



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**RESONANCIA SUBSINCRÓNICA PRODUCTO DE LA  
INTERCONEXIÓN SIC - SING**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO  
CIVIL ELÉCTRICO**

JAVIER AGUSTO SAGREDO PONCE

PROFESOR GUÍA

ALEX ALEGRÍA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

RODRIGO PALMA BEHNKE

ESTE TRABAJO FUE REALIZADO EN FORMA CONJUNTA CON  
TRANSELEC S.A.

SANTIAGO, CHILE

2016

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: JAVIER SAGREDO PONCE  
FECHA: JULIO 2016  
PROF. GUÍA: ING. ALEX ALEGRÍA MEZA

## **RESONANCIA SUBSINCRÓNICA PRODUCTO DE LA INTERCONEXIÓN SIC - SING**

En este trabajo de título, se estudia el fenómeno de Resonancia Subsincrónica (SSR) que podría generarse producto de la línea de 617 km de longitud con compensación serie que unirá el Sistema Interconectado Central (SIC) con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Se determinan modos de resonancia subsincrónica en el conjunto SIC-SING, y su nivel de amortiguamiento, a través de un análisis modal, para luego analizar si los generadores sincrónicos cercanos a la interconexión presentan riesgos de sufrir SSR. Se utiliza el modelo de interconexión propuesto por Engie (ex GDF Suez), que corresponde a una línea de 500 kV de corriente alterna (HVAC), que unirá las subestaciones Nueva Cardones, en el SIC, con Los Changos, en el SING, pasando por Cumbres, que será la subestación de compensación intermedia. Se busca identificar los riesgos que involucren dichos modos de resonancia en los generadores sincrónicos, determinando las medidas de mitigación necesarias para evitarlos, en el caso que ocurran. Se realiza una revisión bibliográfica para introducir el tema, que involucra teoría de compensación serie en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), resonancias, fenómenos oscilatorios en SEP y mitigación de SSR. Se utiliza el *software* DIGSILENT PowerFactory, programa dedicado a la realización de estudios eléctricos de potencia ampliamente utilizado en Chile, como herramienta de simulación, obtención y comprobación de resultados.

Del análisis modal realizado para llevar a cabo este estudio, se desprende que no existen modos de resonancia subsincrónica peligrosos, puesto que todos tienen un amortiguamiento sobre el 30%, muy por encima del mínimo de 5% que la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) exige. Se comprueba el carácter *inofensivo* de dichos modos mediante un análisis RMS, concluyéndose que el fenómeno de SSR no se produce, debido a que el sistema es lo suficientemente enmallado, y por tanto, suficientemente robusto como para que la resonancia subsincrónica no ocurra.

Tras realizado este trabajo, se recomienda tener especial cuidado en la operación del sistema en la primera fase de la interconexión, cuando haya una máquina dedicada en el SING inyectando hacia el SIC, ya sea CTM3 o alguna IEM. Además, es importante corroborar y actualizar los modelos de las máquinas, sus controladores y PSS asociados, dado que son críticos en la obtención de resultados que se apeguen a la realidad (a la fecha, los CDEC siguen homologando modelos).

*Y no olvides:  
“el mar es profundo,  
pero tiene muchos...  
...dragones”*

# Agradecimientos

Primero que todo, me gustaría agradecer a mi profesor guía, Alex Alegría, por generar la instancia de esta tesis, por su apoyo y su buena disposición, junto al equipo de Planificación de Transelec, que me resolvieron tantas dudas, enseñaron tantas cosas, y compartimos tantos momentos.

Agradecer además a mis profesores co-guía y miembros de la comisión, Claudia Rahmann y Rodrigo Palma, que permitieron que esta tesis se llevara a cabo, y por ser quienes marcaron mi paso por el Departamento.

También me gustaría agradecer a Pattern Energy Chile y al CDEC-SING, por “adoptarme” aun no estando titulado, y convertirme en un asalariado, introduciéndome al mundo laboral. Ha sido una muy grata y satisfactoria experiencia, de la cual estoy aprendiendo mucho del mundo y de mí mismo.

Agradecer a mis amigos, que son tantos por nombrar, pero por destacar a algunos: Hugguito, Yerko, Yorsh, Diego, Rocío, Andrea, Pali, que han estado ahí para mí y han marcado mi vida con sus existencias. También a mis amigos de Eléctrica, con los cuales disfruté y compartí mucho durante estos últimos años.

Luego, por supuesto, agradecer a mis familias:

- a Los Sagrex, por estar conmigo en las buenas, pero por sobretodo en las malas. Por apoyarme, creer en mí, y darme todo el amor que me han dado. En particular a mi padre Carlos, por forjarme y guiarme, a mi madre Verónica, por sostenerme y comprenderme, y a mi hermano Matías, por soportarme y contenerme. De verdad, nada de esto hubiera tenido sentido sin ustedes.
- a la Rama de Tenis de Mesa, por ser mi red de distensión, de muchas amistades y alegrías, haciendo mi vida universitaria tan llevadera como fue, y queriéndome tal como soy, y
- al Coro, por compartir tantas canciones, tantos abrazos y darme tantos momentos inolvidables, con personas increíbles, auténticas y hermosas, y en particular a Bego y a Ian, con quienes compartimos ahora el flamante Depa Coral.

# Tabla de Contenido

Capítulo 1 - Introducción .....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Alcances.....	2
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivos generales.....	3
1.3.2. Objetivos específicos .....	3
1.4. Estructura del trabajo .....	4
Capítulo 2 – Revisión bibliográfica y estado del arte .....	5
2.1. Compensación serie en sistemas eléctricos de potencia.....	5
2.2. Vibraciones en resonancia .....	6
2.3. Fenómenos oscilatorios en redes eléctricas.....	6
2.3.1. Oscilaciones interárea .....	6
2.3.2. Resonancia subsincrónica (SSR).....	7
2.4. Métodos de mitigación de SSR.....	12
2.4.1. Mitigación de SSR mediante UPFC .....	12
2.4.2. Mitigación mediante STATCOM.....	18
2.4.3. Mitigación mediante TCSC .....	23
2.4.4. Mitigación mediante SVC.....	25
2.4.5. Otros métodos de mitigación de SSR.....	31
2.5. Barrido de frecuencia .....	34
Capítulo 3 – Metodología.....	36
3.1. Supuestos .....	37
3.1.1. Topología y planes de expansión.....	37
3.1.2. Modelo de interconexión .....	37
3.1.3. Modelos dinámicos.....	38
3.2. Análisis modal y simulaciones.....	39
3.3. Análisis de SSR.....	41
3.4. Comprobación de resultados mediante análisis RMS.....	41
Capítulo 4 – Casos de estudio .....	43
4.1. Preparación de los casos de estudio .....	43
4.2. Representación del sistema SIC-SING vía modelación en DIGSILENT. ....	45
4.2.1. Base de datos del Sistema Interconectado Central.....	45
4.2.2. Base de datos del Sistema Interconectado del Norte Grande .....	45
4.2.3. Integración bases SIC-SING.....	46
Capítulo 5 – Desarrollo y análisis de resultados .....	47
5.1. Resultados del análisis modal .....	47

5.1.1. Modos iniciales SIC.....	47
5.1.2. Modos iniciales SING .....	48
5.1.3. Escenarios i, ii y iii.....	49
5.1.4. Escenario iv: demanda máxima del SING al SIC.....	49
5.1.5. Escenario v: sin Enlace-O'Higgins 220 kV.....	51
5.1.6. Escenario vi: caso radial.....	51
5.1.7. Escenarios vii y viii: flujo cero.....	53
5.2. Fenómenos de SSR encontrados .....	53
5.3. Análisis RMS.....	54
5.4. Discusión.....	57
Capítulo 6 – Conclusiones.....	58
Bibliografía.....	61
Anexos .....	63
A. Opciones de modelo de línea Interconexión SIC - SING.....	63
B. Configuración y topologías de escenarios de simulación .....	64

# Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: diagrama del circuito equivalente de una máquina de inducción genérica. ....	10
Ilustración 2: IEEE First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance .....	12
Ilustración 3: sistema de control del convertor serie .....	13
Ilustración 4: sistema de control del convertor <i>shunt</i> .....	13
Ilustración 5: sistema de estudio para el UPFC .....	14
Ilustración 6: desviación de la velocidad del generador con y sin UPFC .....	14
Ilustración 7: desviación de la velocidad de la turbina de baja presión con y sin UPFC .....	15
Ilustración 8: desviación de velocidad de la turbina de alta presión con y sin UPFC .....	15
Ilustración 9: torque de las turbinas de alta a baja presión con y sin UPFC .....	15
Ilustración 10: torque electromecánico de DFIG con y sin UPFC .....	16
Ilustración 11: velocidad del DFIG con y sin UPFC .....	16
Ilustración 12: esquema genérico de UPFC en un sistema de plantas eólicas .....	17
Ilustración 13: modelo del STATCOM .....	18
Ilustración 14: esquemático STATCOM para estudio de SSR .....	19
Ilustración 15: respuestas dinámicas del sistema sin el STATCOM .....	20
Ilustración 16: respuestas dinámicas del sistema con el STATCOM .....	21
Ilustración 17: velocidad del generador .....	21
Ilustración 18: ángulo de la máquina .....	22
Ilustración 19: tensión de la barra del STATCOM .....	22
Ilustración 20: torque electromecánico .....	22
Ilustración 21: ángulo de disparo del STATCOM .....	23
Ilustración 22: torque eléctrico - potencia activa .....	24
Ilustración 23: desviación de la velocidad del eje .....	25
Ilustración 24: diagrama del SVC .....	26
Ilustración 25: diagrama de bloques del controlador de SSR del SVC .....	27
Ilustración 26: diagrama unilineal del sistema de prueba. ....	28
Ilustración 27: resultados en frecuencia del uso de SVC en el sistema de prueba versus el amortiguamiento del coeficiente de torque. ....	29
Ilustración 28: torque tras falla sin SVC .....	30
Ilustración 29: torque con SVC tras falla .....	31
Ilustración 30: Esquema del SEDC .....	33
Ilustración 31: gráfico de resistencia y reactancia efectiva versus frecuencia eléctrica .....	35
Ilustración 32: esquema de metodología a seguir .....	36
Ilustración 33: modelo de línea interconexión de E-CL .....	38
Ilustración 34: características de los modos según su naturaleza [18] .....	39
Ilustración 35: caracterización de las amplitudes de oscilación <b>A1</b> y <b>A2</b> .....	40
Ilustración 36: modelo línea interconexión en DIgSILENT .....	46
Ilustración 37: gráfico de valores propios del SIC .....	47
Ilustración 38: gráfico de valores propios del SING .....	48
Ilustración 39: flujo de potencia por la interconexión, escenario iv. ....	49
Ilustración 40: gráfico de valores propios de los modos del escenario iv. ....	50
Ilustración 41: gráfico de valores propios escenario v .....	51
Ilustración 42: gráfico de valores propios del escenario vi. ....	52
Ilustración 43: tabla de modos del escenario vi. ....	52
Ilustración 44: Variables graficadas en Nueva Ventanas tras análisis RMS .....	55

Ilustración 45: Variables graficadas tras el análisis RMS en 50% línea Los Changos - Cumbres 500 kV, circuito 1. En rojo la tensión en p.u. (valores a la izquierda), y en azul la desviación de frecuencia en Hz (valores a la derecha) .....	56
Ilustración 46: opción de CNE de interconexión SIC-SING .....	63
Ilustración 47: opción de Transgrid de Interconexión SIC-SING .....	63
Ilustración 48: configuración completa .....	64
Ilustración 49: configuración escenario v .....	65
Ilustración 50: Configuración escenario vi .....	66

# Índice de Tablas

Tabla 2: modos inestables SIC .....	48
Tabla 6: tabla de modos del escenario iv. ....	50
Tabla 7: tabla de modos del sistema para escenario v. ....	51
Tabla 8: factores de participación de modos de interés. ....	54

# Capítulo 1 - Introducción

## 1.1. Motivación

*“En una ceremonia encabezada por la Presidenta Michelle Bachelet, el Ministro de Energía, Máximo Pacheco, firmó el decreto que fija el plan de expansión 2014-2015, que establece, entre otras obras, la Interconexión entre los dos sistemas eléctricos más importantes del país, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que se extiende desde Arica a Antofagasta, y el Sistema Interconectado Central (SIC), que va desde Taltal hasta la isla grande de Chiloé. Esta iniciativa de Gobierno permitirá contar con un mercado eléctrico más eficiente, con seguridad de suministro, más sustentable y, sobre todo, con menores costos.” [19]*

La interconexión SIC-SING ha sido un tema ampliamente discutido en el acontecer eléctrico nacional, especialmente en los últimos años. Antes se veía imposible, utópico, innecesario. Hoy, gracias a la mejora en tecnologías y a la expansión del sistema, ya es casi una realidad. Sin embargo, un proyecto de la envergadura de este requiere de mucho análisis, debido a los temas que involucra, ya sea con respecto a la estabilidad del sistema como también a la mejor alternativa técnico/económica para realizar dicha interconexión. Han existido dos bandos: los que prefieren una conexión en corriente continua (HVDC, del inglés “*High Voltage Direct Current*”), abogando por un sistema más estable, y quienes prefieren una conexión en corriente alterna (HVAC, del inglés “*High Voltage Alternate Current*”), quienes la consideran más sencilla y cercana a la realidad del país, dada la posibilidad de permitir interconexiones intermedias y seccionamientos para inyección ERNC. Todo esto se ha discutido bastante, pero han hecho falta estudios que demuestren la validez de cada una de las aseveraciones, lo que motiva este trabajo. Uno de los argumentos en contra de la interconexión HVAC es que ésta podría generar distintos tipos de fenómenos oscilatorios con amplitudes importantes y perjudiciales para el sistema, lo que podría provocar fallas o incluso llevar al sistema a inestabilidad. Estos fenómenos podrían ser: oscilaciones de potencia de baja frecuencia, modos interárea, y resonancia subsincrónica. Es este último el que se estudiará en este trabajo de título.

## **1.2. Alcances**

En este trabajo se desarrolla, en el software DIgSILENT Power Factory, una base de datos conjunta SIC+SING. Ésta simula escenarios entre los años 2018 y 2023, y consiste en la actualización y proyección de bases existentes del SIC y del SING entregadas por los CDEC y manejadas en Transelec S.A. Se utilizara como modelo de interconexión la línea propuesta por E-CL y aceptada por la CNE (ver anexos), actualizada a marzo de 2015. Se buscan luego modos de resonancia subsincrónica que afecten a las máquinas que se encuentren cercanas a la interconexión, ya que son las que podrían verse expuestas al fenómeno. No se consideran distintas hidrologías directamente, pero sí se consideran distintos despachos para los diferentes escenarios de estudio, buscando los más realistas y la vez con mayor probabilidad de generar SSR. Finalmente, se buscan las formas más apropiadas de mitigar dichos modos, según consideraciones técnicas y económicas. Además, no se modelarán las turbinas y ejes de los generadores, debido a que no se dispone de información detallada de estos, pues no forma parte de la Norma Técnica el publicar dicha información. Por esto, el efecto mecánico de la SSR queda fuera de estudio.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivos generales**

A través de este estudio, se busca identificar modos de resonancia subsincrónica que se produzcan en el Sistema Interconectado SIC-SING para distintos escenarios futuros. Una vez identificados, se propondrán métodos de mitigación apropiados para el sistema en estudio.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- i. Desarrollar un modelo de Sistema Interconectado SIC-SING mediante la actualización de las bases existentes del SIC y del SING, proyectadas entre los años 2018 y 2023.
- ii. Simular escenarios relevantes que involucren a los generadores candidatos a generar SSR.
- iii. Preparar el modelo del sistema conjunto SIC-SING en DIgSILENT para que sea apto para correr un análisis modal completo, lo que implica actualizar y/o modificar los *frames* de las máquinas implicadas en el estudio que así lo requieran.
- iv. Realizar un análisis modal al sistema conjunto para encontrar modos inestables o pobremente atenuados (menor a un 5%).
- v. Contrastar los modos de oscilación del sistema SIC-SING con las frecuencias de resonancia subsincrónica, a fin de encontrar modos candidatos a generar este fenómeno en los generadores cercanos a la interconexión.
- vi. Proponer los métodos de mitigación de SSR más apropiados técnica y económicamente de los modos de resonancia subsincrónica encontrados.
- vii. Si no se encuentran modos de SSR de riesgo, recomendar las formas mejor evaluadas de mitigación estudiadas, según la bibliografía y adecuadas a la topología del sistema. Esto considerando cambios posibles que se le pudieran hacer a la topología del sistema, no contemplados en este trabajo debido a que no se presentan aun en los planes de expansión.

## **1.4. Estructura del trabajo**

Para el desarrollo de este trabajo, primero se realiza una revisión bibliográfica y estado del arte en torno al estudio de la resonancia subsincrónica, que abarca teoría de compensación serie, fenómenos de resonancia, equipos FACTS y formas de atenuación de SSR en sistemas actuales. Luego, se presenta la metodología a usar, que consiste básicamente en la simulación mediante DIgSILENT PowerFactory de la interconexión usando bases reales, actualizadas y proyectadas, del SIC y del SING. Luego viene el análisis de resultados, para finalmente realizar los estudios de SSR y RMS de comprobación. Luego, se discuten y presentan las conclusiones de esta investigación, junto a la proposición de trabajos futuros.

# Capítulo 2 – Revisión bibliográfica y estado del arte

## 2.1. Compensación serie en sistemas eléctricos de potencia

En un SEP, y en particular, en una línea de transmisión, los condensadores en serie se instalan a fin de mejorar la transmisión de potencia a través de la línea. El efecto que se aprecia es equivalente a acortarla. Esto se puede justificar utilizando la fórmula de transmisión de potencia activa:

$$P = \frac{V E \sin \delta}{x_L - x_C} \quad (1)$$

donde  $x_L$  es reactancia de la línea,  $x_C$  la reactancia del condensador,  $V$  y  $E$  son los módulos tensiones en los puntos extremos,  $P$  la potencia transmitida y  $\delta$  el ángulo de diferencia entre dichas tensiones.

Entre las principales ventajas de la compensación serie se encuentran:

- Incremento de la capacidad de transferencia de potencia
- Mejoramiento de la estabilidad del sistema
- Control de manera no dinámica del flujo de potencia
- Mejora de la regulación de tensión
- Ser una solución económica frente a la alternativa de construcción de otra línea de transmisión en paralelo [5].

Existen varias razones técnicas a considerar para establecer la ubicación de los bancos de condensadores a instalar a lo largo de la línea de transmisión. Las principales son:

- Variación de la efectividad del banco de condensadores.
- Perfil de tensión irregular a lo largo de la línea de transmisión.
- Distintos ajustes en protecciones de distancia de la línea de transmisión
- Mantenimiento del banco de condensadores.
- Elementos de protección de los condensadores (varistores) con diferentes requerimientos.

Sin embargo, existen posiciones estándar para la ubicación de estos bancos, las cuales son:

- Al centro de la línea, pues es la ubicación óptima en términos del uso más efectivo de la reactancia de la línea de transmisión.
- En los extremos, puesto que se ubican en los terrenos de las subestaciones que allí se encuentran, por lo que no se requiere de una nueva subestación compensadora

ni nuevas servidumbres, y constan ya con personal calificado para la operación y mantenimiento de los equipos.

- Finalmente, por consideraciones económicas, se pueden instalar también en dos estaciones distantes a un tercio de los extremos de la línea de transmisión.

Es por lo anterior que la ubicación a escoger dependerá de las características propias del proyecto, de las instalaciones que ya se encuentren en la zona, y de las consideraciones técnico/económicas del proyecto.

## **2.2. Vibraciones en resonancia**

La frecuencia natural de un sistema es aquella que genera una tendencia o mayor facilidad para vibrar. Todo sistema posee una o varias frecuencias naturales, que al ser excitadas producirán un aumento importante en la vibración de éste, que muchas veces resulta ser problemática en el campo de la ingeniería. La fórmula genérica para calcular la frecuencia natural de un sistema es:

$$f_n = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k}{m}} \quad (2)$$

siendo  $m$  la masa del sistema y  $k$  su rigidez. Cabe mencionar que los sistemas tienden a ser más complicados, teniendo distintas constantes de rigidez en sus partes, con distintas masas, por lo que se generan varias frecuencias naturales de oscilación distintas, según cada subsistema formado, aunque es posible realizar conversiones de estos valores para obtener un valor general para  $f_n$ .

La resonancia es un estado de funcionamiento en el cual una frecuencia de excitación se encuentra cerca de una frecuencia natural de la estructura del sistema involucrado. Esto hace que la amplitud de la oscilación de esas frecuencias aumente drásticamente, pudiendo provocar daños de manera muy rápida. Es por esto que, cuando se analizan los problemas de vibración de un sistema, es importante poder determinar sus frecuencias naturales, a fin de encontrar y mitigar sus efectos [13].

## **2.3. Fenómenos oscilatorios en redes eléctricas**

### **2.3.1. Oscilaciones interárea**

Oscilaciones electromecánicas entre generadores sincrónicos interconectados son un fenómeno inherente a los sistemas de potencia. La estabilidad de estas oscilaciones es de vital importancia, y es un prerrequisito para una operación segura del sistema. Por muchos años, las oscilaciones observadas se notaron como problemáticas en los SEP, asociadas a un solo generador o a un grupo de unidades cercanas en una planta de

generación. Algunas oscilaciones inestables de baja frecuencia fueron también observadas cuando grandes sistemas se conectan por líneas relativamente débiles, y métodos de control especiales fueron usados para estabilizar el sistema interconectado. Se descubrió que estos modos de baja frecuencia (0,5 a 1 Hz) involucran grupos de generadores, en un punto determinado de un SEP, oscilando contra otros ubicados en un sector distinto del sistema interconectado.

Las oscilaciones interárea son observadas en gran parte de la red eléctrica. Como se dijo, envuelven grupos de generadores oscilando a frecuencias en torno a los 0,5 - 1 Hz. Involucran muchos componentes del sistema con un comportamiento dinámico altamente no lineal. Las características del modo interárea están dadas por la fuerza de la interconexión, la naturaleza de las cargas, el flujo de potencia a través de la interconexión y la interacción de las cargas con las dinámicas de los generadores y sus controles asociados. La operación del sistema en la presencia de solo un ligero amortiguamiento del modo interárea es bastante difícil.

Existe bastante material en la literatura sobre casos reales en donde este tipo de oscilaciones han sido problema. Por ejemplo, en el sureste del sistema interconectado europeo ocurrió un prolongado evento de oscilaciones interárea el primero de mayo del año 2005. La frecuencia más baja de oscilación interárea previa a la interconexión con la red de Turquía estaba cercana a los 0,2 Hz. En la fecha indicada, un momento particular de oscilación no amortiguada debido a este modo fue experimentada por la red, lo que duró por varios minutos y fue registrado por los PMUs en todo Europa, con una particularmente alta amplitud de oscilación no amortiguada en Grecia, lo que forma la Sudeste extremidad de la Interconexión Europea.

Oscilaciones interárea de baja frecuencia (0,1 a 0,5 Hz) son influenciadas por las dinámicas de los reguladores de velocidad y los reguladores automáticos de tensión. El uso de los estabilizadores de potencia (*Power system stabilizer*, PSS), diseñados para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, es una práctica establecida desde hace varios años, basados en los conceptos desarrollados en [4].

### **2.3.2. Resonancia subsincrónica (SSR)**

La resonancia subsincrónica (SSR, del inglés “*Subsynchronous Resonance*”) es un fenómeno electromecánico que ocurre por la interacción del sistema eléctrico con los generadores conectados a él, lo que puede llevar a una inestabilidad de éstos. Supone un intercambio de energía entre los generadores y el sistema, lo que conlleva a oscilaciones a una o más frecuencias naturales del sistema por debajo de la fundamental (15 a 40 Hz), que podrían ocasionarle graves daños a las máquinas. Esta situación es común en sistemas provistos de líneas de gran longitud, en donde es necesaria una compensación serie que se utiliza para, virtualmente, acortar la línea, al reducir su reactancia inductiva. Esta configuración convierte al SEP en un denominado “circuito LC” en donde, por un lado, se encuentra la parte inductiva del sistema, dado principalmente por las líneas

eléctricas, y por otro lado, la parte capacitiva dada por la compensación serie. Como es sabido, el circuito LC tiene una frecuencia de oscilación natural. Si ese valor de frecuencia se encuentra muy cercano a algún modo de oscilación de los generadores síncronos, ocurre el fenómeno de resonancia subsincrónica.

Este fenómeno comenzó a llamar la atención luego del daño que sufrió el eje de la turbina-generador en la subestación Mohave de los Estados Unidos, en diciembre de 1970 y octubre de 1971. Desde ese incidente es que se han hecho grandes esfuerzos para reducir la severidad de la SSR, al incorporar medidas que incrementen la capacidad de amortiguamiento de los SEP.

Existe mucha bibliografía respecto a la SSR y sus diversos métodos de mitigación. Algunos de ellos implican el uso de compensación serie, ya sea controlada por tiristores o algún otro modo. También está el uso de equipos FACTS, tales como los *Static Compensator* (STATCOM), *Static VAR Compensator* (SVC) y *Thyristor Controlled Series Capacitor* (TCSC). Existen otras opciones de carácter más teórico como el uso de *Unified Power Flow Controllers* (UPFC), o de *Gate-Controlled Series Capacitors* (GCSC), entre otras.

