



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

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA PERTURBACIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO CHILENO CONSIDERANDO LA POLÍTICA ENERGÉTICA 2050

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTIAN GABRIEL TAPIA ABUGOCH

PROFESORA GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODRIGO MORENO VIEYRA

RICARDO ALVAREZ MALEBRÁN

SANTIAGO DE CHILE

2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CRISTIAN GABRIEL TAPIA ABUGOCH
FECHA: JUNIO 2020
PROFESORA GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN
ZUÑIGA

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA PERTURBACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
CHILENO CONSIDERANDO LA POLÍTICA ENERGÉTICA 2050

Ante los efectos nocivos que se proyectan debido al cambio climático, existe un interés global en impulsar políticas y tecnologías que permitan disminuir la huella de carbono. En el caso particular de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), se han fijado metas a nivel global respecto a los niveles de generación basada en energías renovables no convencionales (ERNC). En este ámbito Chile se ha propuesto tener una generación basada en al menos un 70% por ERNC para el año 2050 [1].

En base al contexto anterior, es importante tener en cuenta los efectos que esta alta penetración de energías renovables puede tener en la red. Los principales son: reducción en la inercia sistémica y disminución de los niveles de cortocircuito del sistema. En adición, se debe considerar la topología longitudinal del sistema eléctrico nacional (SEN) que lo hace aún más propenso a problemas de estabilidad.

En esta línea, el objetivo del trabajo consiste en desarrollar un análisis de pequeña perturbación del SEN para el año 2046, considerando una matriz con un 72% de ERNC y un 28% de generación sincrónica. Para dicha proyección se utilizó como base un escenario energético del informe del Ministerio de energía denominado Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [2]. Posteriormente, dicho escenario se modificó para adaptarlo a un caso de baja inercia y concentrada principalmente en el sur del SEN. En cuanto a la modelación propiamente tal, se utilizó el software DigSilent (PowerFactory), en particular se tomó como base el modelo de descarbonización desarrollado por el Coordinador eléctrico nacional (CEN) [3].

Los resultados obtenidos muestran que, con una gran adopción de energías renovables aún es posible obtener un sistema estable, al menos en una primera etapa de un análisis de estabilidad, como lo es un análisis de pequeña perturbación. Si bien aparecen modos electromecánicos mal amortiguados, estos son estables y es posible amortiguarlos. Por lo tanto, se puede asegurar la estabilidad en régimen permanente para pequeñas perturbaciones.

El trabajo entrega una base para un posterior estudio dinámico sobre un sistema dominado por energías renovables y, puede ser extendido a partir de las líneas de trabajo presentadas en las conclusiones y trabajos futuros.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia que siempre me ha apoyado con todo lo que me he propuesto y gracias a ellos he tenido la posibilidad de estudiar. Más en particular, agradecer a mi mamá que siempre ha sido un apoyo muy grande para mí en todos los sentidos. También a mi papá que me ha enseñado que todo se logra por medio del esfuerzo, la perseverancia y la constancia. A mi hermana que siempre que me ve estresado tiene gestos amables conmigo y me trata de animar.

No quiero dejar de mencionar otro gran apoyo en mi vida que son mis amigos que conozco desde la infancia, ellos siempre han estado ahí para mí y para este proceso no ha sido diferente. Ya sea con una conversación con el Pedro o el Axel o incluso el Braga. O bien un carrito para distraernos un rato, donde siempre están todos apoyando, aconsejando o simplemente escuchando cuando les cuento mis avances o cualquier tontería que me pueda estar pasando.

Otro de los grandes apoyos en mi vida es el deporte, en particular el gimnasio se ha convertido en una gran actividad para relajarme y liberar la frustración, ya sea de la vida en general o de partes del proceso de la memoria. Además, de la música que siempre ha sido parte de mi vida en todo momento.

Pasando a las personas que han sido un apoyo más directo en este proceso en particular, debo mencionar en particular a Felipe, mi “compañero” de tesis que me ha ayudado muchísimo durante el proceso de aprendizaje para el desarrollo del modelo. Más que un compañero, se convirtió en un buen amigo con el que puedo conversar más allá del trabajo. Otra persona importante dentro del proceso es mi profesora guía Claudia Rahmann, la que me ha guiado a lo largo del trabajo corrigiéndome los avances, poniéndome presión en los momentos en los que lo necesitaba y dándome ideas cuando ya no se me ocurrían. Alguien que no puedo dejar de mencionar es Pablo González, que fue una parte importante del proceso, ya que me ayudó con el modelo de planificación de Ricardo Álvarez (al que también agradezco que me facilitara su modelo). Más aún Pablo tiene una muy buena voluntad y disposición para ayudar en lo que sea necesario, desde explicarme el modelo y correrlo con las modificaciones aplicadas, hasta ir a cambiar la pantalla al escritorio de la profesora porque falló y dejó de funcionar el servidor. Finalmente, debo destacar también la ayuda de Diego Ortiz que siempre tuvo muy buena disposición tanto con los problemas que ocurrían con el servidor, como para resolver algunas dudas que me surgieron en las últimas etapas de la memoria.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcance	2
Capítulo 2: Marco teórico.....	3
2.1. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	3
2.1.1. Introducción.....	3
2.1.2. Clasificación de estabilidad.....	4
2.1.3. Tipos de estabilidad.....	4
2.2. Características relevantes de las ERNC.....	9
Inercia	9
Niveles de cortocircuito.....	9
2.3. Efectos de las ERNC en la estabilidad.....	10
2.3.1. Estabilidad de ángulo de rotor.....	10
2.3.2. Estabilidad de voltaje	13
2.3.3. Estabilidad de frecuencia.....	19
2.4. Sistemas de potencia longitudinales	24

2.5. Estabilidad de pequeña señal	29
2.5.1. Conceptos fundamentales de estabilidad en sistemas dinámicos	29
2.5.2. Propiedades de la matriz de estados	35
2.5.3. Características de los problemas de estabilidad en pequeña señal	45
2.6. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	46
2.7. Importancia de las estrategias de control en las ERNC	46
Capítulo 3: Escenarios energéticos futuros para el sector eléctrico nacional	49
Capítulo 4: Metodología	52
4.1. Definición de escenario	52
4.2. Planificación de la transmisión	54
4.3. Selección de puntos de operación	55
4.4. Desarrollo de modelo dinámico	56
4.5. Estudio de pequeña perturbación	56
Capítulo 5: Resultados y análisis	57
5.1. Puntos de operación en estudio	57
5.2. Modos presentes en los puntos de operación en estudio	58
5.2.1. Mínima demanda neta	58
5.2.2. Máxima generación renovable	58
5.2.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\rightarrow)	60
5.2.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\leftarrow)	61

5.3. Medidas correctivas para modos mal amortiguados.....	64
5.3.1. Mínima demanda neta	65
5.3.2. Máxima generación renovable	66
5.3.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\rightarrow).....	67
5.3.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\leftarrow).....	68
5.4. Efectos de los modos mal amortiguados.....	69
5.4.1. Mínima demanda neta	69
5.4.2. Máxima generación renovable	71
5.4.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\rightarrow).....	73
5.4.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (\leftarrow).....	75
Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro	77
6.1. Trabajo futuro	79
Bibliografía.....	80
Capítulo 7: Anexos.....	84
7.1. Anexo A: Resultados modelo de planificación de transmisión	84

Índice de tablas

TABLA 1: ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE GENERACIÓN PV.	12
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EN EL CASO BASE SIN GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	13
TABLA 3: MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA DE ACUERDO CON CARGA DEL SISTEMA.....	17
TABLA 4: MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN LA BARRA 5 PARA NIVELES CRECIENTES DE CARGA Y PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA.	18
TABLA 5: VALORES UTILIZADOS PARA SIMULACIONES EN [1].	20
TABLA 6: CAPACIDAD INSTALADA A INCORPORAR POR REGIÓN PARA EL ESCENARIO C EN MW.	51
TABLA 7: CASO DE ESTUDIO, CAPACIDAD INSTALADA PARA EL AÑO 2046 OBTENIDO DE ACUERDO CON EL PLAN DE OBRAS DE LA PELP EN MW.	51
TABLA 8: CASO DE ESTUDIO DEFINITIVO, CAPACIDAD INSTALADA MODIFICADA PARA EL AÑO 2046 EN MW.	53
TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DE LOS PUNTOS DE OPERACIÓN EN ESTUDIO.....	57
TABLA 10: RESULTADOS DEL MODELO DE PLANIFICACIÓN, LÍNEAS QUE SE DEBEN AGREGAR.	84
TABLA 11: RESULTADOS DEL MODELO DE PLANIFICACIÓN, TRANSFORMADORES QUE SE DEBEN AGREGAR.	85
TABLA 12: LÍNEAS A AGREGAR EN BASE A SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.	86
TABLA 13: TRANSFORMADORES A AGREGAR EN BASE A SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA.	87

