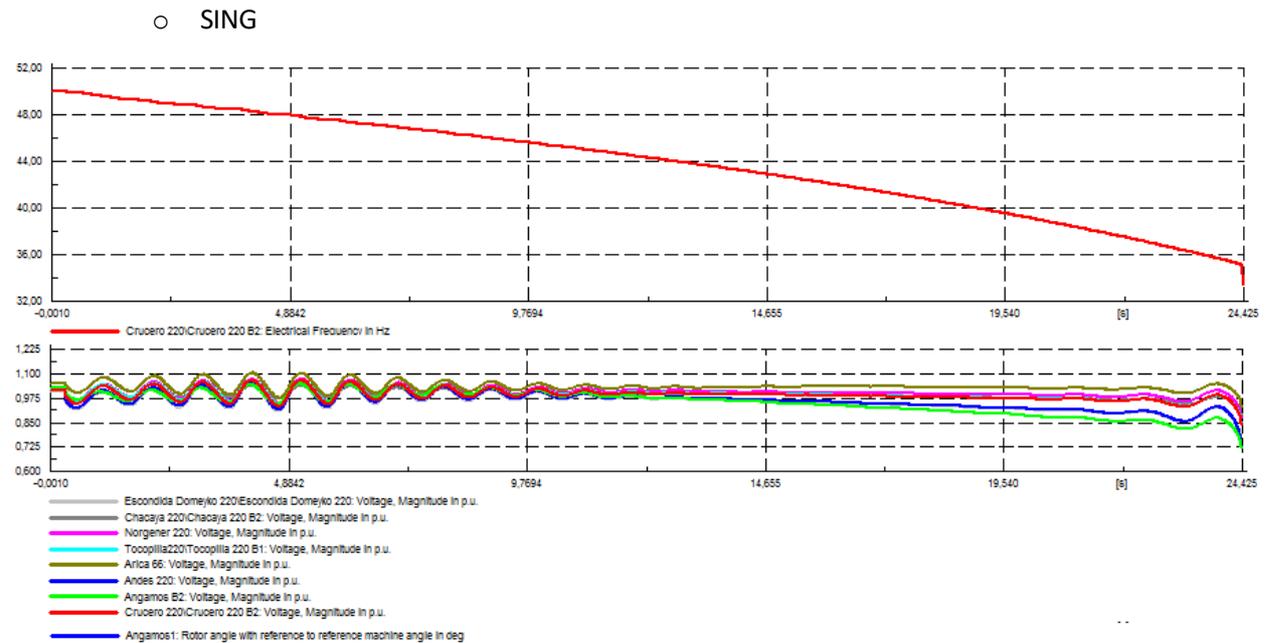


Figura 5.2.43: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 400 MW de SIC a SING.

○ SIC

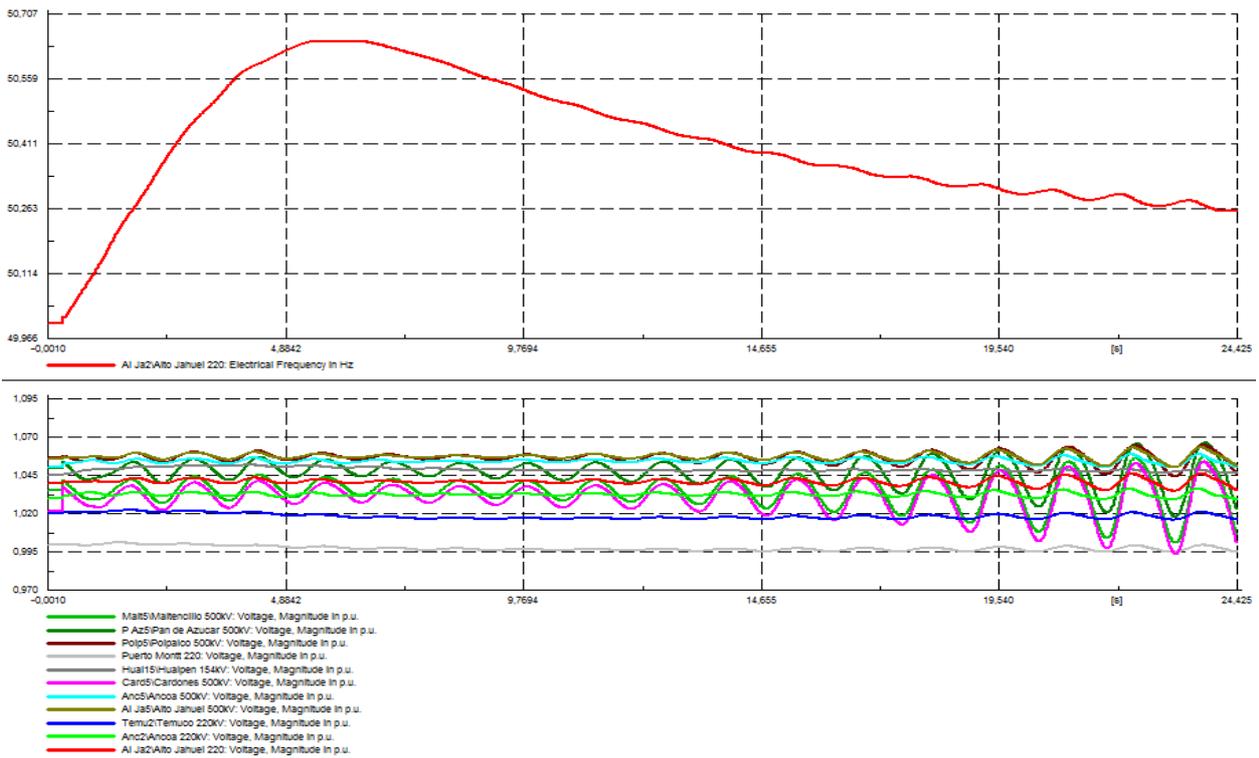


Figura 5.2.44: SIC sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 400 MW de SIC a SING.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

○ SING

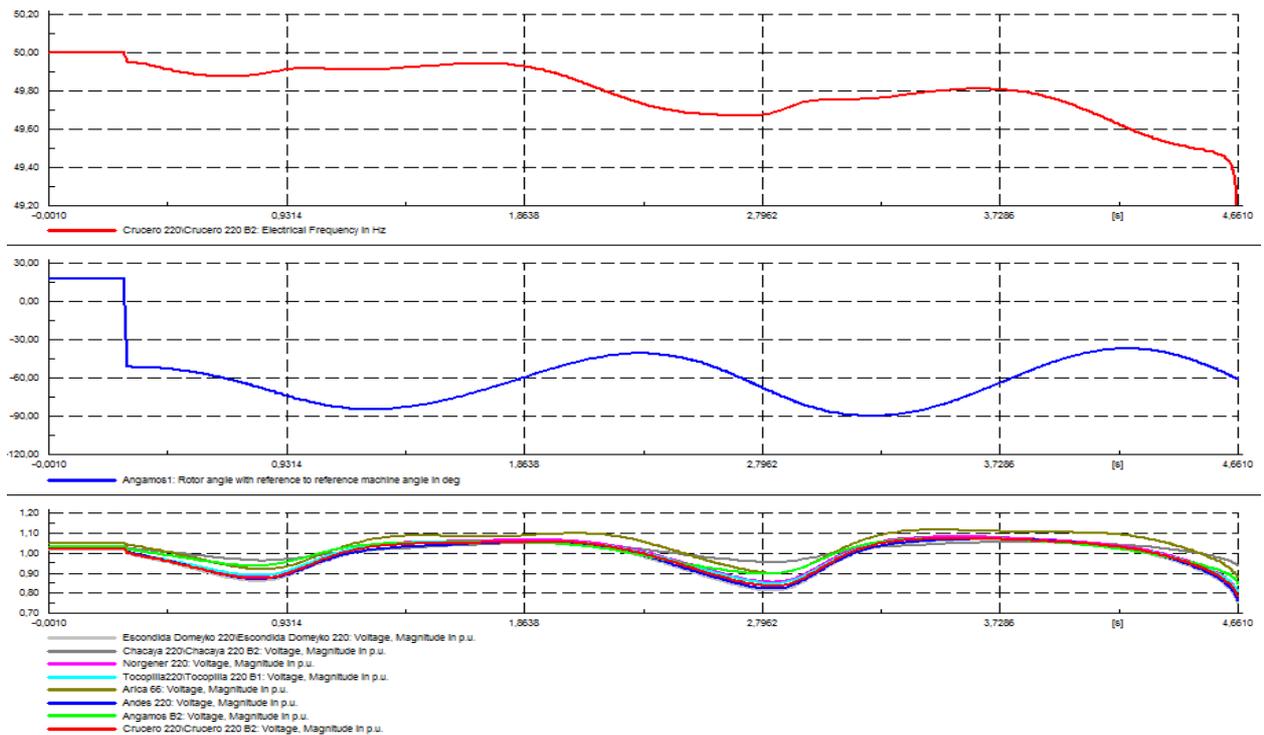


Figura 5.2.45: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 400 MW de SIC a SING.

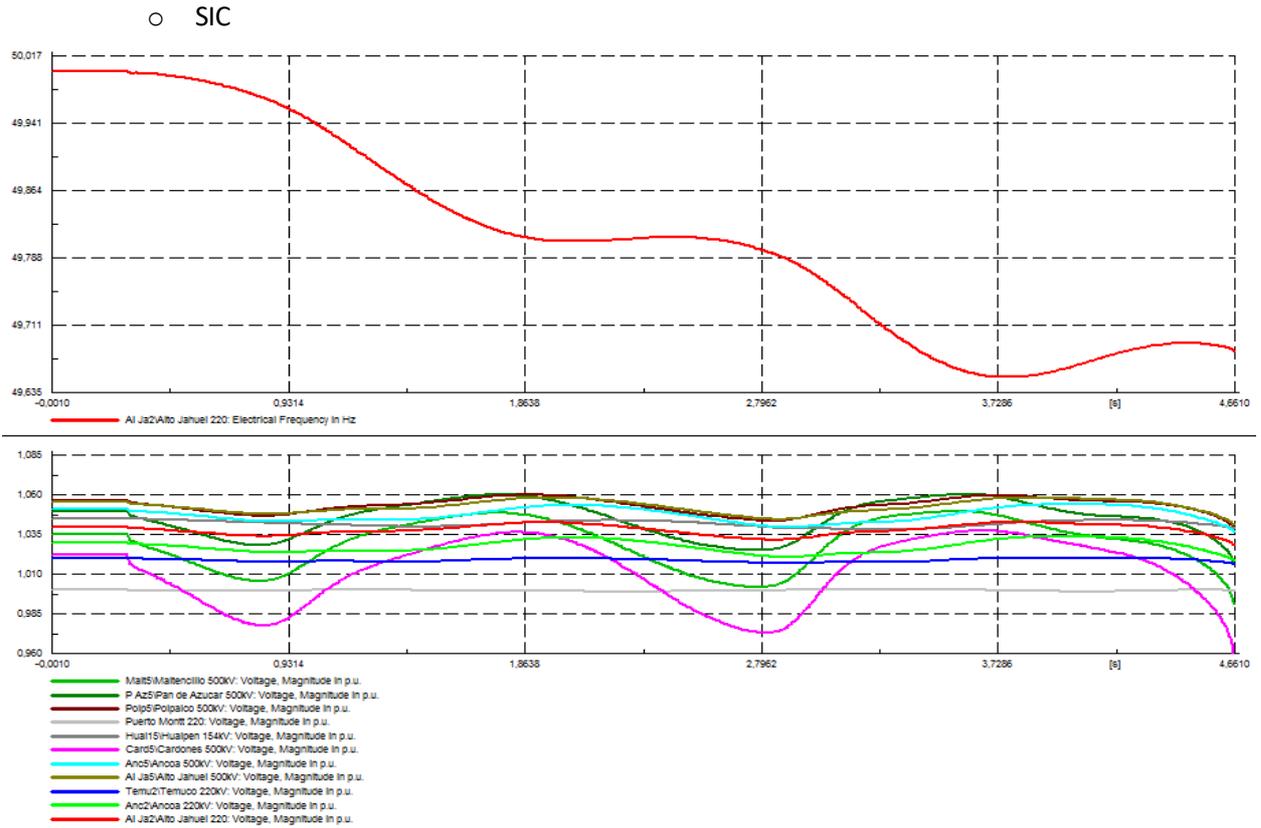


Figura 5.2.46: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 400 MW de SIC a SING.

- Cálculo de los autovalores.

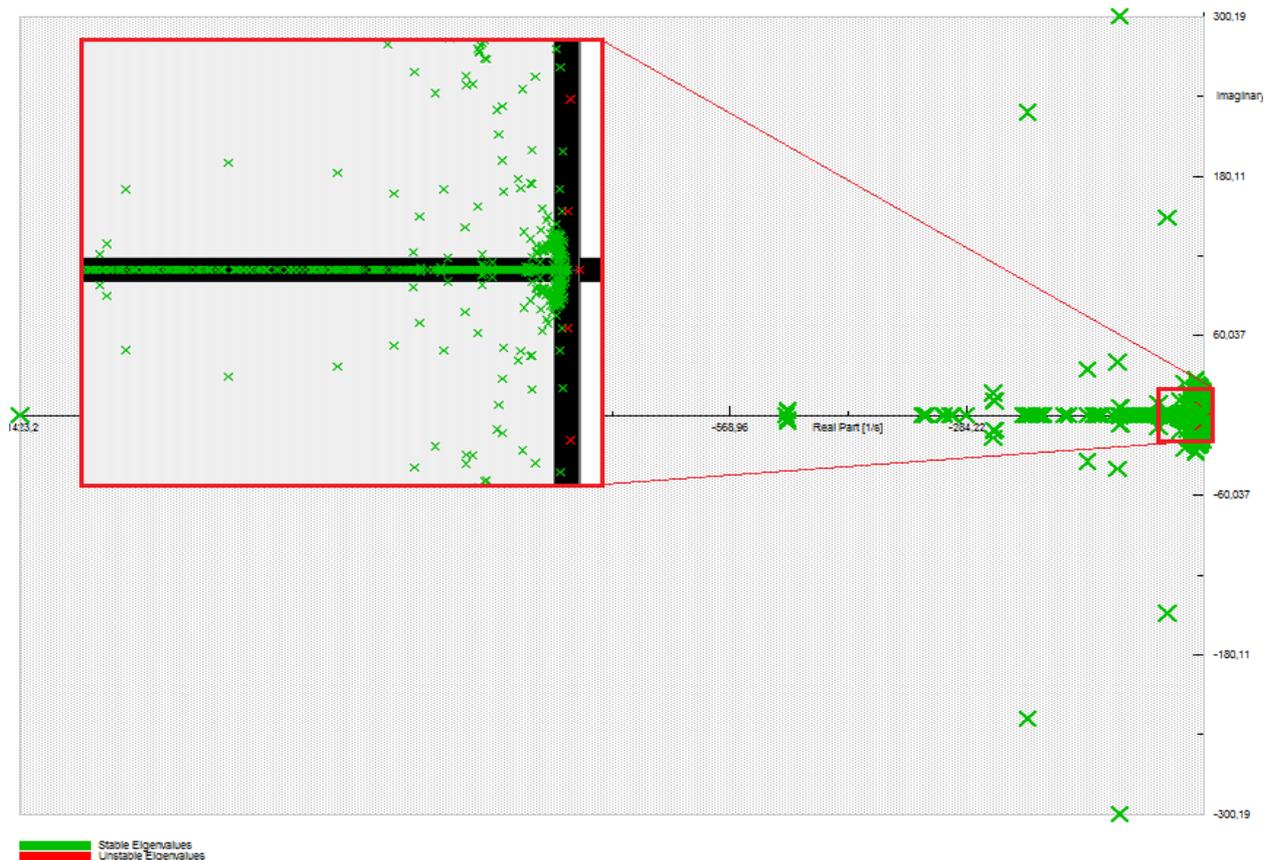


Figura 5.2.47: Análisis modal para 400 MW de SIC a SING.

- Factores de participación de los modos inestables.