Para realizar el análisis modal del fenómeno de SSR se calculan los autovalores, autovectores y factores de participación de la matriz de estados del modelo dinámico lineal, resultantes de la linealización alrededor de un punto de funcionamiento del modelo dinámico no lineal de turbogenerador y de la conexión a la red a través de una línea con compensación serie.

Existen varios métodos para estudiar la SSR. Cuando se considera la utilización de condensadores en serie en los SEP, es sumamente importante lograr la identificación de la existencia y gravedad de cualquier posible efecto de resonancia subsincrónica. La gravedad del problema es determinada por alguna de las siguientes condiciones del sistema:

- Número de generadores afectados.
- Caracterización del sistema (que tan radial es).
- Tipos de problema de SSR.
- Número de modos de excitación de los turbogeneradores.
- Número de contingencias que ocasionan un problema.
- Grado de la Amplificación de Torque.
- Grado de Amortiguamiento Negativo (Undamping).

Para lograr determinar la existencia y gravedad de los efectos de la resonancia subsincrónica antes descritos, se requiere de uno o más métodos analíticos que permitan obtener resultados numéricos relevantes. Los métodos analíticos más frecuentes y utilizados son tres:

1. Barridos de Frecuencia (Frequency Scanning),
2. Análisis Modal (Eigenvalue Analysis) y
3. Análisis de Transientes Electromagnéticos (Electromagnetic Transients Analysis) [5].

La línea con compensación serie incluye corrientes subsincrónicas con una frecuencia eléctrica igual a

$$f_e = f_0 \sqrt{\frac{X_C}{X_{Leq}}} \quad (3)$$

donde  $X_C$  es la reactancia serie del condensador,  $X_{Leq}$  es la reactancia equivalente de la línea de transmisión, generador y transformador, y  $f_0$  la frecuencia nominal del SEP.

Estas corrientes generadas resultarán en un torque rotatorio a una frecuencia complementaria, es decir:

$$f_r = f_0 - f_e \quad (4)$$

Dos tipos de interacciones de SSR que podrían ocurrir en un SEP son las que siguen

- i. Autoexcitación o caso estacionario de SSR
- ii. Torques transitorios o SSR transitoria

### **2.3.2.1. Autoexcitación o caso estacionario de SSR**

La frecuencia subsincrónica de la corriente del rotor asociada a los terminales del generador produce componentes de frecuencia subsincrónica al terminal de tensión. Estos componentes debieran soportar la corriente para producir autoexcitación, la cual tiene dos aspectos:

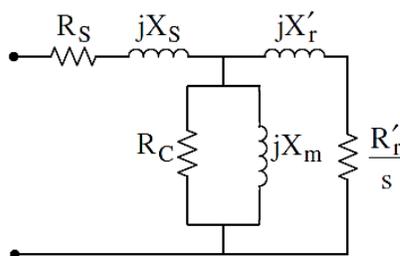
1. Efecto de generador de inducción (IG)
2. Interacciones torsionales (TI)

#### **2.3.2.1.1. Efecto IG**

La resonancia eléctrica debido a la compensación serie crea un campo eléctrico rotatorio en el estator del generador correspondiente a la frecuencia de resonancia. Por los altos niveles de compensación, la frecuencia de resonancia eléctrica,  $f_e$ , será menor que la frecuencia nominal del sistema,  $f_0$ . La corriente resonante creada por la red eléctrica genera un campo rotatorio a una frecuencia subsincrónica. Para el caso de generadores sincrónicos, el rotor del generador está rotando a los 50 Hz, según el caso chileno; consecuentemente, el generador sincrónico actúa como un IG acorde al campo rotatorio subsincrónico. El deslizamiento de la máquina que se está viendo como un IG está dado por:

$$s = \frac{f_e - f_0}{f_e} \quad (5)$$

Dado que la frecuencia eléctrica de resonancia es menor que la nominal del sistema, es deslizamiento es negativo. Por tanto, la resistencia del rotor, desde la perspectiva de la frecuencia subsincrónica desde los terminales de la armadura, es negativa. Refiriéndose al circuito genérico equivalente de un generador de inducción auto-excitado (SEIG) como el mostrado en la Ilustración 1, una autoexcitación aparece cuando la magnitud de esta resistencia excede la suma de la resistencia de la armadura y de la red a una frecuencia resonante.



**Ilustración 1: diagrama del circuito equivalente de una máquina de inducción genérica.**

### 2.3.2.1.2. TI

La oscilación torsional del rotor del generador con la frecuencia  $f_m$  induce componentes de tensión de armadura a frecuencias dadas por

$$f_{eind} = f_0 \pm f_m \quad (6)$$

Cuando la componente de la frecuencia subsincrónica  $f_e$  se acerca o calza con cualquiera de las frecuencias eléctricas de resonancia  $f_e$ , la oscilación torsional y la resonancia eléctrica serán mutuamente excitadas, resultando en SSR en forma de interacciones torsionales en el eje del generador.

### **2.3.2.2. Torques transitorios o SSR transitoria**

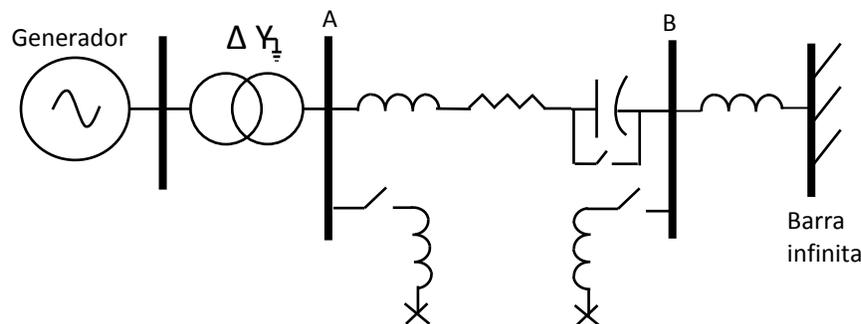
Los torques transitorios son aquellos que se originan por las perturbaciones del sistema. Estas perturbaciones, en conjunto con las fallas eléctricas, causan cambios súbitos en la red, resultando en variaciones abruptas en las corrientes, que tenderán a oscilar a las frecuencias naturales de dicha red. Por tanto, la SSR transitoria usualmente ocurre cuando el complemento de la frecuencia de resonancia de la red eléctrica coincide con uno de las frecuencias torsionales naturales del generador. [6]

## 2.4. Métodos de mitigación de SSR

Como se mencionó anteriormente, existen diversos métodos para el control y mejora del amortiguamiento de la SSR, que en general involucran el uso de distintos equipos FACTS (del inglés “Flexible AC Transmission Systems”, o sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna). Los métodos más importantes y que serán descritos en este trabajo serán mediante el uso de:

1. UPFC
2. STATCOM
3. TCSC
4. SVC
5. Otros

A continuación se procederá a explicar cada uno de ellos en el orden antes descrito. Para ello, cada uno usa el modelo *IEEE First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance*, el cual utiliza el siguiente sistema:



**Ilustración 2: IEEE First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance**

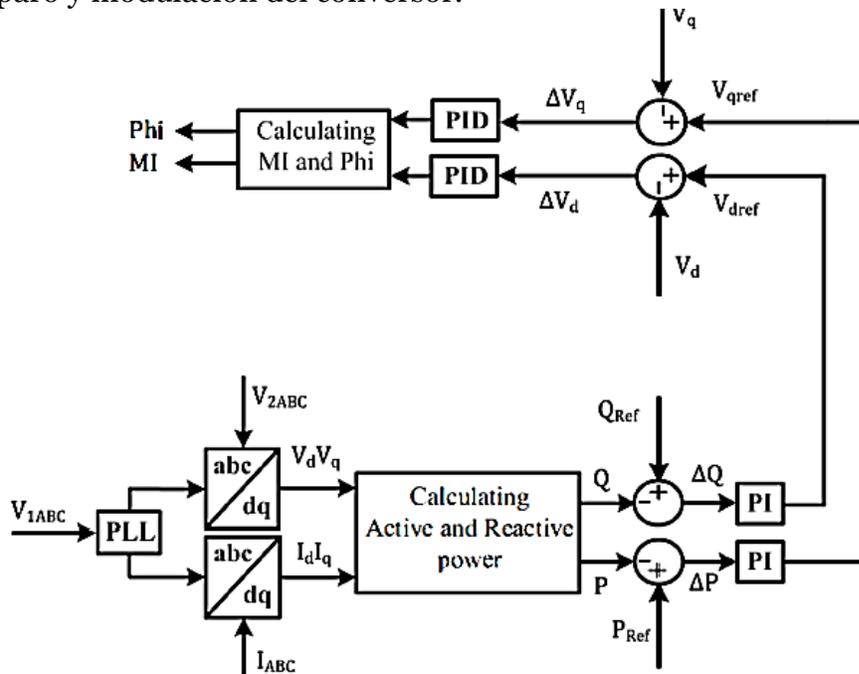
En este sistema simple se observa la línea con compensación serie. Se simulan fallas de cortocircuito trifásico en las barras A y B según sea el caso, despejando sin cambiar la topología, con potencia nominal, para ver cómo se excitan los modos de SSR.

### 2.4.1. Mitigación de SSR mediante UPFC

Un UPFC es un complejo dispositivo electrónico desarrollado para controlar y optimizar el flujo de potencia en un sistema de transmisión. Es una combinación de STATCOM con un *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC) acoplados mediante un enlace DC. El UPFC permite al sistema ser más flexible usando una respuesta muy rápida de compensación de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, instalar UPFC en puntos críticos del sistema de transmisión incrementará el despacho de potencia e incrementará la potencia nominal de generadores y transformadores y los límites térmicos de los conductores de las líneas de transmisión, al aumentar el margen de estabilidad. Los

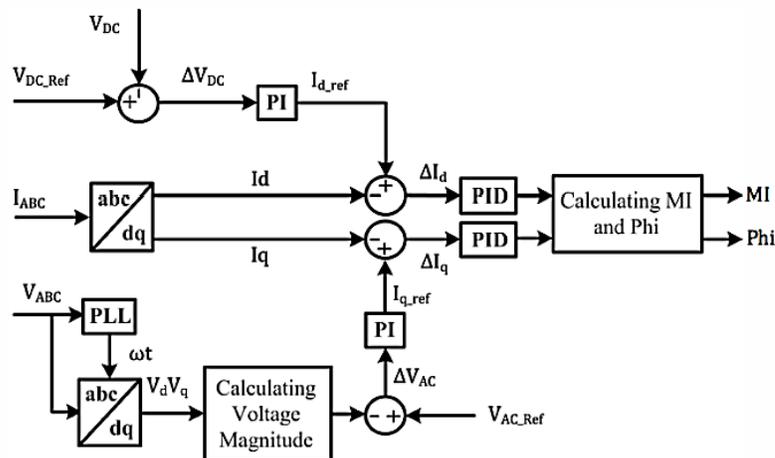
convertidores *shunt* y serie del UPFC pueden controlar tanto la potencia activa como la reactiva de forma suave, rápida e independiente.

El inversor serie es usado para controlar el flujo de potencia real y reactiva de la línea insertando una tensión de una magnitud y fase controlables en serie con la línea de transmisión. Como se muestra en Ilustración 3, el error de potencia activa y reactiva se usa para generar las referencias a retroalimentar a un controlador PID para calcular el requerido disparo y modulación del convertor.



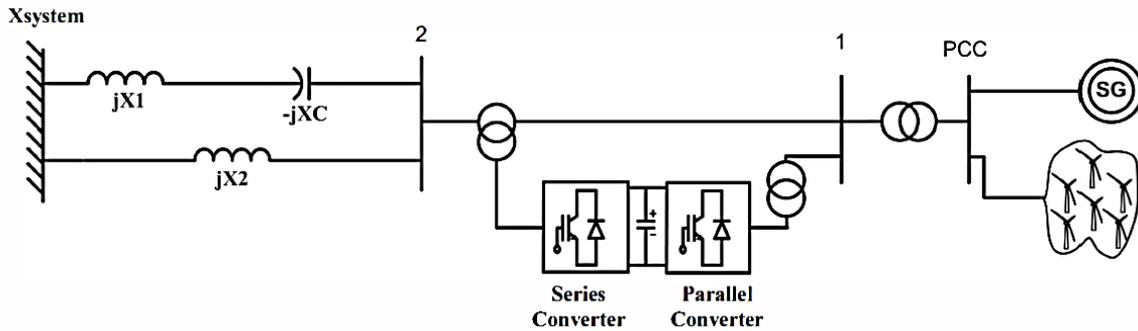
**Ilustración 3: sistema de control del convertor serie**

El inversor *shunt* es usado para la regulación de tensión al inyectar potencia reactiva a la línea de transmisión y balanceando el flujo de potencia real intercambiado entre el inversor serie y la línea de transmisión. La tensión de referencia AC y el convertor de tensión DC son comparados con los valores medidos en sus barras y el error es retroalimentado a un controlador PI para crear señales de referencia a retroalimentar a un controlador PID a crear el disparo de ángulo y la modulación para el convertor en paralelo. Ilustración 4 muestra el esquemático correspondiente.



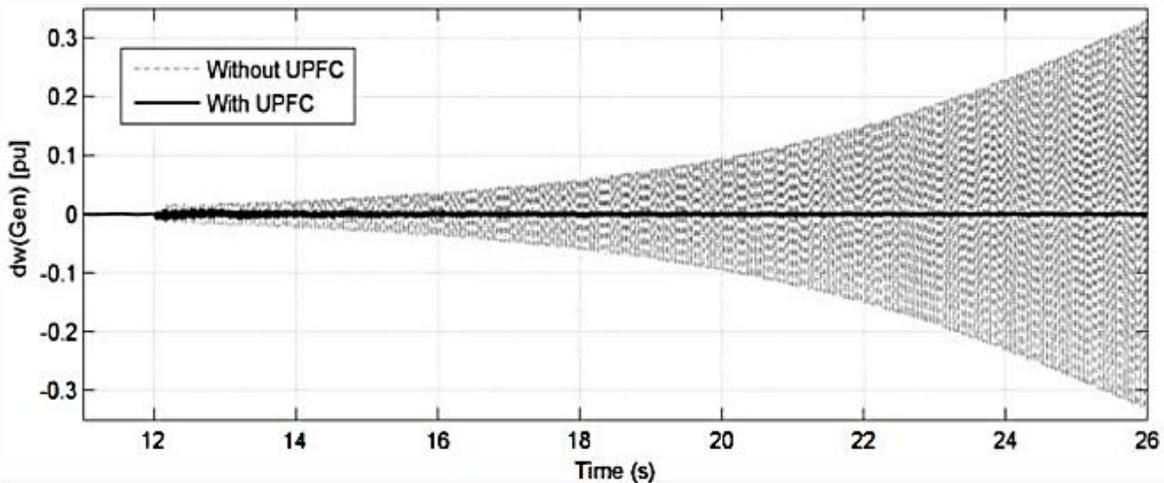
**Ilustración 4: sistema de control del convertor shunt**

El sistema del eje del generador de la turbina eólica a estudiar consiste en cuatro masas: una turbina de alta presión, una de baja presión, el rotor del generador y la excitatriz. Para llevar a cabo las investigaciones se usó un modelo no lineal del sistema que incorpora la interacción entre la red eléctrica y el sistema torsional oscilatorio del eje del set generador turbina. El sistema es simulado con la inclusión de todas las no-linealidades pertinentes tales como el límite de tensión de la excitatriz y los límites de los parámetros PI. Se simula un cortocircuito trifásico en la barra 2 a los 12 segundos, el cual se despeja a los 12.035 segundos. El sistema corresponde a Ilustración 5.

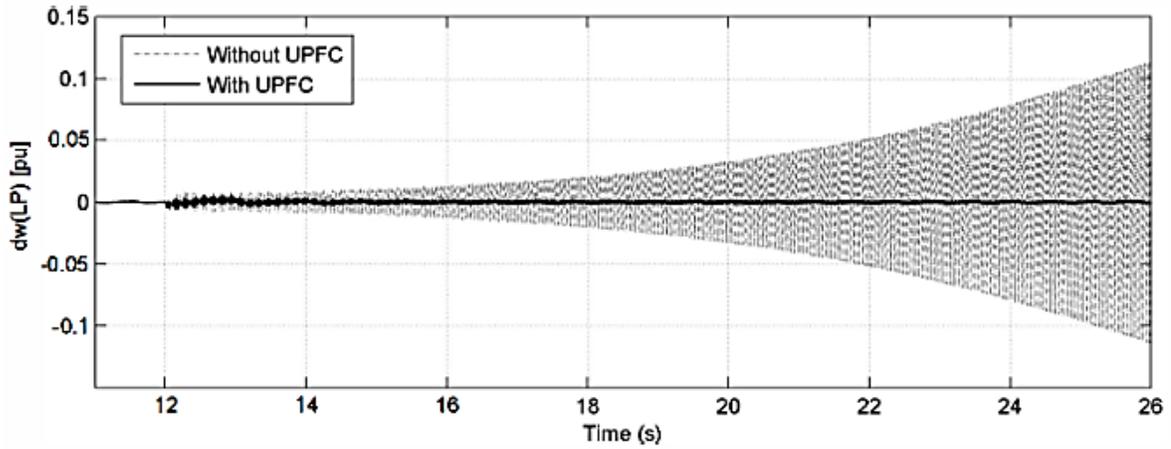


**Ilustración 5: sistema de estudio para el UPFC**

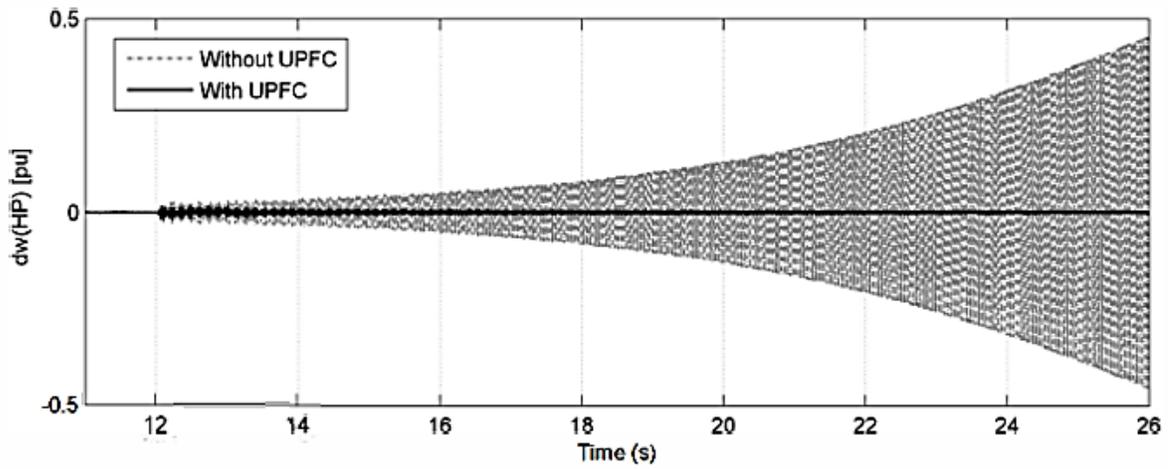
Las siguientes figuras muestran la respuesta dinámica del sistema estudiado con y sin el UPFC. El efecto de la SSR y el UPFC se estudia a través del dominio temporal de las formas de onda de varias variables del sistema tales como la desviación de la velocidad síncrona del generador, el torque torsional inducido en el eje entre las turbinas de alta y baja presión y la turbina de baja presión con el generador. Sin el UPFC, dada la falta de amortiguamiento del sistema, el sistema es inestable, como se evidencia por las fuerzas torsionales inducidas en los ejes mecánicos del generador y el incremento significativo en la velocidad de los mismos. Ilustración 6, Ilustración 7, Ilustración 8, Ilustración 9, Ilustración 10, e Ilustración 11 muestran los resultados.



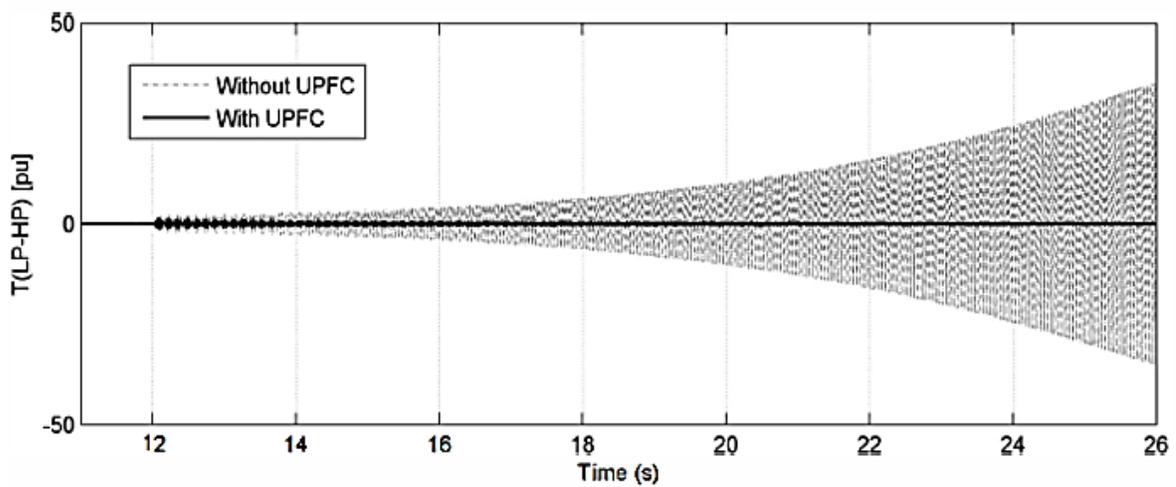
**Ilustración 6: desviación de la velocidad del generador con y sin UPFC**



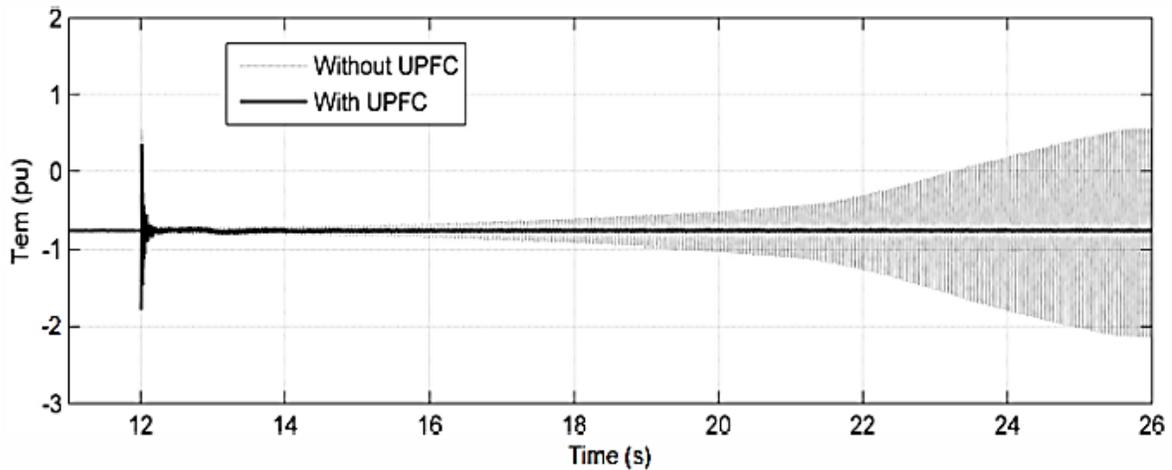
**Ilustración 7: desviación de la velocidad de la turbina de baja presión con y sin UPFC**



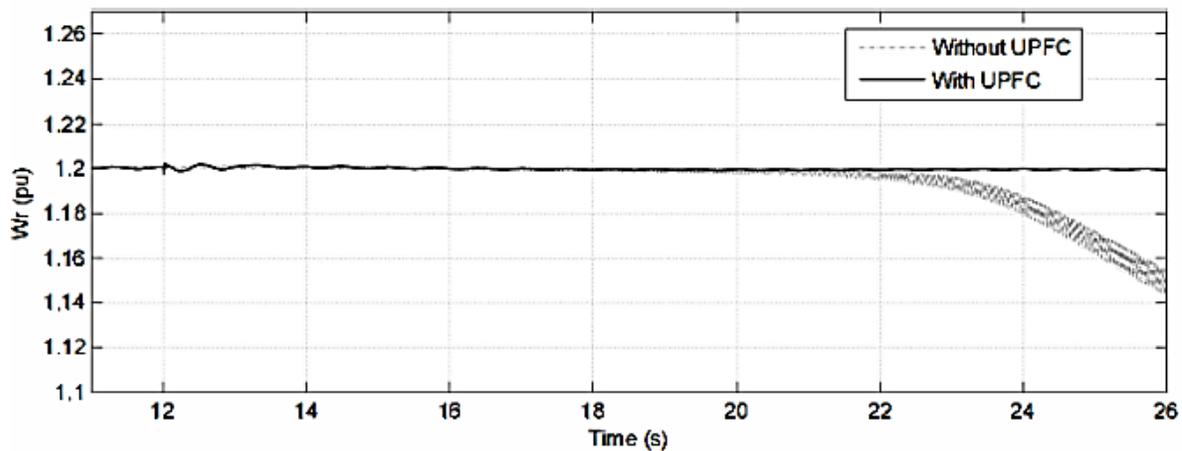
**Ilustración 8: desviación de velocidad de la turbina de alta presión con y sin UPFC**



**Ilustración 9: torque de las turbinas de alta a baja presión con y sin UPFC**

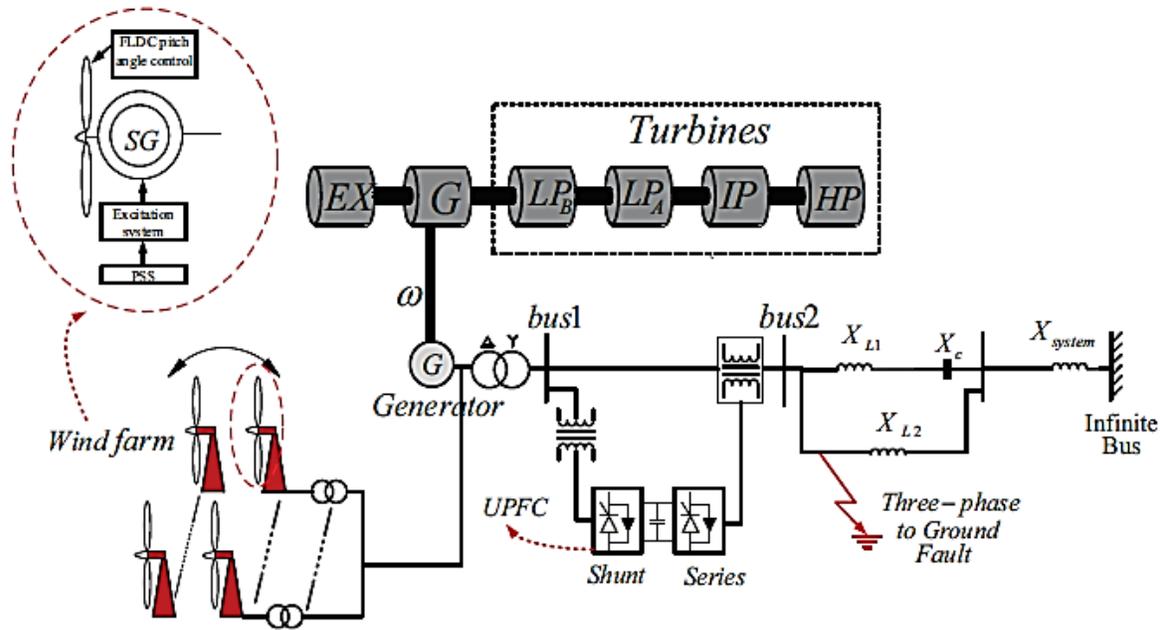


**Ilustración 10: torque electromecánico de DFIG con y sin UPFC**



**Ilustración 11: velocidad del DFIG con y sin UPFC.**

Se concluye que los resultados muestran que el grado de libertad adicional provisto por el UPFC mejora significativamente el desempeño general del sistema. Puede dar suficiente soporte de potencia activa y reactiva para amortiguar las oscilaciones torsionales y mejorar la estabilidad transitoria del sistema durante un cortocircuito trifásico [10]. Ilustración 12 muestra un esquema genérico del UPFC en un sistema eólico.