Índice de figuras

FIGURA 1: CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD [31].	4
FIGURA 2: MODELO DEL SISTEMA OESTE IEEJ DE 10 MÁQUINAS UTILIZADO EN [16].	10
FIGURA 3: TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE FALLA SEGÚN EL NIVEL DE PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA CADA ESCENARIO.....	11
FIGURA 4: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SISTEMA DE ESTUDIO EN [17].	12
FIGURA 5: MÁXIMA DIFERENCIA DE ÁNGULO DE ROTOR PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE GENERACIÓN PV.	13
FIGURA 6: DIAGRAMA UNILINEAL CERCANO A LA BARRA DONDE OCURRE LA FALLA TRIFÁSICA.	14
FIGURA 7: TENSIONES EN LAS BARRAS AFECTADAS POR LA FALLA PARA DISTINTOS NIVELES DE PENETRACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	14
FIGURA 8: COMPARACIÓN DE TENSIONES EN LA BARRA 1001 PARA EL CASO SIN GENERACIÓN PV Y EL CASO CON 20% DE GENERACIÓN PV.	15
FIGURA 9: DIAGRAMA UNILINEAL DE ESTUDIO EN EL CASO BASE.	16
FIGURA 10: CURVAS Q-V PARA LA BARRA 5 PARA NIVELES DE CARGA CRECIENTES.	16
FIGURA 11: DIAGRAMA UNILINEAL DE SISTEMA DE ESTUDIO EN [19] AGREGANDO PENETRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA.	17
FIGURA 12: CURVAS Q-V PARA NIVELES CRECIENTES DE CARGA EN LA BARRA 5, CONSIDERANDO UNA PENETRACIÓN EÓLICA DE 26.56%.	18
FIGURA 13: VARIACIÓN DE TENSIÓN EN BARRA 5 FRENTE A UNA FALLA EN LA LÍNEA 4-5, PARA UN CASO SIN PE Y OTRO CON PE.	19
FIGURA 14: DIAGRAMA UNILINEAL UTILIZADO EN [21].	20
FIGURA 15: RESPUESTA EN FRECUENCIA EN CASO DE CONTINGENCIA PARA UNA CARGA DE 2,200[MW].	21
FIGURA 16: SIM MODIFICADO PARA EL ESTUDIO.	22
FIGURA 17: FRECUENCIA Y TASA DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA EN LAS BARRAS DEL SISTEMA PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE PENETRACIÓN EÓLICA PARA LA CONTINGENCIA DEL CASO 1.	23
FIGURA 18: FRECUENCIA Y TASA DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA EN LAS BARRAS DEL SISTEMA PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE PENETRACIÓN EÓLICA PARA LA CONTINGENCIA DEL CASO 2.	23
FIGURA 19: DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SIC CONSIDERANDO LAS BARRAS IMPORTANTES PARA EL ESTUDIO.	24
FIGURA 20: EVOLUCIÓN EN VOLTAJES DE BARRAS DEL SISTEMA.	26
FIGURA 21: ACCIÓN DE CAMBIADORES DE TAP BAJO CARGA EN BARRA ALTO JAHUEL.	26
FIGURA 22: VOLTAJES DE EXCITACIÓN DE LOS PRINCIPALES GENERADORES DEL SISTEMA	27
FIGURA 23: EVOLUCIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN PRINCIPALES PLANTAS GENERADORAS DEL SISTEMA.	28
FIGURA 24: EVOLUCIÓN DE POTENCIA REACTIVA GENERADA.	28
FIGURA 25: EVOLUCIÓN DE FRECUENCIAS EN GENERADORES PRINCIPALES DEL SISTEMA.	29
FIGURA 26: DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA REPRESENTACIÓN EN EL ESPACIO DE ESTADOS.	34
FIGURA 27: PUNTOS SINGULARES CORRESPONDIENTES A SEIS POSIBLES COMBINACIONES DE PARES DE VALORES PROPIOS.	42
FIGURA 28: CONTROL DE FRECUENCIA DE UN CONVERTIDOR EN MODO <i>GRID-FOLLOWING</i> .	47
FIGURA 29: CONTROL DE FRECUENCIA DE UN CONVERTIDOR EN MODO <i>GRID-FORMING</i> .	48
FIGURA 30: DEMANDA ELÉCTRICA PROYECTADA EN LA PELP PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS.	50

FIGURA 31: CAPACIDAD INSTALADA PROPUESTA PARA EL ESCENARIO ENERGÉTICO C.....	50
FIGURA 32: DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA A DESARROLLAR.	52
FIGURA 33: CAPACIDAD INSTALADA EN CADA REGIÓN CORRESPONDIENTE AL SEN DE ACUERDO CON LA PROYECCIÓN REALIZADA PARA EL 2046.	54
FIGURA 34: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÍNIMA DEMANDA NETA.	58
FIGURA 35: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMA GENERACIÓN RENOVABLE.....	59
FIGURA 36: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR EL ENLACE SIC-SING (→).....	60
FIGURA 37: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR EL ENLACE SIC-SING (←).....	61
FIGURA 38: DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO QUE INCLUYE UBICACIÓN APROXIMADA DE CENTRALES QUE PARTICIPAN DE MODOS MAL AMORTIGUADOS.	63
FIGURA 39: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÍNIMA DEMANDA NETA TRAS APLICAR METODOLOGÍA DE AMORTIGUAMIENTO DE MODOS.....	65
FIGURA 40: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMA GENERACIÓN RENOVABLE TRAS APLICAR METODOLOGÍA DE AMORTIGUAMIENTO DE MODOS.....	66
FIGURA 41: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (→) TRAS APLICAR METODOLOGÍA DE AMORTIGUAMIENTO DE MODOS.....	67
FIGURA 42: MODOS PRESENTES EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (←) TRAS APLICAR METODOLOGÍA DE AMORTIGUAMIENTO DE MODOS.....	68
FIGURA 43: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE NUEVA ALDEA U3 PARA EL CASO CON MODOS MAL AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÍNIMA DEMANDA NETA.	69
FIGURA 44: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE NUEVA ALDEA U3 PARA EL CASO CON MODOS AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÍNIMA DEMANDA NETA.	70
FIGURA 45: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE SAN PEDRO U1 PARA EL CASO CON MODOS MAL AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMA GENERACIÓN RENOVABLE.	71
FIGURA 46: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE SAN PEDRO U1 PARA EL CASO CON MODOS AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMA GENERACIÓN RENOVABLE.	72
FIGURA 47: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE SAN PEDRO U1 PARA EL CASO CON MODOS MAL AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (→).....	73
FIGURA 48: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE SAN PEDRO U1 PARA EL CASO CON MODOS AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (→).....	74
FIGURA 49: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE ANTUCO U2 PARA EL CASO CON MODOS MAL AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (←).....	75
FIGURA 50: VELOCIDAD Y ÁNGULO DE ROTOR DE ANTUCO U2 PARA EL CASO CON MODOS AMORTIGUADOS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN MÁXIMO FLUJO POR ENLACE SIC-SING (←).....	76

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En el mundo actual, se está dando un cambio de paradigma en el ámbito energético, pasando de tecnologías de generación convencionales a tecnologías de generación renovables. Para lograr esta transformación de la matriz energética, se han propuesto diferentes metas a escala internacional. China, por ejemplo, tiene como meta tener un consumo de energía eléctrica con un 67% de participación de energías renovables para el año 2050, mientras que la Unión Europea proyecta un consumo con un 70% de participación de energías renovables para el mismo año [4]. En el caso de Chile, se tiene la meta de que al menos 70% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables no convencionales (ERNC) para el año 2050 [1]. Con lo anterior, se puede deducir que la transformación de la matriz energética es un proceso que definitivamente va a ocurrir y que llevará en un futuro a los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a estar dominados por energías renovables.

Si bien las energías renovables traen diversos beneficios, estas tecnologías difieren ampliamente en cuanto a características técnicas con los generadores sincrónicos (GSs), que han sido la fuente de generación dominante en los SEP. Las diferencias fundamentales son a nivel operacional y a nivel de conexión a la red. Los GSs poseen masas rotatorias, las cuales le entregan una inercia natural a la máquina [5]. Por otra parte, las ERNC no tienen inercia. Los paneles fotovoltaicos no poseen masas giratorias y los generadores eólicos si bien tienen inercia, no son capaces de entregarla al sistema debido a que, al igual que los paneles fotovoltaicos, se conectan por medio de inversores que los desacoplan de la frecuencia de la red. Esto significa que no contribuyen con la respuesta inercial al sistema durante fallas. Por otro lado, los GSs se conectan directamente a la red. Más aún, los GSs entregan elevadas corrientes de cortocircuito [6], lo que no ocurre en el caso de las energías renovables producto de limitaciones térmicas de los convertidores. Esto es relevante dado que, a mayores corrientes de cortocircuito, mayor es la robustez del sistema y, por ende, mejor su desempeño dinámico [7]. En resumen, una matriz predominantemente renovable tendría como consecuencia una baja inercia sistémica y bajos niveles de cortocircuito, lo que afecta la estabilidad de los SEP, tanto de frecuencia como de voltaje.

En el contexto chileno, el sistema eléctrico nacional es aislado, con una interconexión de 600[km] en corriente alterna (AC) y una red extremadamente longitudinal, debido a la geografía del país. Los sistemas longitudinales de potencia (LPS) generalmente tienen una configuración radial (con múltiples entradas), con zonas de generación eléctricamente distantes de los centros donde se concentra la carga [8]. Estos sistemas usualmente se caracterizan por largas líneas de transmisión, las que implican conexiones débiles entre diferentes zonas de la red. Adicionalmente, los LPS tienen bajos niveles de cortocircuito [9], [10] al compararlos con redes robustas, lo que indica una naturaleza débil. Cabe mencionar también que estos sistemas son muy sensibles a cambios en los flujos de potencia activa y reactiva [9]. Recapitulando, dada sus características técnicas, los LPS son propensos a tener diferentes problemas de estabilidad, dentro de los que destacan los relacionados con estabilidad de ángulo y tensión [11], incluyendo además oscilaciones de baja frecuencia (estabilidad de pequeña señal), y colapso de tensión [8]. Dado que los efectos de una inserción masiva de ERNC son desfavorables desde el punto de vista de estabilidad para cualquier SEP, estos pueden ser aún más dañinos para el sistema eléctrico chileno. En

consecuencia, resulta de gran importancia realizar un estudio de estabilidad para el sistema eléctrico nacional (SEN) con el fin de garantizar la operación segura de acuerdo con las metas propuestas para el año 2050.