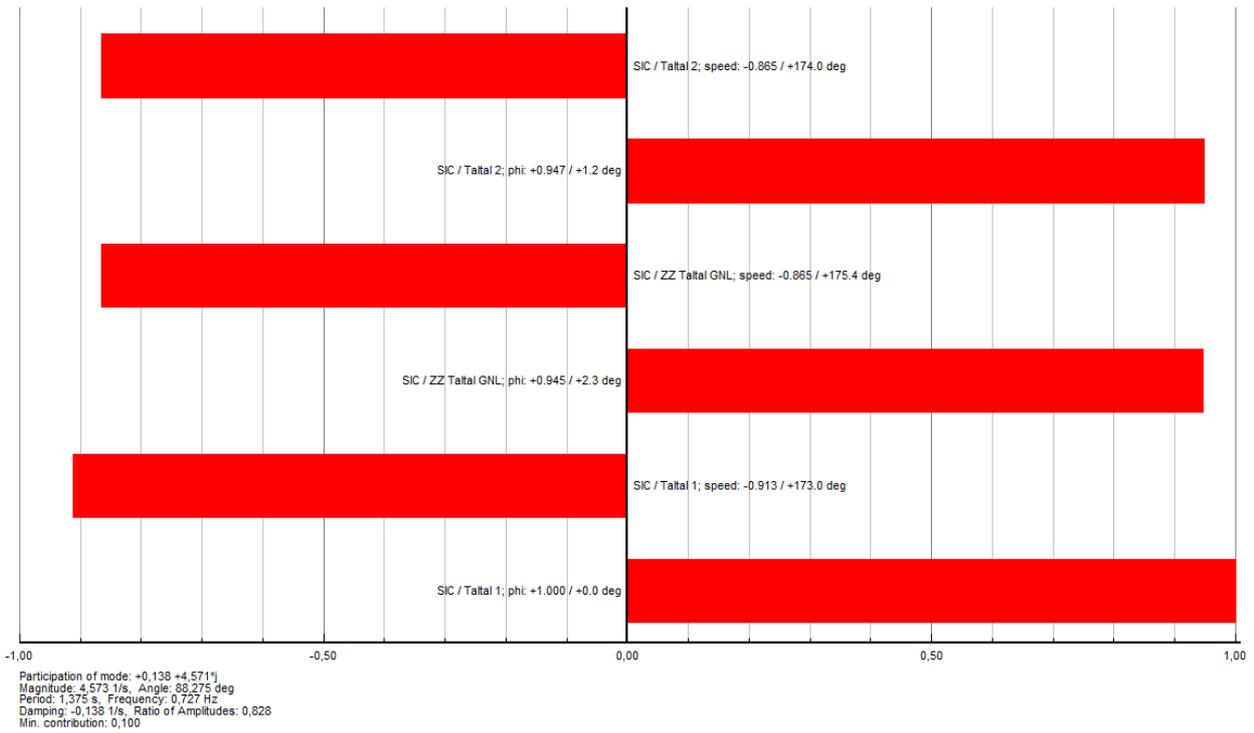


Figura 5.2.48: Factores de participación asociados al modo inestable +0,138 ±4,571j resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

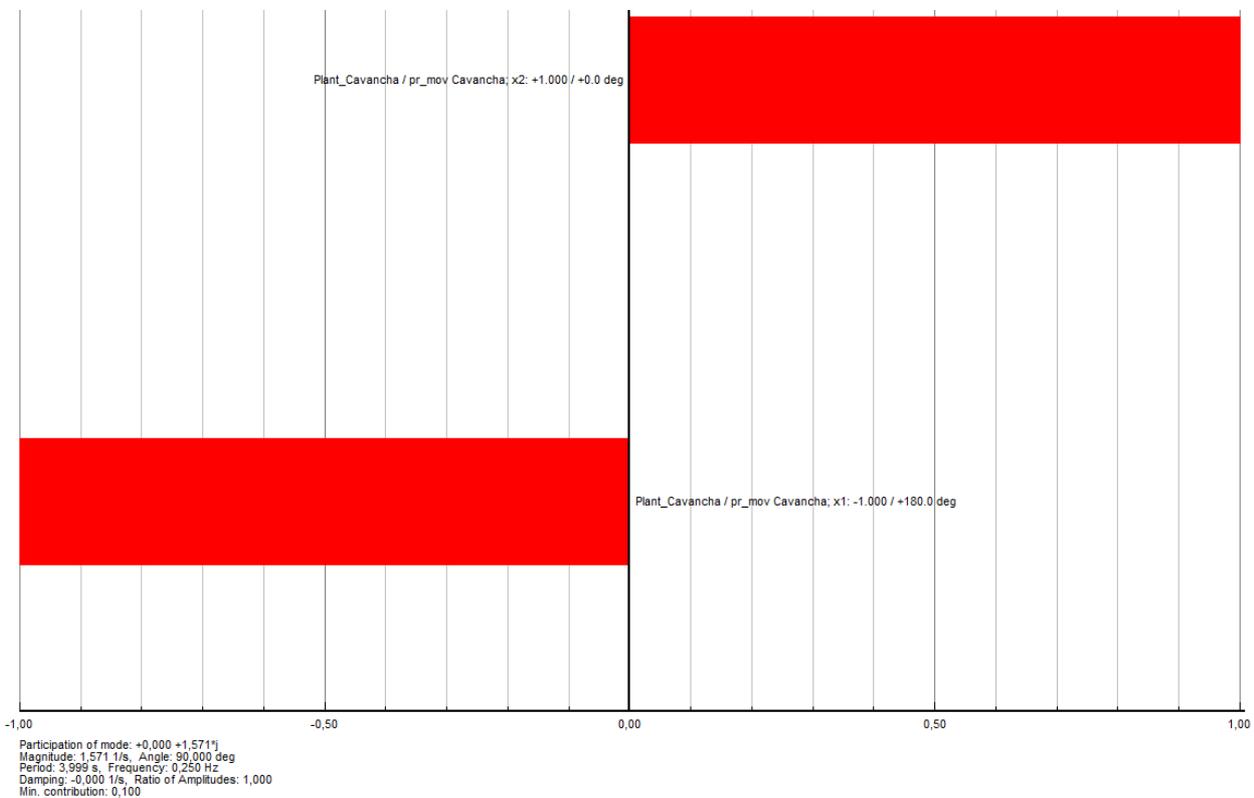


Figura 5.2.49: Factores de participación asociados al modo inestable 0,000 ±1,571j resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

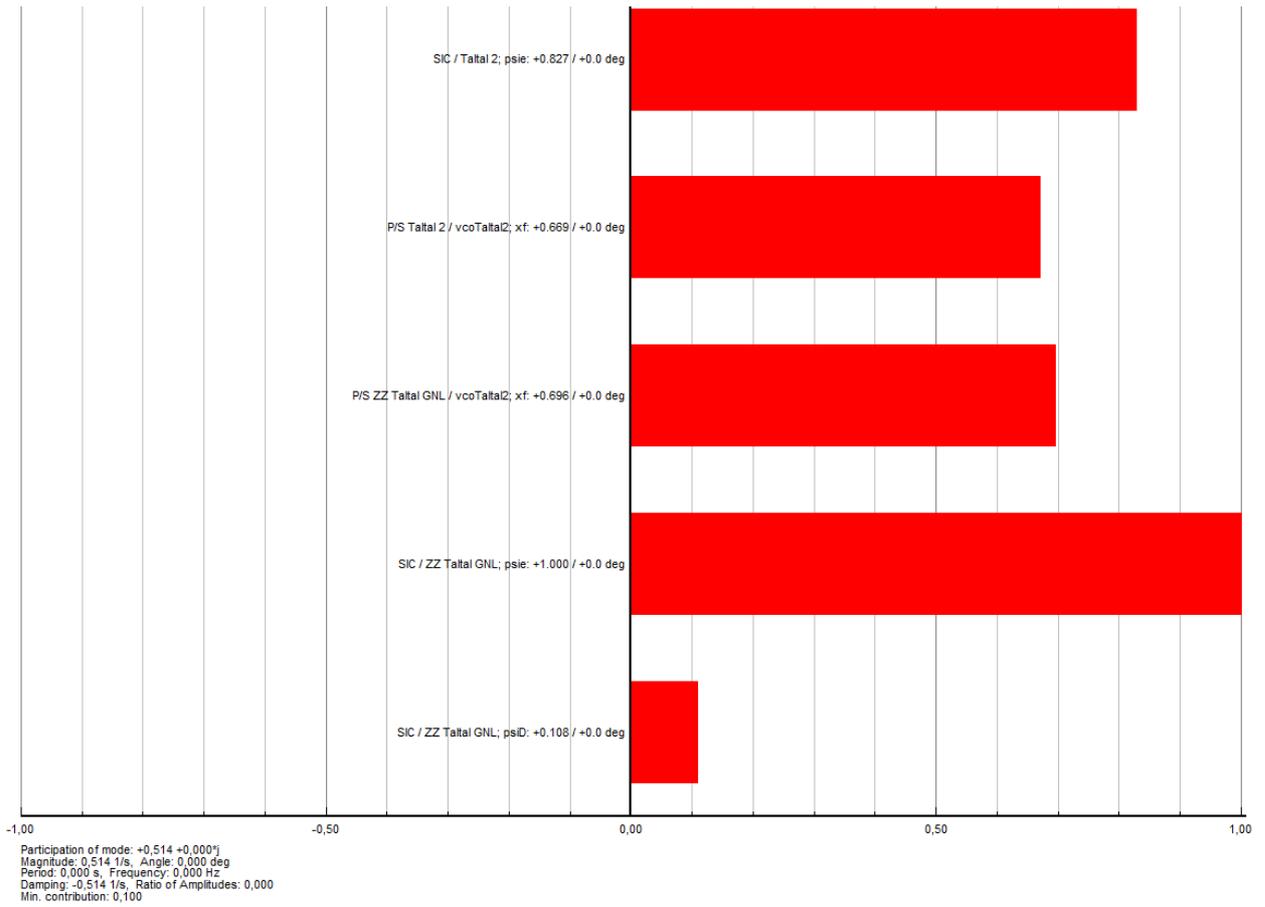


Figura 5.2.50: Factores de participación asociados al modo inestable +0,514 +0,000j resultante del análisis modal para 400 MW de SIC al SING.

5.2.6. 120 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

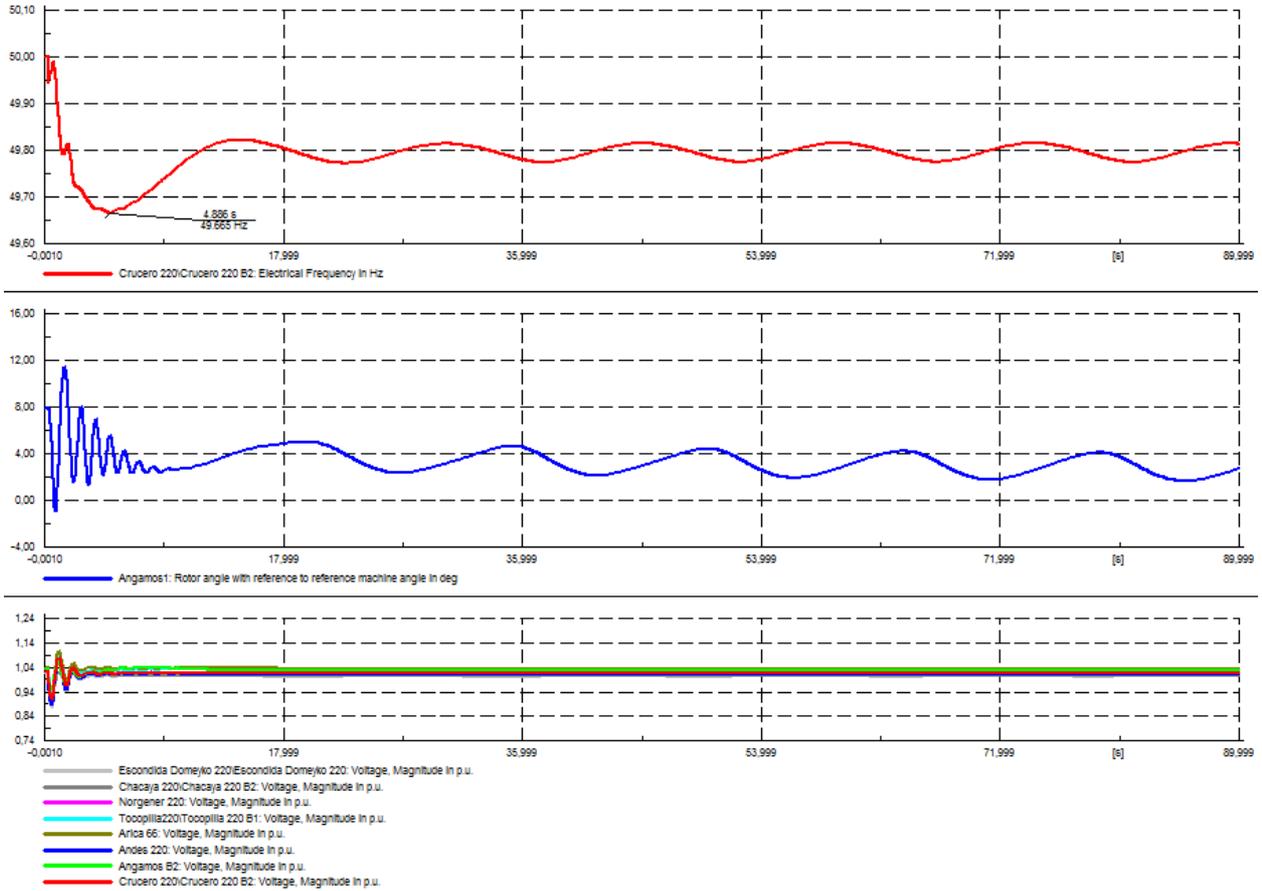


Figura 5.2.51: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 120 MW de SIC a SING.

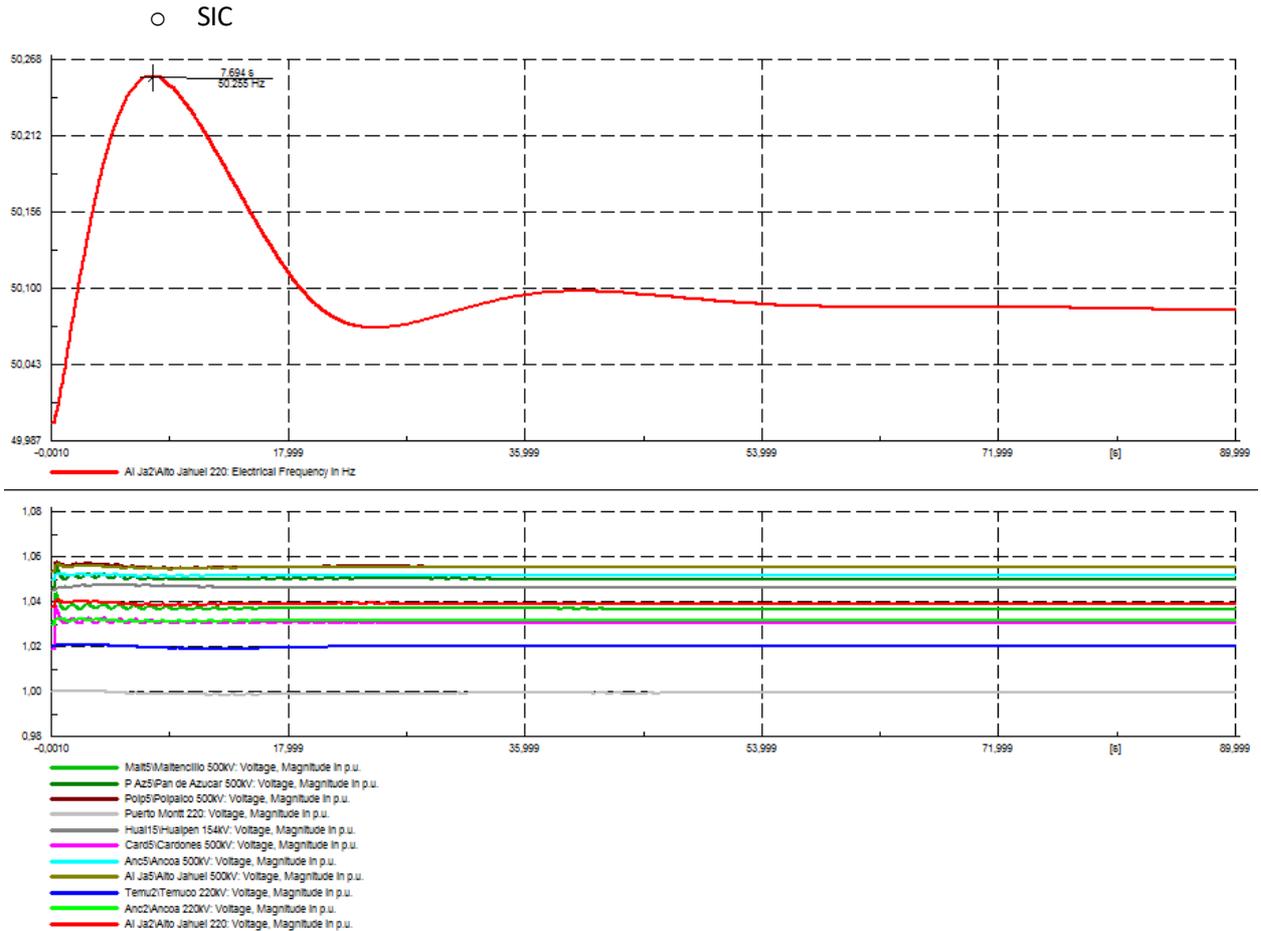


Figura 5.2.52: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 120 MW de SIC a SING.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