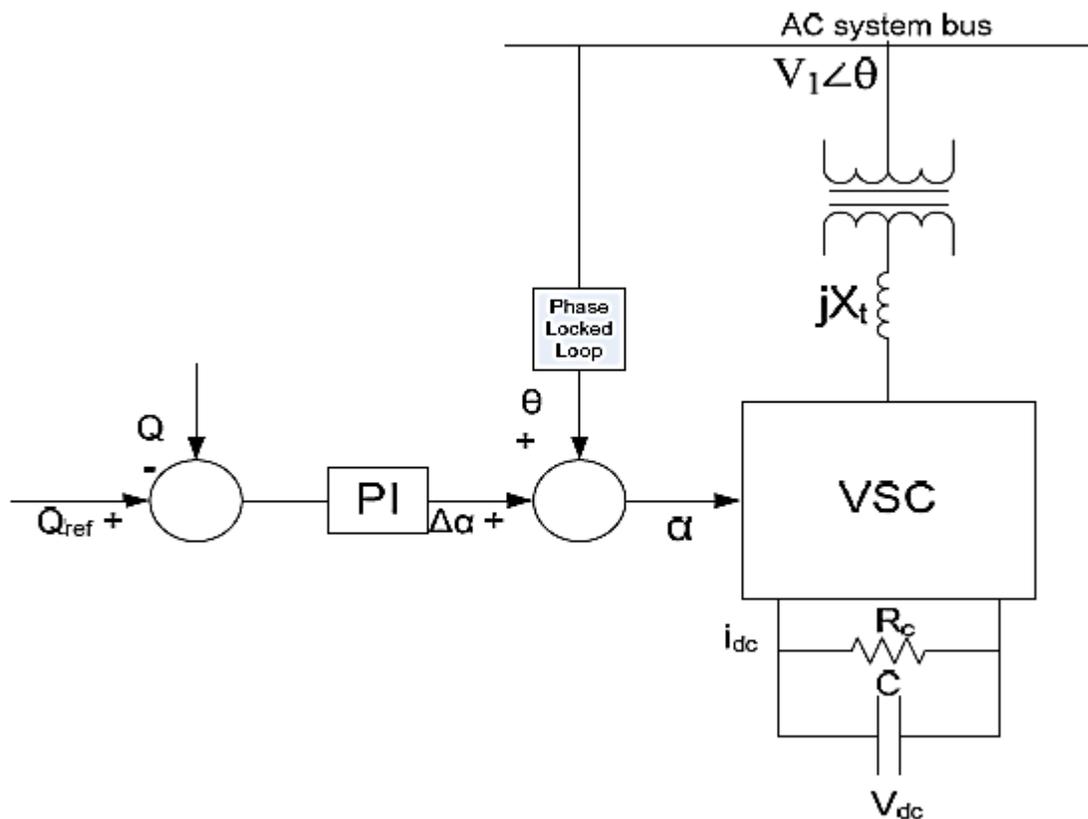


**Ilustración 12: esquema genérico de UPFC en un sistema de plantas eólicas**

Cabe mencionar que el UPFC es un dispositivo poco utilizado en el mundo, dado que está aún en etapa de desarrollo, y es bastante caro y complicado de implementar, por lo que no es una opción principal como método de mitigación de SSR.

### 2.4.2. Mitigación mediante STATCOM

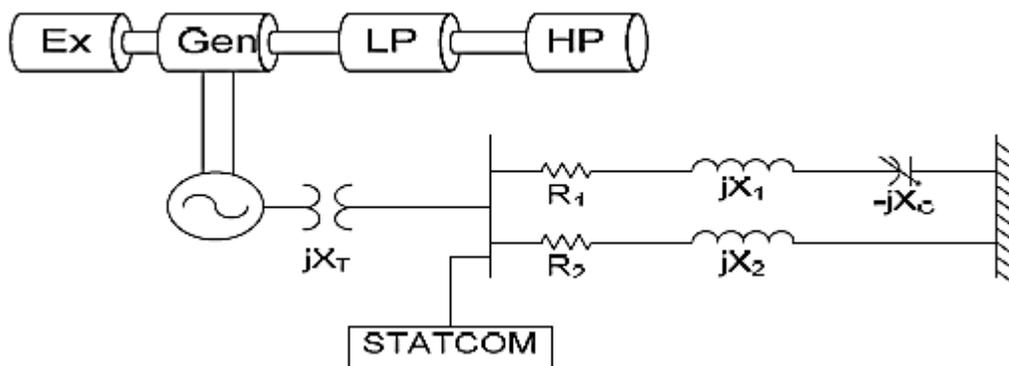
El STATCOM (de *Static Compensator*) es un dispositivo conectado en paralelo de compensación reactiva que es capaz de generar y absorber potencia reactiva, y su salida puede controlarse para manejar parámetros específicos de un SEP. La siguiente ilustración muestra los 3 principales componentes del STATCOM, los cuales son el *Voltage Source Converter* (VSC) con un capacitor en el lado DC, el transformador de acoplamiento y el sistema de control. La interacción entre la tensión AC del sistema y la tensión AC en los terminales del STATCOM proveen el control de flujo de potencia reactiva. Si la tensión en los terminales es más alta que la tensión del sistema, potencia reactiva será inyectada desde el STATCOM hacia el sistema, comportándose como un condensador. Cuando la tensión en el dispositivo es menor que la tensión AC del SEP, se comportará como un reactor y el flujo de reactivos se invertirá. Bajo condiciones normales de operación, ambas tensiones serán iguales y no habrá intercambio de potencia entre el STATCOM y la red. La Ilustración 13 muestra el diagrama del modelo de este equipo FACTS.



**Ilustración 13: modelo del STATCOM**

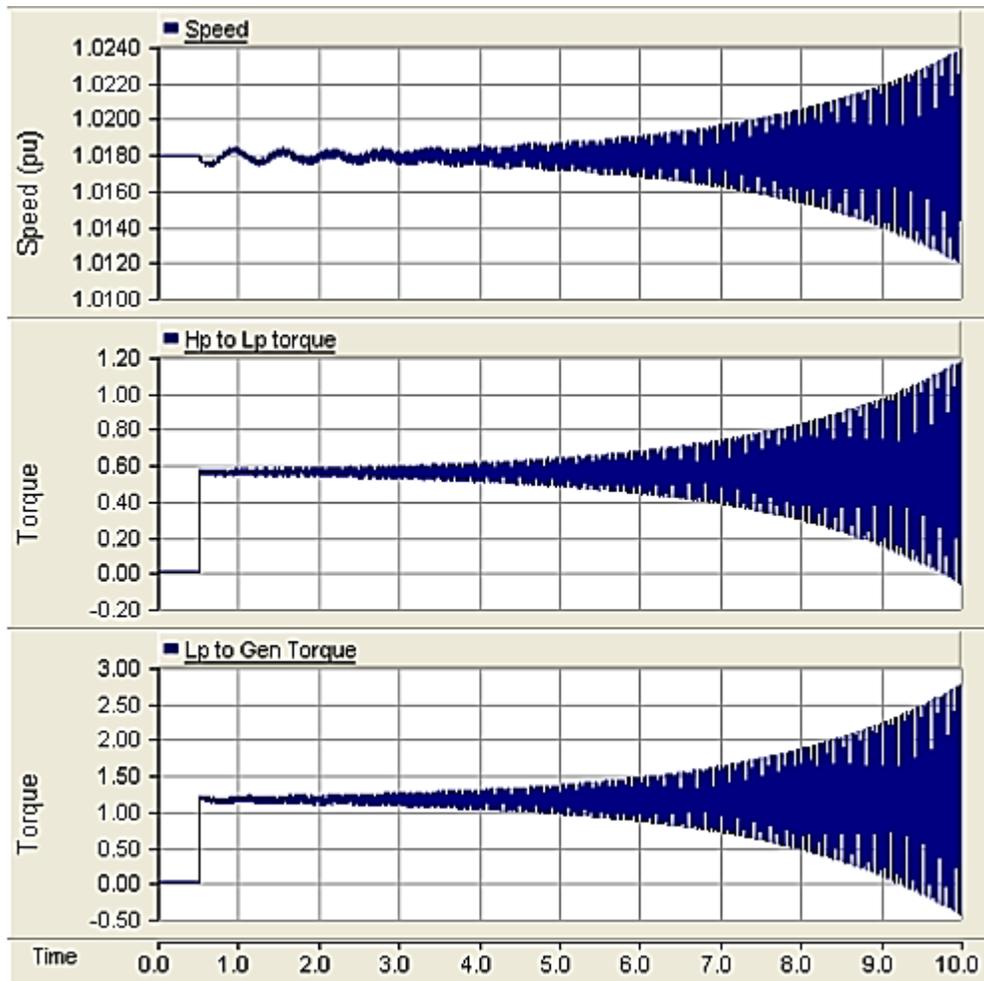
Para realizar el estudio con el STATCOM también se considera sistema del eje del generador de la turbina eólica, que consiste en cuatro masas: una turbina de alta presión, una de baja presión, el rotor del generador y la excitatriz. Un solo generador es conectado a la barra infinita mediante dos líneas paralelas, la cual una es compensada, como se mostrará en la Ilustración 14. El STATCOM es conectado a los terminales del generador para proveer adecuada amortiguación para el set generador-turbina. Para este caso, también se desarrolla un modelo no lineal del sistema para incorporar la

interacción entre la red eléctrica y el sistema oscilatorio torsional del eje del set turbina-generador. También se ha simulado con todas las no linealidades tanto como la tensión máxima de la excitatriz y el límite de los parámetros del controlador proporcional-integral. Cada uno de los modos torsionales tiene una gran interacción de SSR a un cierto grado de compensación serie  $X_c/X_L$ .



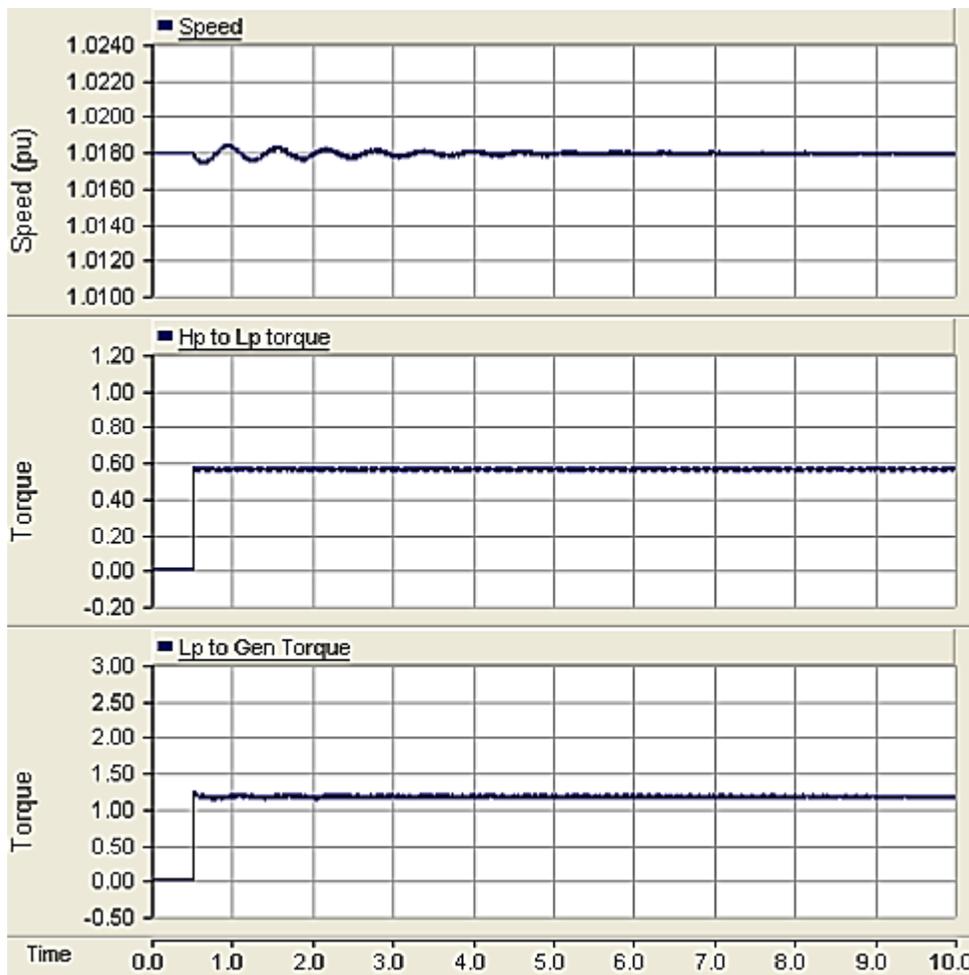
**Ilustración 14: esquemático STATCOM para estudio de SSR**

Para demostrar la efectividad del controlador propuesto STATCOM en el amortiguamiento de SSR del caso de estudio, en el paper citado [11] se usó el programa EMTDC/PSCAD, para examinar el desempeño dinámico para un grado de compensación de  $X_c/X_L = 0,55$ ,  $P_0 = 1 pu$  y  $V_t = 1 pu$ . Ilustración 15 muestra la respuesta dinámica del sistema estudiado sin y con el STATCOM respectivamente. Ambas ilustraciones muestran el torque torsional inducido en los ejes de turbina de alta presión HP (*High Pressure*), de baja presión LP (*Low Pressure*), el torque torsional inducido en la turbina de baja presión, el eje del generador y su velocidad  $\omega_g$  en pu. Se aprecia que sin el STATCOM y debido a la falta de amortiguamiento del sistema, este es inestable dado que el sistema del eje de la turbina del generador es sometido a fuerzas torsionales muy altas, que pueden llevar a severas perturbaciones en el eje mecánico. Además, la velocidad del eje del generador se incrementa significativamente con el tiempo.



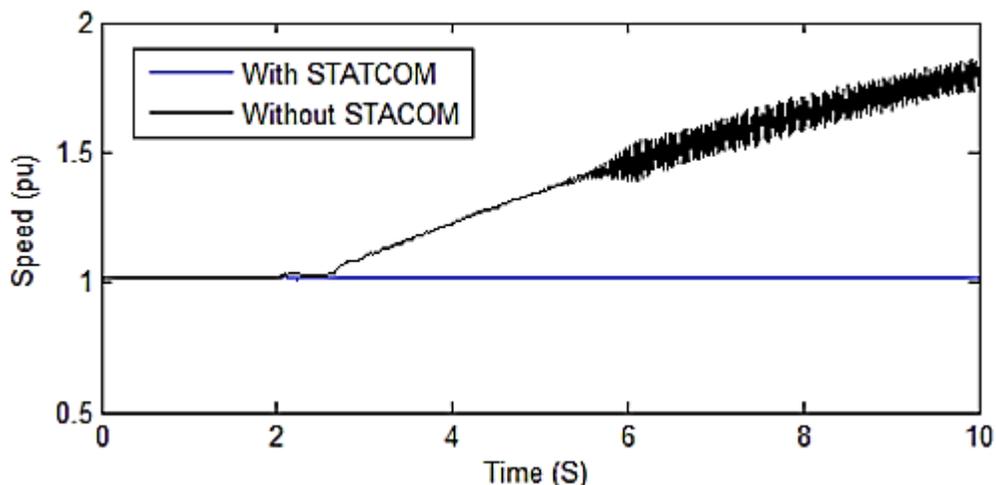
**Ilustración 15: respuestas dinámicas del sistema sin el STATCOM**

Cuando el STATCOM es conectado a la barra del generador, el amortiguamiento del generador síncrono es altamente mejorado y el margen de estabilidad puede ser extendido como se muestra en la Ilustración 16. También se muestra que usando STATCOM se reducen las fuerzas altamente torsionales en los ejes de la turbina-generador a prácticamente valores estacionarios y el tiempo de estabilización decrece sustancialmente. También se reduce la desviación de la velocidad del eje del generador a prácticamente cero.

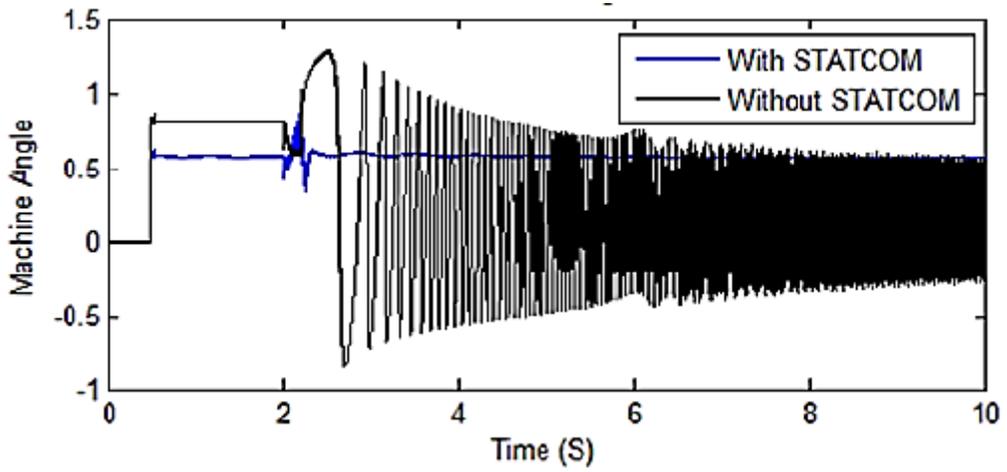


**Ilustración 16: respuestas dinámicas del sistema con el STATCOM**

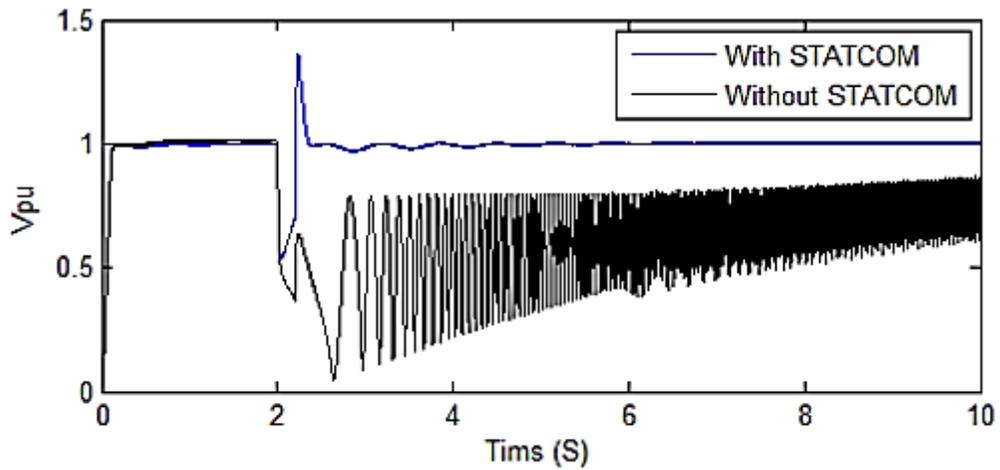
Quando el STATCOM es conectado a los terminales del generador, los controladores de potencia reactiva se adaptan al valor al valor del ángulo de disparo del inversor acorde a los requerimientos del sistema. Como se muestra en Ilustración 17, Ilustración 18, Ilustración 19, Ilustración 20 e Ilustración 21, el ángulo de disparo del STATCOM debería permanecer cero en condiciones normales de operación y no hay intercambio de potencia reactiva entre el sistema y el STATCOM.