En el contexto anterior, el objetivo del presente trabajo es realizar una evaluación de la estabilidad del SEN proyectado al año 2046. Con este propósito, se estudia el SEN con una matriz energética en línea con la meta al 2050 [1].

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Realizar una evaluación de la estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico chileno al año 2046 considerando una matriz energética con al menos un 70% de ERNC incluyendo parques eólicos, paneles solares fotovoltaicos y centrales hidroeléctricas. Para el estudio se utiliza el software *DigSilent (PowerFactory)*, con un modelo reducido del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

1.2.2. Objetivos específicos

- Desarrollar el modelo base que será utilizado en las simulaciones a partir del modelo de descarbonización del CEN [3].
- Obtener la operación del SEN para el año 2046.
- Seleccionar puntos de operación más relevantes para el análisis de estabilidad de pequeña perturbación del sistema.
- Desarrollar el estudio dinámico de pequeña perturbación en el modelo obtenido, de forma de analizar la estabilidad de este para los puntos de operación previamente definidos.

1.3. Alcance

El estudio contempla realizar un análisis de estabilidad de pequeña perturbación para el año 2046 considerando una matriz energética predominantemente basada en energías renovables. Con este propósito se utiliza como base para las proyecciones el informe del Ministerio de Energía denominado Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [2] del año 2017. En cuanto a la base para las simulaciones, se utiliza el modelo de descarbonización desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [3] realizado en el software *DigSilent (PowerFactory)*.

El despacho económico de las centrales se realiza con el modelo de [12] utilizando el enfoque tradicional, es decir, considerando como criterio el costo económico de despachar la central. Posteriormente, para la selección de los puntos de operación se usa nuevamente el enfoque tradicional, es decir, se selecciona un conjunto de puntos de operación que resulten interesantes desde el punto de vista de un análisis de pequeña perturbación. Cabe mencionar que el uso del enfoque tradicional para ambos casos corresponde a una limitación del estudio a realizar. Sin embargo, se busca analizar como resultaría un modelo con una matriz principalmente renovable desarrollado con los preceptos actuales de diseño y operación de sistema eléctricos.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

2.1.1. Introducción

La estabilidad en un SEP desde el punto de vista físico se define como: “Capacidad de un sistema eléctrico de potencia que, dada una condición inicial de operación, le permite recuperar un estado de operación estable tras ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas, de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto” [13]. Cabe mencionar que esta definición es válida desde el punto de vista sistémico. Los SEP son sistemas no lineales, y operan en condiciones de constante cambio en términos de generación y carga. Cuando un sistema es sometido a una perturbación, su estabilidad depende de sus condiciones iniciales de operación, sus características técnicas y de la naturaleza de la perturbación.

La estabilidad de un SEP es una propiedad del movimiento del sistema con respecto a sus puntos de equilibrio, es decir, a su condición inicial de operación. Además, los SEP están sometidos a distintos tipos de perturbaciones, grandes y pequeñas. Estas últimas ocurren continuamente, por ejemplo, como cambios en la carga del sistema. El SEP debe ser capaz de adaptarse a estas perturbaciones y mantener una operación normal, así como también resistir grandes perturbaciones, por ejemplo, un cortocircuito en una línea de transmisión o la desconexión de un generador importante. Es esencial tener en cuenta que una gran perturbación puede llevar a cambios estructurales en el sistema, debido a aislación de los elementos que producen la falla [13].

En un punto de equilibrio dado, un sistema puede ser estable para una perturbación, pero inestable para otra. Sin embargo, es económicamente inviable diseñar el sistema para que sea estable frente a todas las posibles perturbaciones que puedan ocurrir. Luego, los SEP se diseñan para que sean estables ante los escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia.

Si un SEP logra ser estable tras una perturbación, llegará a un nuevo estado de equilibrio conservando la integridad del sistema, lo que implica que prácticamente todos los generadores y cargas están conectados por medio del sistema de transmisión. Sin embargo, puede que algunos generadores y cargas se desconecten debido a la aislación de elementos con falla o para mantener la estabilidad del sistema. Eventualmente, los sistemas interconectados pueden llegar a dividirse en dos o más islas en caso de perturbaciones muy grandes, con el fin de mantener la mayor cantidad de generación y carga posible. En tal situación, con ayuda de los sistemas de control automático y operadores, es posible llevar nuevamente el sistema completo a un punto de equilibrio estable. En el caso de que el sistema sea inestable, por ejemplo, frente a una caída progresiva de los voltajes en las barras, esto puede llevar a desconexiones masivas de carga y, finalmente a la caída de gran parte del sistema (blackout).

Los sistemas de potencia están continuamente experimentando fluctuaciones en pequeñas magnitudes, sin embargo, cuando se analiza la estabilidad para una determinada perturbación, en general es válido suponer que el sistema se encuentra inicialmente operando en régimen permanente [13].

2.1.2. Clasificación de estabilidad

La estabilidad de los SEP es en esencia un problema único, aunque existen múltiples formas en que un SEP puede ser inestable. Sin embargo, dada la complejidad de las ecuaciones, no es recomendable analizar y tratar el problema como si fuese único. Además, debido a la multidimensionalidad y complejidad de los problemas de estabilidad en SEP reales, es conveniente realizar supuestos que simplifiquen el análisis de modo de estudiar problemas específicos. El

análisis de estabilidad, incluyendo la identificación de factores claves que contribuyen a la inestabilidad, se ve muy facilitado al clasificar la estabilidad en categorías [13].

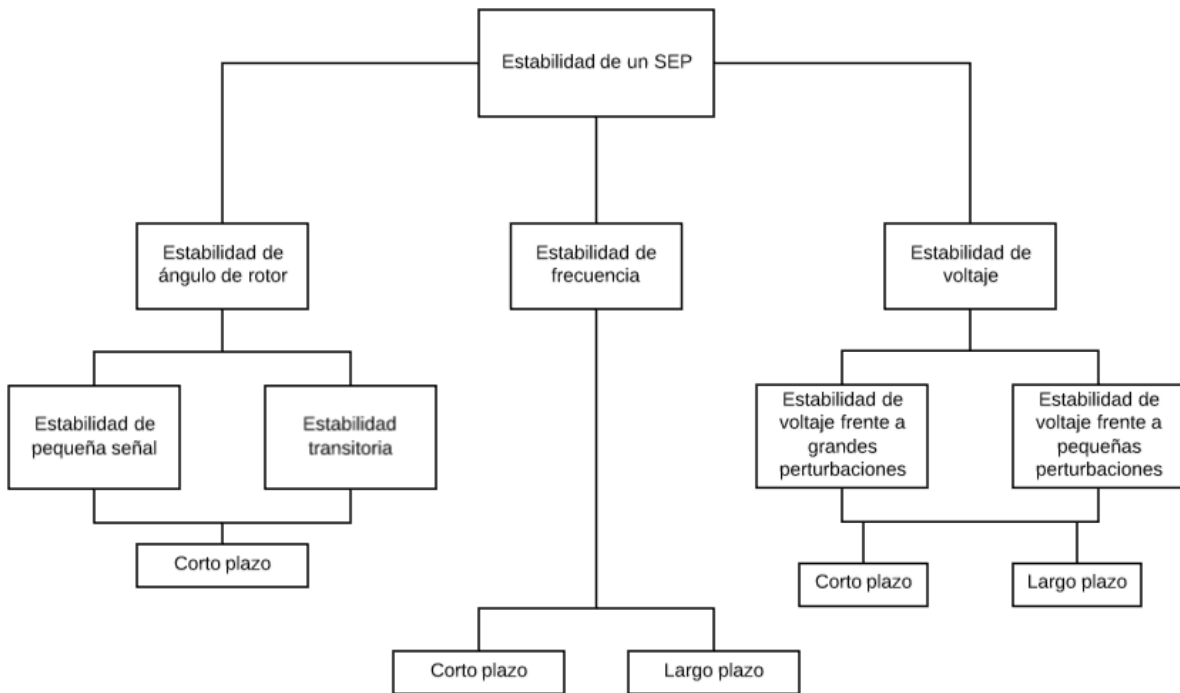


Figura 1: Clasificación de estabilidad [31].

En la Figura 1 se observa la clasificación de estabilidad propuesta en [13], esta es una de las más aceptadas, ya que fue realizada por la IEEE en conjunto con el CIGRE. Como se mencionó en párrafos anteriores, esta división permite estudiar más fácilmente la estabilidad de un SEP, analizando cada una de las componentes fundamentales que intervienen en ella, dependiendo de su magnitud y tiempo de acción.

2.1.3. Tipos de estabilidad

A partir de la clasificación de la sección anterior, existen básicamente tres tipos de estabilidad en un SEP: estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión [13]. En la presente sección se define cada una de ellas de forma precisa, de modo de que se logre comprender como estas contribuyen a la estabilidad sistémica.

a) Estabilidad de ángulo de rotor

Este tipo de estabilidad hace alusión a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un SEP de mantener el sincronismo tras haber sido sometidas a una perturbación. Para conservar el sincronismo debe existir un equilibrio entre el torque mecánico y el electromagnético en cada una de las máquinas del SEP.

En régimen permanente existe un equilibrio entre el torque mecánico inyectado por la turbina y el torque eléctrico de salida del generador. Cuando ocurre una perturbación, se produce una aceleración o desaceleración del rotor de las máquinas sincrónicas afectadas. En consecuencia, existen generadores sincrónicos operando a mayor velocidad que otros, lo que implica a su vez, una diferencia angular en los rotores de las máquinas. Esta diferencia angular provoca una transferencia de parte de la carga desde las máquinas más lentas hacia las más rápidas, lo que resulta en una disminución de la velocidad de estas últimas y, por lo tanto, de su separación angular. Cuando el sistema es incapaz de absorber la energía cinética proveniente de la diferencia de velocidades en los rotores de las máquinas sincrónicas, este se vuelve inestable [13].