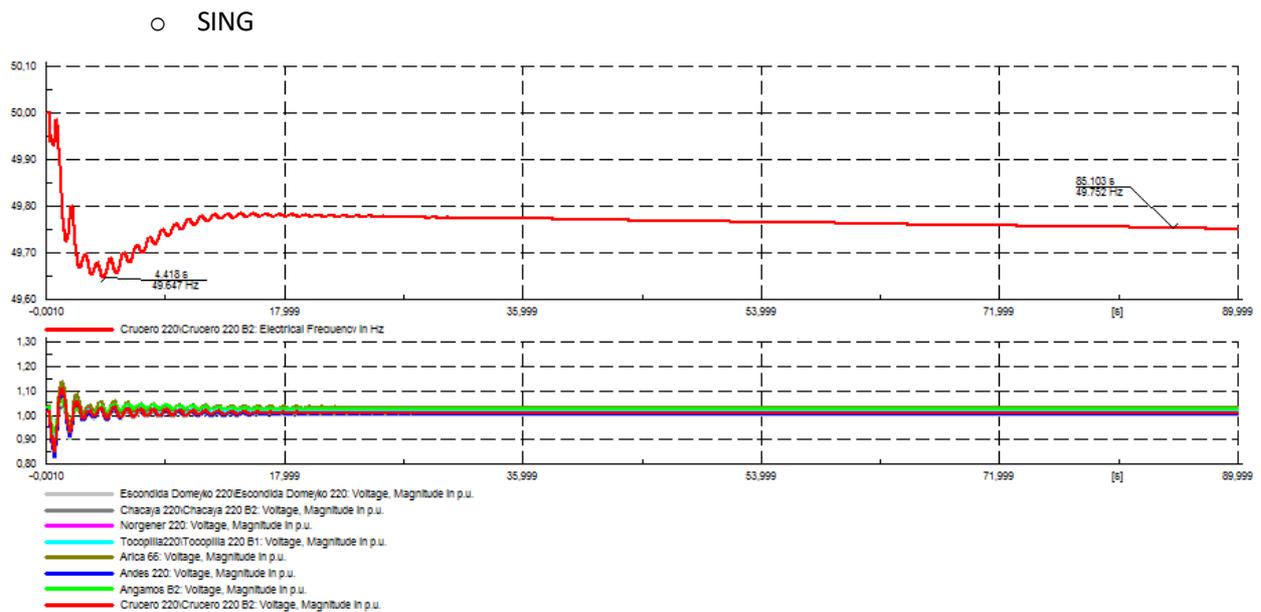


Figura 5.2.53: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

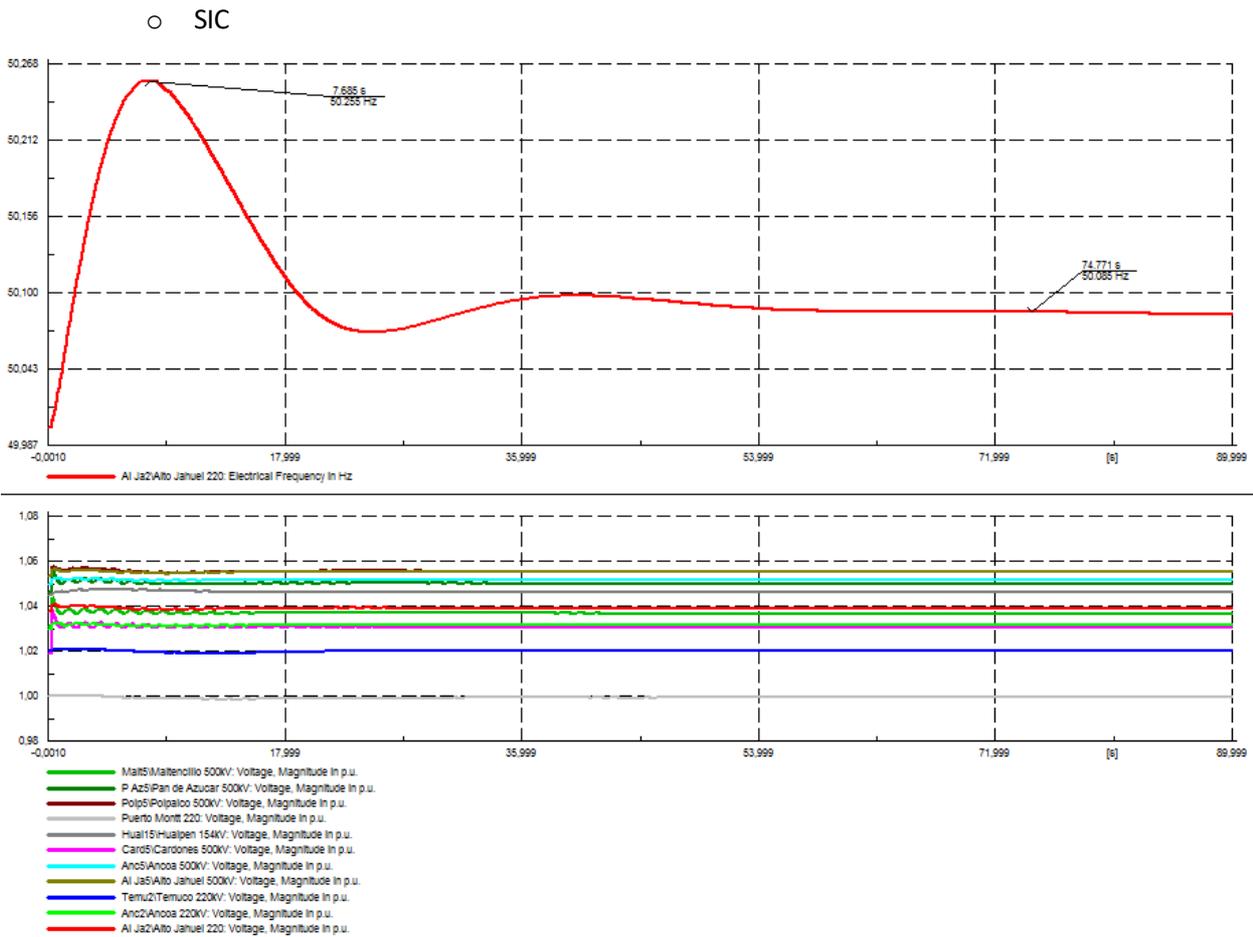


Figura 5.2.54: SIC sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

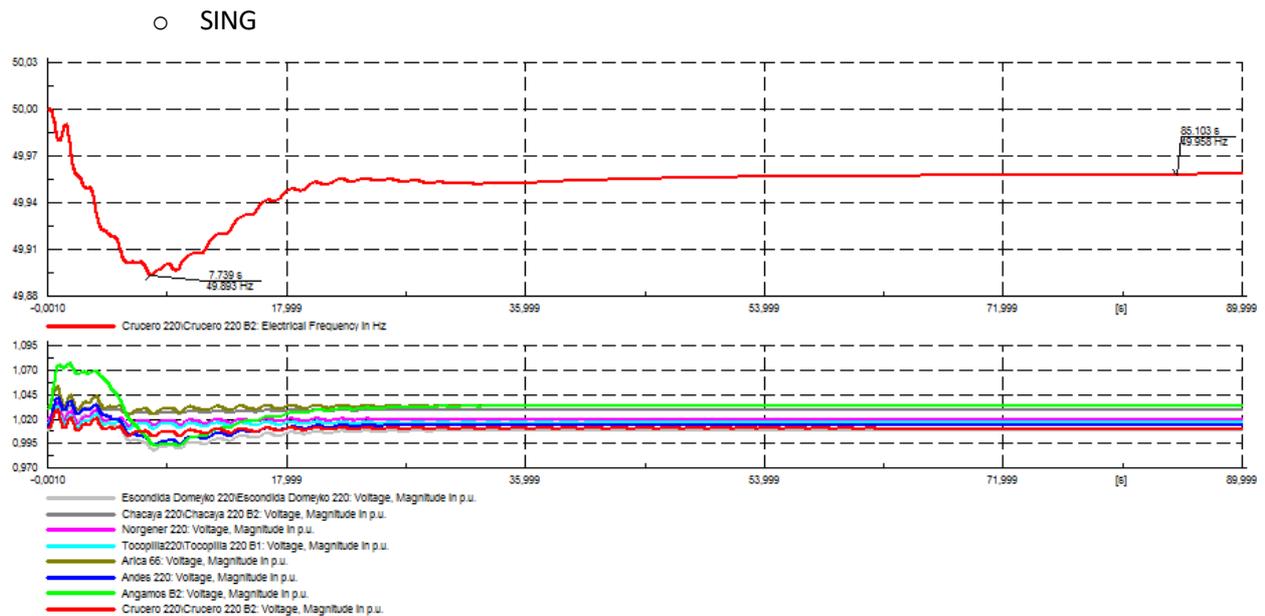


Figura 5.2.55: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

○ SIC

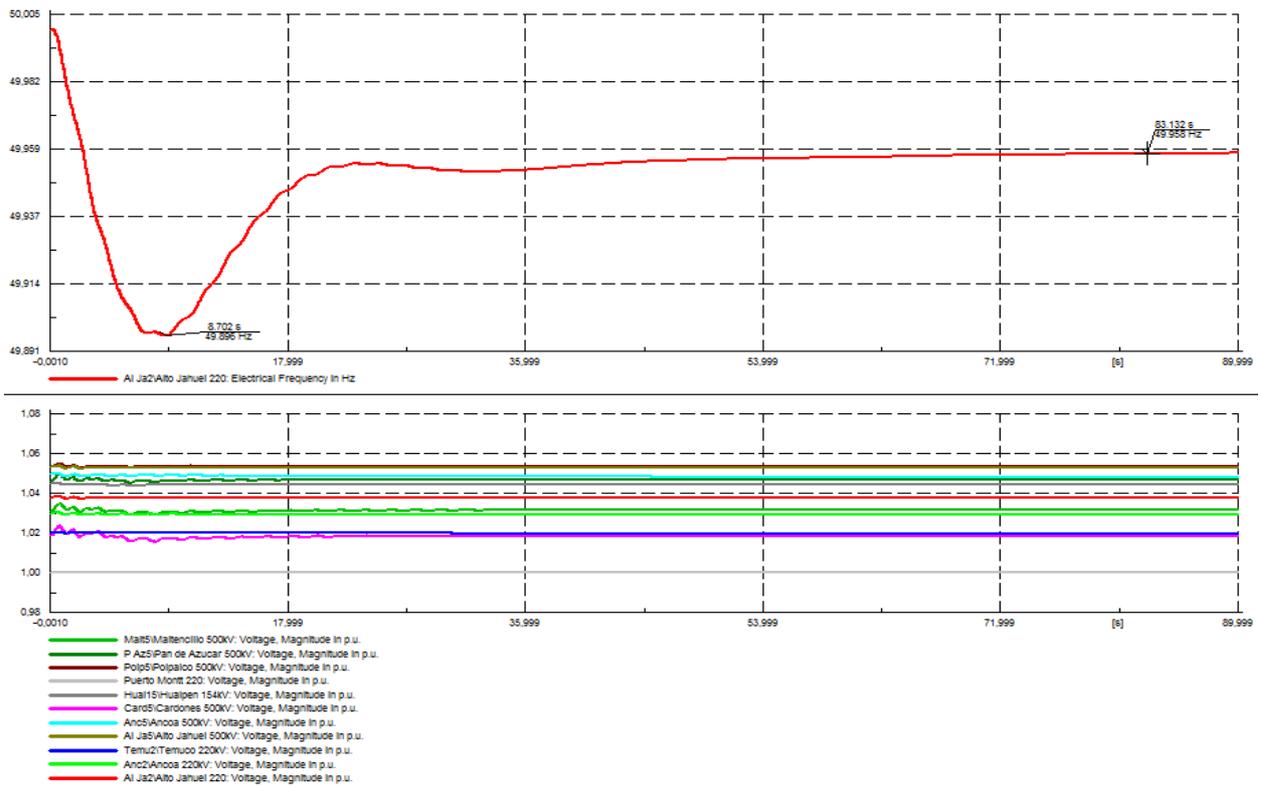


Figura 5.2.56: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

- Desconexión carga C. Escondida (236 MW) en el SING a los 0,3 segundos.