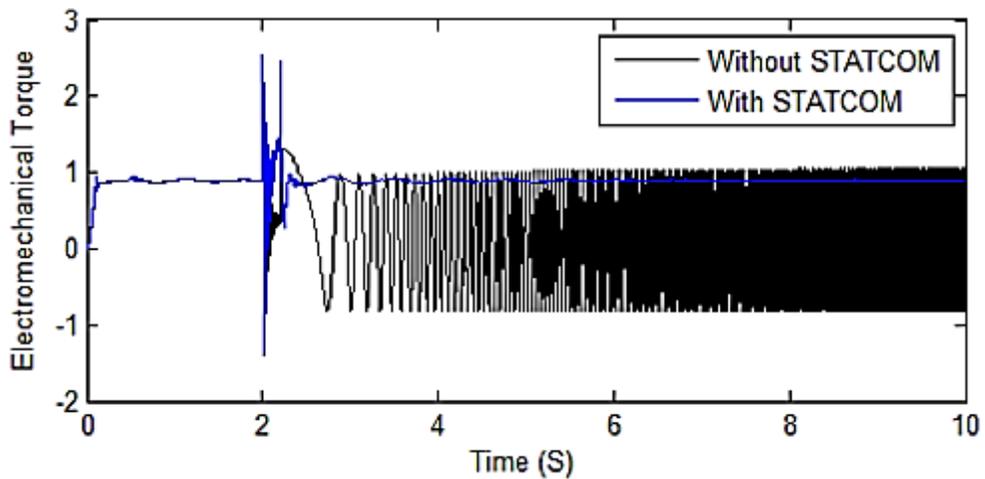
**Ilustración 17: velocidad del generador**



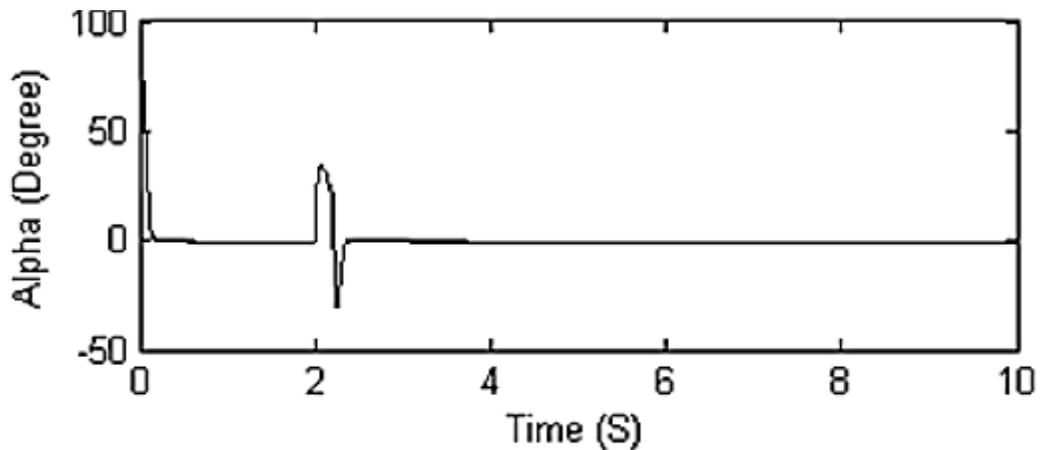
**Ilustración 18: ángulo de la máquina**



**Ilustración 19: tensión de la barra del STATCOM**



**Ilustración 20: torque electromecánico**



**Ilustración 21: ángulo de disparo del STATCOM**

Como se puede apreciar, el STATCOM mejora drásticamente el desempeño de las variables eléctricas estudiadas. [11]

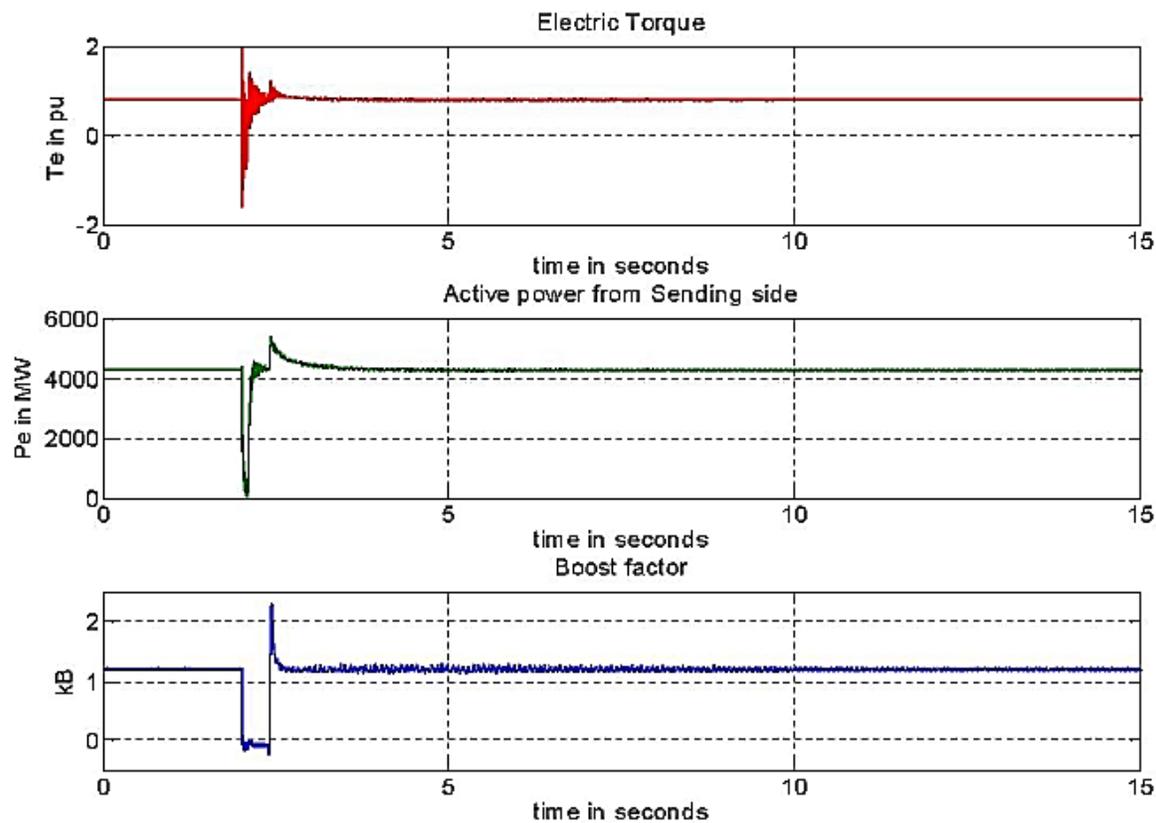
### 2.4.3. Mitigación mediante TCSC

El compensador serie controlado por tiristores (TCSC, del inglés “*Thyristor Controlled Series Compensator*”) corresponde a la primera generación de equipos FACTS, el cual puede controlar la impedancia de la línea a través de la introducción de un condensador controlado por tiristores en serie con la línea de transmisión. Es usado como un compensador serie en el sistema de transmisión. Puede ser diseñado para controlar el flujo de potencia, incrementar los límites de transferencia y mejorar la estabilidad transitoria. Provee una respuesta muy rápida para incrementar la potencia de sincronización a través de un cambio rápido de la reactancia capacitiva equivalente de la compensación total en los primeros ciclos tras una falla, por lo que las oscilaciones consiguientes son amortiguadas. El TCSC provee impedancia variable, lo que es requerido para la compensación. Por otro lado, este controlador es solo viable en una zona capacitiva.

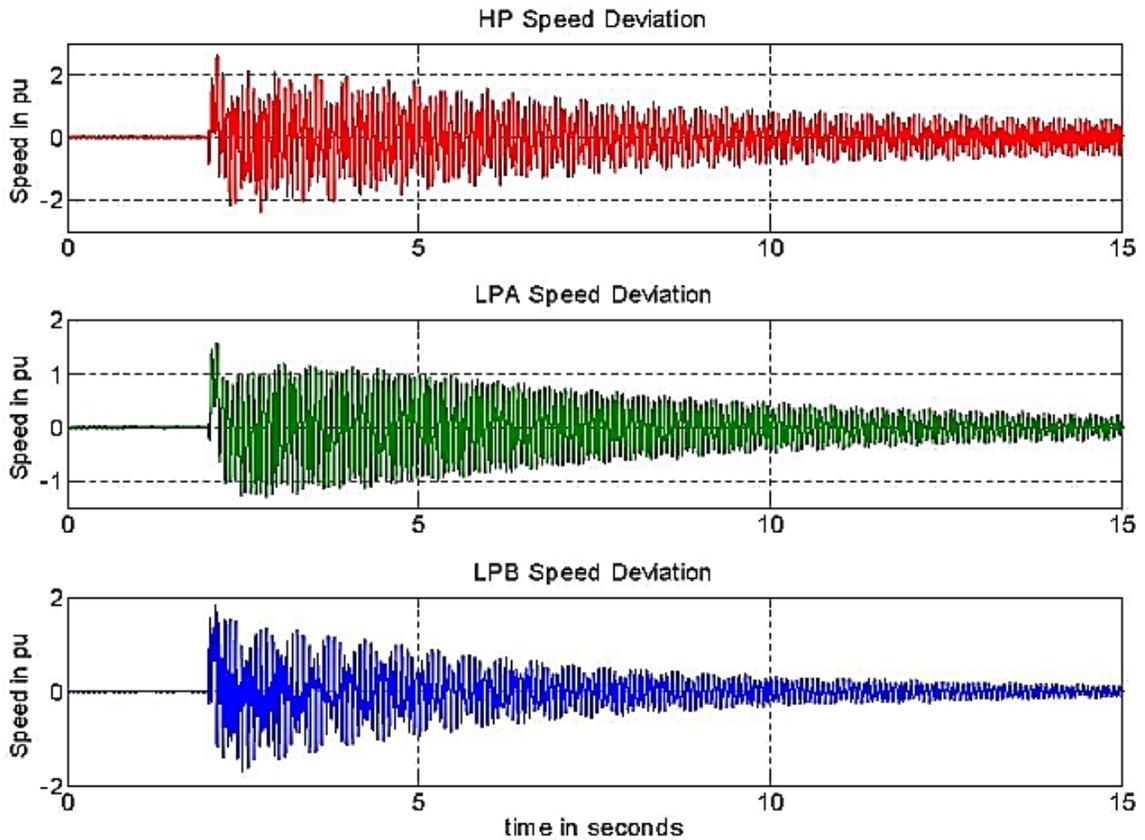
Los TCSC pueden mejorar bastante el desempeño de un sistema de potencia. Pueden ser usados básicamente para 3 propósitos: control del flujo de potencia, amortiguación de la oscilación de la potencia y mitigación de la SSR. Esto último es aceptado ampliamente, en relación al hecho de que el TCSC puede mitigar la SSR eficientemente. Los resultados muestran que el TCSC reduce bastante el amortiguamiento eléctrico negativo alrededor el punto de resonancia. También muestran que el ángulo del tiristor tiene una alta influencia en el amortiguamiento del TCSC. A mayor ángulo, más reduce el TCSC el amortiguamiento eléctrico negativo alrededor del punto resonante.

Por su forma de controlar la compensación, se considera uno de los equipos FACTS de mayor efectividad para controlar SSR.

Resultados de simulaciones usando TCSC, considerando un punto de máxima transferencia de potencia, se muestran a continuación, en Ilustración 22 e Ilustración 23.



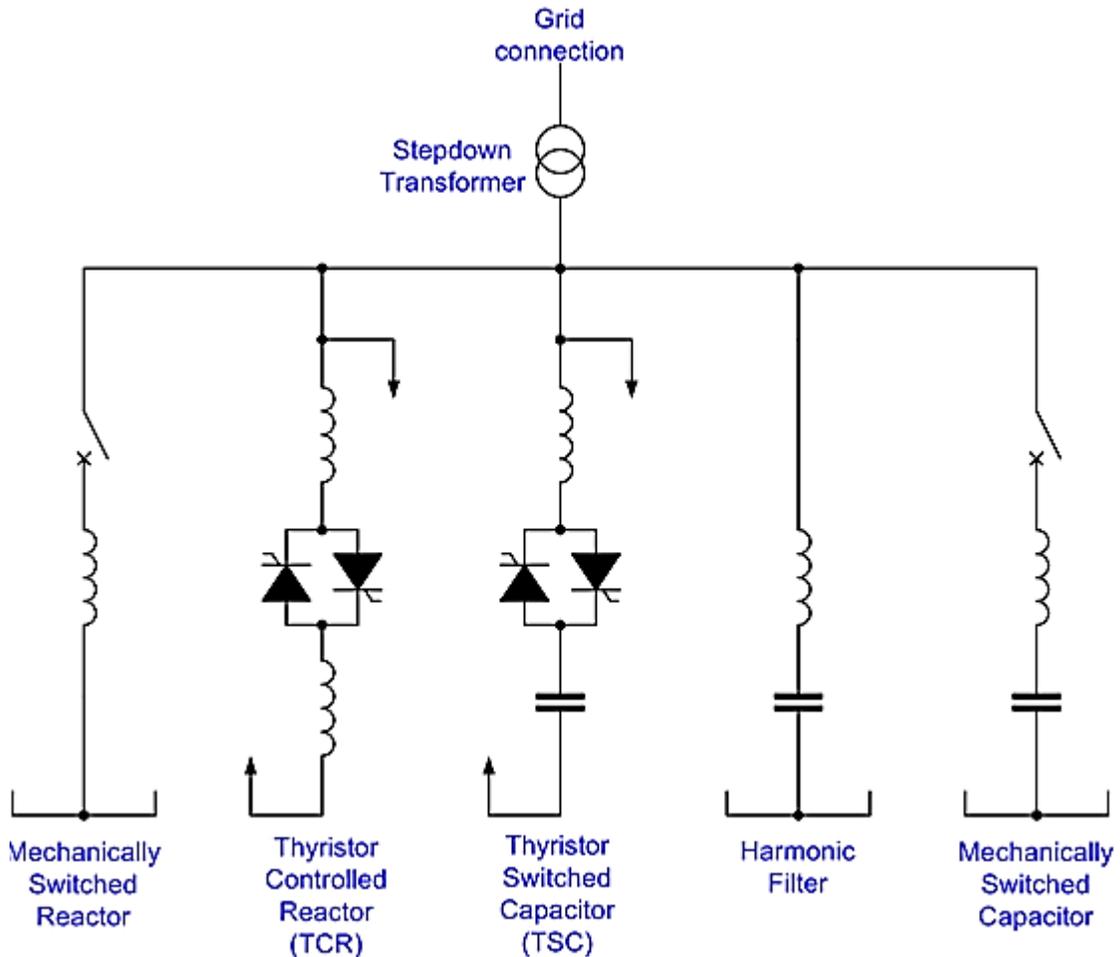
**Ilustración 22: torque eléctrico - potencia activa**



**Ilustración 23: desviación de la velocidad del eje**

#### **2.4.4. Mitigación mediante SVC**

El Static VAR Compensator es un equipo FACTS compuesto por un set de dispositivos eléctricos que proveen potencia reactiva de acción rápida en sistemas de alta tensión. Regula tensión, factor de potencia, armónicos y estabiliza el sistema. Ha llegado a desplazar a los condensadores sincrónicos, que antes eran usados con propósitos similares. Puede absorber o entregar reactivos según sean los requerimientos de tensión del sistema, gracias a reactores controlados por tiristores y a bancos de condensadores. Ilustración 24 muestra su diagrama unilineal típico.

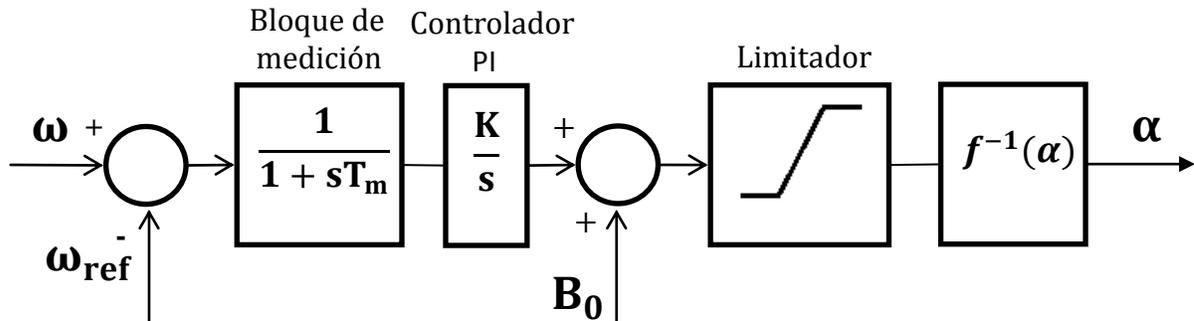


**Ilustración 24: diagrama del SVC**

Su principio de operación y mitigación de SSR es el siguiente: una vez que el amortiguamiento total del sistema es negativo, la resonancia subsincrónica de éste no se mantendrá estacionaria, por lo que necesita ser mitigada. Al usar el SVC como método de mitigación de SSR, la señal de velocidad de giro es la opción como entrada del controlador. Se debe asegurar que la corriente reactiva del SVC difiera en 180 grados de la desviación de velocidad del generador, de forma que, cuando la velocidad de giro aumenta, la corriente de salida del SVC disminuya. Dicho de otra forma, cuando la potencia reactiva disminuye y la tensión del generador aumenta, crezca la potencia electromagnética y baje la velocidad de giro. Aquí, en esencia el SVC es una inductancia *shunt* y puede regular la corriente del tiristor al cambiar su ángulo de disparo. Al hacer esto, el amortiguamiento del sistema cambia y la SSR es mitigada. Cuando ya no hay resonancia, el SVC puede operar como carga reactiva.

Como principio de control, como se mencionó anteriormente, la señal de entrada corresponde a la velocidad del generador. Un controlador proporcional-integral simple se usa para hacer diferir la corriente reactiva del SVC de la desviación de velocidad del generador en 180°, asegurando el amortiguamiento positivo. Primero, la desviación de velocidad pasa por el bloque de medición y el controlador PI. Luego, esta desviación, ponderada por un factor  $-K$ , entra al bloque de la función no-lineal que se usa para

calcular el ángulo de disparo del SVC. Por tanto, la corriente de salida del SVC es contraria a la desviación de velocidad de giro, y se obtiene el amortiguamiento positivo. Si no hay SSR, el ángulo de disparo del tiristor es corregido [21]. Ilustración 25 muestra el diagrama de bloques de lo expuesto.



**Ilustración 25: diagrama de bloques del controlador de SSR del SVC**

Usando los coeficientes complejos del torque, el método realiza una simulación en el dominio del tiempo.

Como prerequisite utilizan la ecuación del torque

$$\Delta T_c = K_S \cdot \Delta \delta + K_P \cdot \Delta \omega \quad (7)$$

Donde el  $K_S \Delta \delta$  es llamado el torque sincrónico y  $K_P \Delta \omega$  es el torque amortiguante.

$K_S$ : Coeficiente del torque sincrónico en p.u.

$K_P$ : Coeficiente del torque amortiguante en p.u.

$\Delta \delta$ : Incremento del Angulo de potencia en radianes

$\Delta \omega$ : Incremento de la velocidad angular en p.u.

$\Delta \delta$  y  $\Delta \omega$  se relacionan mediante la ecuación:

$$\Delta \omega = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta \delta}{dt} \quad (8)$$

donde  $\omega_0$  es la velocidad angular y  $t$  está medido en segundos, suponiendo que el rotor de la maquina oscila en pequeñas magnitudes de frecuencia de  $\lambda \omega_0$  ( $\lambda < 1$ ).

Cuando el sistema está en estado estacionario, cada cantidad puede ser representada como un fasor.

$$\Delta \dot{\omega} = \frac{1}{\omega_0} (j\lambda \omega_0) \lambda \dot{\delta} = j\lambda \Delta \dot{\delta} \quad (9)$$

$$\Delta \dot{T}_c = K_s(\lambda) \Delta \dot{\delta} + K_p(\lambda) \Delta \dot{\omega} \quad (10)$$

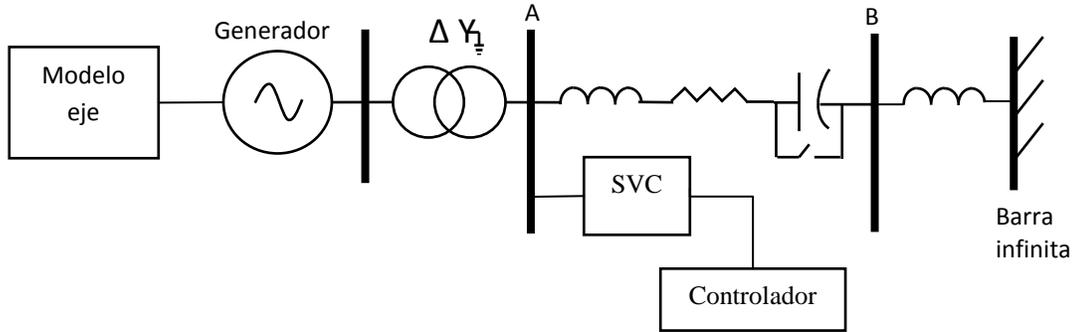
Luego se puede representar las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\Delta \dot{T}_c}{\Delta \dot{\delta}} = K_s(\lambda) + j\lambda K_p(\lambda) \quad (11)$$

$$\frac{\Delta \dot{T}_c}{\Delta \dot{\omega}} = K_p(\lambda) - j\lambda K_s(\lambda) \quad (12)$$

El objetivo de la simulación en el dominio del tiempo del método de los coeficientes del torque complejo es obtener  $\Delta \dot{T}_c$ ,  $\Delta \dot{\delta}$  y  $\Delta \dot{\omega}$ , por lo tanto se necesita obtener  $K_s(\lambda)$  y  $K_p(\lambda)$ .

Modelo del sistema de potencia y SVC para la simulación el dominio del tiempo.



**Ilustración 26: diagrama unilineal del sistema de prueba.**

Variaciones con el primer modelo de SSR de la IEEE que se muestra en la IEEE “*Subsynchronous resonance tas forcé*”. La modificación considera eliminar la compensación serie, dividir la línea de transmisión original en dos segmentos e instalar un SVC en la unión de los segmentos de línea.

La función del SVC es mantener el voltaje de la barra a la que se conecta en un valor constante, suponiendo frecuencia a 50 Hz y tensión de 400 kV.

El SVC bajo estudio se presenta en el diagrama de bloques con las siguientes características: el circuito principal consiste de 225 MVar TCR en conexión en delta, 300 MVar TCS en conexión delta y 32 MVar para filtrar y eliminar las quintas, séptimas y undécimas armónicas. El control de tensión incluye un lazo de control tipo PI con la habilidad de controlar el nivel de tensión rápidamente.

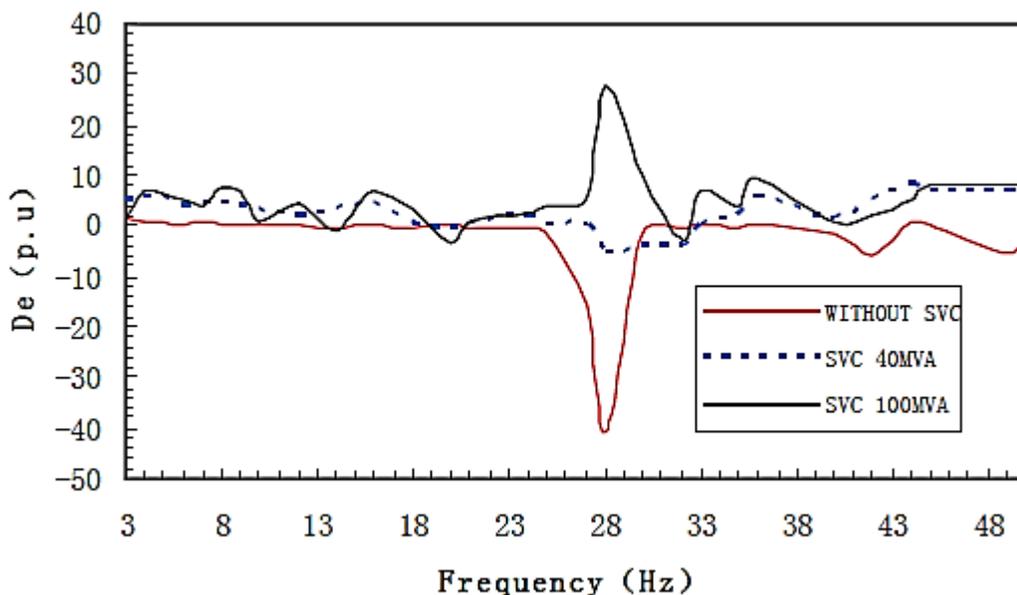
## Simulación, análisis y resultados

Se divide en dos partes:

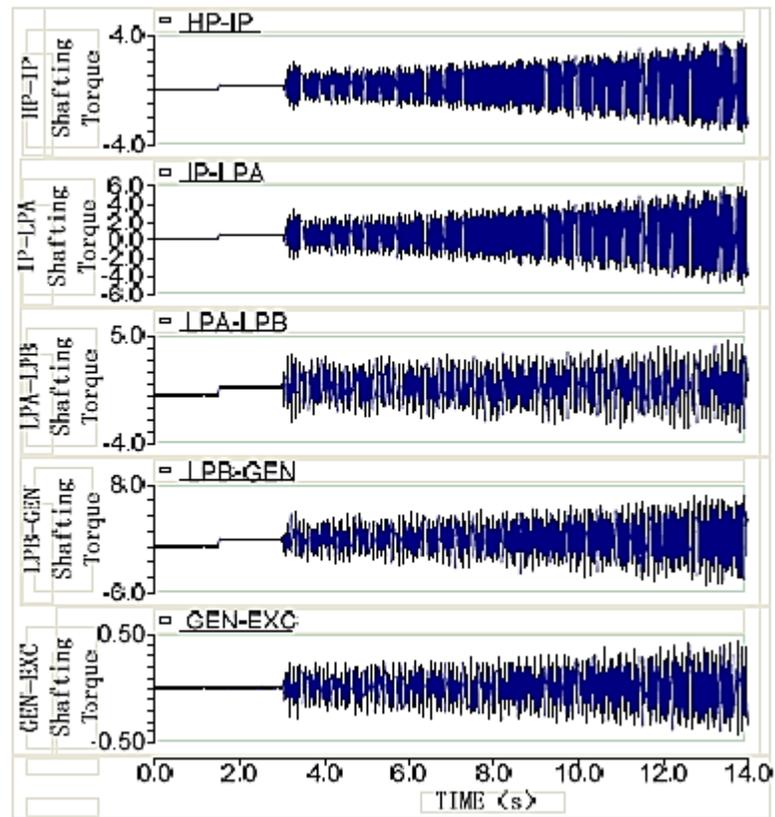
Variación de algunos parámetros del SVC y la influencia sobre la característica SSR son analizados comparando el amortiguamiento eléctrico de sistema operando en su conjunto con diferentes parámetros.

Variando los parámetros del sistema de potencia, y la característica de amortiguamiento eléctrico del sistema entero es analizado.

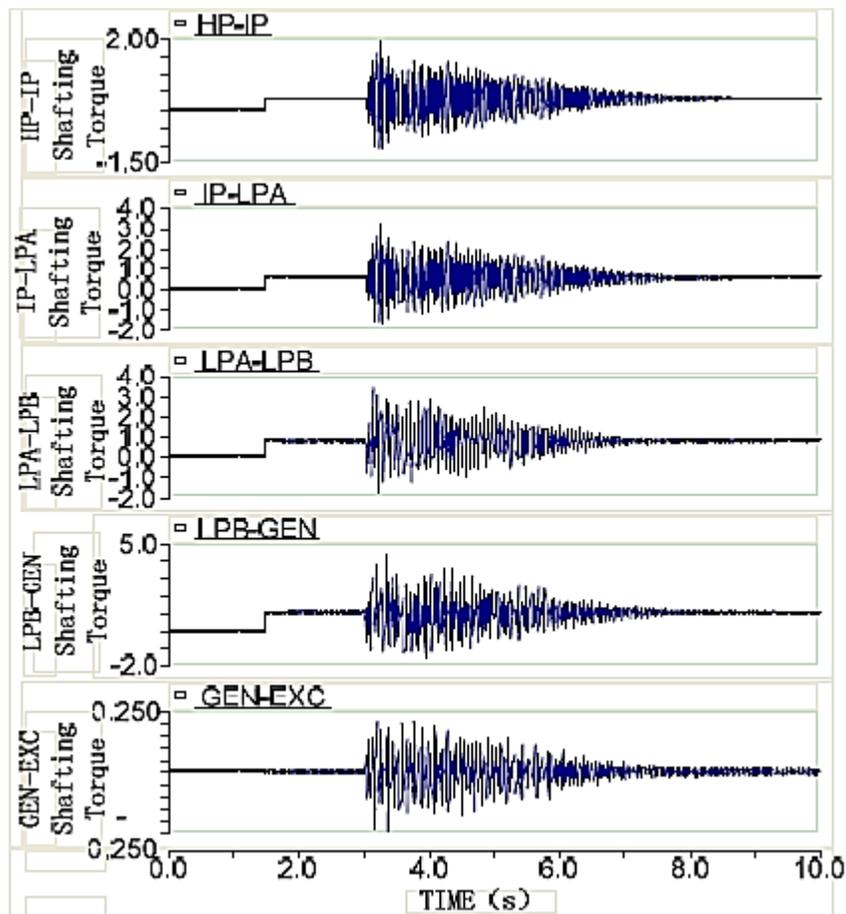
Para las curvas características de tensión-corriente del SVC del sistema de control a la frecuencia fundamental se simulan diferentes ganancias tales como 0, 0.03 y 0.12, hasta obtener la curva  $K_D(f)$ .  $K$  aumenta si el coeficiente del torque amortiguante disminuye. En Ilustración 27, Ilustración 28 e Ilustración 29 se muestran los resultados de las simulaciones.