El cambio en el torque electromagnético en un GS tras una perturbación se puede descomponer en dos componentes:

- Torque sincronizante, que está en fase con la desviación de ángulo del rotor.
- Torque amortiguante, que está en fase con la desviación de velocidad.

La falta de torque sincronizante produce inestabilidad aperiódica, mientras la falta de torque amortiguante produce inestabilidad oscilatoria, por lo tanto, la existencia de ambos torques es relevante para mantener la estabilidad del GS.

Para realizar un estudio más detallado de los problemas de estabilidad de ángulo de rotor conviene dividirlos en dos categorías:

- Estabilidad de ángulo de rotor para pequeñas perturbaciones:

Como su nombre lo indica, este tipo de estabilidad se refiere a mantener el sincronismo de las máquinas sincrónicas frente a pequeñas perturbaciones. Depende de la condición inicial de operación del sistema. La inestabilidad en este caso se puede dar por dos razones: 1) que exista torque sincronizante insuficiente y, en consecuencia, aumente la separación angular del rotor debido a modos aperiódicos, 2) que falte torque amortiguante, produciendo oscilaciones del rotor de amplitud creciente en el tiempo, esta causa es la más común en los SEP actuales [13].

Los problemas de estabilidad de ángulo de rotor para pequeñas oscilaciones pueden ser locales o globales. En el caso local, generalmente se trata de oscilaciones del ángulo del rotor de una planta generadora con respecto a todo el SEP. A este fenómeno se le llama modo de oscilación local o interplanta. La estabilidad frente a este tipo de oscilaciones depende de qué tan

robusta es la red de transmisión vista desde la planta de generación pertinente [13].

Cuando se trata de problemas globales, estos se producen debido a grandes grupos de generadores que oscilan en contra de otro grupo de generadores ubicados en otra área del SEP. Estas oscilaciones se denominan modos de oscilaciones inter-área y las características de la carga contribuyen significativamente a la estabilidad frente a estas oscilaciones [13].

Cabe mencionar que la ventana de estudio para pequeñas oscilaciones es del orden de 10-20[s] tras ocurrida la perturbación [13].

- Estabilidad de ángulo de rotor para grandes perturbaciones (estabilidad transitoria de ángulo):

Es la capacidad de un SEP de mantener el sincronismo frente a una perturbación importante, por ejemplo, un cortocircuito en una línea de transmisión. Este tipo de estabilidad depende tanto del punto de operación inicial del sistema, como de la magnitud de la perturbación a la cual éste es sometido. La inestabilidad usualmente se presenta debido a la ausencia de torque sincronizante suficiente, produciendo separación angular aperiódica, que se manifiesta como inestabilidad de primera oscilación. Sin embargo, esta inestabilidad también se puede dar por la superposición de oscilaciones inter-área y oscilaciones inter-planta causando un aumento importante del ángulo del rotor después de la primera oscilación [13].

La ventana de tiempo de estudio de estos fenómenos es de entre 3-5 [s] y para casos en que los sistemas están dominados por oscilaciones inter-área el estudio puede ser de entre 10 y 20[s] [13].

b) Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión tiene que ver con la capacidad de un SEP de mantener la tensión de cada una de las barras del sistema estable tras haber sufrido una perturbación. Lo anterior depende de la capacidad del sistema de mantener el equilibrio entre la carga y la generación. La inestabilidad se presenta en forma de un aumento o caída progresiva de la tensión en las barras afectadas del sistema, lo que puede llevar a pérdida de carga en algunas zonas y a la desconexión de elementos debido a sistemas de protección [13].

La caída progresiva de tensión también se puede asociar con inestabilidad de ángulo de rotor. Por ejemplo, la pérdida de sincronismo de las máquinas mientras el ángulo de rotor de dos grupos de máquinas se acerca a los 180° causa una caída rápida de tensión en un punto intermedio de la red, cercano al centro eléctrico [13].

Un término que se utiliza usualmente es colapso de tensión. Este se refiere al proceso en el cual una serie de eventos relacionados con la inestabilidad de tensión llevan a tensiones anormalmente bajas en gran parte del sistema o incluso a un blackout [13].

Las cargas suelen ser las principales responsables de la inestabilidad de tensión. En respuesta a una perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a reestablecerse gracias a la acción del ajuste de deslizamiento de los motores, reguladores de tensión de distribución, transformadores con cambiadores de tap y termostatos. La carga reestablecida aumenta el estrés en la red de alta tensión al aumentar su consumo de potencia reactiva y, por lo tanto, causa una caída de tensión aún mayor. Esta situación puede llevar a una inestabilidad de tensión cuando la dinámica de las cargas intenta recuperar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación conectada [13].

Un factor de gran importancia en la inestabilidad de tensión es la caída de voltaje que ocurre cuando fluye potencia activa y reactiva por las reactancias inductivas de las líneas de transmisión. Debido a esta caída, se limita la capacidad de las líneas para transmitir potencia y entregar soporte de tensión. Esta capacidad puede reducirse aún más en caso de que los generadores sincrónicos lleguen a sus límites de capacidad de corriente de campo y de estator. En general, la estabilidad de tensión se ve afectada cuando una perturbación provoca que aumente la demanda de potencia reactiva en una cantidad superior a la que los elementos del SEP son capaces de entregar [13].

En la mayoría de los casos la inestabilidad de tensión se produce debido a caídas progresivas de tensión en las barras del sistema, sin embargo, también se da el fenómeno opuesto, aunque de forma menos recurrente. Este efecto de sobretensión se da principalmente por dos razones, la primera es el comportamiento capacitivo de la red (redes de extra alta tensión con una carga inferior a su potencia natural). La segunda es debido a los limitadores de subexcitación que impiden que los GSs o compensadores sincrónicos absorban el exceso de potencia reactiva. En este caso la inestabilidad ocurre debido a la incapacidad de los generadores y líneas de transmisión de operar bajo cierto nivel de carga. Al intentar restaurar la potencia de carga, los transformadores con cambiador de tap terminan produciendo inestabilidad de tensión en el largo plazo [13].

Al igual que para el caso de la estabilidad de ángulo de rotor, es útil dividir la estabilidad de tensión en las siguientes subcategorías:

- Estabilidad de tensión frente a grandes perturbaciones:

Se refiere a la capacidad de un sistema de mantener tensiones estables en sus barras tras haber sufrido una perturbación importante, tal como una pérdida de generación o cortocircuito en una línea. Esto depende de las características del sistema y de las cargas presentes, así como también de la interacción entre los sistemas de control y protección. Para estudiar la estabilidad de tensión frente a grandes perturbaciones, se requiere examinar la respuesta no lineal del SEP. Esto, por un tiempo tal que sea posible observar el comportamiento e interacciones de elementos como motores, transformadores con cambiadores de tap bajo carga y limitadores de corriente de campo de los generadores. El tiempo del estudio va desde algunos segundos hasta decenas de minutos [13].

- Estabilidad de tensión para pequeñas perturbaciones:

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener una tensión estable cuando se ve sometido a pequeñas perturbaciones, tales como cambios incrementales en la carga. Este tipo de estabilidad depende de las características de las cargas, además de los controles continuos y discretos. Realizando los supuestos adecuados es posible linealizar las ecuaciones, sin embargo, se debe tener en cuenta que estas no logran describir el comportamiento no lineal de algunos elementos [13].

c) Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de mantener la frecuencia estable tras haber sufrido una perturbación severa que produzca un desbalance entre carga y generación. Este tipo de estabilidad depende de la capacidad del sistema de mantener el equilibrio entre carga y generación, perdiendo la menor cantidad de carga en el proceso. En caso de inestabilidad, esta se presenta como una variación sostenida de la frecuencia, produciendo que se desconecten unidades generadoras y/o cargas [13].

Para el caso de grandes sistemas interconectados, cuando ocurre una perturbación importante que produce variaciones significativas de frecuencia, actúan los sistemas de control y de protección separando el sistema en islas. La estabilidad de dichos sistemas depende de la capacidad de cada isla de llegar a un estado de operación equilibrado con la menor pérdida de carga posible. Además, esta estabilidad queda determinada por la respuesta global de cada isla medida a través de su frecuencia promedio. Generalmente, los problemas de frecuencia se dan debido a respuestas inadecuadas de equipos, mala coordinación de sistemas de control y protecciones, o por una reserva insuficiente de potencia activa [13].

Cuando existen variaciones significativas de frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y elementos involucrados varían desde fracciones de segundos (para equipos como desconectores de carga por baja frecuencia, controladores de generadores y protecciones) hasta varios minutos (para equipos como sistemas de suministro principal de energía y reguladores de tensión de cargas). Los fenómenos de inestabilidad de frecuencia pueden ser de corto o largo plazo. El primer caso se da cuando una secuencia de eventos lleva a la inestabilidad en pocos segundos. El segundo ocurre cuando se producen problemas que involucran equipos con constantes de tiempo más grandes y, por lo tanto, toman un mayor tiempo, desde decenas de segundos hasta varios minutos [13].

En el caso que existan variaciones considerables de frecuencia, la magnitud de las tensiones puede cambiar de forma significativa, especialmente para el caso de un sistema operando en isla con desconectores de carga por baja frecuencia. Los cambios de magnitud en la tensión pueden ser incluso mayores a los de frecuencia y afectan al balance entre carga y generación. Una alta tensión puede llevar a la desconexión indeseada de generadores debido a una mala coordinación de relés de pérdida de excitación o relés volt/Hertz. Por otro lado, una baja tensión puede producir una operación indeseada de relés de impedancia [13].