○ SING

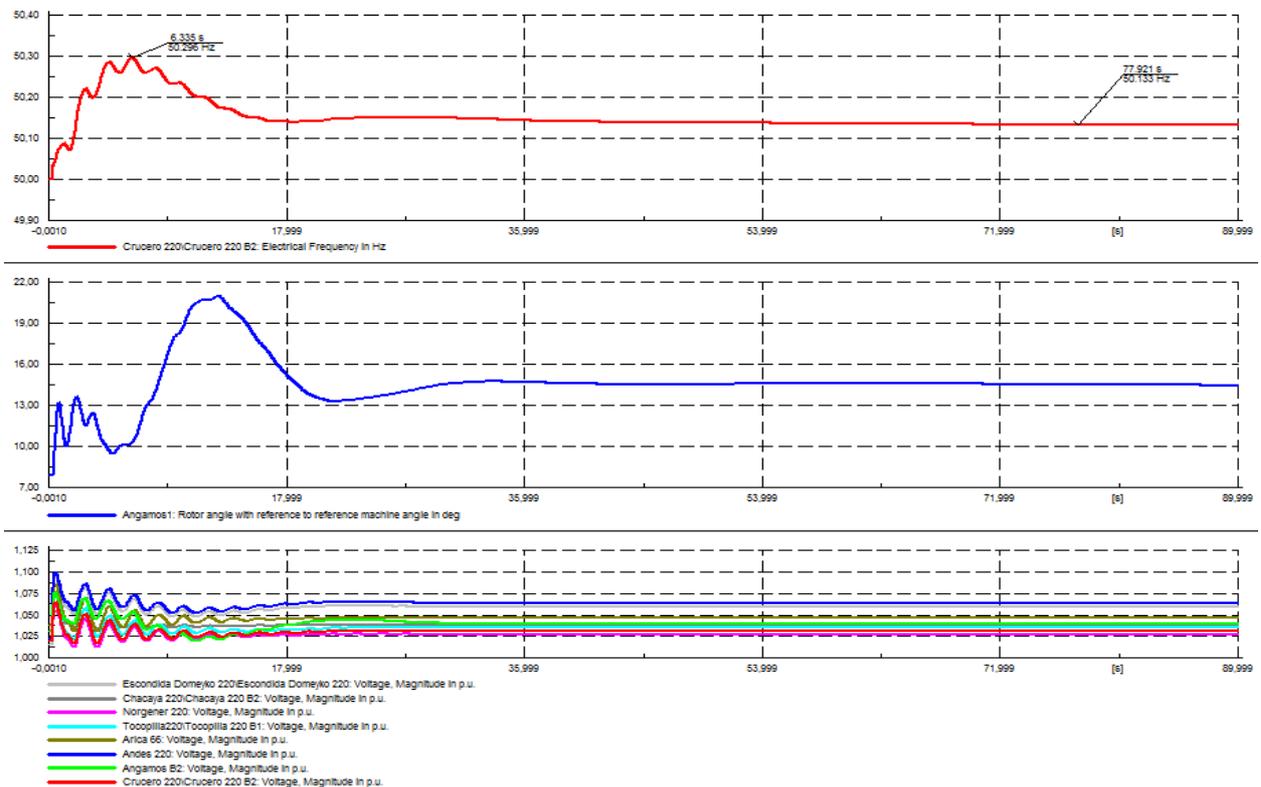


Figura 5.2.56: SING desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

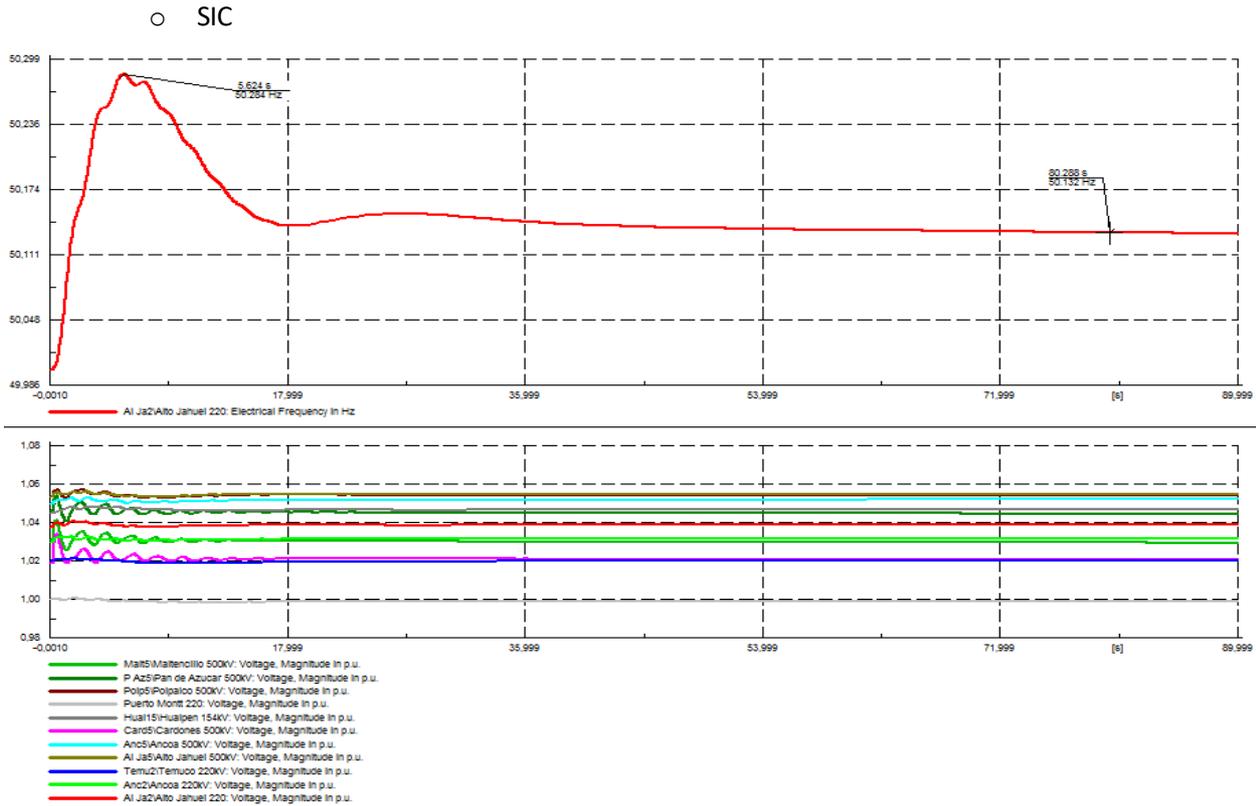


Figura 5.2.57: SIC desconectando la carga C. Escondida (SING) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

- Desconexión carga Charrúa 220 kV (214 kW) en el SIC a los 0,3 segundos.

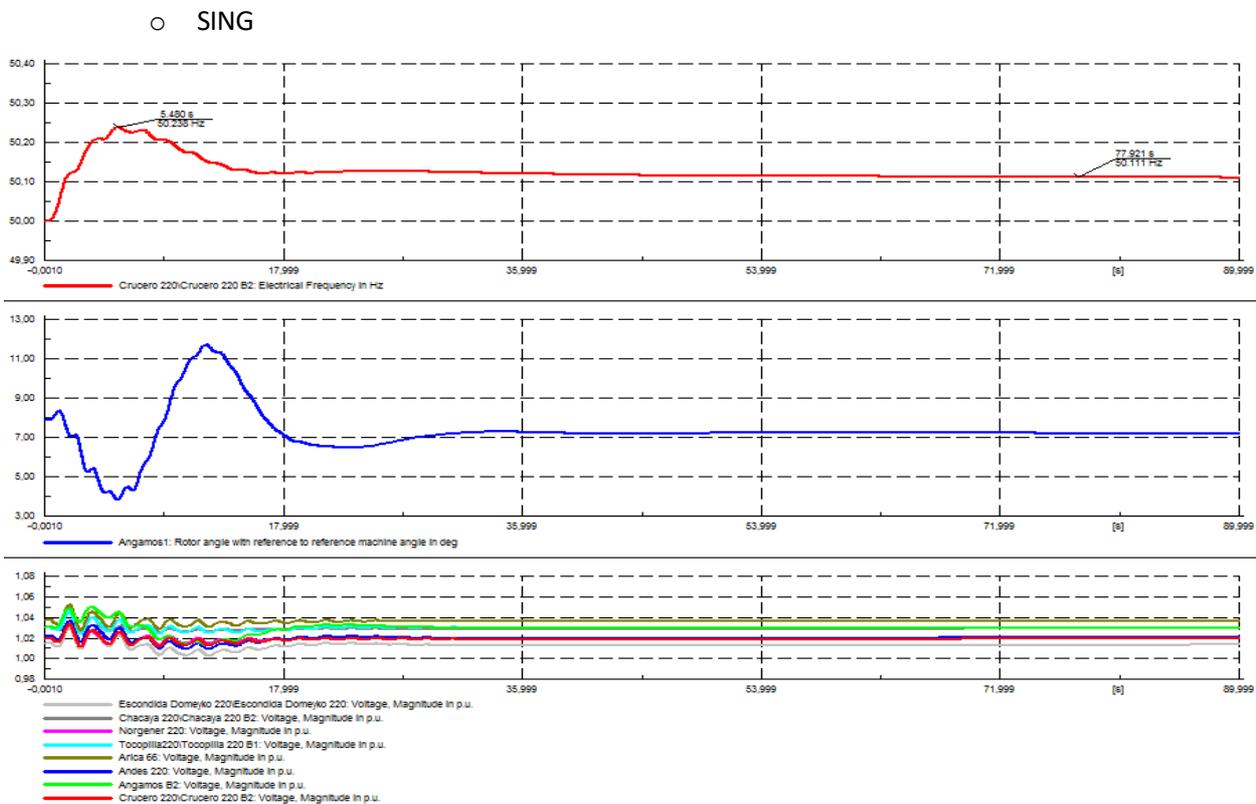


Figura 5.2.58: SING desconectando la carga Charrúa 220 kV (SIC) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

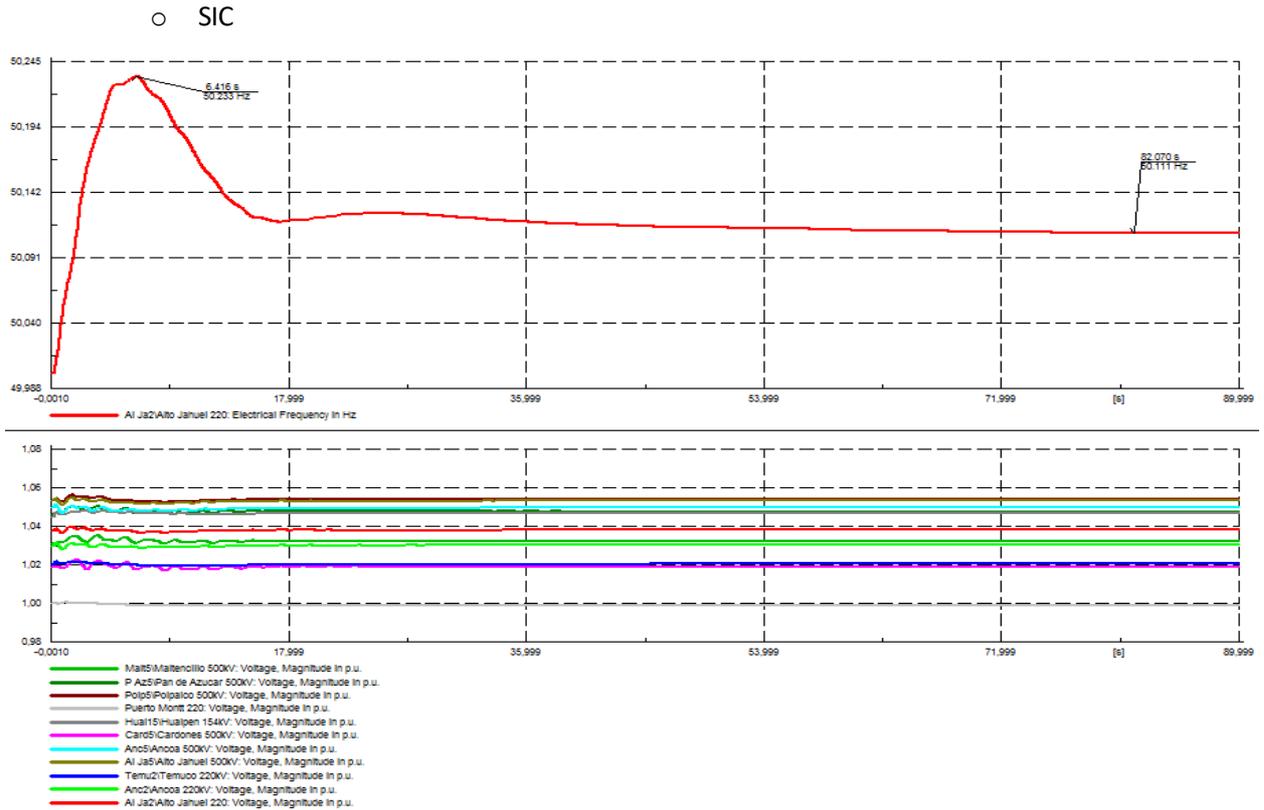


Figura 5.2.59: SIC desconectando la carga Charrúa 220 kV (SIC) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

- Desconexión generador Ventanas 2 (SIC, 219 MW) en el SIC a los 0,3 segundos.

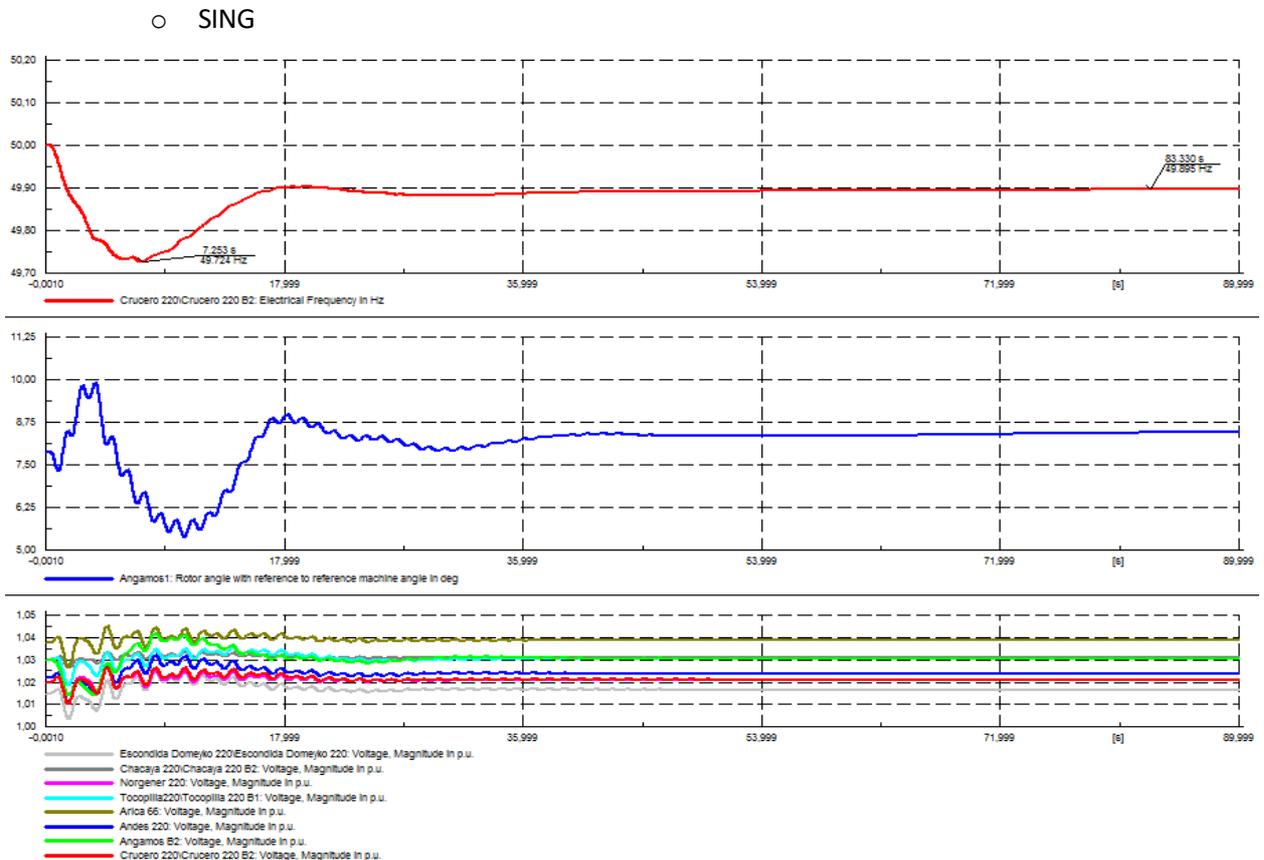


Figura 5.2.60: SING desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

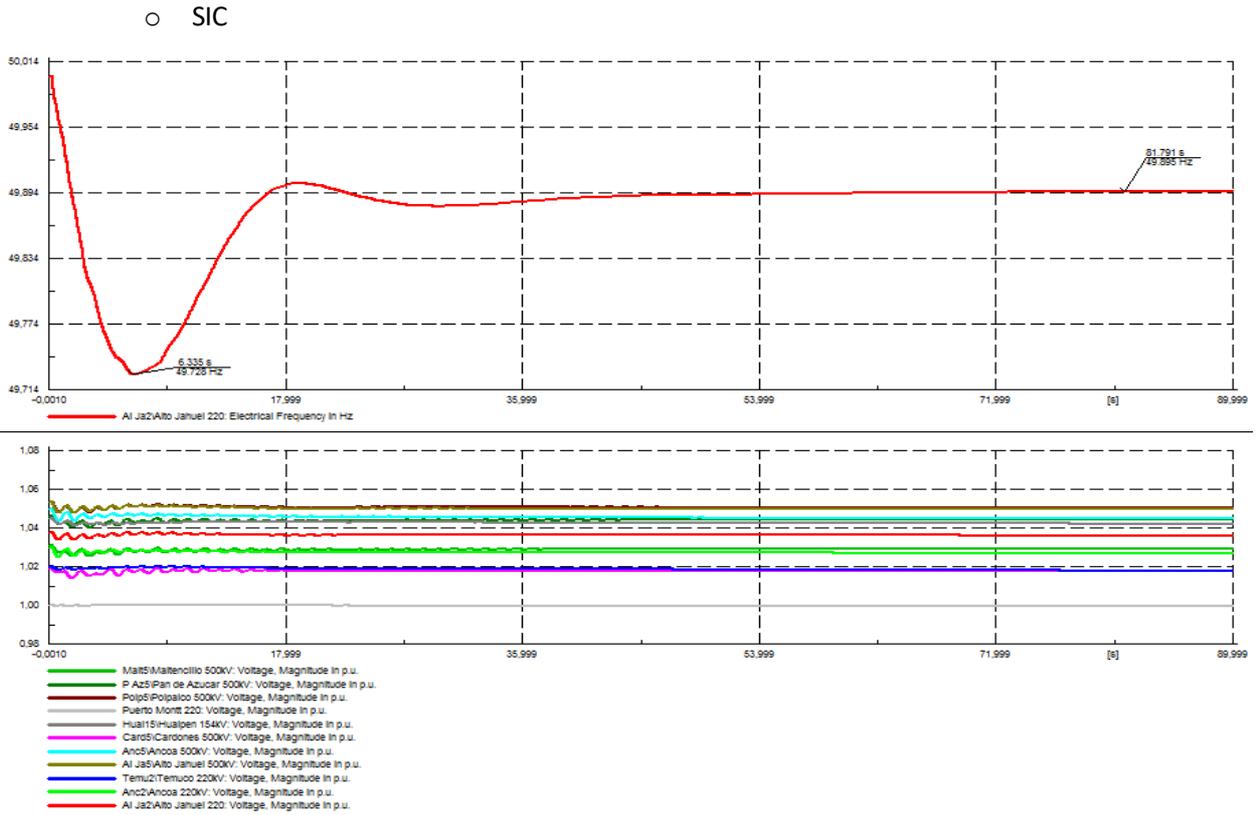


Figura 5.2.61: SIC desconectando el generador Ventanas 2 (SIC) a los 0,3 segundos para 120 MW de SIC a SING.