**Ilustración 27: resultados en frecuencia del uso de SVC en el sistema de prueba versus el amortiguamiento del coeficiente de torque.**



**Ilustración 28: torque tras falla sin SVC**



**Ilustración 29: torque con SVC tras falla**

#### **2.4.5. Otros métodos de mitigación de SSR**

Los métodos de mitigación de SSR no involucran solo equipos FACTS. Existen otras formas alternativas para lograr este efecto [20], que se describen brevemente a continuación:

- i. Compensación reducida y procedimientos de operación
- ii. Filtros pasivos de bloqueo de SSR en el generador
- iii. Filtros pasivos de SSR en el compensador serie
- iv. Supplemental excitation damping controls (SEDC)
- v. Relés de protección torsional

#### **2.4.5.1. Compensación reducida y procedimientos de operación**

Un método para evitar SSR es limitar la cantidad total de compensación serie en las líneas de transmisión cerca de los generadores afectados. Sin embargo, los niveles de compensación serie son comúnmente elegidos basados en los requerimientos del sistema y su correcta operación, por lo que reducir el nivel podría generar un mal funcionamiento del sistema o la necesidad de mejoras en la transmisión.

Una alternativa para limitar la cantidad de compensación serie operando es ajustar la cantidad neta de compensación serie en servicio al aplicarles bypass a los capacitores serie. El objetivo es reprogramar el punto de resonancia eléctrica lejos de las frecuencias torsionales de SSR para las condiciones críticas del sistema de transmisión. También, se le pueden aplicar bypass a los condensadores serie cuando unidades críticas están operando con niveles de carga bajos, cuando el amortiguamiento mecánico es menor, y, por tanto, el riesgo de resonancia subsincrónica mayor. En algunas aplicaciones los capacitores serie son solo necesarios cuando las unidades generadores están a máxima potencia, por lo que aplicar bypass selectivo no generará problemas de desempeño.

#### **2.4.5.2. Filtros pasivos de bloqueo de SSR en el generador**

Utilizar filtros de bloqueo puede ser un método efectivo para mitigar los problemas de SSR en el generador afectado. Para esta alternativa, los filtros son instalados para bloquear las corrientes a frecuencias de resonancia subsincrónica que fluyen a través de la conexión a tierra del neutro del transformador elevador del generador. Con esto, se pueden eliminar tanto las inestabilidades de SSR como los problemas de amplificación de torques transitorios en un muy amplio rango de condiciones de operación del sistema y del generador. Esto puede usualmente eliminar la necesidad de limitar el nivel de compensación de reactivos.

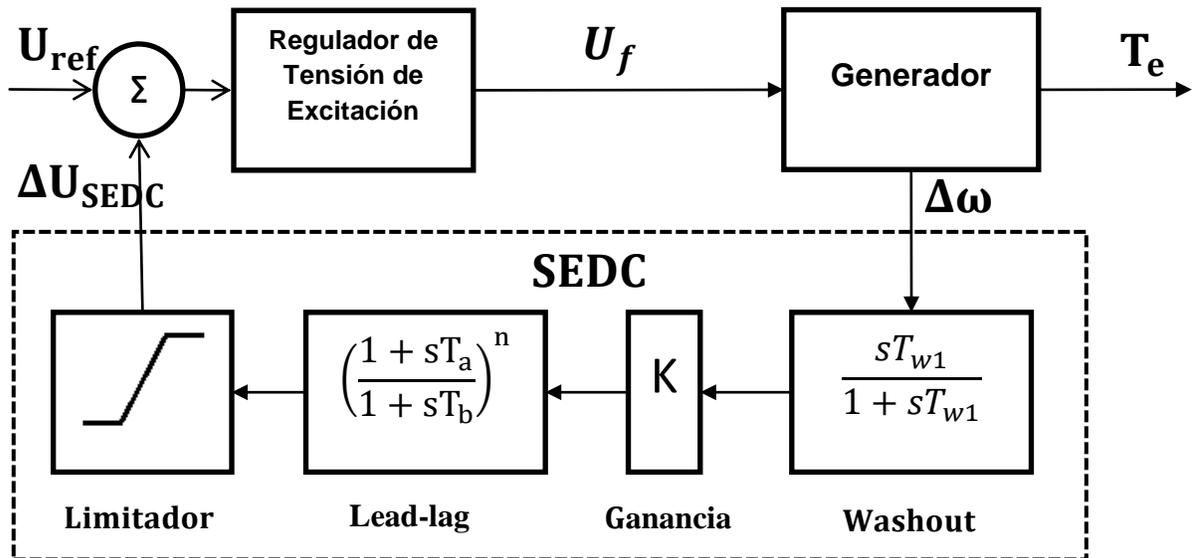
#### **2.4.5.3. Filtros pasivos de SSR en el compensador serie**

Los filtros pasivos de bloque de SSR pueden también ser instalados en el banco de condensadores serie. Aunque este método de mitigación no ha sido aún aplicado a algún banco de condensadores operativo, los análisis muestran que pueden ser efectivos para mitigar tanto las inestabilidades de SSR como los problemas de amplificación de torques transitorios. Serían diseñados para hacer la impedancia total con el capacitor y filtro menos capacitiva y más resistiva en el rango de frecuencia subsincrónica.

#### **2.4.5.4. SEDC**

Los métodos descritos anteriormente involucran medidas para incrementar el amortiguamiento del sistema eléctrico en las frecuencias torsionales. Sin embargo, el sistema de excitación de algunos generadores puede ser utilizado de forma efectiva para incrementar el amortiguamiento torsional de la turbina-generador.

El SEDC trabaja a través el circuito de excitación para modular la tensión de campo en la frecuencia torsional. La velocidad de cada modo torsional siendo controlado es una variable de entrada para el SEDC. Un cambio de fase y ganancia es aplicado para cada velocidad torsional, y la suma de las señales es usada para modular la tensión de excitación.



**Ilustración 30: Esquema del SEDC**

#### 2.4.5.5. Relés de protección torsional

Los relés de protección torsionales son diseñados para monitorear continuamente las oscilaciones torsionales del eje de la turbina-generator, y proveen desconexión de contactos de salida cuando la fatiga del eje alcanza ciertos niveles predeterminados. Los contactos de salida pueden ser usados para desconectar la fuente del problema de SSR, ya sea el banco de condensadores, la línea y/o el generador.

Aunque se dice que es el método más efectivo para mitigar los problemas de SSR (inestabilidad y fatigas en el eje por ampliaciones de torques transitorios), para el caso chileno resulta no deseable, debido a que desconectar un generador de gran aporte para el sistema puede generar nuevos problemas. Desconectar una unidad generadora IEM en el SING, que proveerá más del 10% de la generación de dicho sistema, es un ejemplo de una práctica no deseable.

## 2.5. Barrido de frecuencia

Otra de las técnicas que se puede emplear para buscar modos de SSR es el barrido de frecuencia. Este método postula que al ir variando la frecuencia desde cero hasta la sincrónica, si la resistencia vista desde los enrollados de la máquina más la vista del sistema en ese punto se hace negativa a cierto valor de frecuencia, y la reactancia de las mismas características se hace cero, o se vuelve muy cercana a cero, entonces a dicha frecuencia se tiene un modo de SSR con un efecto de generador de inducción. Esto ya que la reactancia nula implica que la parte inductiva y la parte capacitiva del sistema más generador se equiparan, siendo la impedancia igual a la resistencia, obteniendo su menor valor, lo que genera la frecuencia de resonancia del circuito RLC, al generar las mayores amplitudes de corriente. Esto se desprende de la fórmula:

$$Z = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \quad (13)$$

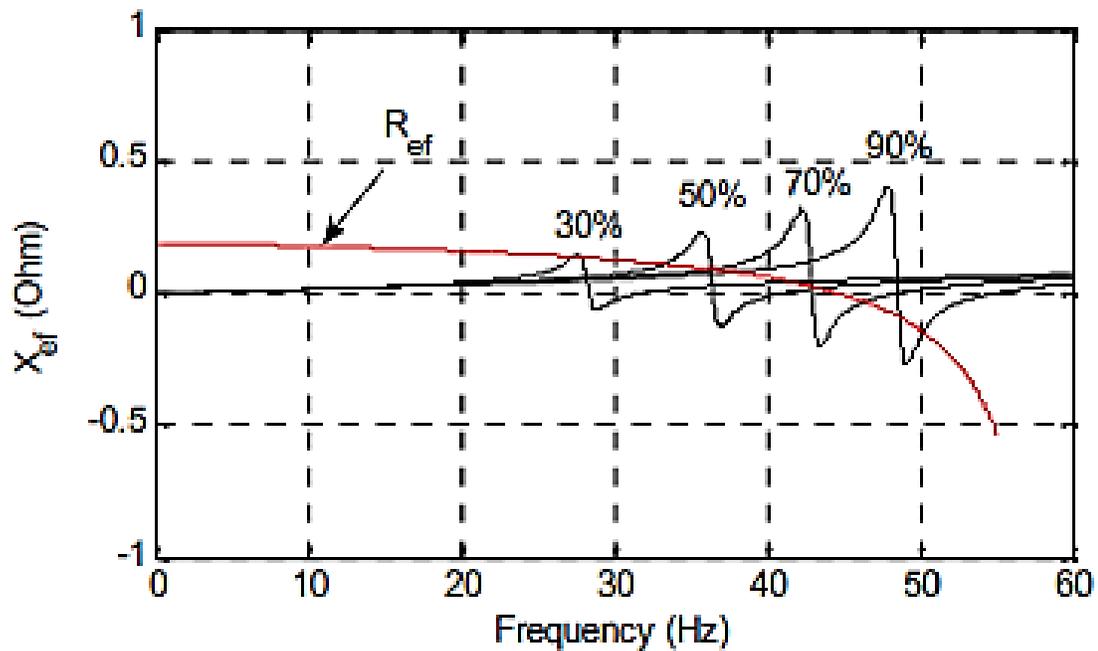
Por otro lado

$$I \propto \frac{1}{Z} \quad (14)$$

Por lo que al tener impedancia mínima, se tiene corriente máxima. Por otro lado, del cálculo de resistencia efectiva:

$$R_{ef} = \frac{R_r}{s} + R_s + R_{línea} \quad (15)$$

Siendo  $R_r$  la resistencia del rotor,  $R_s$  la resistencia del estator,  $R_{línea}$  la resistencia de la línea, incluyendo la resistencia del transformador y  $s$  el deslizamiento del generador de inducción. Las últimas dos resistencias son constantes en todas las frecuencias de corriente del estator. Sin embargo, la resistencia equivalente es una función de la frecuencia de resonancia eléctrica y disminuye a medida que dicha frecuencia de resonancia aumenta. Por otro lado, el generador de inducción tiene siempre deslizamiento negativo. Por tanto, cuando la magnitud de la resistencia efectiva negativa excede la suma de la resistencia de la línea y del estator, genera amortiguamiento negativo al sistema. Esto solo puede ocurrir a la frecuencia de resonancia eléctrica.

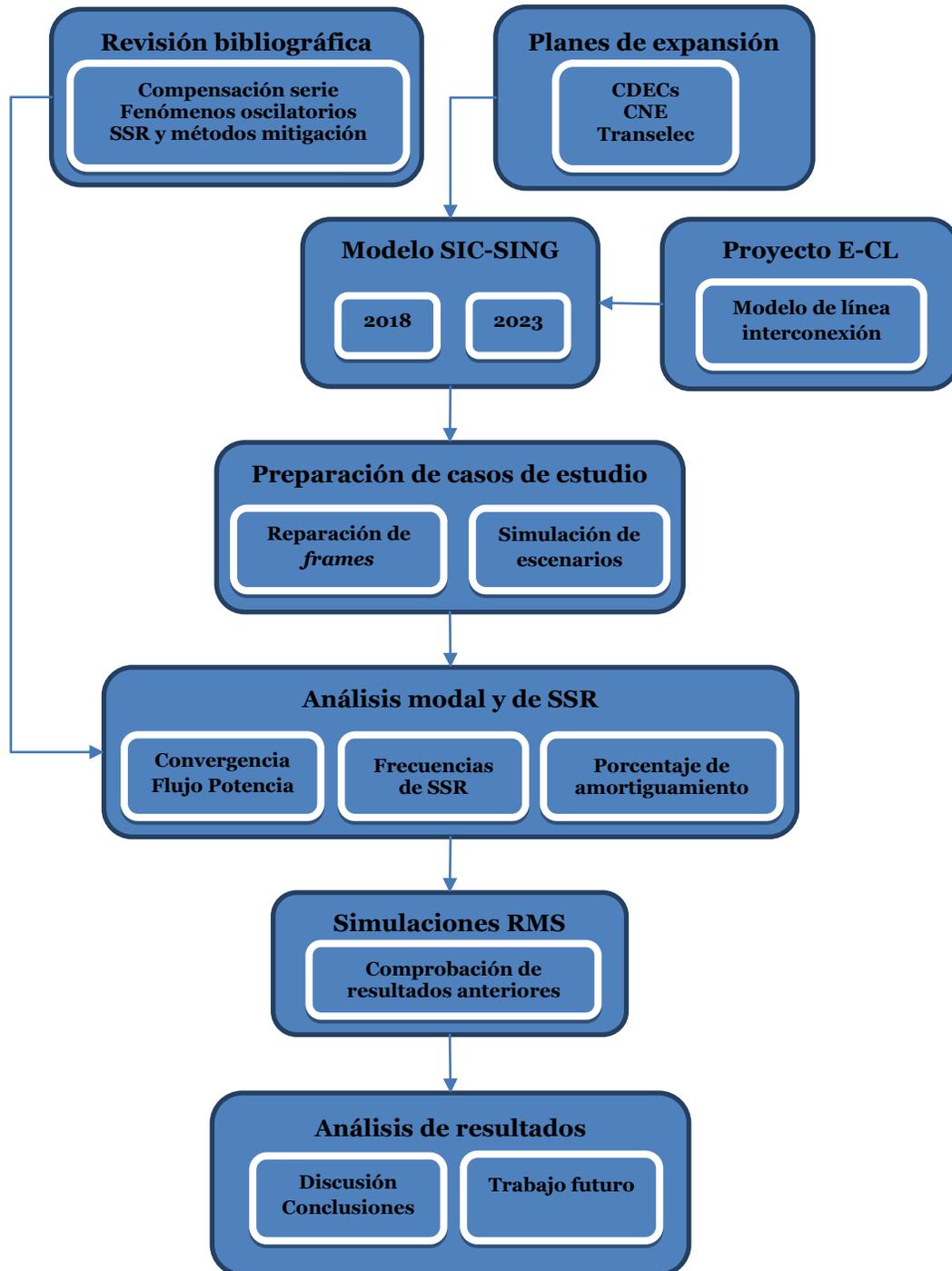


**Ilustración 31: gráfico de resistencia y reactancia efectiva versus frecuencia eléctrica**

Aunque este método resulta interesante para estudiar la resonancia subsincrónica, no se implementó en este trabajo puesto que el software empleado no es capaz de mostrar (medir) la resistencia ni la reactancia efectiva, teniendo sí la opción de realizar el barrido de frecuencia.

## Capítulo 3 – Metodología

Para llevar a cabo este trabajo de título, se deberán llevar a cabo una serie de pasos ordenado, de manera de tener un trabajo productivo y fructífero, considerando supuestos que le den validez a esta memoria.



**Ilustración 32: esquema de metodología a seguir**

## **3.1. Supuestos**

Para la realización de esta memoria, es necesario considerar como válidos algunos supuestos que permitan justificar los procedimientos y resultados. Estos se detallan a continuación:

### **3.1.1. Topología y planes de expansión**

Se proyecta el sistema conjunto SIC-SING y su demanda según los planes de expansión y la información disponible en Transelec, Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2014 y en los CDECs, asumiéndola como la topología que se tendrá a los años 2018 y al 2023. Se utilizan esos años puesto que el 2018 corresponde a la primera fase de interconexión, donde se tiene un sistema más radial, y el 2023 dado que en él ya estarán operativos muchos proyectos de gran envergadura que viabilizan técnicamente la interconexión entre la S/E Los Changos en el SING y la S/E Nueva Cardones en el SIC.

### **3.1.2. Modelo de interconexión**

Se utiliza el modelo de línea propuesto por E-CL y aprobado por la CNE al mes de marzo de 2015. La topología considera lo siguiente:

En Los Changos 500 kV

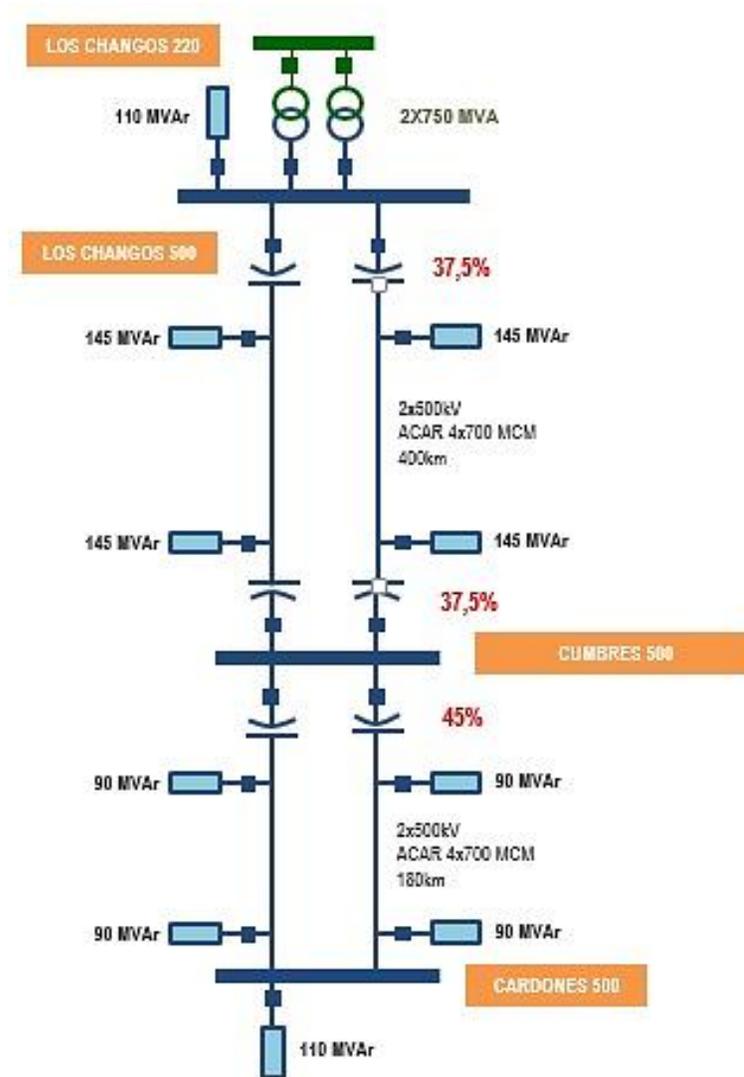
- S/E 500 kV Interruptor y medio de 3 diagonales en GIS
- Compensación serie en cada circuito de 37,5%, con capacidad para 1800 MVA
- Reactores de línea por cada circuito de 145 MVAR, cada uno con su paño de línea
- Reactor de barra de 110 MVAR conectada a una semi-diagonal de la GIS
- Autotransformadores 2x500/220kV (6 unidades monofásicas más 1 reserva) de 750 MVA con sus semi-diagonales en 500 kV GIS y sus paños en 220kV en aire

En Cumbres 500 kV

- S/E 500 kV Interruptor y medio de 2 diagonales en aire
- Compensación serie apuntando a Mejillones de 37,5%, con capacidad para 1800 MVA y apuntando a Cardones de 45% con capacidad para 1800 MVA, cada una con su paño de línea
- Reactores de línea por cada circuito de 145 MVAR apuntando a Mejillones y 90 MVAR apuntando a Cardones, cada uno con su paño de línea

En Cardones 500 kV

- Extensión de la S/E 500kV GIS de ISA en 5 paños
- Reactor de barra de 110 MVAR conectado a la GIS
- Reactores de línea por cada circuito de 90 MVAR, cada uno con su paño de línea



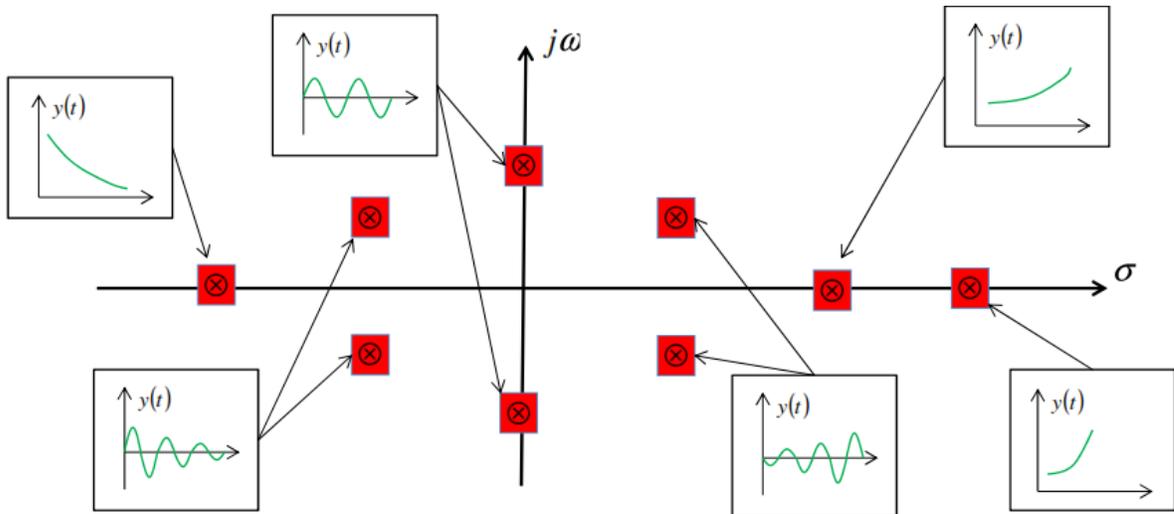
**Ilustración 33: modelo de línea interconexión de E-CL**

### 3.1.3. Modelos dinámicos

Se asume que todos los modelos de los generadores sincrónicos, más la totalidad de sus controladores y frames, están bien modelados, calculados y/o sintonizados en DIGSILENT PowerFactory. Esto quiere decir que la programación de los modelos dinámicos de los generadores representados en el software corresponde a la realidad, lo que es necesario para tener validez en este trabajo. Por otro lado, para los generadores nuevos agregados, se utiliza el modelo del generador presente en el sistema más parecido en términos de potencia, y por supuesto, en términos del tipo de generador, ya sea turbina a vapor, hidráulica, eólica, etc.

### 3.2. Análisis modal y simulaciones

El análisis modal es un método para calcular los modos de oscilación de un sistema, mediante el estudio de las raíces de su polinomio característico. Estos modos de oscilación pueden ser determinados mediante el análisis de los valores propios del sistema linealizado en torno a un punto de operación, donde el número de valores propios es igual al número de estados del sistema. El valor propio es de la forma  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ . Según la naturaleza del modo  $i$ , este tendrá una característica particular dependiente del tiempo, ya que, asociándolo a su valor propio  $\lambda_i$ , dicha característica viene dada por la forma  $e^{\lambda_i t}$ . Así, modos con parte real positiva serán inestables, con parte real negativa serán estables, con parte imaginaria distinta de cero serán oscilatorios, y con parte imaginaria cero serán exponenciales. La parte real representa, por tanto, una medida del amortiguamiento del modo. Por otra parte, la parte imaginaria representa la frecuencia del mismo. Esto se muestra a continuación en la Ilustración 34:



**Ilustración 34: características de los modos según su naturaleza [18]**

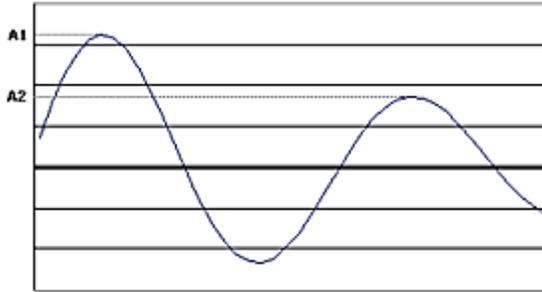
Es importante para el sistema que las oscilaciones de potencia estén bien amortiguadas, es decir, que la amplitud de la oscilación de la onda decaiga con el tiempo de forma considerable. Para este efecto, se calcula el factor de amortiguamiento como:

$$\xi = - \frac{\ln(R_A)}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\ln(R_A))^2}{4\pi^2}}} \cdot 100 \quad (16)$$

con

$$R_A = \frac{A_2}{A_1} \quad (17)$$

siendo  $A_1$  la amplitud de la primera oscilación, y  $A_2$  la amplitud de la segunda. Según la NTSyCS chilena, los modos de oscilación de potencia deben tener al menos un 5% de factor de amortiguamiento [17].