2.2. Características relevantes de las ERNC

Las ERNC de interés para el presente estudio son las centrales eólicas y fotovoltaicas, dado que son las tecnologías que se utilizan en la proyección realizada para la meta del año 2050 [1].

En el marco del presente trabajo, es importante conocer las características técnicas de las ERNC, desde el punto de vista de la estabilidad de un SEP. Como ya se mencionó en el Capítulo 1:, existen grandes diferencias entre los GSs y las ERNC, dentro de las cuales destacan la ausencia de inercia y los bajos niveles de corrientes de cortocircuito que entregan en caso de contingencias.

Inercia

Las centrales ERNC como las eólicas y fotovoltaicas se conectan a la red mediante convertidores de potencia que, tradicionalmente, maximizan la inyección de potencia de la central. Esta conexión se traduce en un desacoplamiento entre las unidades generadoras y la frecuencia de la red. En el caso de la generación con turbinas eólicas de velocidad variable, si bien estas poseen inercia, se conectan por medio de un convertidor que desacopla eléctricamente la velocidad del rotor de la frecuencia del sistema. Por otro lado, los generadores fotovoltaicos no poseen partes giratorias, por lo que no tienen una respuesta inercial de forma natural. Por lo tanto, la respuesta inercial que entregan ambas tecnologías al sistema es nula [14].

De esta forma, al aumentar las centrales ERNC, la inercia total del sistema disminuye, lo que produce mayores variaciones de frecuencia frente a desbalances de carga. Con lo anterior, se producen mayores desviaciones de frecuencia en tiempos menores, lo que puede activar los sistemas de desconexión automática de carga o de generación (EDAC, EDAG) [14].

Niveles de cortocircuito

En sistemas de potencia dominados por generadores sincrónicos, el nivel de cortocircuito en un punto es un indicador de la robustez del sistema: a mayor nivel de cortocircuito, mayor es la robustez del sistema en dicho punto y viceversa. Los niveles de cortocircuito son una métrica que se usa tradicionalmente para representar la rigidez de la tensión en una red. Altos niveles de cortocircuito son indicativos de un sistema robusto con tensiones rígidas, lo que significa que las tensiones no varían notoriamente frente a perturbaciones en los flujos de potencia. Esto se debe a que la impedancia serie de un sistema robusto es relativamente baja, por lo tanto, la sensibilidad de las tensiones frente a cambios en los flujos de potencia (dP/dV , dQ/dV), también es baja [7].

Históricamente, la estabilidad de los SEP se ha mantenido gracias a la contribución de los generadores sincrónicos y de acciones de control realizadas por controladores distribuidos en la red. Las altas corrientes de cortocircuito que inyectan los GSs durante una contingencia pueden ser vistas como los generadores sincrónicos respondiendo “fuertemente” frente a las caídas de tensión, tratando de recuperar la operación normal del sistema. Sin embargo, esta contribución a la estabilidad por parte de los GS podría comenzar a disminuir a medida que aumente el nivel de inserción de ERNC en la matriz energética. En efecto, la inserción masiva de ERNC en los SEP, trae consigo la conexión de convertidores a la red. Estos últimos poseen una limitada capacidad de entregar corrientes de falla en comparación con los GSs. De hecho, los valores de corrientes de falla que aportan los convertidores se mueven en el rango de 1.1 a 1.5 veces su corriente nominal [15], mientras que para los GSs los valores varían entre 6 y 9 veces su corriente nominal [6]. Luego,

como los generadores sincrónicos son los principales responsables de aportar corrientes de cortocircuito, al ser desplazados por tecnologías ERNC, la robustez del sistema se reduce. Esto implica que aumentan los valores de dP/dV y dQ/dV , lo que significa que pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia llevarán a cambios significativos en las tensiones de la red. Los sistemas con bajos niveles de cortocircuito pueden tener grandes áreas con tensiones muy bajas durante contingencias y tener problemas para reestablecer la tensión tras despejada la falla. Además, las caídas de tensión severas pueden acelerar los rotores de las máquinas sincrónicas cercanas, haciendo que estas pierdan sincronismo [7].

2.3. Efectos de las ERNC en la estabilidad

Debido a las características de las ERNC, se han realizado múltiples estudios sobre el impacto de la inserción masiva de ERNC en la estabilidad de pequeña señal de los SEP. Estos estudios generalmente analizan como se ven afectados los modos de oscilación al aumentar la penetración de ERNC en la matriz energética.

2.3.1. Estabilidad de ángulo de rotor

En [16] se presenta un estudio que analiza el efecto de una alta penetración de energías renovables en la estabilidad de ángulo de rotor en la parte oeste y centro del sistema eléctrico de Japón. Para el estudio se considera el siguiente modelo unilineal del sistema:

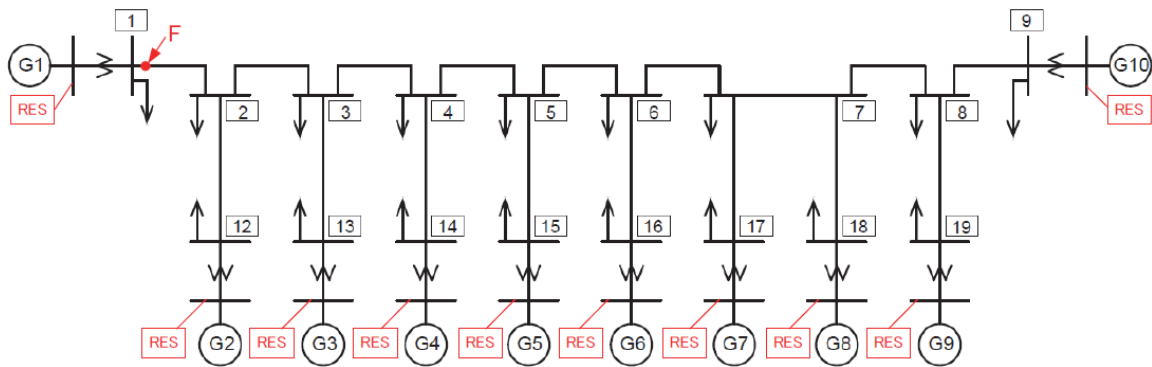


Figura 2: Modelo del sistema oeste IEEJ de 10 máquinas utilizado en [16].

En la Figura 2 se observa que la generación renovable (denotadas por la sigla RES (Renewable Energy Sources)) se conecta en las mismas barras donde ya existe generación convencional (representada por G1 y G10). En [16] se distinguen tres casos de estudio:

- **Escenario 1:** La generación renovable se añade a la generación convencional ya existente.
- **Escenario 2:** La generación renovable desplaza en un 100% a los generadores sincrónicos, es decir, a medida que aumenta la penetración de las ERNC, estas van reemplazando a los GSs. Por ejemplo, si la penetración renovable es de un 40% (con respecto a la demanda total), el 40% de los GSs son desplazados, lo que implica que se mantiene el 60% de los GSs operando.

- **Escenario 3:** La generación renovable desplaza un 50% a los generadores sincrónicos. Por ejemplo, si la penetración renovable es de un 40% (con respecto a la demanda total), el 20% de los GSs son desplazados, lo que implica que se mantiene el 80% de los GSs operando.

Cabe mencionar que el desplazamiento de los generadores se modela como un cambio en la capacidad de estos y, no se considera el problema de exceso de generación.

La Figura 3 presenta el tiempo crítico de despeje de falla para una falla trifásica a tierra en la barra 1 para cada uno de los escenarios ya descritos a medida que aumenta el porcentaje de penetración de las energías renovables.

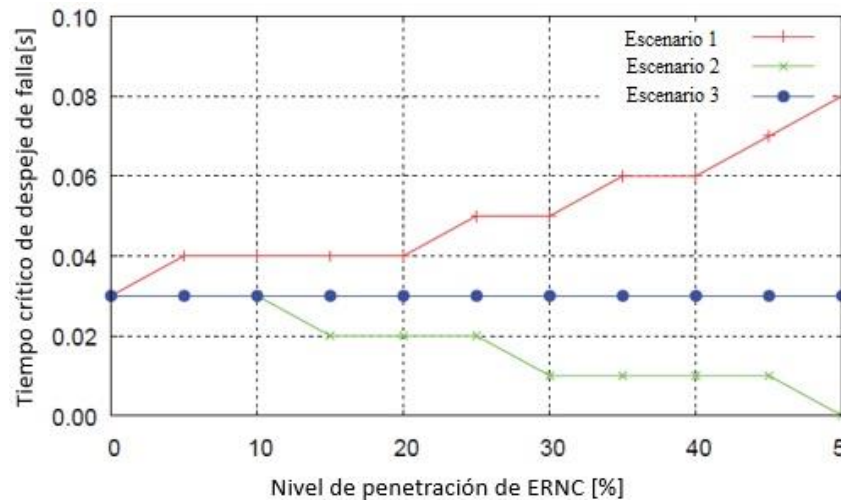


Figura 3: Tiempo crítico de despeje de falla según el nivel de penetración de energías renovables para cada escenario.

De la Figura 3 se observa que para el escenario 1, a medida que aumenta la penetración de ERNC, mejora la estabilidad transitoria de ángulo, dado que disminuye la carga en los GSs sin disminuir su capacidad instalada. En cambio, en el escenario 2 la estabilidad transitoria empeora a medida que aumenta la penetración de ERNC, debido a que gradualmente se va perdiendo inercia y capacidad de control de tensión que entregan los GSs. En cuanto al escenario 3, a medida que aumenta la penetración de ERNC, la estabilidad transitoria se mantiene en el nivel previo a la inserción de las ERNC, dado que se contrarrestan los dos efectos presentes en los casos anteriores.