- Cálculo de los autovalores.

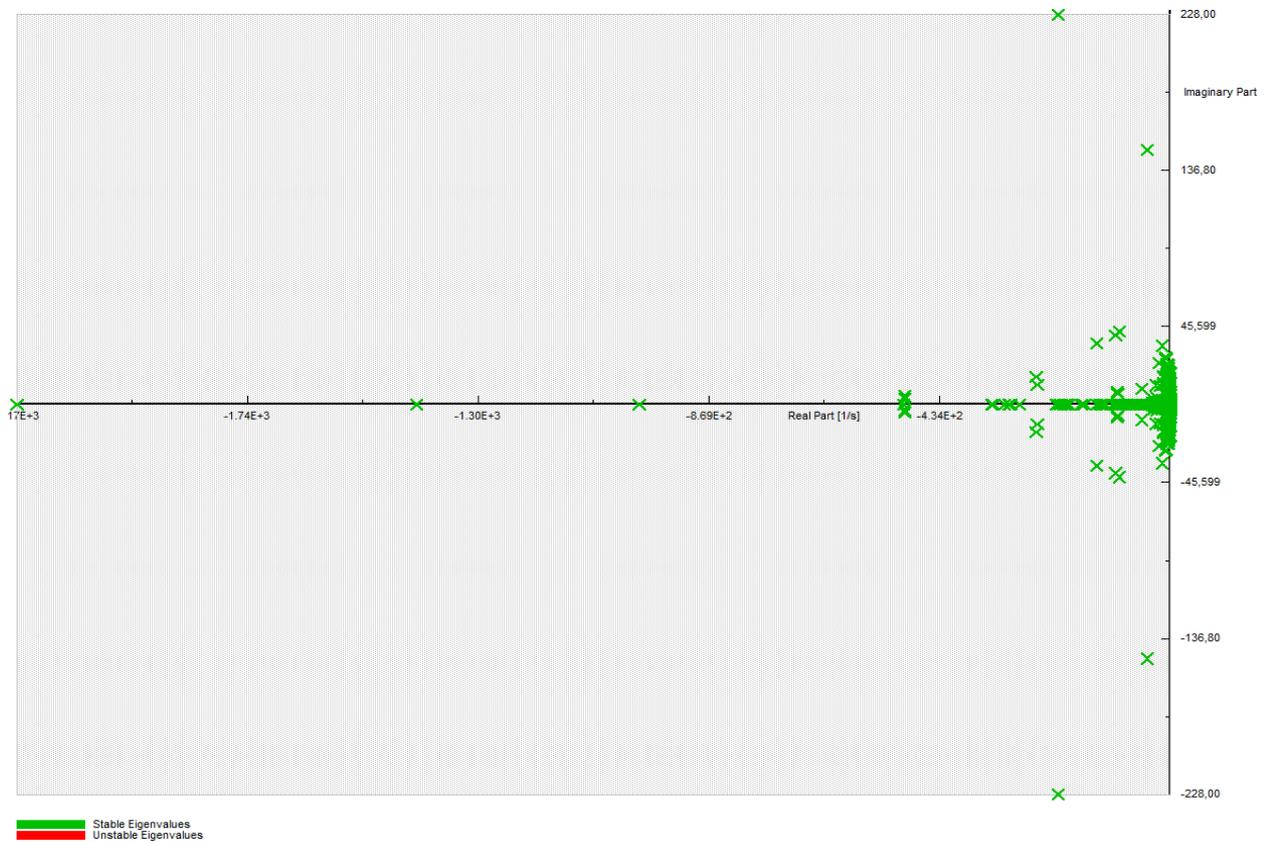


Figura 5.2.62: Análisis modal para 120 MW de SIC a SING.

5.2.7. 515 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

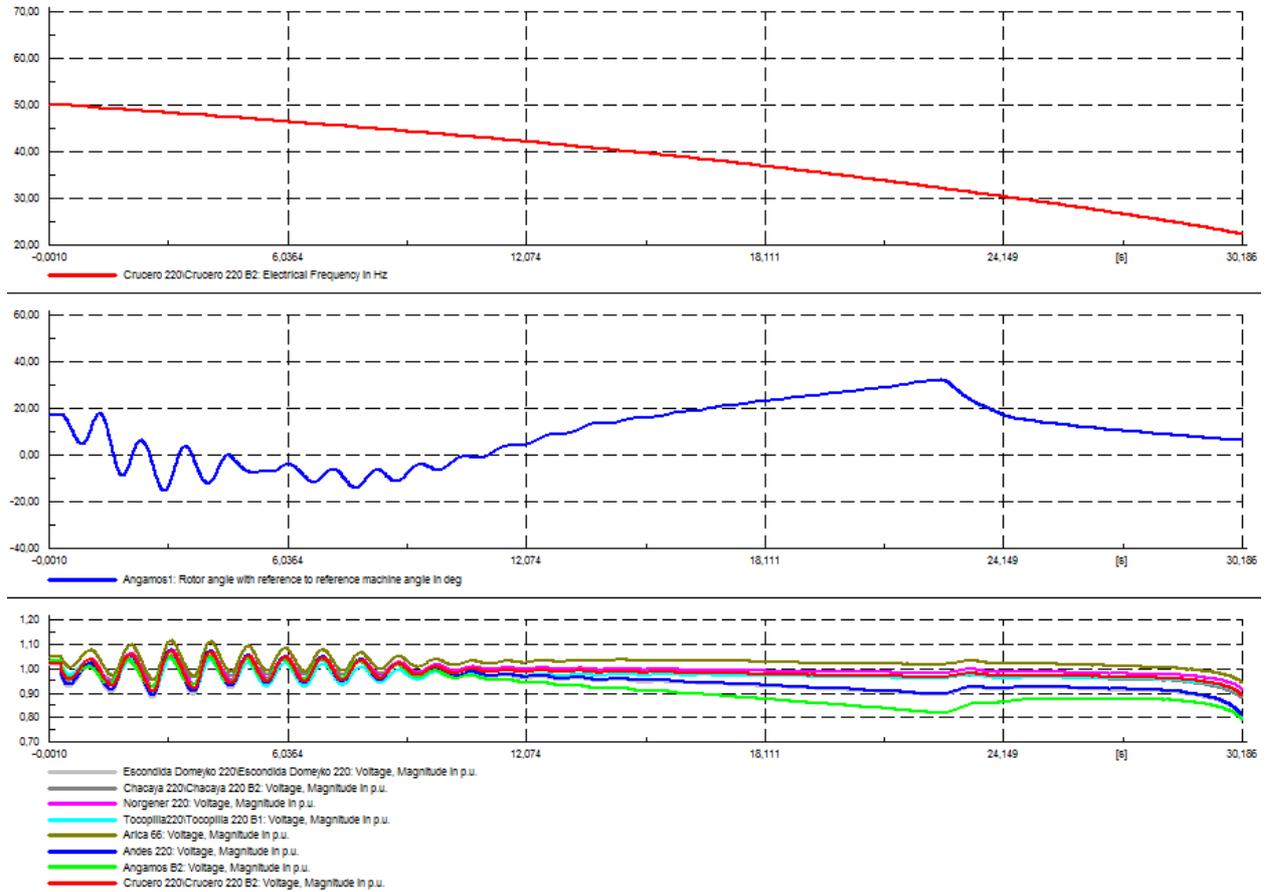


Figura 5.2.63: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 515 MW de SIC a SING.

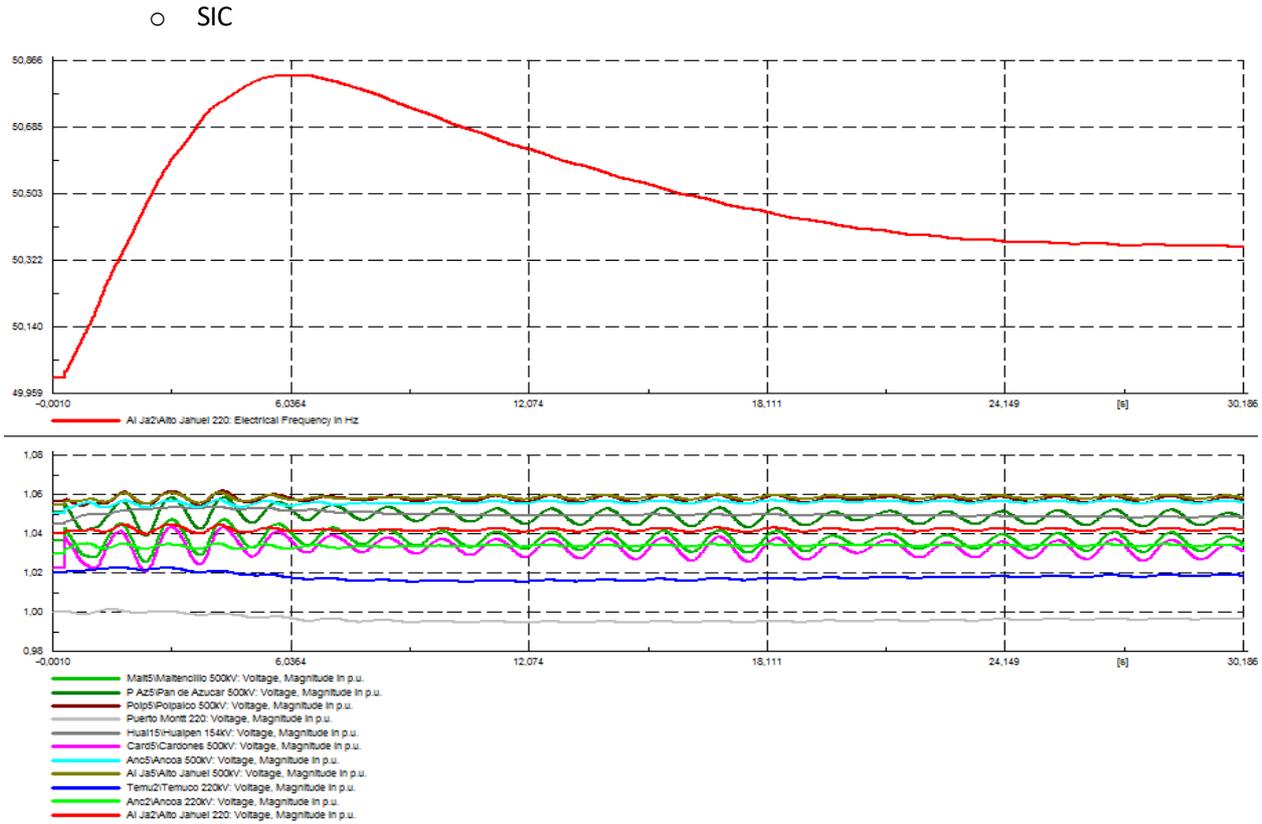


Figura 5.2.64: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 515 MW de SIC a SING.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

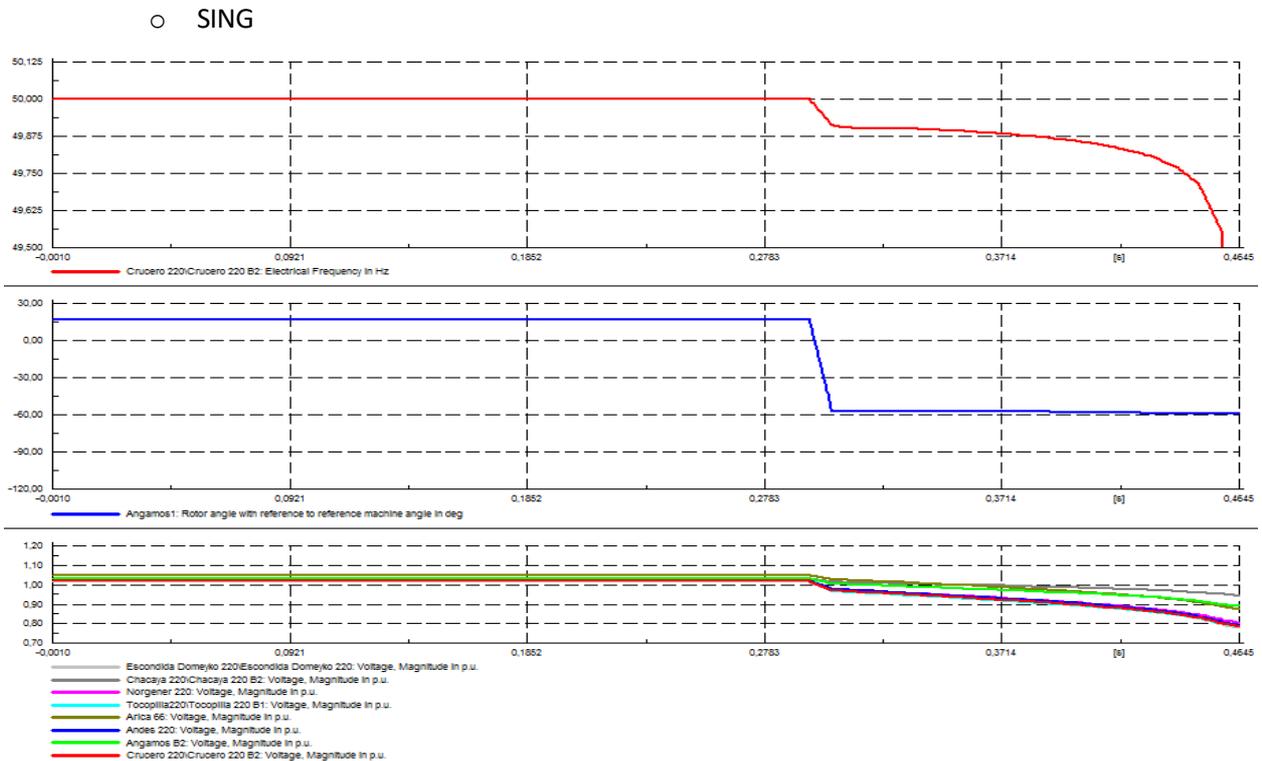


Figura 5.2.65: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 515 MW de SIC a SING.

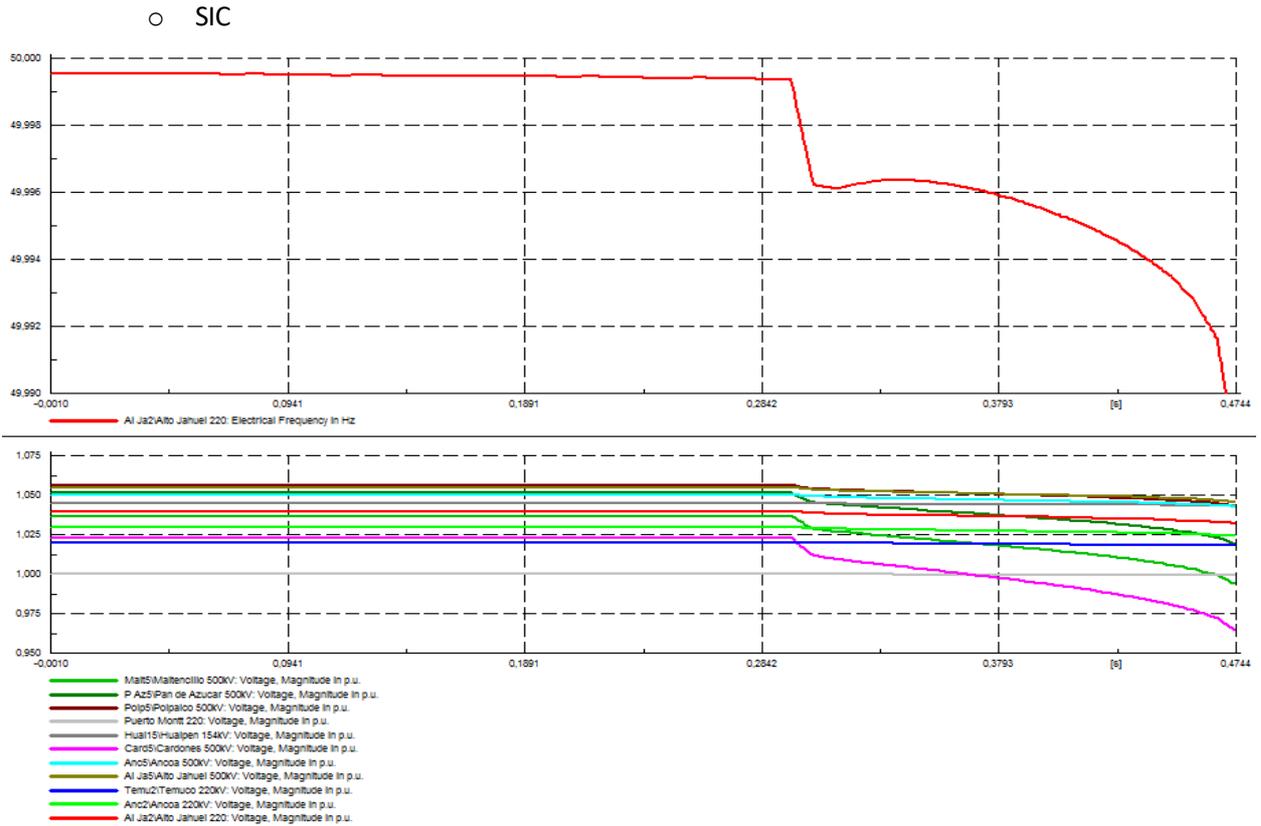


Figura 5.2.66: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 515 MW de SIC a SING.