**Ilustración 35: caracterización de las amplitudes de oscilación  $A_1$  y  $A_2$**

Otra forma de calcular el factor de amortiguamiento es a través del valor propio mismo, de la siguiente forma: sea el valor propio del estilo  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ , el factor de amortiguamiento de un modo  $i$  se calcula como

$$\zeta_i = -\frac{\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (18)$$

El software DIGSILENT permite resolver los flujos de potencia resultantes del sistema interconectado, representar la estabilidad transitoria del conjunto ante fallas y, adicionalmente, permite obtener sus modos de oscilación a través de una representación polar. Utilizando este programa, en este trabajo de título se resuelven flujos de potencia según criterios realistas de despacho económico en el largo plazo, representando los escenarios extremos de operación del sistema. Posteriormente, mediante la herramienta de análisis modal se obtienen los modos de oscilación inestables o de bajo amortiguamiento del sistema conjunto, los que son analizados según su naturaleza (dada por la frecuencia de oscilación u origen de la misma). Luego, un análisis de estabilidad transitoria permite identificar la activación de dichos modos, comprobando algunos de los efectos generados estos.

Para saber qué generador(es) contribuye(n) a un modo específico, basta calcular los factores de participación de dicho modo. Esto indica que variable de alguna máquina en particular aporta a la oscilación.

### 3.3. Análisis de SSR

Con respecto a las simulaciones, éstas se harán para casos base, y según se encuentren situaciones relevantes, éstos se modificarán para hacer más radial el sistema en torno a los generadores de interés, y así forzar a que se produzcan fenómenos de SSR.

Estos casos base son:

- Demanda máxima del sistema conjunto, con transferencias de potencia del SIC al SING
- Demanda mínima del sistema conjunto, con transferencias de potencia del SIC al SING
- Demanda máxima del sistema conjunto, con transferencias del potencia del SING al SIC
- Demanda mínima del sistema conjunto, con transferencias de potencia del SING al SIC

Una vez encontrados los modos de oscilación, se comparan las frecuencias de estos con las frecuencias subsíncronas de interés, que, como se explicó, van entre los 15 a 40 Hz. Al encontrar dichos modos, se procede luego a observar su grado de amortiguamiento, ya que los que tengan un *damping* menor a 5% serán los que presenten mayor interés, según la NTSyCS [17]. Además, se identifica la participación de las variables de los distintos generadores involucrados en el modo, esperando que si hay un modo importante, que este corresponda a alguna máquina cercana a la interconexión, ya sean las Infraestructura Energética Mejillones (IEM 1 y 2) o las Kelar TG y TV. Este conjunto de generadores sincrónicos es el más interesante, pues como se comentó, son los más cercanos a la interconexión, conectándose IEM 1 y 2 a los Changos 18 kV y Kelar TG y TV a Kapatour/Enlace 23 kV.

Se obtienen las frecuencias naturales de los generadores sincrónicos involucrados, y se contrastan con los modos antes obtenidos para buscar efectos resonantes. Se simularán fallas importantes en el sistema de transmisión a fin de corroborar los fenómenos de SSR importantes, ya sea para confirmar o no el carácter dañino de los modos encontrados.

$$f_{er} = f_0 \sqrt{\frac{x_C}{x'' + x_E + x_T}} \quad (19)$$

### 3.4. Comprobación de resultados mediante análisis RMS

Tras obtener los modos de resonancia subsíncrona con sus factores de participación correspondientes, se procede a comprobar sus efectos realizando un análisis RMS en los puntos pertinentes, para excitar dichos modos. En general, estos puntos corresponden a

las barras (o puntos en las líneas muy cercanos a las barras) donde se encuentran los generadores de interés, y la barra (o su cercanía) al otro lado de la línea de interconexión del generador de interés, tal como se especifica en el IEEE *First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance*.

## Capítulo 4 – Casos de estudio

### 4.1. Preparación de los casos de estudio

Se modelan en DIGSILENT ocho escenarios, descritos a continuación:

Punto de operación	Condición operativa del enlace	Año	Descripción
1	Demanda máxima, flujo SIC→SING, operación normal	2022	Hora del año en que se alcance demanda máxima del sistema conjunto y alto nivel de flujo por el enlace dirección sur a norte
2	Demanda mínima, flujo SIC→SING, operación normal	2022	Hora del año en que se alcance demanda mínima del sistema conjunto y alto nivel de flujo por el enlace dirección sur a norte
3	Demanda máxima, flujo SING→SIC, operación normal	2022	Hora del año en que se alcance demanda máxima del sistema conjunto y alto nivel de flujo por el enlace dirección norte a sur
4	Demanda mínima, flujo SING→SIC, operación normal	2022	Hora del año en que se alcance demanda mínima del sistema conjunto y alto nivel de flujo por el enlace dirección norte a sur
5	Demanda mínima, flujo SING→SIC, operación normal, caso con líneas Enlace-O'Higgins 220 y Los Changos Nueva Encuentro 500 desconectadas	2022	Usando como base el caso 4, se desconectan las líneas mencionadas
6	Demanda mínima, flujo SING→SIC, sin Enlace 220 ni Nueva Encuentro-Crucero 500 conectadas a Los Changos.	2018	Se aísla el SIC del SING, manteniendo algunas máquinas del norte generando hacia el sur, escenario probable a comienzos de la interconexión
7	Demanda máxima, flujo cero por la interconexión	2022	Despacho forzado con alta demanda del sistema, pero flujo mínimo por la interconexión
8	Demanda mínima, flujo cero por la interconexión	2022	Despacho forzado con mínima demanda del sistema y mínimo flujo por la interconexión

Se escogen estos escenarios puesto que representan los distintos casos operativos que se pueden tener en el sistema, con los distintos flujos en las condiciones clásicas que se estudian. Demandas máximas (y por ende máxima generación) implican uso intensivo de la compensación serie. Por otro lado, baja demanda implica que muchos generadores están despachando bajo su nominal, por lo que el nivel de amortiguamiento que presentan es menor. Ambos casos son propicios para generar SSR. Finalmente, se desglosa el caso iv dado que es el caso que tiene mayor probabilidad de generar SSR, por lo que se modifica para forzar aún más la aparición de modos de SSR, considerando la teoría de que estos se generan con mayor fuerza en sistemas radiales.

Estos escenarios se eligen buscando forzar al sistema a producir SSR. Esto se puede lograr teniendo las máquinas con despachos altos y con altos niveles de flujo que exijan el uso intensivo de la compensación serie.

Los escenarios i, ii, iii y iv resultan ser los casos base del estudio, en donde se busca una operación normal pero con flujo de potencia alto de un sistema a otro, para que la compensación serie esté a todo su potencial. Sin embargo, solo el caso iv entrega resultados más interesantes, por lo que fue el que se desglosa en más casos para forzar el fenómeno de SSR en las máquinas IEM y Kelar, que son las candidatas a generar SSR por la radialidad del sistema en esos puntos. Por tanto, el escenario v busca generar dicha radialidad, y el escenario vi la maximiza. Notar que para el caso vi se simula el año 2018, debido a que en ese año todavía no estarán todavía todos los proyectos del norte de la interconexión operativos, por lo que tener un sistema aislado es bastante factible.

## **4.2. Representación del sistema SIC-SING vía modelación en DIgSILENT.**

Mediante el software de simulación de sistemas eléctricos DIgSILENT PowerFactory, se representa el sistema eléctrico del SIC y el SING al año 2022, según estipuló la CNE en la Resolución Exenta N°20 y N°29 de enero del 2013 [16]. Este dice que entraría en servicio un sistema de transmisión de alrededor de 700 km, uniendo ambos sistemas. Para efectos de este análisis, se considera la modelación de este sistema de transmisión a través de una línea HVAC de 500kV. La representación del SIC y el SING se realizará con bases de datos oficiales y completas proyectadas al 2022, de acuerdo a los datos entregados por la CNE en el Informe de Precio Nudo más reciente y la información proporcionada por la Subgerencia de Planificación de Transelec. Estas bases son la última versión del 2014 del SING, publicada por el CDEC-SING, y una del SIC disponible en Transelec, la cual tiene proyecciones hasta el año 2023. Ambas fueron actualizadas según los planes de expansión y conectadas mediante la línea, más todos sus componentes, propuesta por E-CL.

Para aquellos datos que no se poseen, se han utilizado supuestos realistas. Esto implica sobretodo utilizar modelos de generadores y líneas ya existentes, según sus características y tecnología. En algunos casos, se utilizará el *worst case* en lo que respecta a la modelación, a fin de establecer criterios conservadores en el diseño de soluciones y de mitigación de los fenómenos de resonancia subsincrónica.

### **4.2.1. Base de datos del Sistema Interconectado Central**

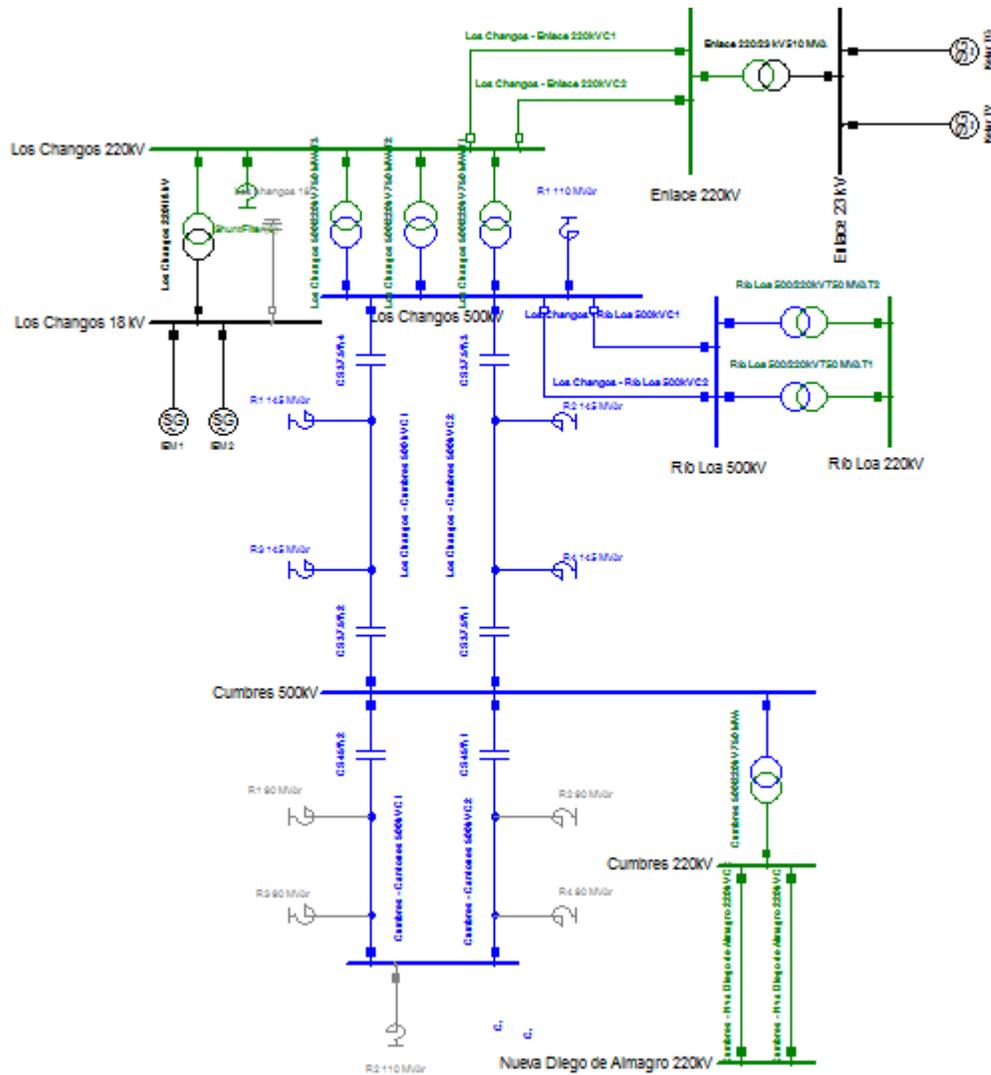
Desde la página web del CDEC-SIC [14] se puede descargar la versión actualizada del SIC para el programa DIgSILENT. Esta base se contrasta con otra del 2013 proyectada al 2023 disponible en Transelec. El resultado final es modificado para hacer una proyección completa entre los años 2018, en donde se considera que la interconexión ya está lista pero no están en operación todos los proyectos, y el 2023, en donde se considera que estará todo operativo.

### **4.2.2. Base de datos del Sistema Interconectado del Norte Grande**

Al igual que el caso anterior, desde la página web del CDEC-SING [15] se puede descargar la última versión del SING para el software DIgSILENT. Con esto, se realiza una proyección al año 2023, actualizando los proyectos según los planes de expansión.

### 4.2.3. Integración bases SIC-SING

Una vez se tienen ambas bases, se interconectan considerando el modelo de interconexión propuesto por E-CL. Con este esquema se trabaja y estudia el fenómeno de SSR en esta memoria.



**Ilustración 36: modelo línea interconexión en DIgSILENT**

# Capítulo 5 – Desarrollo y análisis de resultados

## 5.1. Resultados del análisis modal

### 5.1.1. Modos iniciales SIC

Para comenzar las simulaciones, se procede a investigar los modos inestables preexistentes del SIC. Para realizar el análisis modal del SIC, hubo que desactivar el controlador DSL MSC de un reactor fuera de servicio del SVC cercano a Diego de Almagro, puesto que arrojaba problemas y no resulta relevante para este estudio. A continuación se muestra los resultados gráficos del análisis modal, y los generadores involucrados.

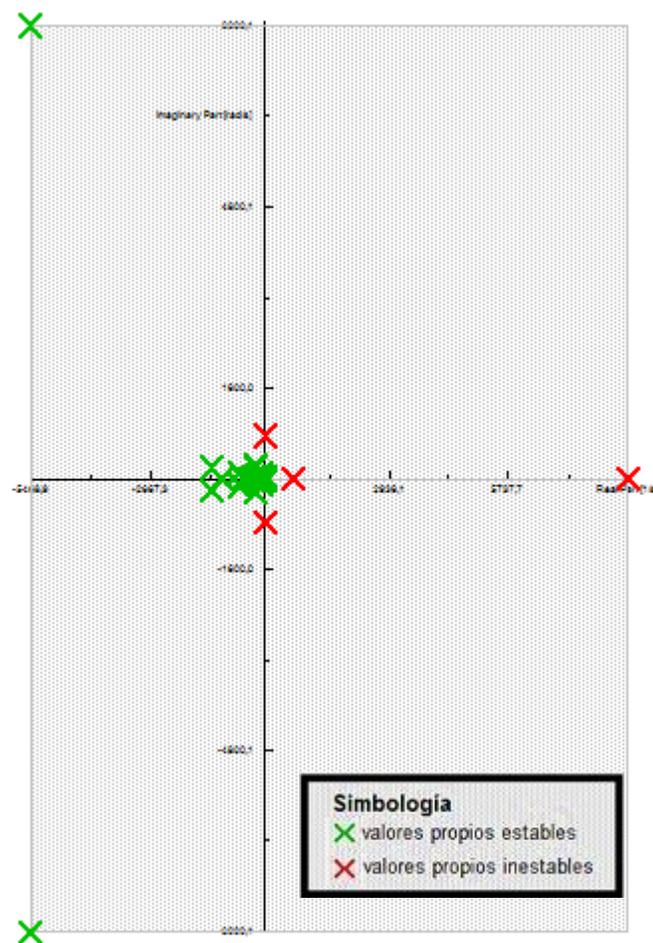


Ilustración 37: gráfico de valores propios del SIC

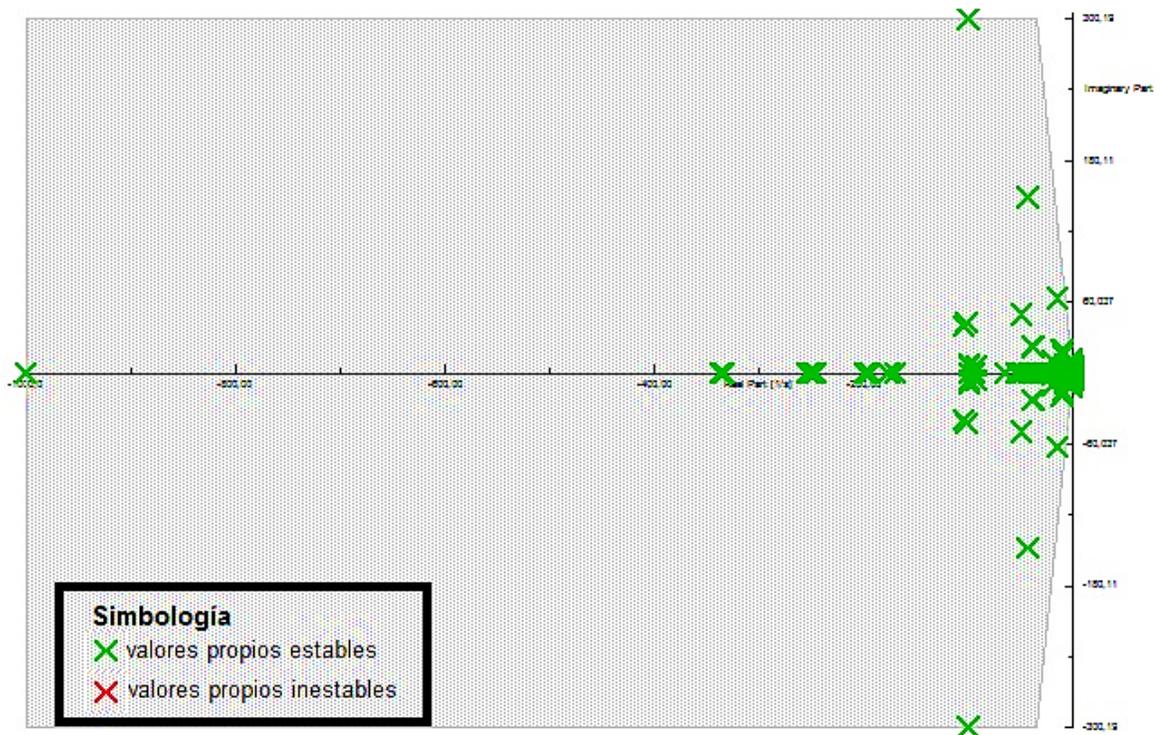
En este caso, en cambio, aparecen en total 8 modos inestables, 4 de ellos oscilatorios. Estos son los siguientes:

Modo	Parte real [1/s]: decaimiento	Parte imaginaria [rad/s]: $\omega$	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento [%]
107	8539,41549	0	0	-1
110	26,16147	761,145742	121,1401073	-0,03435
111	26,16147	-761,145742	121,1401073	-0,03435
112	666,15596	0	0	-1
1168	0,02621	1,618776	0,257636202	-0,016182
1169	0,02621	-1,618776	0,257636202	-0,016182
1264	0,48063	0	0	-1
1354	0,21648	0	0	-1

**Tabla 1: modos inestables SIC**

Estos modos oscilatorios corresponden a las siguientes máquinas: San Isidro 1 TG, WT3T El Arrayán, WT3E1 Talinay 3 MW y WT3E1 Talinay 2 MW. Estos modos inestables correspondían a desajustes en los controladores de los generadores asociados, los que fueron corregidos previo al enlace de interconexión.

### 5.1.2. Modos iniciales SING



**Ilustración 38: gráfico de valores propios del SING**

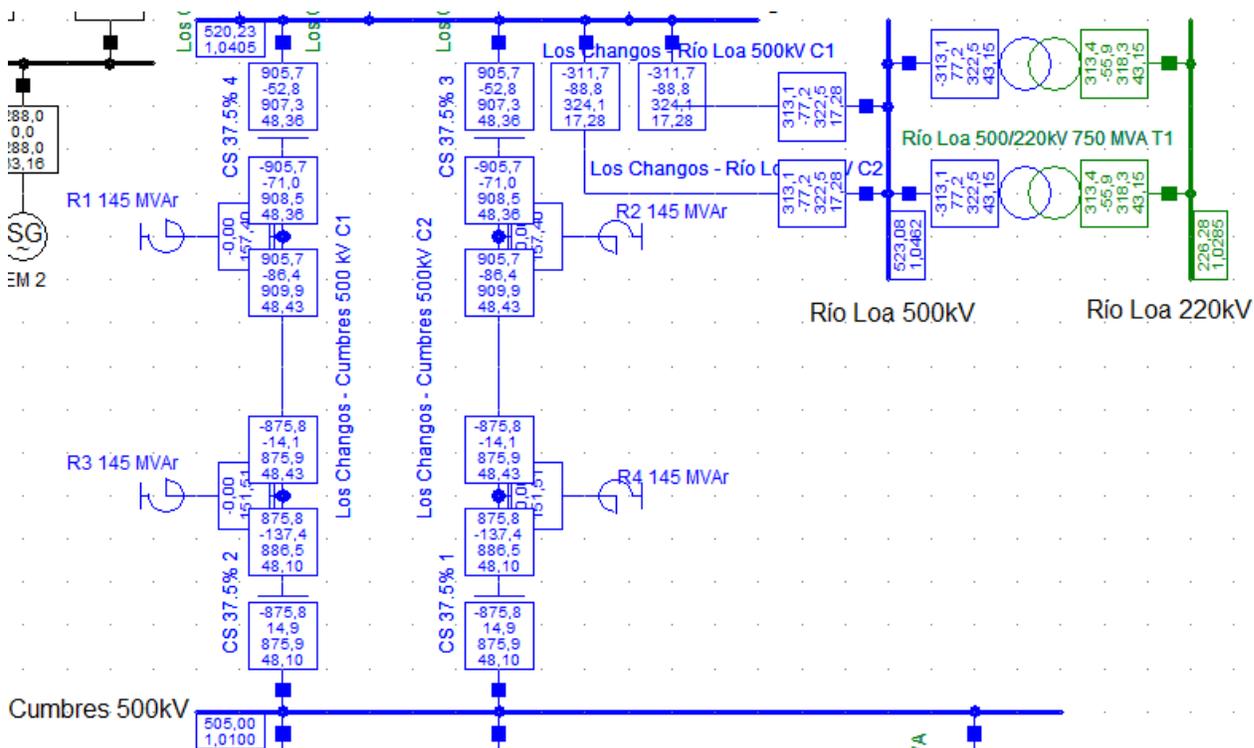
Como se puede apreciar, no aparecen valores propios positivos en el análisis modal del SING aislado, por lo tanto no hay modos inestables según lo arrojado por las simulaciones.

### 5.1.3. Escenarios i, ii y iii

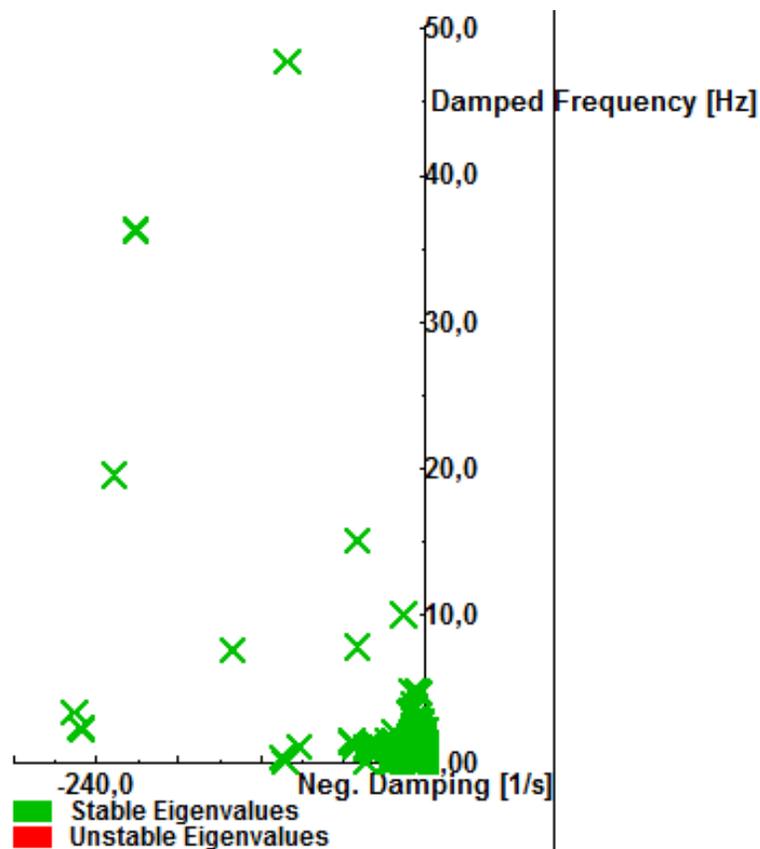
Los escenarios de demanda máxima con flujos del SIC al SING, demanda mínima con flujos del SIC al SING y demanda mínima SING al SIC, todos en operación normal al año 2023, no arrojan resultados interesantes, ya que se encontraron frecuencias candidatas a SSR muy amortiguadas (sobre 30%), y en máquinas alejadas de compensación serie.