En [17] se estudia el impacto de una alta penetración de generación solar fotovoltaica (PV) en la estabilidad transitoria para el SEP de la Figura 4.

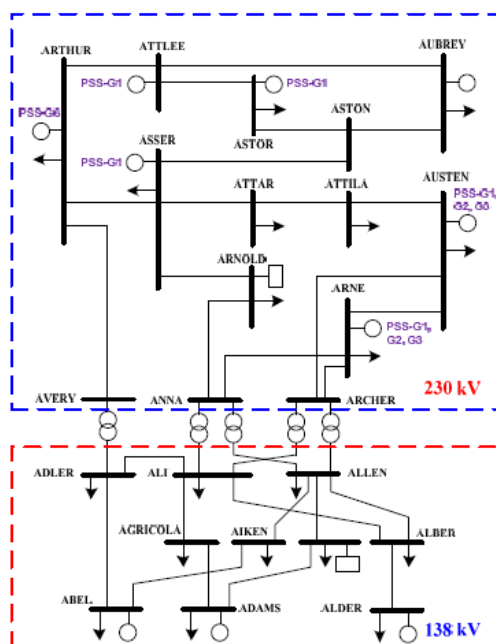


Figura 4: Diagrama unilineal del sistema de estudio en [17].

El sistema de la Figura 4 posee una generación total de potencia activa de 3,200 [MW] y 1,356 [MVar] de potencia reactiva. La carga total es de 3,135 [MW] y sus pérdidas de potencia activa son 65 [MW]. Además, para investigar el impacto de la penetración de generación PV en la estabilidad de ángulo de rotor, algunos GSs fueron reemplazados por generación PV de acuerdo con la siguiente tabla.

Escenario	Generador reemplazado	Penetración PV
1	Ninguno	0%
2	Asser	5%
3	Astor	13%
4	Austen	22%
5	Austen y Astor	33%
6	Asser, Austen, Astor, Arthur	45%

Tabla 1: Escenarios de penetración de generación PV.

Para estudiar la estabilidad transitoria se aplica un cortocircuito trifásico en $t = 1$ [s] en la barra Aubrey, el cual es despejado a los 150 [ms]. Cabe mencionar que la falla se realiza en esta barra, ya que es la con menor tiempo crítico de despeje de falla, es decir, es el punto más débil del sistema. En la siguiente figura se presenta el estudio de estabilidad transitoria, donde se muestra la máxima diferencia de ángulo de rotor para cada uno de los seis escenarios de la Tabla 1.

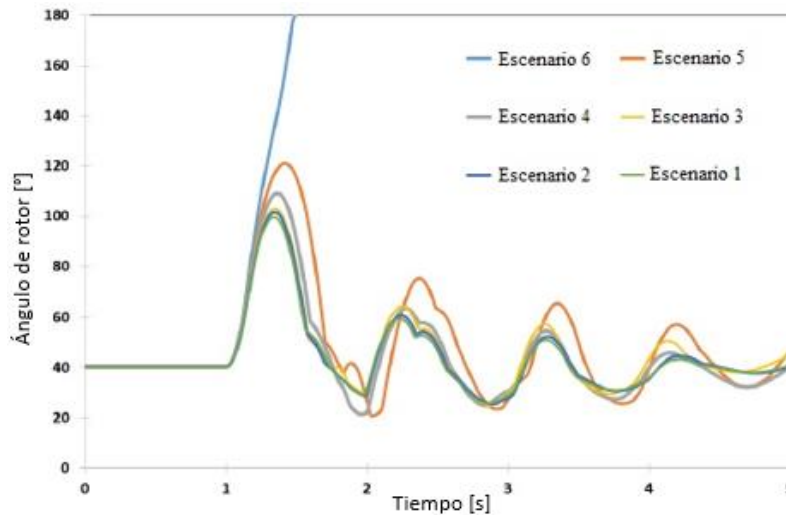


Figura 5: Máxima diferencia de ángulo de rotor para diferentes escenarios de penetración de generación PV.

De la Figura 5 se observa que a medida que aumenta la penetración de generación PV, la estabilidad transitoria del sistema empeora. El caso más notorio es cuando la penetración de generación PV es de un 45%. Allí la inestabilidad de ángulo de rotor ocurre tras 480 [ms] de ocurrida la falla, mientras que en los otros escenarios los ángulos de rotor son capaces de recuperarse a pesar de poseer una gran oscilación inicial. Este efecto se debe a la reducción en la inercia del sistema, dado que la generación PV no contribuye a la respuesta inercial del sistema.

2.3.2. Estabilidad de voltaje

En [18] se estudia el impacto del aumento de generación fotovoltaica en la estabilidad de tensión de un sistema que representa la parte oeste del sistema interconectado de E.E.U.U. (Western Electricity Coordinating Council (WECC)). Los paneles fotovoltaicos son agregados solamente en la porción del sistema que posee una cantidad relativamente alta de generación convencional (GSs) y exportación de energía a otras áreas dentro del mismo WECC. En la siguiente tabla se presentan las características del sistema en el caso base, es decir, sin incluir generación fotovoltaica.

Carga Total	MW	13276,82
	MVAr	2187,9
Generación Total	MW	21571,03
	MVAr	2238,72
Exportación Total	MW	7650,83
	MVAr	63,4
Pérdidas Totales	MW	607,82
Número de Generadores	226	
Número de Barras	2419	
Número de Líneas	1861	

Tabla 2: Características del sistema en el caso base sin generación fotovoltaica.

Considerando el sistema de la Tabla 2, se estudia el caso de una falla trifásica en una barra de 500 kV, la cual es despejada después de cuatro ciclos (80 ms). En la siguiente figura se muestra el diagrama unilineal en la zona donde ocurre la falla.

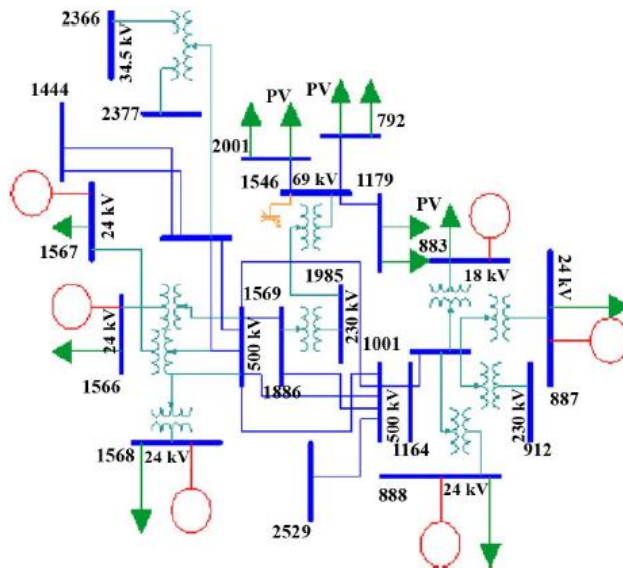


Figura 6: Diagrama unilineal cercano a la barra donde ocurre la falla trifásica.

Seguido a la falla, ocurre la desconexión de la línea de transmisión conectando la barra donde ocurre la falla (barra 1569) y la barra 1886. Con esto, se realiza la comparación entre el caso base (sin generación fotovoltaica) y el caso cuando existe una penetración de generación fotovoltaica (PV) de 20%. Cabe mencionar que la penetración fotovoltaica se calcula como el cociente entre la generación PV total y la generación total del sistema. En la siguiente figura se presentan los resultados de la comparación de los escenarios ya mencionados, para las tensiones de las barras 1569 y 1886.

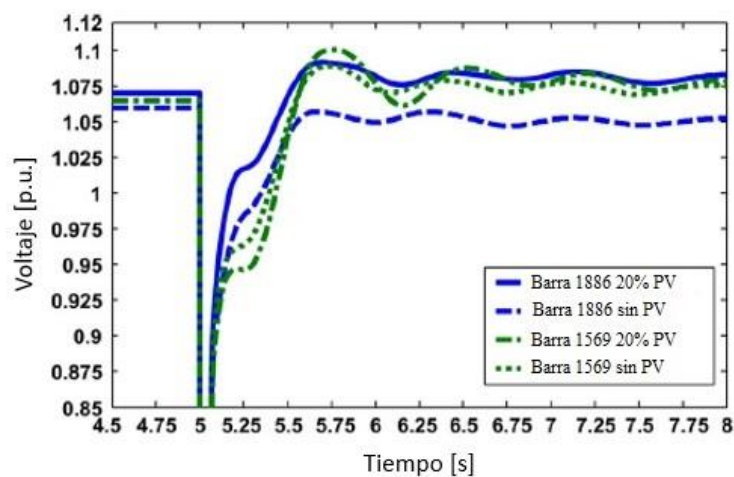


Figura 7: Tensiones en las barras afectadas por la falla para distintos niveles de penetración de generación fotovoltaica.

En la Figura 7 se observa que a pesar de que las magnitudes de los voltajes tienen un comportamiento similar en términos de tiempos de establecimiento y valores *peak*, para el caso con penetración fotovoltaica de 20% se observa que ocurren mayores caídas de tensión durante el transitorio. Esta diferencia de caídas de tensión puede llegar en algunos casos al valor de 5% [18].

Para el mismo sistema, se simula una falla trifásica, pero esta vez en la barra 1001. Para despejar la falla se desconectan las líneas 1001-1164 y 1001-2529. En la siguiente figura se observan las tensiones de la barra 1001 para el caso sin generación fotovoltaica y con 20% de generación PV.