- Cálculo de los autovalores.

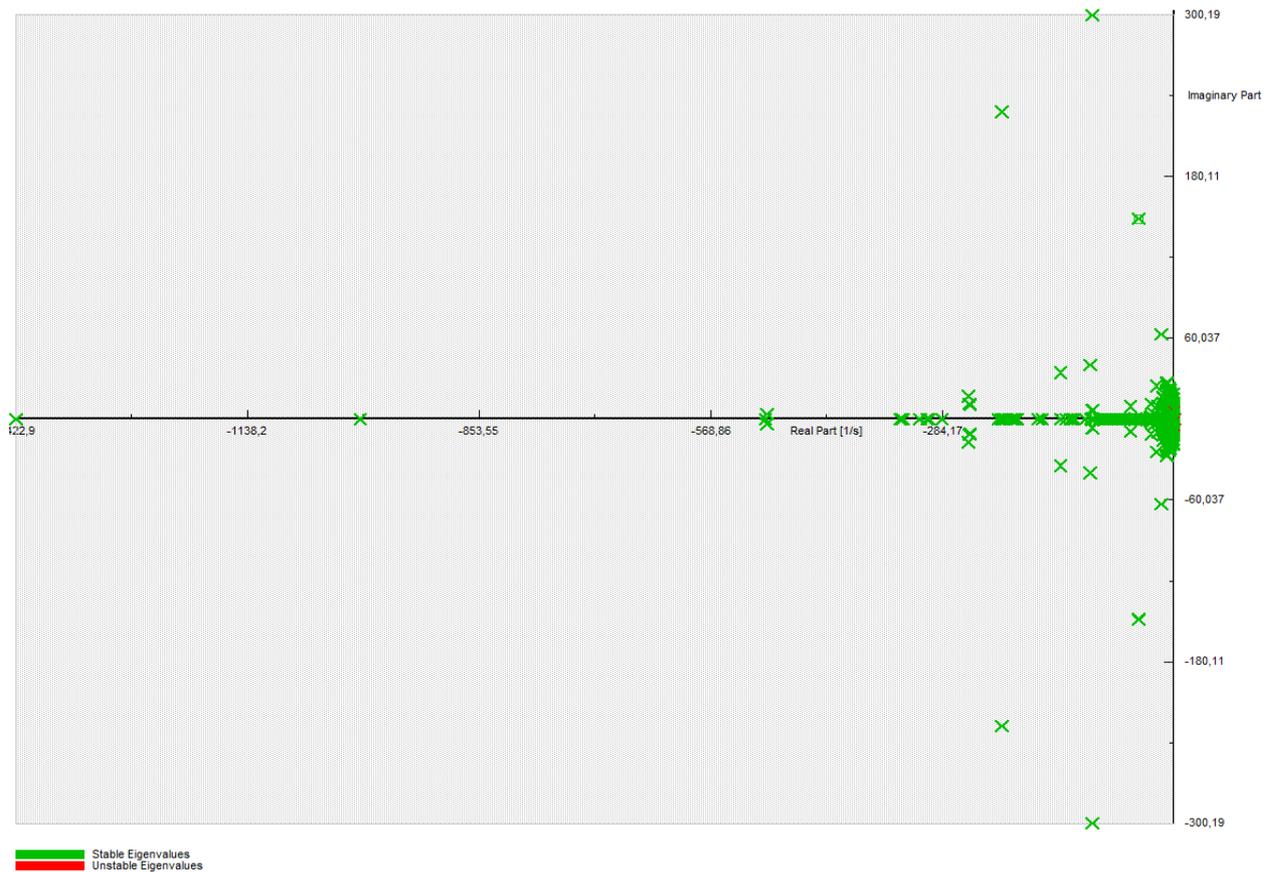


Figura 5.2.67: Análisis modal para 515 MW de SIC a SING.

5.2.8. 240 MW INTERCONECTADOS SIC → SING. POTENCIA MÁXIMA.

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

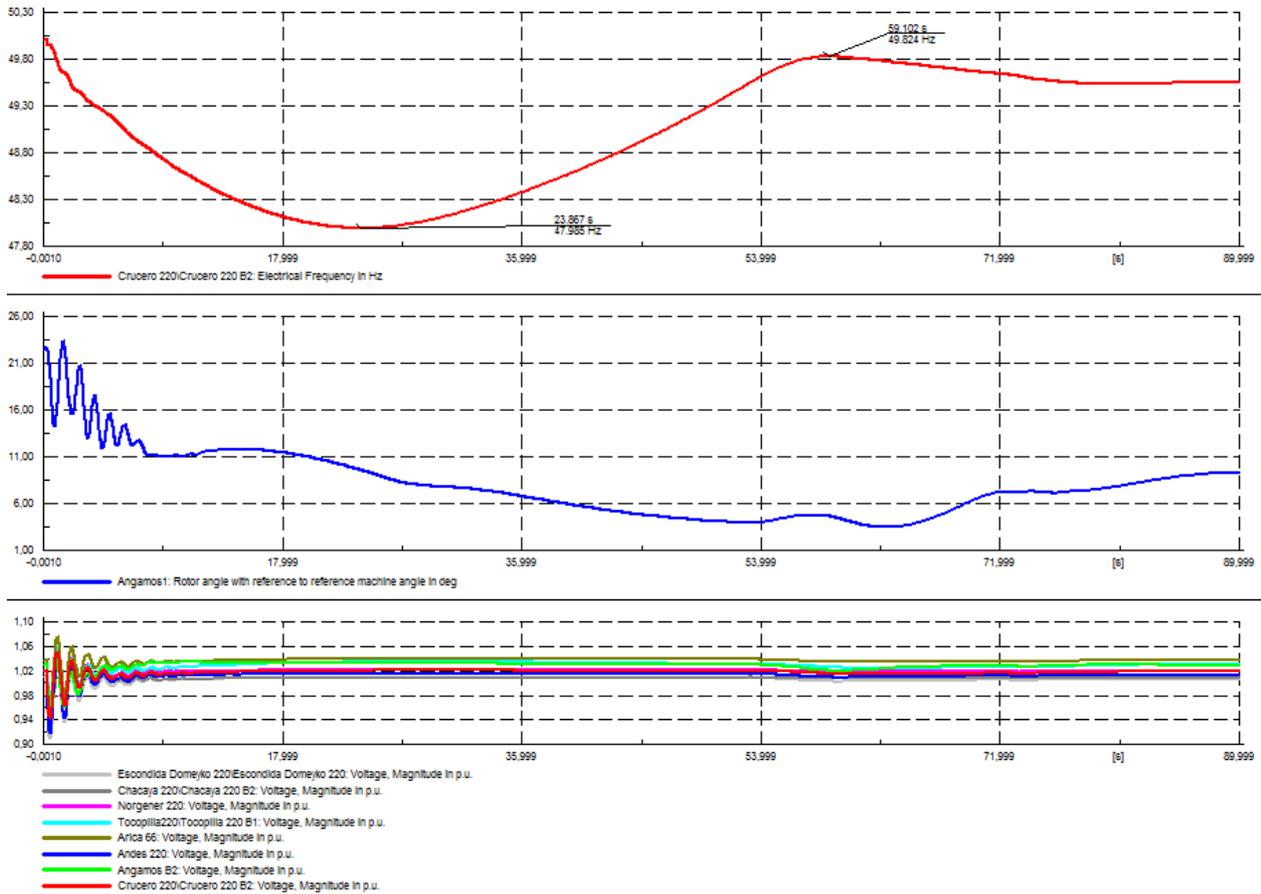


Figura 5.2.68: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 240 MW de SIC a SING.

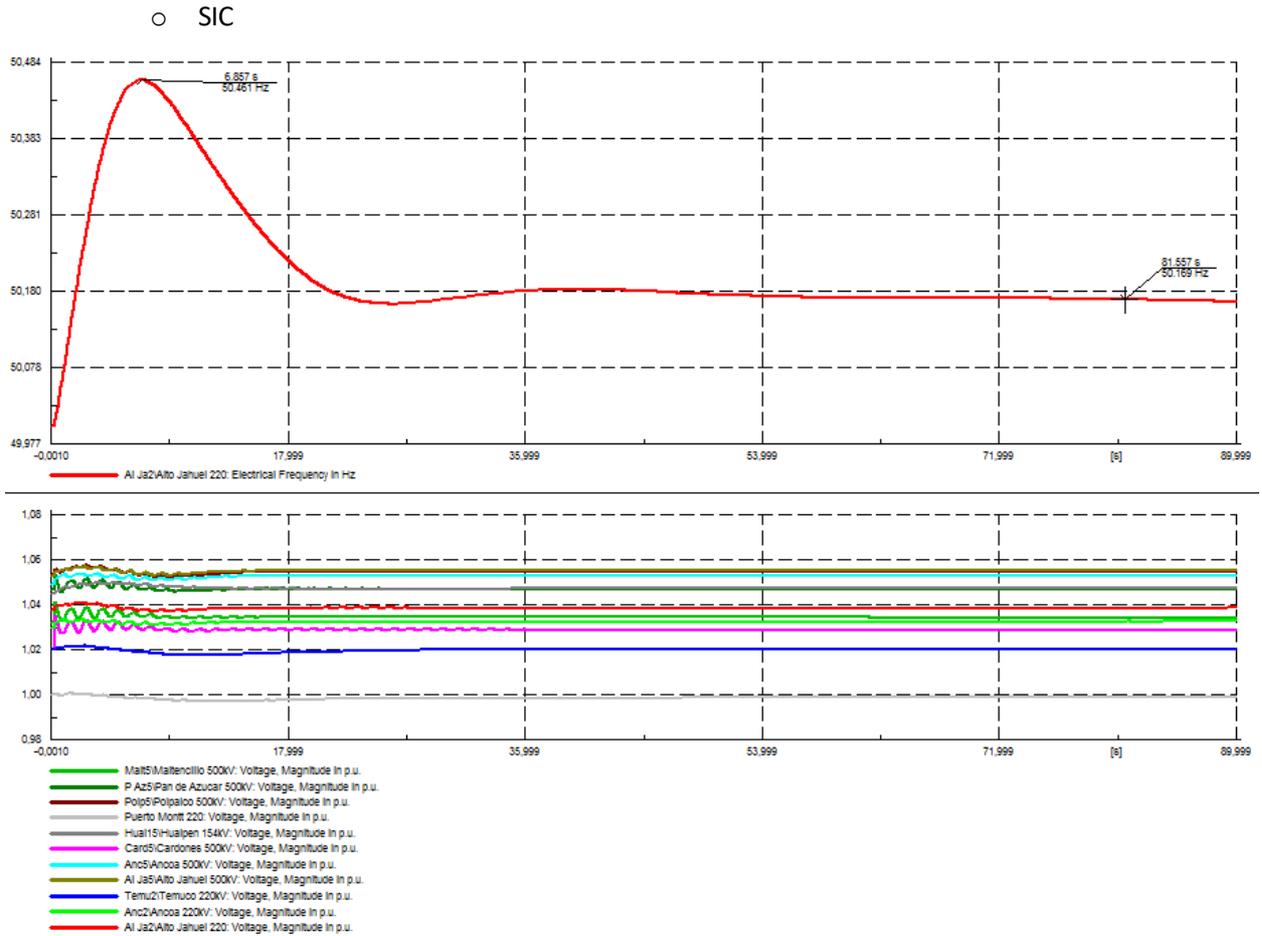


Figura 5.2.69: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 240 MW de SIC a SING.

- Sin U16 compensando generación y abriendo líneas de interconexión a los 0,3 segundos.

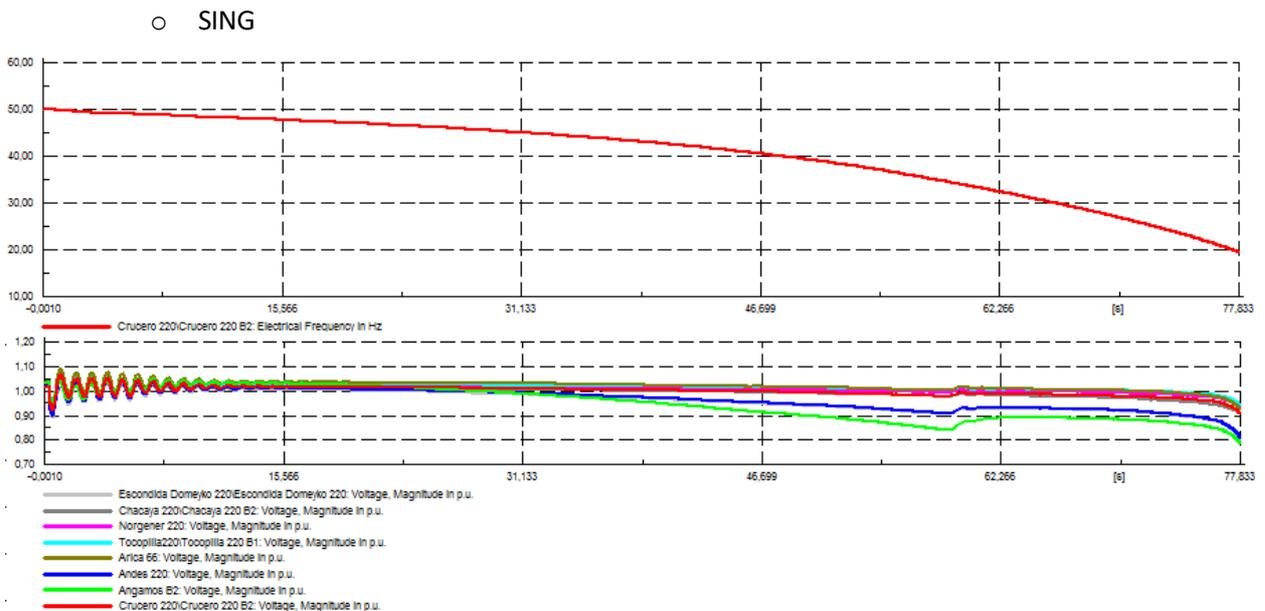


Figura 5.2.70: SING sustituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 240 MW de SIC a SING.