### 5.1.4. Escenario iv: demanda máxima del SING al SIC

Este escenario es más complejo, puesto que un sistema de menor inercia, como el SING, le está inyectando a uno de mayor, como el SIC, a través del enlace de características ya mencionadas, lo que puede generar mayor inestabilidad en el primero. Los resultados de las simulaciones se ven a continuación:



**Ilustración 39: flujo de potencia por la interconexión, escenario iv.**



**Ilustración 40: gráfico de valores propios de los modos del escenario iv.**

Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
Mode 00150	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00151	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00152	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00153	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00091	-211,66333	227,995803	311,10038	132,87255	36,28665911	0,02755	211,6633	0,680368	0,00472448	341,411862
Mode 00092	-211,66333	-227,995803	311,10038	-132,87255	36,28665911	0,02755	211,6633	0,680368	0,00472448	341,411862
Mode 00088	-211,73769	227,980877	311,14004	132,88445	36,28428362	0,02756	211,7376	0,680522	0,00472282	342,242912
Mode 00089	-211,73769	-227,980877	311,14004	-132,88445	36,28428362	0,02756	211,7376	0,680522	0,00472282	342,242912
Mode 00078	-517,32237	123,593261	531,88131	166,56335	19,67047836	0,05083	517,3223	0,972627	0,00193303	264056862897
Mode 00079	-517,32237	-123,593261	531,88131	-166,56335	19,67047836	0,05083	517,3223	0,972627	0,00193303	264056862897
Mode 00099	-226,95494	123,083566	258,18231	151,52787	19,58935728	0,05104	226,9549	0,879049	0,00440616	107540,6967
Mode 00100	-226,95494	-123,083566	258,18231	-151,52787	19,58935728	0,05104	226,9549	0,879049	0,00440616	107540,6967
Mode 00143	-50,07899	94,924978	107,32500	117,81451	15,10777951	0,06619	50,0789	0,466610	0,01996845	27,516398
Mode 00144	-50,07899	-94,924978	107,32500	-117,81451	15,10777951	0,06619	50,0789	0,466610	0,01996845	27,516398

**Tabla 2: tabla de modos del escenario iv.**

Aunque este escenario se ve más complejo, tampoco genera polos de inestabilidad o modos pobremente amortiguados. Sin embargo, según lo estudiado, es un caso al cual vale la pena estudiarle sensibilidades.

### 5.1.5. Escenario v: sin Enlace-O'Higgins 220 kV

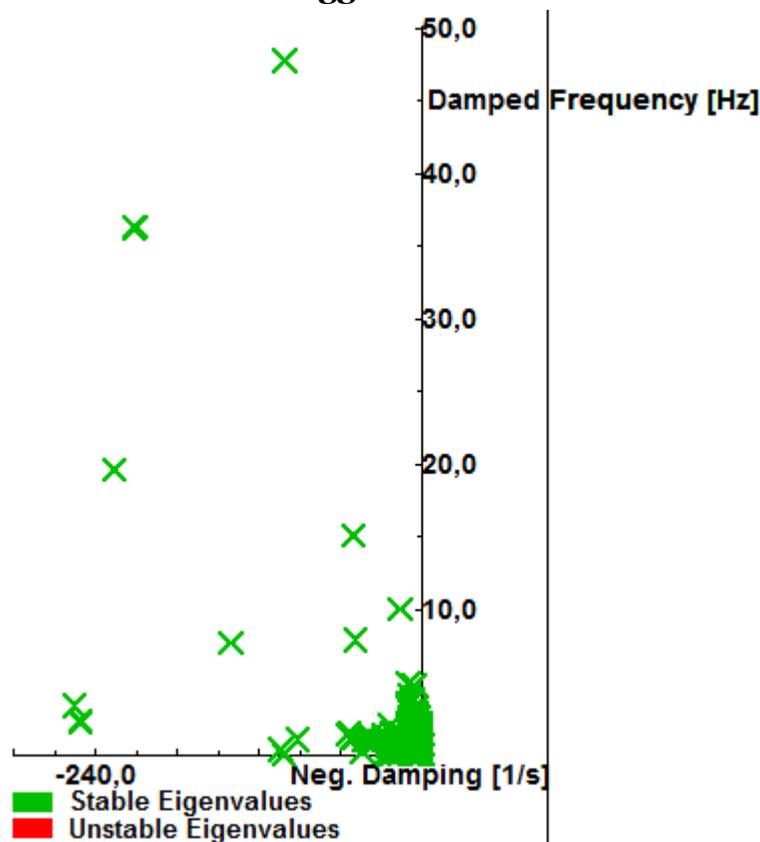


Ilustración 41: gráfico de valores propios escenario v

Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
Mode 00153	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00154	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00151	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00152	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00092	-211,66319	227,995827	311,10031	132,87253	36,2866629	0,02755	211,66319	0,680369	0,00472448	341,410381
Mode 00093	-211,66319	-227,995827	311,10031	-132,87253	36,2866629	0,02755	211,66319	0,680369	0,00472448	341,410381
Mode 00089	-211,73750	227,980910	311,13994	132,88444	36,2842888	0,02756	211,73750	0,680521	0,00472282	342,240887
Mode 00090	-211,73750	-227,980910	311,13994	-132,88444	36,2842888	0,02756	211,73750	0,680521	0,00472282	342,240887
Mode 00079	-517,33627	123,579899	531,89173	166,56510	19,6683512	0,05084	517,33627	0,972634	0,00193297	264996225732
Mode 00080	-517,33627	-123,579899	531,89173	-166,56510	19,6683512	0,05084	517,33627	0,972634	0,00193297	264996225732
Mode 00100	-226,93939	123,127025	258,18937	151,51774	19,5962747	0,05103	226,93939	0,878964	0,00440646	107016,88066
Mode 00101	-226,93939	-123,127025	258,18937	-151,51774	19,5962747	0,05103	226,93939	0,878964	0,00440646	107016,88066
Mode 00144	-50,07899	94,924978	107,32500	117,8145	15,1077795	0,06619	50,07899	0,466610	0,01996845	27,516398
Mode 00145	-50,07899	-94,924978	107,32500	-117,8145	15,1077795	0,06619	50,07899	0,466610	0,01996845	27,516398

Tabla 3: tabla de modos del sistema para escenario v.

Al hacer esta sensibilidad, se aprecia que los resultados no varían. Es decir, estas desconexiones, u obras que aún no estén en servicio, no perturbarán la estabilidad dinámica del sistema.

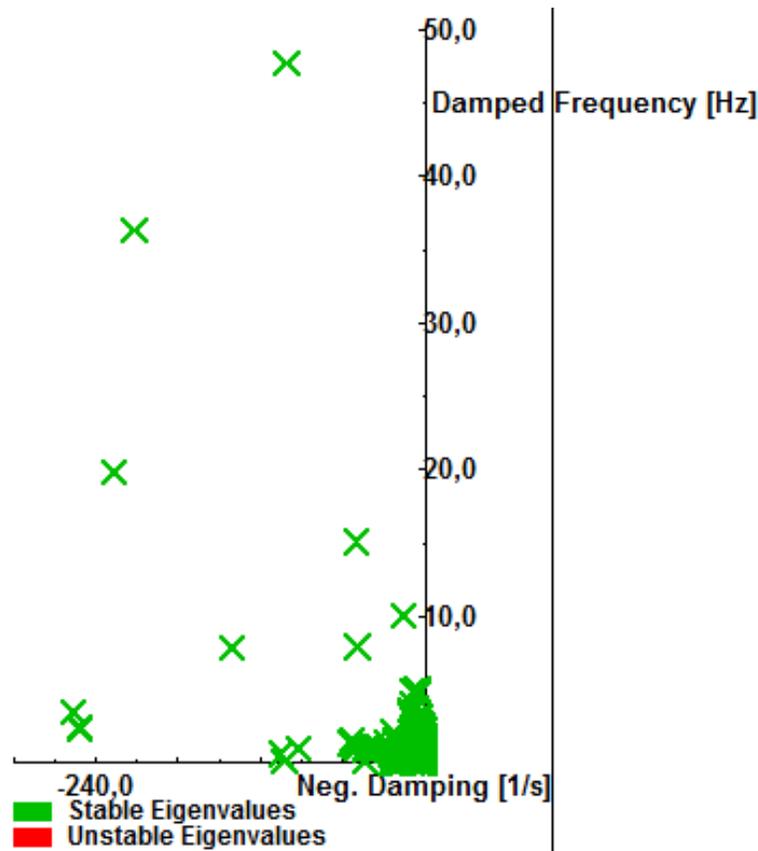
### 5.1.6. Escenario vi: caso radial.

Se simula este sexto caso, el más adverso posible, una segunda sensibilidad con respecto al caso iv, en el que se aísla el SING del SIC pero manteniendo la línea de interconexión en servicio, haciendo que:

- No estará Enlace 220 todavía en operación, ni Nueva Encuentro-Crucero
- Se desconecta Los Changos 220 de Chacaya 220

De esta forma, se genera la contingencia de estudio, al volver al sistema lo más radial posible con respecto a los generadores térmicos IEM 1 y 2, para generar las condiciones para la aparición de SSR, al quedar estos cerca de la compensación serie de la línea de interconexión y aislado de lo demás, inyectando su potencia directamente hacia el SIC.

Este caso corresponde a la primera fase de interconexión entre los sistemas SIC-SING, en el cual habrá una máquina dedicada del SING a la inyección hacia el SIC, ya sean IEM 1, IEM 2 o CTM 3.



**Ilustración 42: gráfico de valores propios del escenario vi.**

Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
Mode 00152	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00153	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00150	-211,48	228,028966	311,	132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00151	-211,48	-228,028966	311,	-132,84364	36,2919372	0,02755	211,48	0,68	0,00472857	339,403487
Mode 00091	-211,66290	227,995875	311,10015	132,87248	36,28667125	0,02755	211,6629	0,68036	0,00472449	341,407205
Mode 00092	-211,66290	-227,995875	311,10015	-132,87248	36,28667125	0,02755	211,6629	0,68036	0,00472449	341,407205
Mode 00088	-211,73724	227,980908	311,13976	132,88439	36,28428856	0,02756	211,7372	0,68052	0,00472283	342,238434
Mode 00089	-211,73724	-227,980908	311,13976	-132,88439	36,28428856	0,02756	211,7372	0,68052	0,00472283	342,238434
Mode 00078	-517,43869	125,062304	532,33765	166,41247	19,90428402	0,05024	517,4386	0,97201	0,00193259	195016097777
Mode 00079	-517,43869	-125,062304	532,33765	-166,41247	19,90428402	0,05024	517,4386	0,97201	0,00193259	195016097777
Mode 00099	-226,94324	124,600555	258,89869	151,23152	19,83079376	0,05042	226,9432	0,87657	0,00440638	93337,953714
Mode 00100	-226,94324	-124,600555	258,89869	-151,23152	19,83079376	0,05042	226,9432	0,87657	0,00440638	93337,953714
Mode 00143	-50,07899	94,924971	107,32500	117,8145	15,10777951	0,06619	50,0789	0,46661	0,01996845	27,516398
Mode 00144	-50,07899	-94,924971	107,32500	-117,8145	15,10777951	0,06619	50,0789	0,46661	0,01996845	27,516398

**Ilustración 43: tabla de modos del escenario vi.**

Tampoco se encuentran o excitan modos de resonancia subsincrónica mal amortiguados, o algún otro modo débilmente amortiguado.

### 5.1.7. Escenarios vii y viii: flujo cero.

Estos escenarios, aunque pueden parecer interesantes para fenómenos oscilatorios interárea, no lo son para fenómenos de SSR, puesto que al no existir flujo por la línea de interconexión, no existe interacción eléctrica (intercambio de energía) que genere la resonancia subsincrónica.

## 5.2. Fenómenos de SSR encontrados

Como se puede observar de las tablas anteriores, todos los modos de frecuencias correspondientes a resonancia subsincrónica encontrados tienen un muy buen nivel de amortiguamiento (sobre 30%). Aun así, se muestran los factores de participación de los modos más importantes:

Modo	Parte real [1/s]	Parte imaginaria [rad/s]	Frecuencia amortiguada [Hz]	Razón de amortiguación
104	-100,56	-300,19	47,78	0,32
103	-100,56	300,19	47,78	0,32
102	-100,56	-300,19	47,78	0,32
101	-100,56	300,19	47,78	0,32
173	-211,48	-228,03	36,29	0,68
172	-211,48	228,03	36,29	0,68
171	-211,48	-228,03	36,29	0,68
170	-211,48	228,03	36,29	0,68
108	-211,66	-228,00	36,29	0,68
107	-211,66	228,00	36,29	0,68
106	-211,74	-227,98	36,28	0,68
105	-211,74	227,98	36,28	0,68
164	-50,08	-94,92	15,11	0,47
163	-50,08	94,92	15,11	0,47
219	-15,67	-63,13	10,05	0,24
218	-15,67	63,13	10,05	0,24

De estos modos, las participaciones son las siguientes:

Modo	Participación de...	Variable y grado de participación			
103, 104	VCO Brushless Cavanca (x3, x2)	x2=-1	x3=1		
101, 102	VCO Brushless Chapiquiña (x2, x3)	x2=1	x3=-1		
172, 173	UEL Pehuenche 2 (x1, x2)	x1=1	x2=-1		
170, 171	UEL Pehuenche 1 (x1, x2)	x1=-1	x2=1		

Modo	Participación de...	Variable y grado de participación			
105, 106, 107, 108	VCO Pehuenche 1 (xw1_1, xw2_1), VCO Pehuenche 2 (xw1_2, xw2_2)	xw1_1=-1	xw2_1=1	xw1_2=-1	xw2_2=1
163, 164	PCU Ventanas 3 (xv, xhp)	xv=-1	xhp=1		
206, 207	VCO Quebrada Blanca (x1, x4)	x1=-0,996	x4=1		

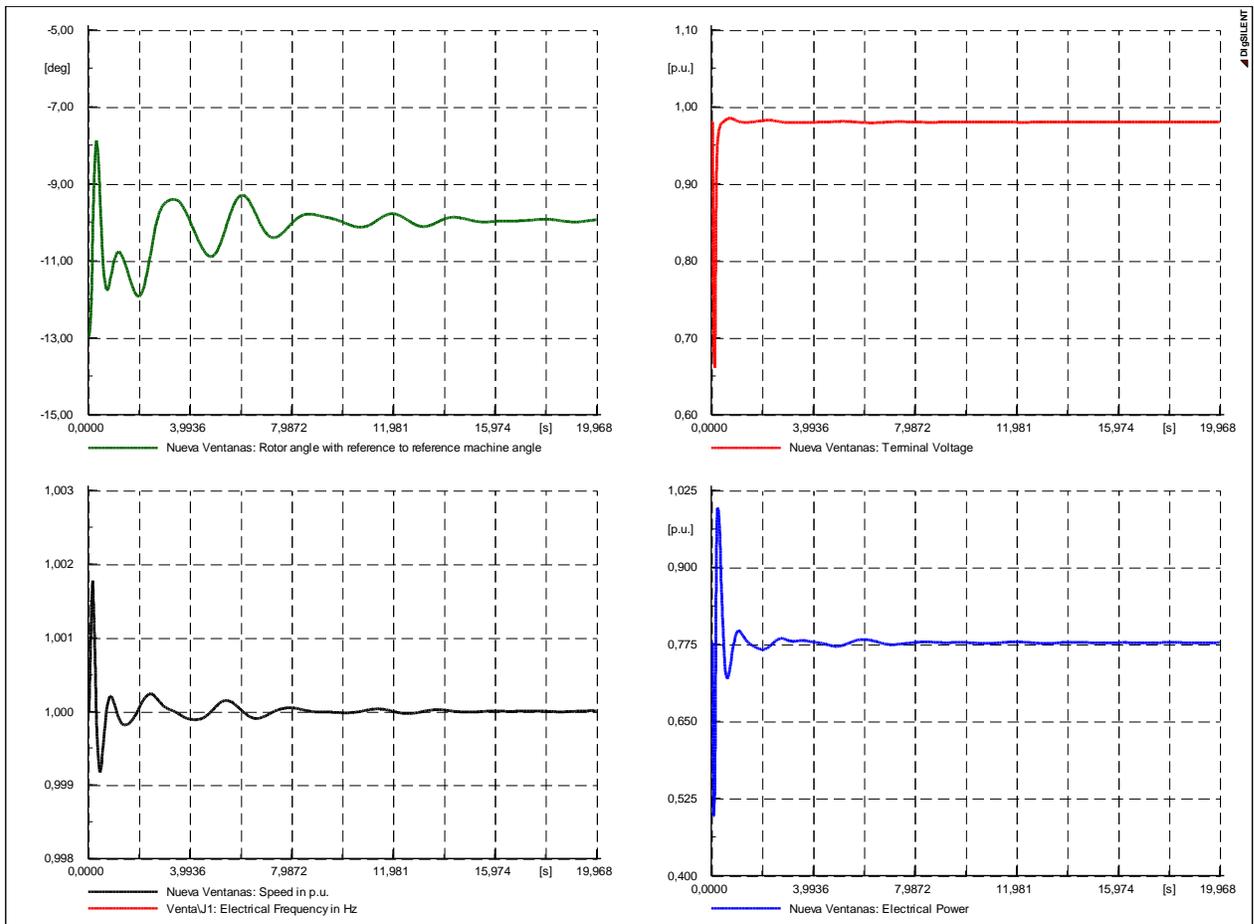
**Tabla 4: factores de participación de modos de interés.**

### 5.3. Análisis RMS

Para comprobar los resultados, y en especial para determinar si los modos de resonancia subsincrónica encontrados efectivamente producen problemas (lo cual, según lo analizado anteriormente no debiera ocurrir), se realiza un análisis RMS. Éste se hace en los puntos donde podría ocurrir el fenómeno de SSR, que son los que muestra el análisis modal con sus factores de participación, y los que este estudio busca analizar, que son los que corresponden a la vecindad de la interconexión. En particular, se hace también para uno de los circuitos de la línea de interconexión, justo en la mitad. Para llevar a cabo el estudio, se genera una trifásica en los puntos en cuestión, las cuales son despejadas inmediatamente en el cruce por cero de la señal, sin cambiar la topología del sistema. Aunque en general este es un caso poco realista para lo que es un despeje de falla, se propone de esta forma pues se busca realizar una perturbación no muy grande para el sistema, debido a que el estudio de análisis modal así lo contempla (pequeñas perturbaciones). Los puntos para los cuales se lleva a cabo el análisis RMS son los siguientes:

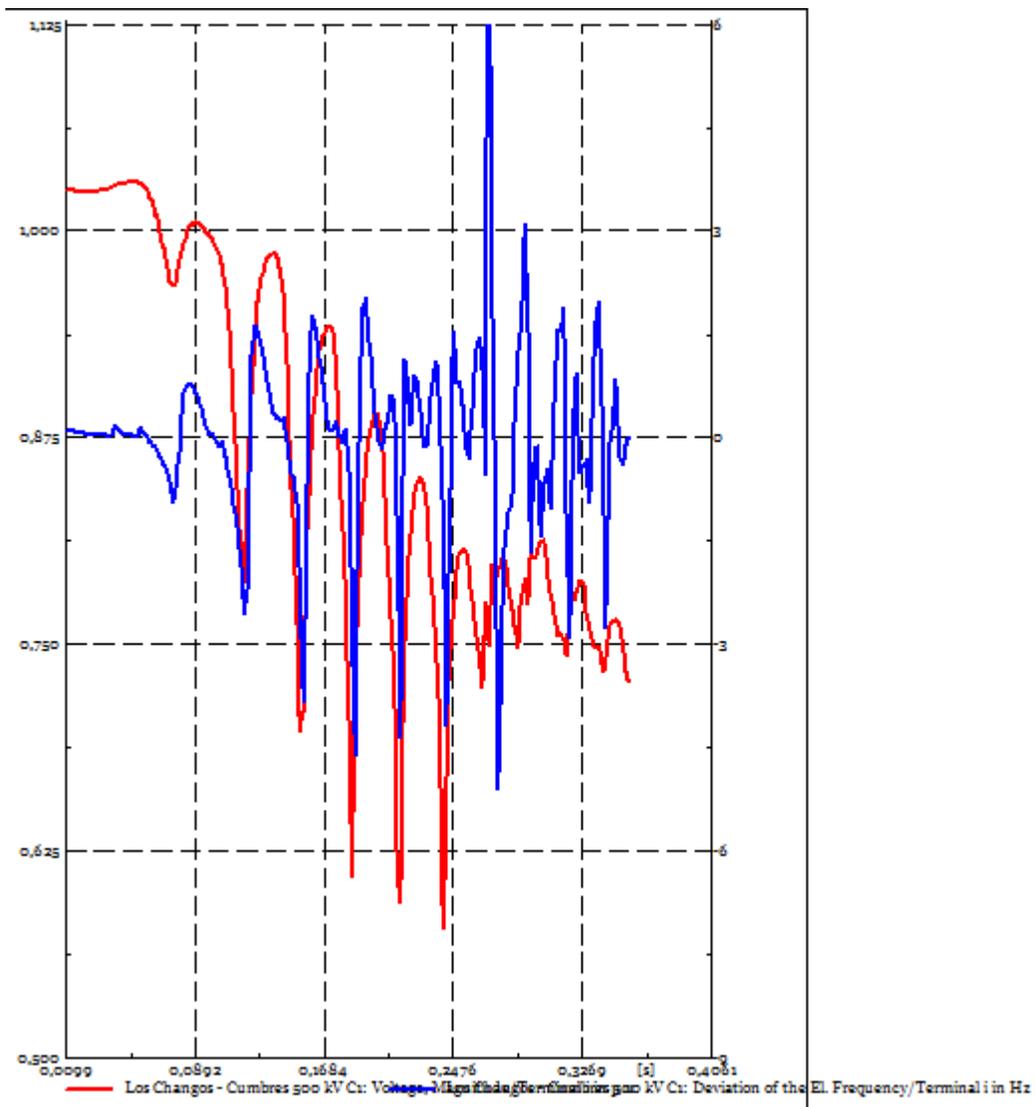
- Barra de Nueva Ventanas, tras la bajada del transformador.
- 50% de la línea Los Changos – Cumbres 500 kV, circuito 1.

Se eligen finalmente solo estos dos puntos pues Nueva Ventanas (también conocida como Ventanas 3) es la única que tiene un controlador asociado a SSR involucrado (PCU, que controla la turbina), y por otro lado, el sector de la línea es interesante pues precisamente se buscan problemas que estén asociados con la interconexión SIC-SING. Las variables a estudiar son la tensión en el punto en cuestión, y la desviación en frecuencia, y/o la potencia, pues muestran la estabilidad o inestabilidad del sistema tras realizada la falla. Dicho sea esto, gracias a las simulaciones en DIgSILENT Power Factory, se obtienen los siguientes gráficos:



**Ilustración 44: Variables graficadas en Nueva Ventanas tras análisis RMS**

Esta falla es estable, puesto que, tras algunas oscilaciones, las variables eléctricas (verde: ángulo del rotor, rojo: tensión en bornes, negro: frecuencia eléctrica y azul: potencia activa) llegan rápidamente a régimen permanente.



**Ilustración 45: Variables graficadas tras el análisis RMS en 50% línea Los Chagos - Cumbres 500 kV, circuito 1. En rojo la tensión en p.u. (valores a la izquierda), y en azul la desviación de frecuencia en Hz (valores a la derecha).**

Los gráficos muestran que el sistema se desestabiliza tras la falla simulada. Las ventanas de tiempo utilizadas fueron las necesarias para completar la simulación, hasta que ésta llegara a su punto de no convergencia, que es lo que ocurre en ambos casos. Sin embargo, esta no-convergencia no se debe a un problema de SSR, ya que son otras las variables involucradas, y no los AVR o controles de velocidad de las máquinas próximas a la línea Los Chagos – Cumbres 500 kV, que son los que se relacionan a problemas de resonancia.

## 5.4. Discusión

- En un comienzo, se encuentran varios modos inestables de diversas índoles al interconectar ambos sistemas y correr los primeros análisis modales. Según los resultados de simulaciones y análisis posteriores, esto se debe principalmente a tres factores: primero, que los controladores de ciertas máquinas importantes (sobre 50 MW), y en particular sus PSS, estaban desactivados. Un ejemplo emblemático es el generador U16 de Central Térmica Tocopilla, por lo que al activarlo se muestran mejorías inmediatas. Como segunda causa, ciertos frames de algunas máquinas estaban desactualizados con respecto a las últimas bases publicadas por los CDEC, por lo que al compararlos y actualizarlos se logran corregir bastantes problemas. Finalmente, algunas máquinas no tenían controladores, por lo que se decide agregarles éstos usando modelos de *frames* de generadores similares. Con esto, queda un solo modo inestable, el cual se solucionó realizando cambios principalmente en los PSS de los generadores pertinentes.
- En el escenario de demanda mínima SING -> SIC, en condiciones normales de operación, no se encuentran modos de SSR mal amortiguados. Todos tienen sobre un 24% de amortiguamiento.
- Al programar casos un caso más adversos, sacando líneas de servicio para hacer el sistema más radial (Enlace – O’Higgins 220 kV, ambos circuitos), tampoco hacen aparecer modos de SSR considerables.
- Al aislar el SING del SIC (worst case) tampoco aparecen casos críticos.
- El análisis RMS muestra que una de las fallas estudiadas generan inestabilidad al sistema. Aunque tienen una frecuencia de aproximadamente de 28 Hz, no se asocian a problemas de SSR, dada la naturaleza de las variables involucradas, sino más bien se asocia a problemas de reactivos del sistema, Esto es porque el sistema se ha forzado mucho en su despacho.