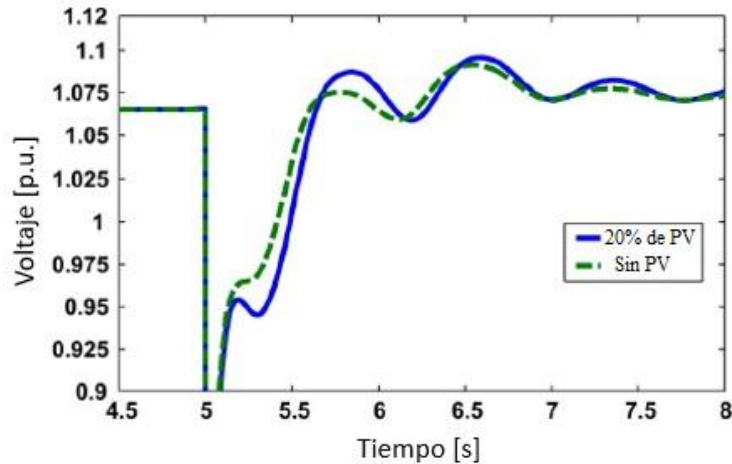


Figura 8: Comparación de tensiones en la barra 1001 para el caso sin generación PV y el caso con 20% de generación PV.

En la Figura 8 se observa el mismo comportamiento que en la Figura 7, es decir, las tensiones de la barra 1001 para el caso con penetración de 20% de generación PV presentan mayores caídas de tensión durante el transitorio. Esto puede ser bastante perjudicial para un mayor nivel de penetración de generación PV, dado que las caídas de tensión serían mayores durante contingencia, lo que podría afectar fuertemente la estabilidad de tensión de un sistema que posea una red débil (bajos niveles de cortocircuito).

En [19] se presenta un caso de estudio donde, por medio de simulaciones sobre un pequeño sistema de 9 barras (IEEE 9 bus) se evalúan los impactos en la estabilidad de tensión al aumentar la penetración de generación eólica. El método de análisis utilizado en este estudio son las curvas Q-V, que representan la sensibilidad de la tensión de una barra con respecto a la inyección o absorción de potencia reactiva. De acuerdo con esto, si la sensibilidad de la curva Q-V es positiva para todas las barras del sistema, el sistema es estable en régimen permanente desde el punto de vista de la tensión, e inestable si la sensibilidad de la curva Q-V es negativa para al menos una barra del sistema.

En la siguiente figura se presenta el sistema de estudio.

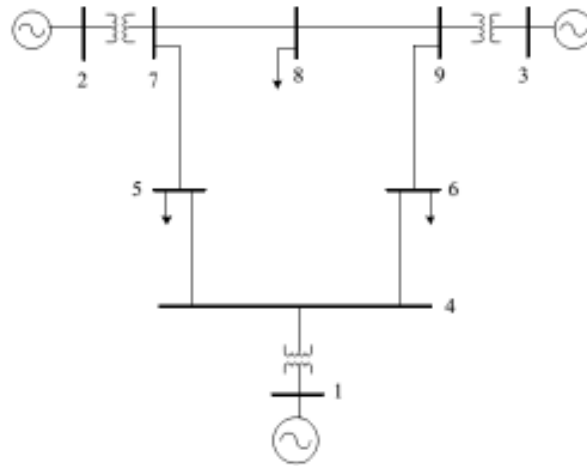


Figura 9: Diagrama unilineal de estudio en el caso base.

Para el sistema de la Figura 9, se realiza un análisis por medio de curvas Q-V para distintas condiciones de carga en la barra 5. El objetivo de este análisis es establecer el comportamiento de las curvas Q-V para el caso base, es decir, sin penetración de generación eólica. En la siguiente figura se observan los resultados obtenidos.

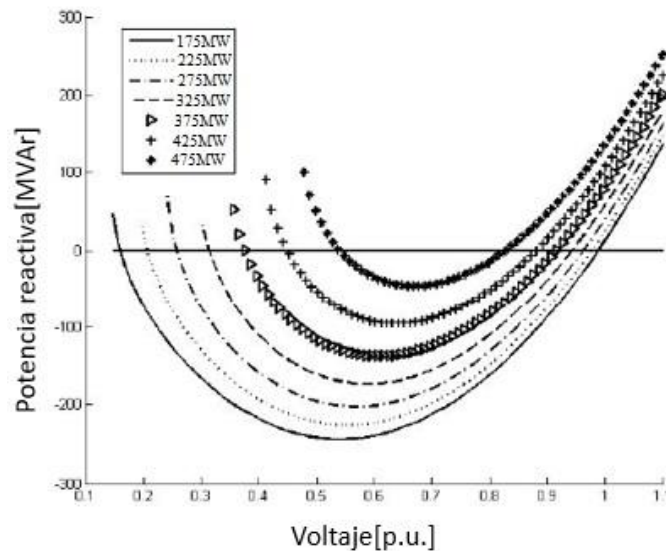


Figura 10: Curvas Q-V para la barra 5 para niveles de carga crecientes.

En la Figura 9 se observa que a medida que aumenta la carga en la barra 5, los requerimientos de potencia reactiva para mantener la tensión cercana a 1 [p.u.] aumentan, lo que es esperable.

En la siguiente tabla se observa el efecto del aumento de la carga del sistema en el margen de potencia reactiva del mismo.

Potencia activa [MW]	175	225	275	325	375	425	475
Margen de Potencia reactiva [MVar]	243,7	225,6	202,1	172,9	137,9	95,4	45,8

Tabla 3: Márgenes de potencia reactiva de acuerdo con carga del sistema.

De la Tabla 3 se ve que a medida que aumenta la carga del sistema, el margen de potencia reactiva disminuye.

Para estudiar el efecto de la penetración eólica en la estabilidad de tensión, en la barra 3 del sistema original se reemplaza el GS por un generador eólico de la misma capacidad. Luego, se aumenta la penetración eólica hasta un valor de 85 [MW]. Para ello, la capacidad del GS en la barra 2 se reduce de forma proporcional al aumento en la penetración eólica, además las cargas en las barras 5, 6 y 8 se modelan como cargas estáticas. En la siguiente figura se presenta el nuevo sistema de estudio.

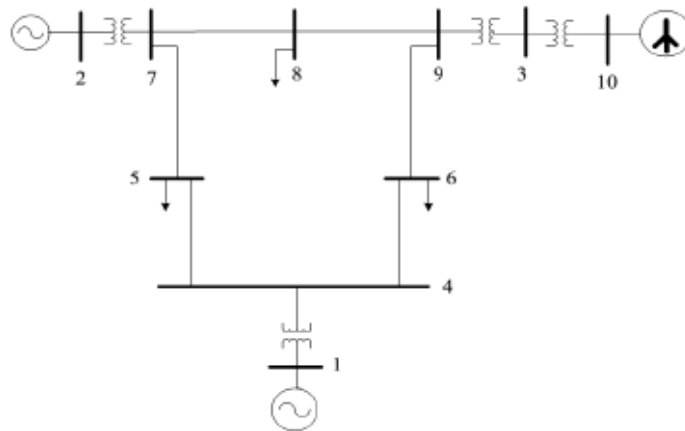


Figura 11: Diagrama unilineal de sistema de estudio en [19] agregando penetración de generación eólica.

Para la Figura 11 se realiza un análisis similar que para el caso base, sin embargo, para este caso se tiene una generación eólica de 85 MW que corresponde a un 26.56% de penetración eólica, la cual se mide como el cociente entre la capacidad eólica total instalada y la generación total del sistema multiplicado por cien. En la siguiente figura se presentan las curvas Q-V para la barra 5, considerando un aumento de carga en el sistema y una generación eólica de 85 MW.

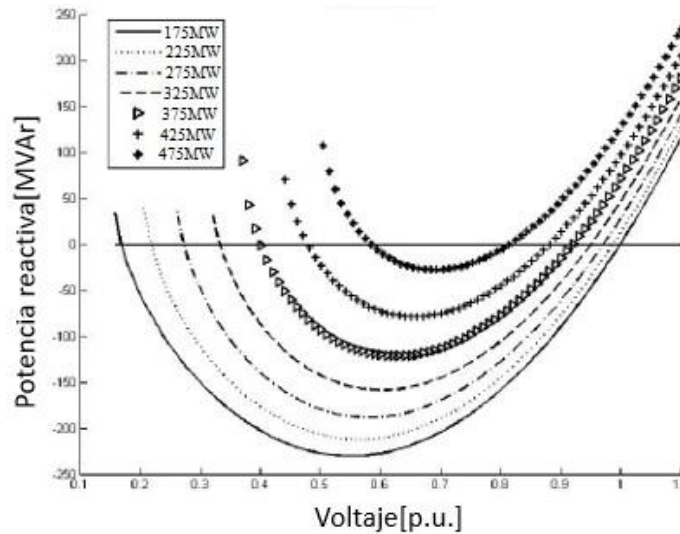


Figura 12: Curvas Q-V para niveles crecientes de carga en la barra 5, considerando una penetración eólica de 26.56%.

En la Figura 12 se observa que al agregar el generador eólico en la barra 3, el margen de potencia reactiva disminuye aún más, es decir, la barra 5 es más propensa a inestabilidad de tensión.