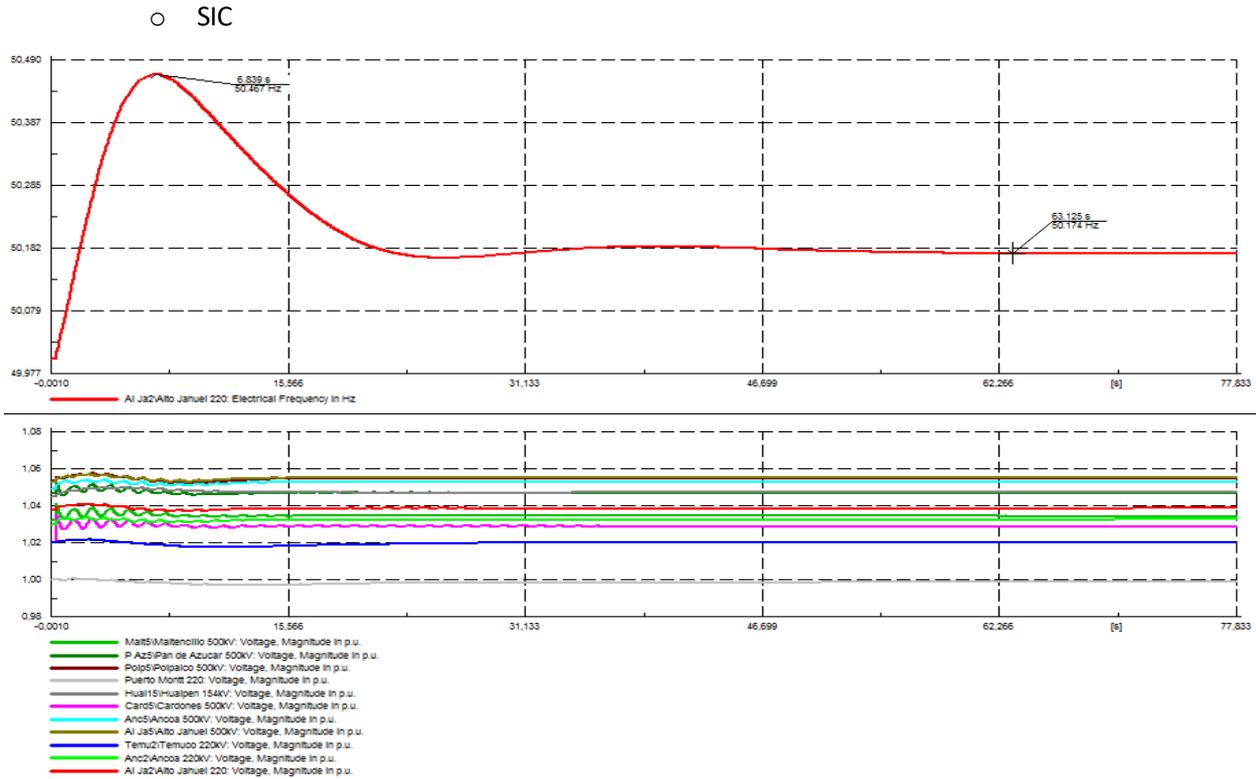


Figura 5.2.71: SIC substituyendo la U16 y abriendo las líneas de interconexión a los 0,3 segundos para 240 MW de SIC a SING.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

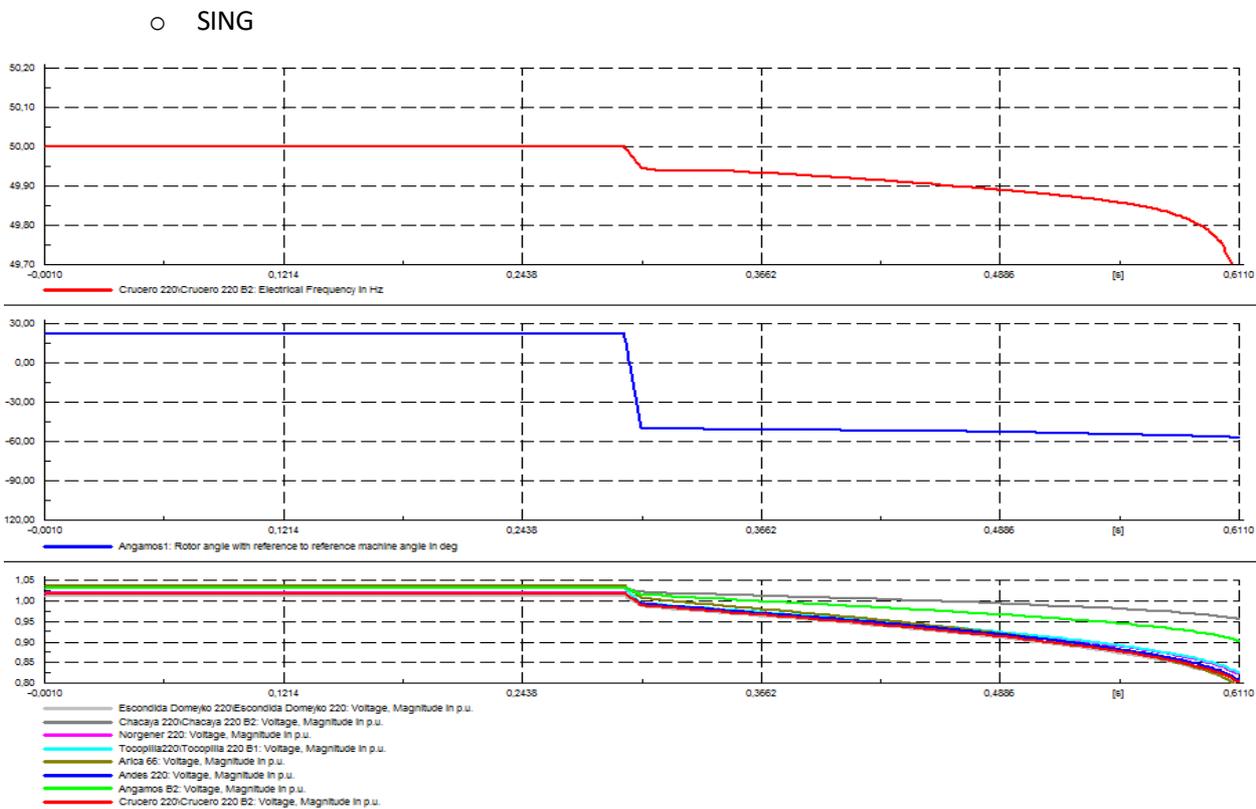


Figura 5.2.72: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 240 MW de SIC a SING.

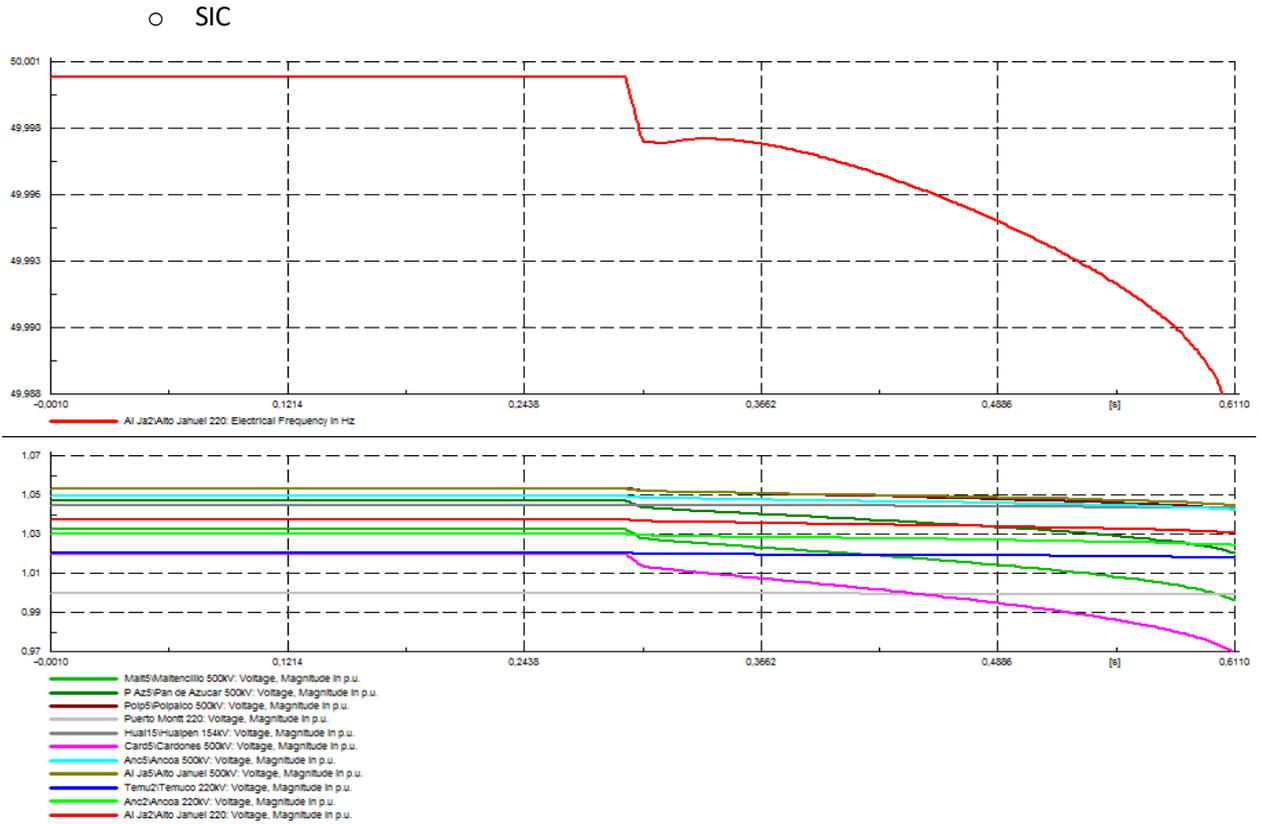


Figura 5.2.73: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 240 MW de SIC a SING.

- Cálculo de los autovalores.

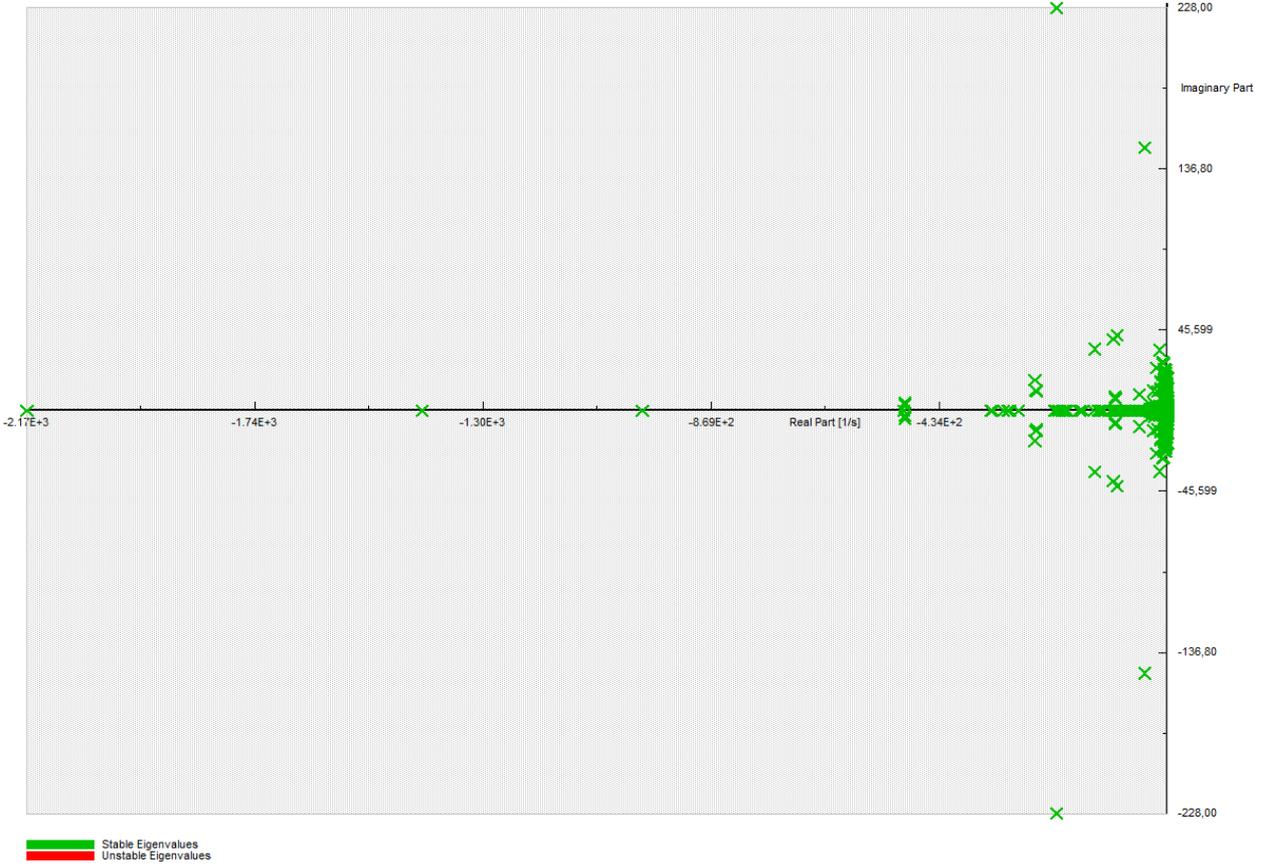


Figura 5.2.74: Análisis modal para 240 MW de SIC a SING.

5.2.9. 1000 MW INTERCONECTADOS SIC → SING

- Apertura de las líneas de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación.

○ SING

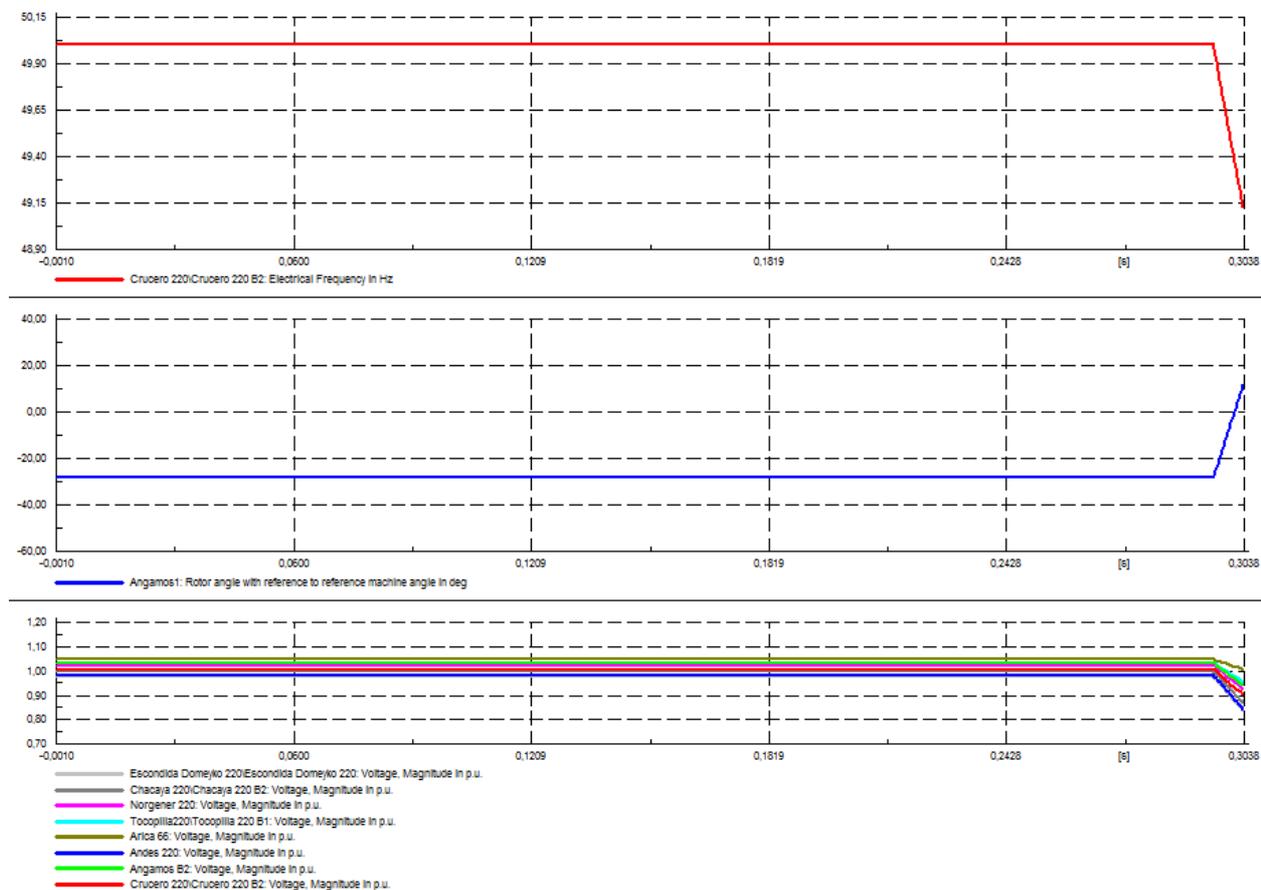


Figura 5.2.75: SING cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 1000 MW de SIC a SING.