La mayor explicación a la no aparición de modos de SSR inestables o de pobre amortiguamiento es que el sistema no tiene configuraciones de tipo radial importantes, tanto cercanas a la interconexión como en el conjunto general. Esto quiere decir que el sistema está suficientemente enmallado, y por ende, la robustez necesaria para evitar la ocurrencia del fenómeno. En relación a lo anterior, las condiciones para que se produzcan resonancias subsíncronas indican que se debe tener un generador conectado a una línea larga que tenga compensación serie de forma radial. Esta configuración no se da en ninguna parte del sistema, excepto la subestación Salta, pero que al no encontrarse inyectando hacia el SING en ningún escenario, no tiene sentido práctico estudiarla.

## Capítulo 6 – Conclusiones

El presente trabajo muestra el estudio de posibles modos de resonancia subsincrónica, los cuales provocan oscilaciones de amplitudes crecientes o sobrecalentamiento en los ejes de los generadores, que pudieran aparecer producto de la interconexión HVAC del SIC con el SING. Se utilizan como herramientas principales el análisis modal y el análisis RMS provistas por el *software* DIgSILENT Power Factory, el cual es ampliamente usado en Chile para realizar estudios eléctricos sistémicos.

Las principales conclusiones a las que se llegan a partir de esta memoria son las siguientes:

- i. Al no existir generadores activos “directamente conectados” a compensación serie, no se generan todas las condiciones para que ocurran casos de SSR, lo que se comprueba con las distintas simulaciones realizadas. Esto ocurre en todo el sistema chileno, no solo en la vecindad de la interconexión. El único caso en que se da una topología así es en la primera fase de la interconexión, cuando una máquina en el SING, ya sea CTM3 o una IEM inyecta hacia el SIC de forma radial. Este caso no genera problemas de SSR.
- ii. Casos más críticos a estudiar que podrían generar resonancias, tales como desconexión de un circuito de la línea de interconexión, es decir grandes perturbaciones, provocan otro tipo de problemas más severos e inmediatos, o incluso inestabilidad del sistema, pero no son analizados en detalle puesto que esto se escapa de los alcances de este trabajo. Además, pierde sentido estudiarlos pues, al ser perturbaciones grandes, el análisis modal deja de ser válido, ya que éste trabaja con pequeñas perturbaciones.
- iii. Del análisis modal y RMS se desprende que fallas que generan inestabilidad al sistema no corresponden a problemas de SSR (aunque tiene una frecuencia de aproximadamente a 28 Hz.), sino más bien a problemas de inestabilidad de tensiones producto de la falta de soporte reactivo. Este está muy forzado en su despacho para lograr flujos cercanos a 1500 MW por la línea de interconexión de los dos sistemas. Luego, este estudio muestra, sin ser su punto central, que existen problemas de inestabilidad de tensión al interconectar el SIC con el SING y llegar a un despacho con flujo alto, debido a insuficiencia de potencia reactiva que se genera tras cualquier falla. Se recomienda encarecidamente que se realicen estudios para corroborar este fenómeno y se tomen las acciones correctivas pertinentes, ya sea mediante el uso de equipos FACTS en puntos estratégicos del sistema o al ajuste de controladores tales como los PSS. El primero se considera más efectivo, ya que como se mostró en la revisión bibliográfica, los equipos FACTS son efectivos en el control de reactivos y para mantener, por tanto, la estabilidad del sistema. Por otro lado, aunque el ajuste de PSS es más barato, no es tan sencillo porque requiere la realización de estudios, mediciones en terreno y la instalación, adecuación y/o sintonización de sus parámetros, para un número importante del parque generador del sistema conjunto SIC-SING. Ya en la actualidad, los PSS del sistema no se encuentran optimizados, y en muchos casos están deshabilitados, debido a que una eventual mala sintonización

podría generar más inestabilidad al sistema. Dicho esto, se recomienda el uso de equipos FACTS, en especial STATCOM, como los ya instalados en las subestaciones Cerro Navia y Diego de Almagro, o de TCSC, que es ideal para combatir problemas de SSR, en el caso de que efectivamente se presenten.

Como trabajos futuros, relacionados o a partir de esta memoria, se recomiendan varias acciones que complementarían los resultados obtenidos. Lo primero sería corroborar, mejorar y/o actualizar los modelos, controladores y *frames* de los generadores del sistema, para comprobar o no la existencia de los modos de SSR encontrados en este estudio. Además, para confirmar el nivel de amortiguamiento de dichos modos, y determinar si existen modos adicionales, que con la información que se dispone actualmente no han sido encontrados.

Por otra parte, se sugiere recopilar información sobre las características físicas y mecánicas de las unidades de generación, a fin de modelar los generadores sincrónicos de interés en mayor detalle, es decir, incluyendo su eje, y estudiarlos cada uno por separado (IEM 1 y 2, Kelar TG y TV), tal como se señala en la literatura [9], [10], [11], [12].

Otro estudio interesante sería corroborar éste utilizando barridos de frecuencia, , que es otro de los métodos apropiados para encontrar modos de SSR, que no fue utilizado en esta memoria por limitaciones de DIGSILENT.

Luego, se recomienda:

- i. Corroborar y mejorar los modelos, controladores y *frames* de las máquinas para confirmar o no los resultados de este trabajo.
- ii. Modelar los generadores sincrónicos de interés en mayor detalle, incluyendo su eje, y estudiarlos cada uno por separado (IEM 1 y 2, Kelar TG y TV), tal como se señala en la literatura. Para esto se necesitaría información como masas, constantes de inercia de los ejes de los generadores, lo cual es información que la NTSyCS no exige y no es fácil de conseguir.
- iii. Corroborar el estudio utilizando barridos de frecuencia, utilizando algún *software* de simulación como MATLAB o EMTDC-PSCAD, que presenta una mirada más interna del generador con respecto al fenómeno.
- iv. Simular el caso del parque eólico con generadores de inducción doblemente alimentados conectados a la compensación serie de las líneas de Pan de Azúcar – Las Palmas – Polpaico 500 kV. Estos generadores también pueden sufrir SSR.
- v. Tener especial cuidado con las inestabilidades que se producen al simular fallas sencillas en el sistema, y tomar acciones correctivas en caso de comprobarse. Se recomienda el uso de STATCOM.

- vi. Utilizar algoritmos computacionales para la sintonización óptima de los PSS presentes en el sistema, con fin de mejorar su desempeño normal y ante fallas.

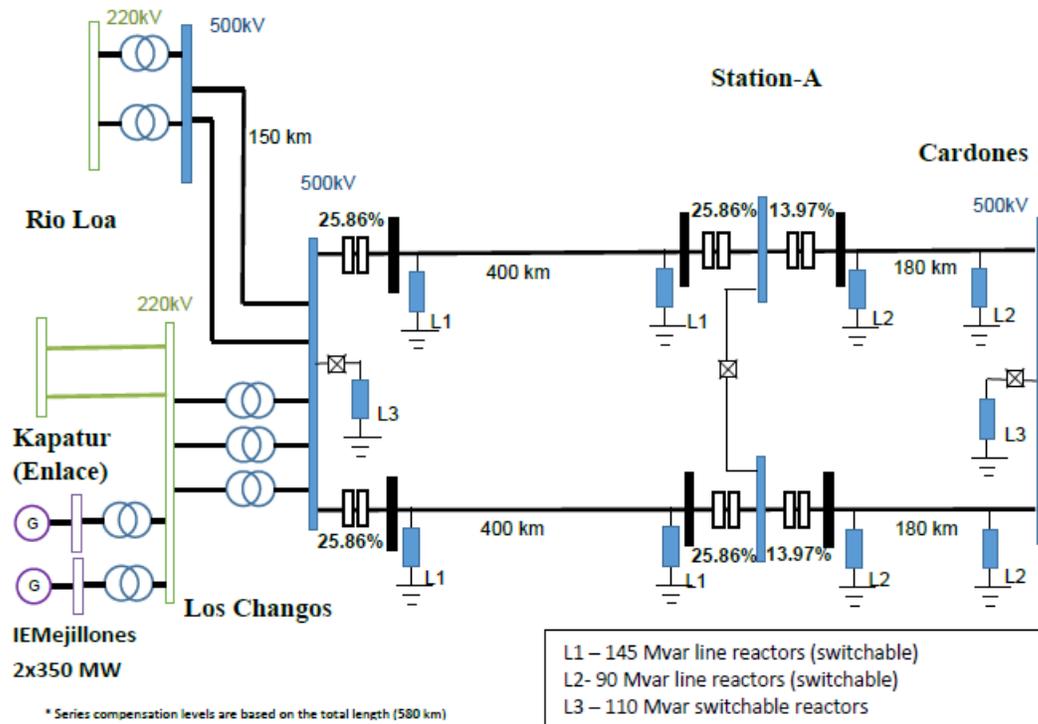
# Bibliografía

- [1] M. Kein, G. Rogers y P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems", vol. 6, IEEE Transactions on Power Systems, 1991.
- [2] G. Rogers, "Power System Oscillations", Capítulo 2, 2000.
- [3] J. Mantzaris, "Analysis of Interarea Oscillations Including Governor Effects and Stabilizer Design in South-Eastern Europe", vol. 28, IEEE Transactions on Power Systems, 2013.
- [4] "Concept of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", vol. 88, IEEE Transaction on Power Systems, 1969, pp. 316-329.
- [5] S. Cerón, "Compensación Serie y Resonancia Subsincrónica en Líneas de Transmisión", 2010.
- [6] S. Golshannavaz, "SSR suppression via STATCOM in series compensated wind farm integrations".
- [7] R. K. Varma y S. Auddy, "Mitigation of subsynchronous oscillations in a series compensated wind farm using static var compensator", 2006, pp. 1-7.
- [8] R. K. Varma, S. Auddy y Y. Semsedini, "Mitigation of subsynchronous resonance in a series-compensated wind farm using FACTS controllers", vol. 23, 2008, pp. 1645-1654.
- [9] H. Hosseini, "Mitigating SSR in Hybrid System with Steam Wind Turbine by UPFC".
- [10] Y. Alharbi, "Application of UPFC on Stabilizing Torsional Oscillations and Improving Transient Stability", Hobart: Australian Universities Power Engineering Conference, AUPEC2013, 2013.
- [11] A. F. Abdou, "Application of a STATCOM for damping subsynchronous oscillations and transient stability improvement".
- [12] H. Liu, "Application on UPFC on Stabilizing Torsional Oscillations and Transient Stability Improvement", 2001.
- [13] [En línea]. Available: [http://www.sinais.es/Recursos/Curso-vibraciones/resonancia/introduccion\\_resonancia.html](http://www.sinais.es/Recursos/Curso-vibraciones/resonancia/introduccion_resonancia.html).
- [14] «Sitio web CDEC-SIC,» [En línea]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/base-de-datos-digsilent/>.
- [15] «Sitio web CDEC-SING,» [En línea]. Available: [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cdec\\_pages.pagina?p\\_id=1087](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=1087).
- [16] «Sitio web CNE,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/738-plan-expansion-2012-2013>.
- [17] CNE, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» 2015, p. 85.

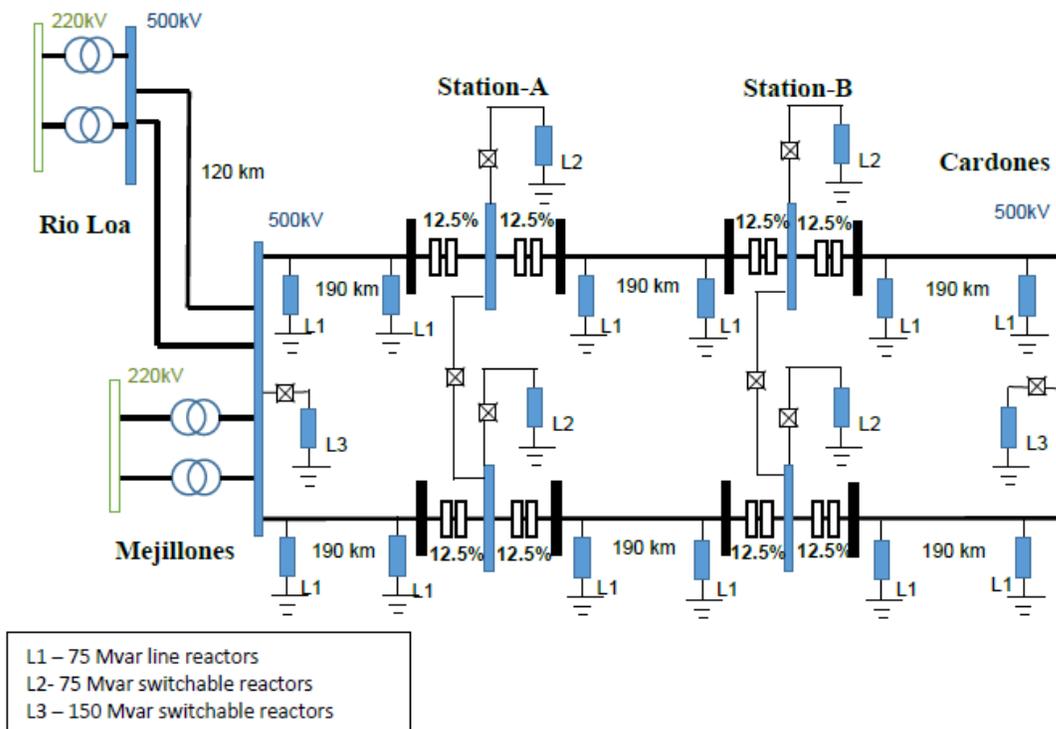
- [18] C. Rahmann, *Estabilidad de ángulo de pequeña señal*, Curso Fenómenos Dinámicos en Redes Eléctricas, 2014.
- [19] «www.minenergia.cl,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/ministro-de-energia-firma-decreto-de.html>.
- [20] D. H. Baker y G. E. Boukarim, *Subsynchronous resonance studies and mitigation methods for series capacitor applications*.
- [21] Z.-q. Zhang y X.-n. Xiao, "Analysis and Mitigation of SSR Based on SVC in Series Compensated System", International Conference on Energy and Environment Technology, 2009.
- [22] S. Gupta, "Frequency scanning study of sub-synchronous resonance in power systems", IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering, 2013.

# Anexos

## A. Opciones de modelo de línea Interconexión SIC - SING



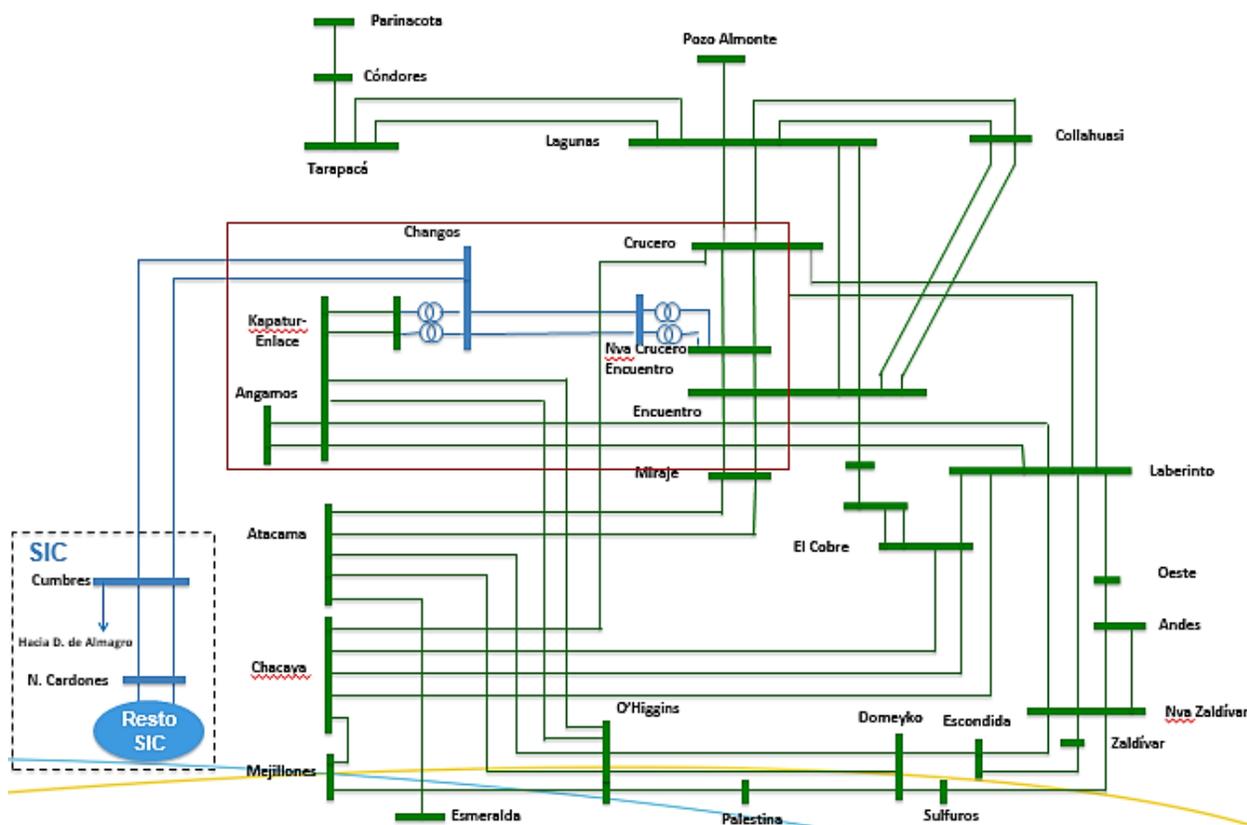
**Ilustración 46: opción de CNE de interconexión SIC-SING**



**Ilustración 47: opción de Transgrid de Interconexión SIC-SING**

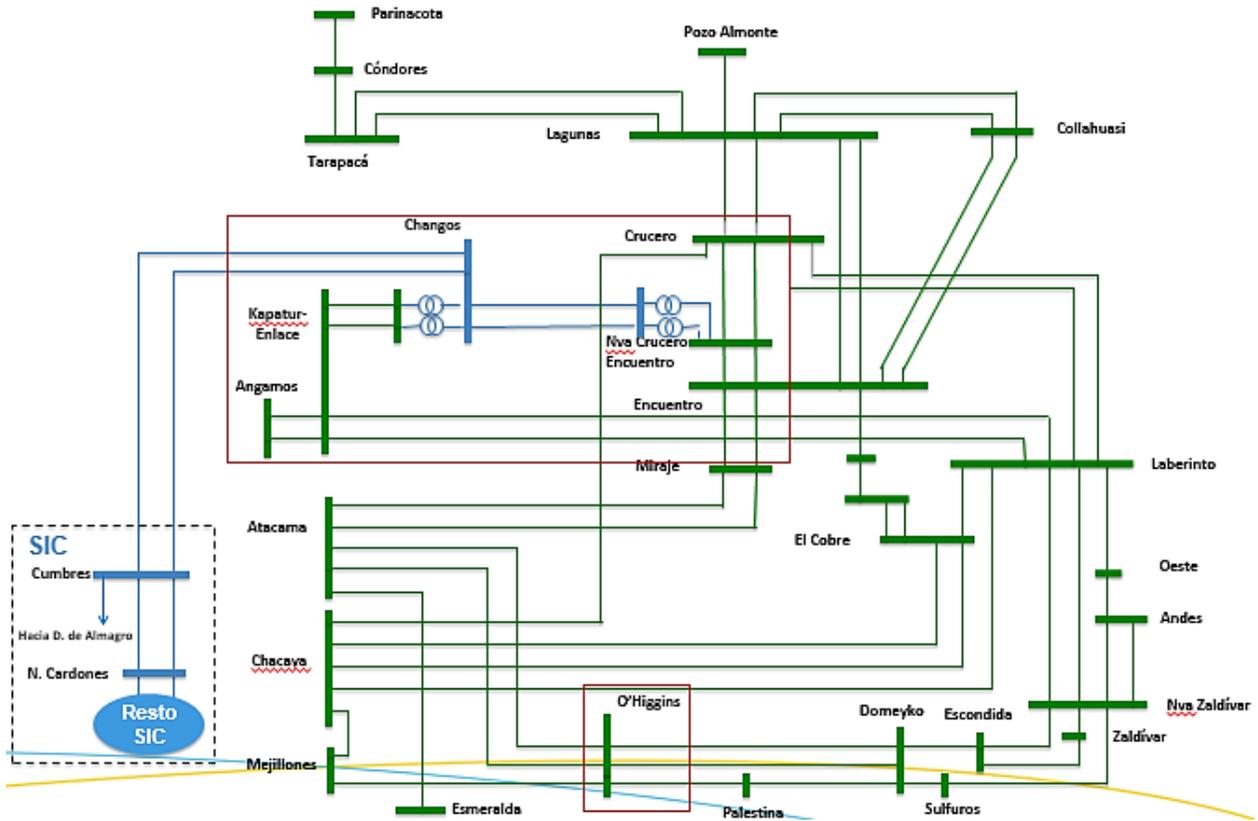
## B. Configuración y topologías de escenarios de simulación

A continuación se muestra la configuración completa que se tendrá el año 2023, y con la que se hicieron las primeras simulaciones. El sistema está bien enmallado, conectándose Los Changos 500 con Nueva Encuentro Cardones 500 y a Enlace/Kapatur 220 mediante Los Changos 220.



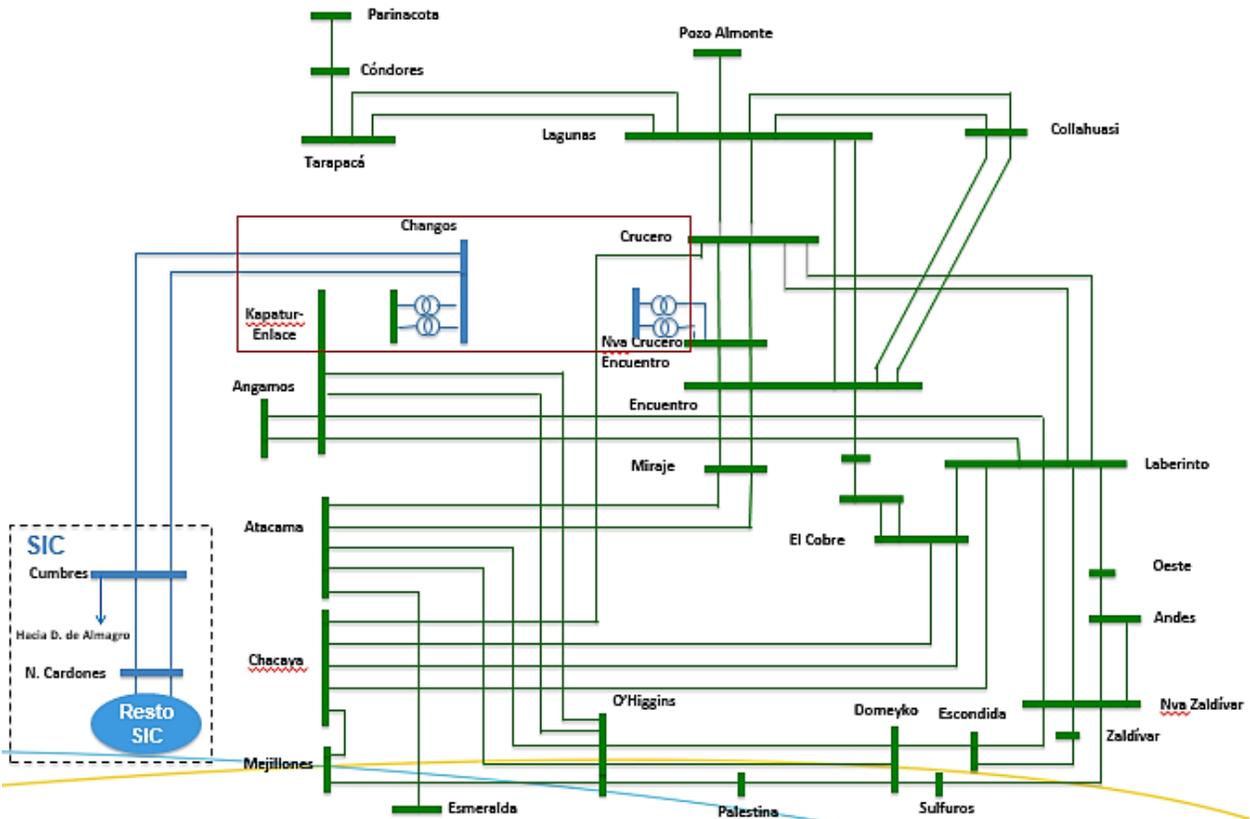
**Ilustración 48: configuración completa**

Se muestra ahora la configuración de caso de estudio para escenario v, en donde se desconecta O'Higgins 220 de Enlace/Kapatur 220, para radializar el sistema.



**Ilustración 49: configuración escenario v**

Finalmente, para el escenario vi se desconectan, adicionalmente al escenario v, Nueva Crucero 500 de Los Changos 500 y Enlace/Kapatur 220 de Los Changos 220.



**Ilustración 50: Configuración escenario vi**