○ SIC

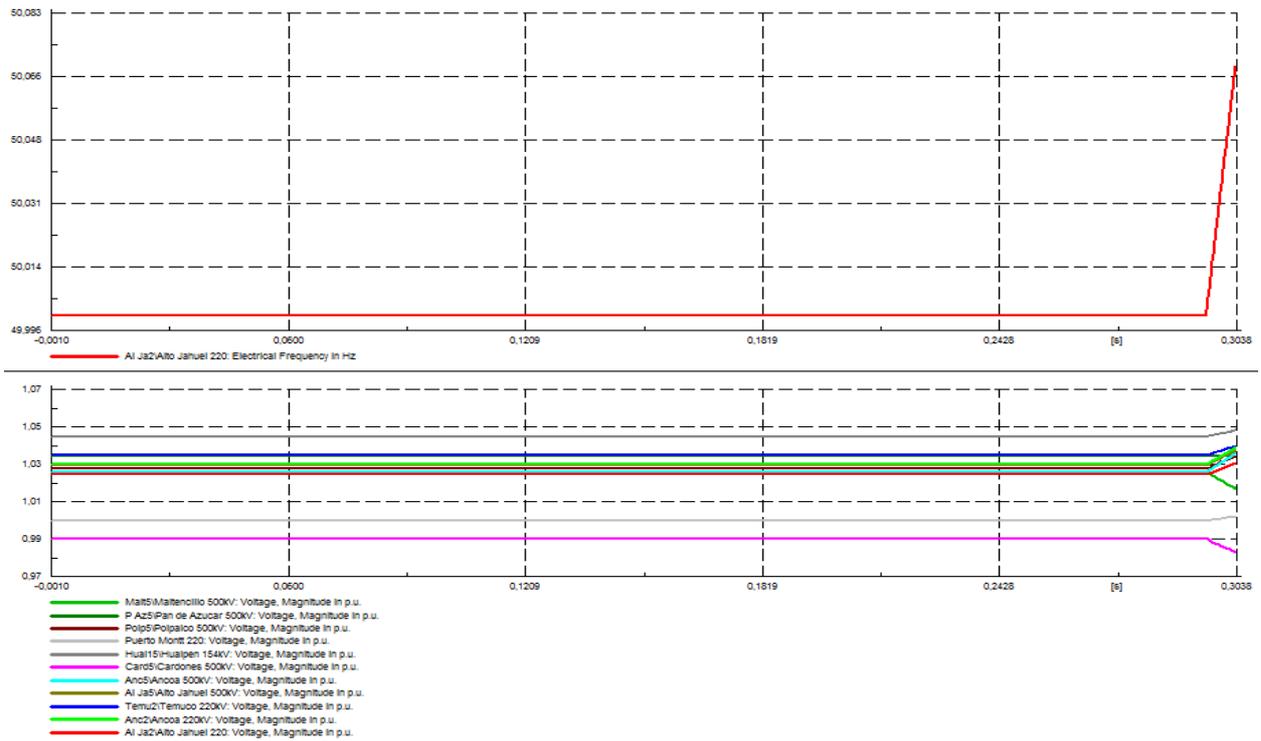


Figura 5.2.76: SIC cuando se abre la línea de interconexión a los 0,3 segundos de la simulación para 1000 MW de SIC a SING.

- Dejando fuera de servicio el generador U16 a los 0,3 segundos de la simulación sin abrir las líneas de interconexión.

○ SING

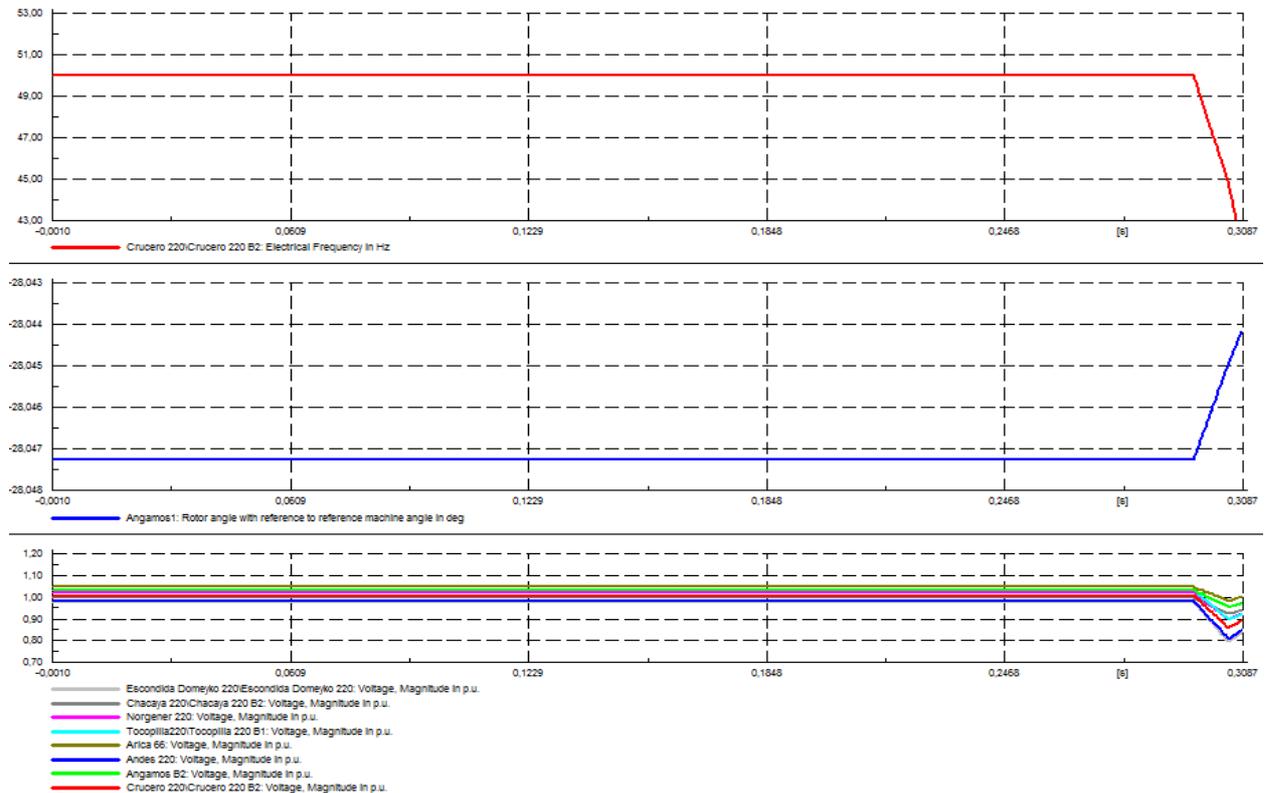


Figura 5.2.77: SING desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 1000 MW de SIC a SING.

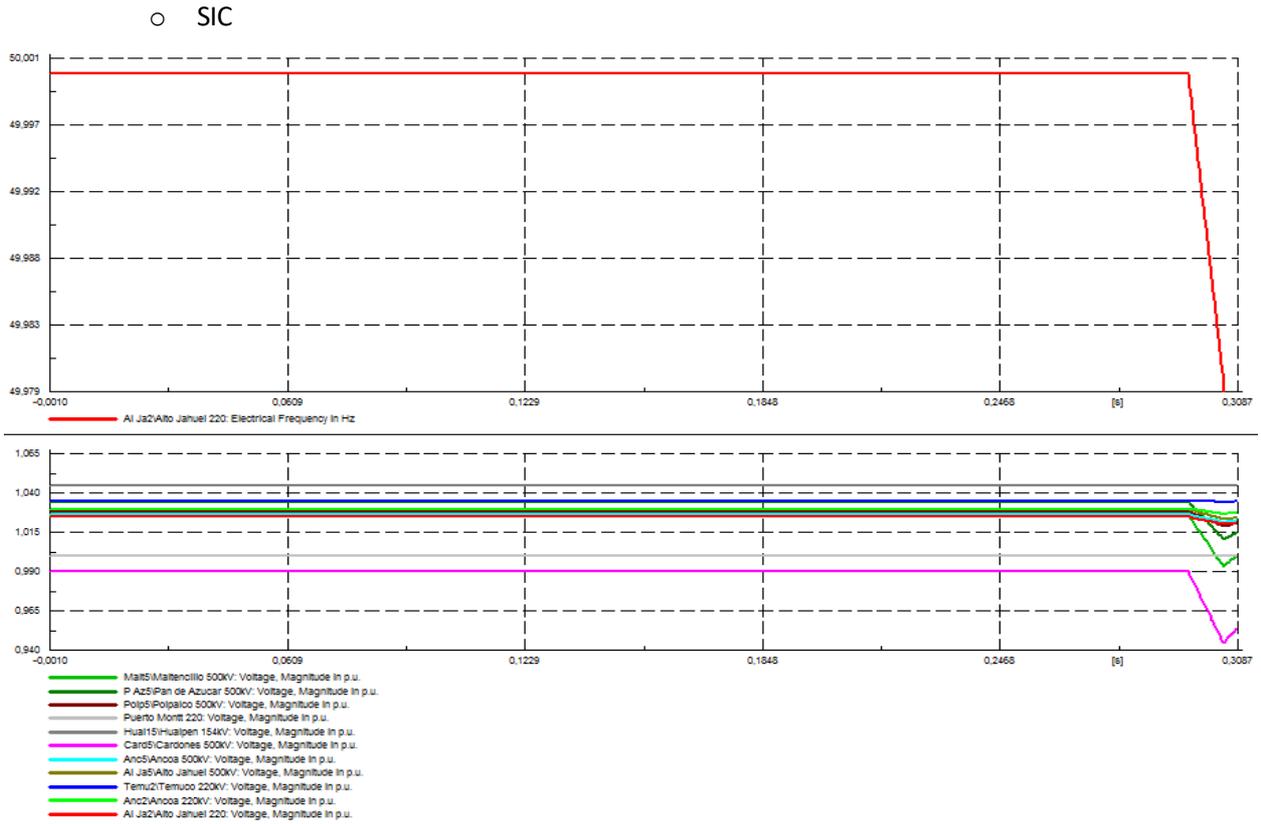


Figura 5.2.78: SIC desconectando el generador U16 del sistema interconectado a los 0,3 segundos para 1000 MW de SIC a SING.

- Cálculo de los autovalores.

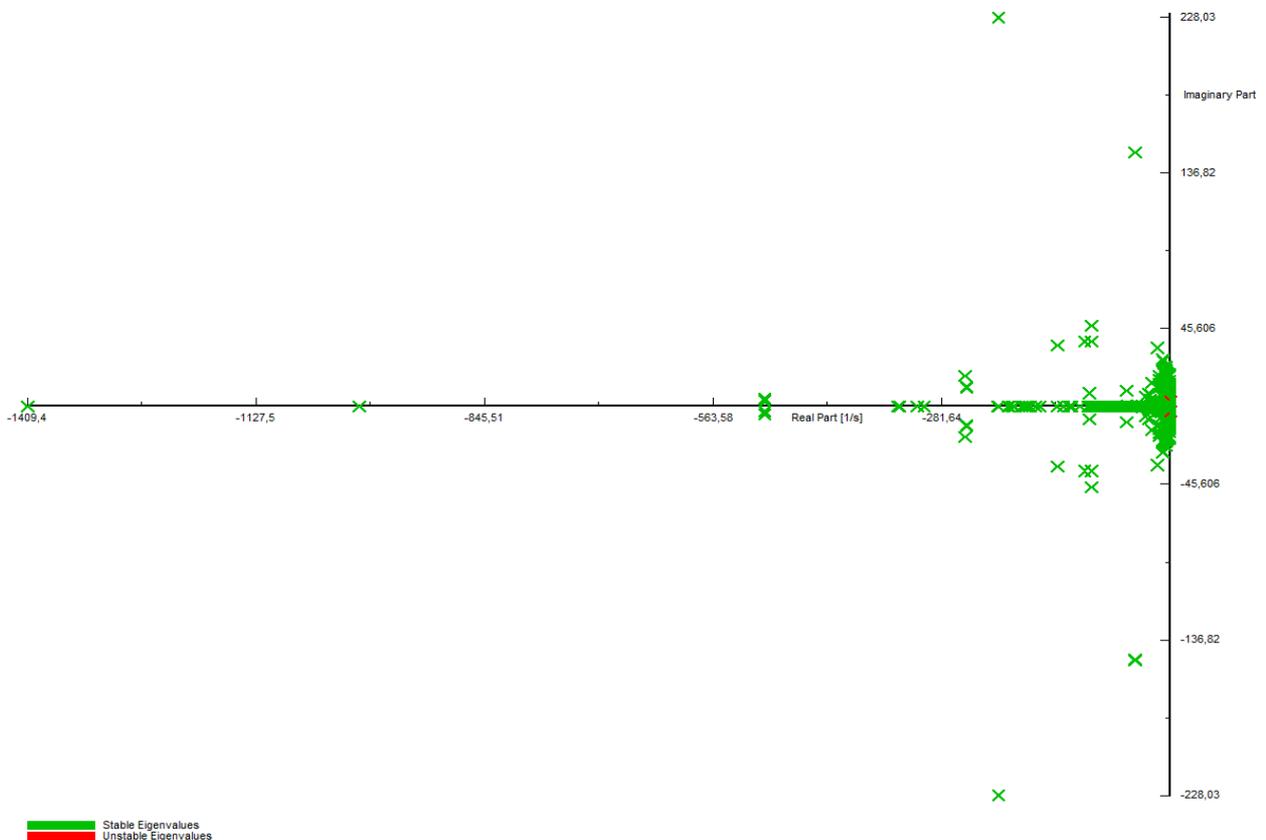


Figura 5.2.79: Análisis modal para 1000 MW de SIC a SING.

- Factores de participación de los modos inestables.

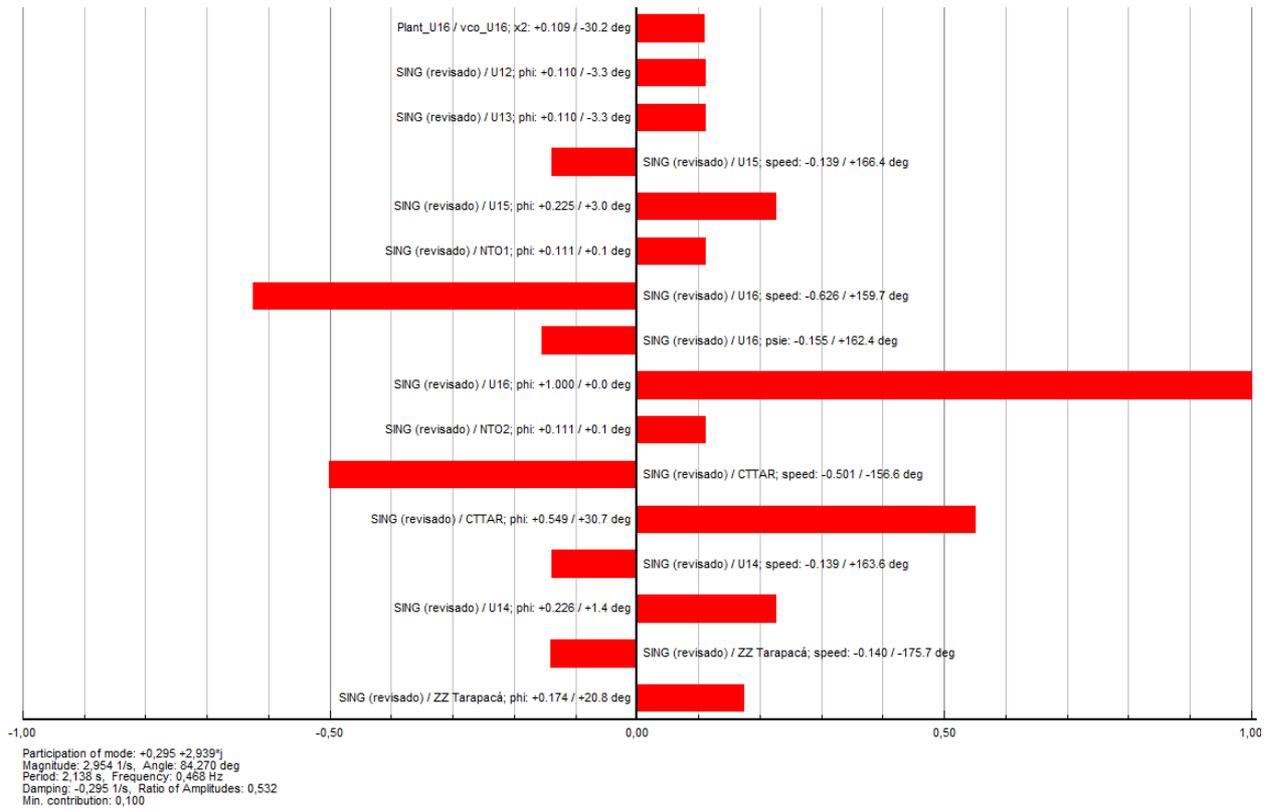


Figura 5.2.80: Factores de participación asociados al modo inestable $+0,295 \pm 2,939j$ resultante del análisis modal para 1000 MW de SIC al SING.