El caso de estudio se repite para niveles crecientes de penetración eólica, cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Nivel de carga [MW]	Margen de potencia reactiva [MVar]			
	85 [MW]	105 [MW]	120 [MW]	150 [MW]
	PE=26,56%	PE=32,91%	PE=39,18%	PE=40,54%
175	229,95	230,88	231,09	230,24
225	211,76	212,37	212,23	210,91
275	187,97	188,23	187,7	185,81
325	158,19	158,07	157,1	154,62
375	121,96	121,45	120,03	116,81
425	78,77	77,78	75,83	71,78
475	27,84	26,38	23,76	18,84

Tabla 4: Márgenes de potencia reactiva en la barra 5 para niveles crecientes de carga y penetración eólica en el sistema.

En la Tabla 4 se observa que a medida que aumenta la penetración eólica (PE) en la barra 3, disminuye el margen de potencia reactiva. Esto implica que, a mayores niveles de penetración eólica, la estabilidad de tensión empeora en la barra 5.

Finalmente, para estudiar la estabilidad transitoria de voltaje se simula un cortocircuito trifásico en la línea que conecta las barras 4 y 5, y se analizan las variaciones de tensión en la barra 5 para el caso base (sin penetración eólica) y para el caso con generación eólica. Para ambos casos

el nivel de carga en la barra 5 es de 125 MW. En la siguiente figura se presentan los resultados del estudio.

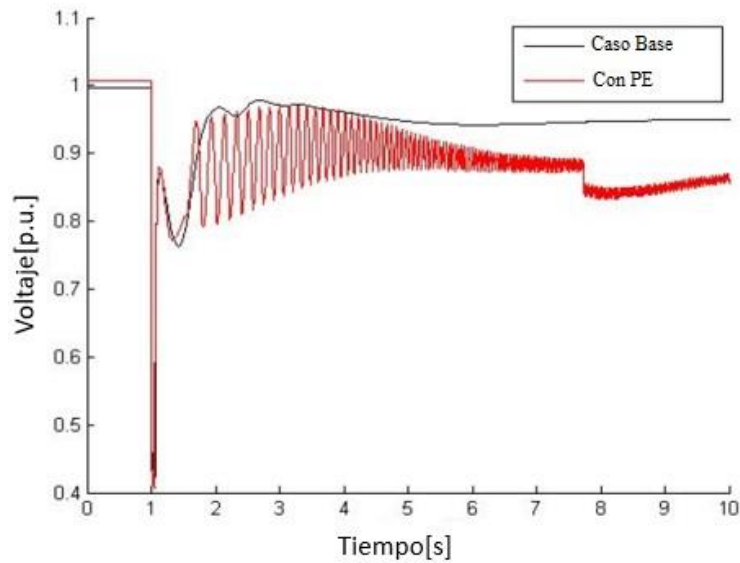


Figura 13: Variación de tensión en barra 5 frente a una falla en la línea 4-5, para un caso sin PE y otro con PE.

A partir de la Figura 13 se concluye que en el caso en que el generador eólico reemplaza al GS en la barra 3, el voltaje en la barra 5 colapsa debido a la reducción en el margen de potencia reactiva en dicha barra.

2.3.3. Estabilidad de frecuencia

Debido al creciente interés por las ERNC, se han realizado múltiples estudios sobre el impacto de la inserción masiva de ERNC en la estabilidad de frecuencia de los SEP [20], [21], [22]. En dichos estudios se evalúan los impactos de la reducción en la inercia sistémica producto de la inserción masiva de ERNC, y en algunos de ellos también se proponen soluciones.

Dentro de los estudios mencionados, en [21] se describe la situación del sur este de Australia. Allí existe una alta capacidad instalada de ERNC, con 1,475 [MW] de generación eólica y 600 [MW] de generación fotovoltaica. Además, el sur este de Australia se encuentra interconectado con el estado de Victoria por medio de dos interconexiones. Con esta información se analizan dos contingencias, sin embargo, en el presente documento solo se presenta una. Esta corresponde a la desconexión del GS más grande del sur este de Australia (200 [MW]), cuando el sistema se encuentra operando de forma aislada, es decir, sin la interconexión con el estado de Victoria. Cabe mencionar que para este caso se utiliza un nivel de carga en el sistema de 2,200 [MW]. Además, para evaluar distintos escenarios de baja inercia, la cantidad de GS funcionando varía de 6 a 4. Con lo anterior, es posible observar cómo afecta el desplazamiento de GSs por fuentes ERNC.

En la siguiente figura se presenta el diagrama unilineal del sistema de estudio.

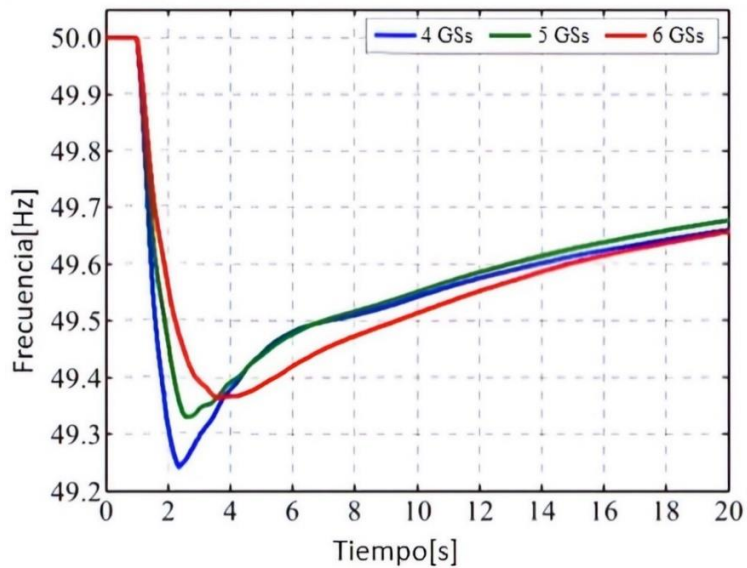


Figura 15: Respuesta en frecuencia en caso de contingencia para una carga de 2,200[MW].

A partir de la Figura 15 se observa que mientras más GS se desplazan por centrales ERNC, la respuesta en frecuencia en caso de contingencia empeora notoriamente (línea azul). Esto es una clara evidencia de como disminuye la respuesta inercial del sistema a medida que aumenta la penetración ERNC.

En [23] se estudia el caso de una penetración a gran escala de generación eólica en la red de México con el propósito de evaluar su impacto en la estabilidad de frecuencia. Durante los últimos años se han integrado una gran cantidad de centrales eólicas en el sistema interconectado de México (SIM), especialmente en la parte sur este del mismo. La capacidad instalada de generación eólica es cercana a 2.2 GW, lo que representa el 3.5% de la capacidad total instalada en el sistema. En la siguiente figura se observa el SIM con algunas modificaciones para el estudio.

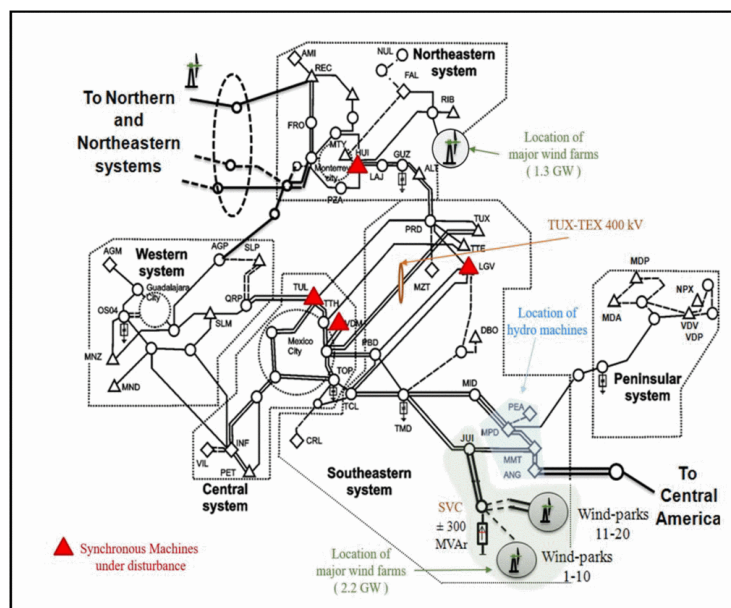


Figura 16: SIM modificado para el estudio.

En la Figura 16 se observa el SIM, donde la mayor parte de la generación eólica se encuentra al sureste del sistema con 2.2 GW, además hay 1.3 GW de generación eólica en el noreste del sistema, ya se espera que este aumento en la penetración eólica a futuro.

La frecuencia nominal del SIM es de 60 Hz, donde los límites permitidos de frecuencia de operación son entre 59.8 y 60.2 Hz. Su demanda máxima es de 38 GW y su capacidad instalada total es de 60 GW. En adición, existen estrategias en caso de emergencia para evitar grandes desviaciones de frecuencia. Estas estrategias combinan desconexión de carga por baja frecuencia, desconexión de generadores y líneas para evitar desviaciones de frecuencia fuera del rango permitido de $60 \pm 700\text{mHz}$, para así mantener la estabilidad de frecuencia del sistema.

Con el objetivo de estudiar el impacto de una alta penetración eólica en la estabilidad de frecuencia del SIM, se analizan diferentes contingencias. En esta sección se eligen dos para presentar:

- Caso 1: Desconexión del GS más grande en el SIM (ubicado en LGV, unidad nuclear de 800MW)
- Caso 2: Falla trifásica en una barra seguida de la desconexión de dos líneas de transmisión importantes (TEX-TUX 400 kV) y la desconexión de dos GSs (TUL y VDM).

Para ambos casos presentados se estudia la frecuencia y su tasa de variación en las barras del sistema para tres escenarios: sin generación eólica, con los 2.2 GW de generación eólica existentes y con los 3.5 GW de generación eólica que se proyectan en los próximos años. Con esto se obtienen las siguientes figuras:

- Caso 1.

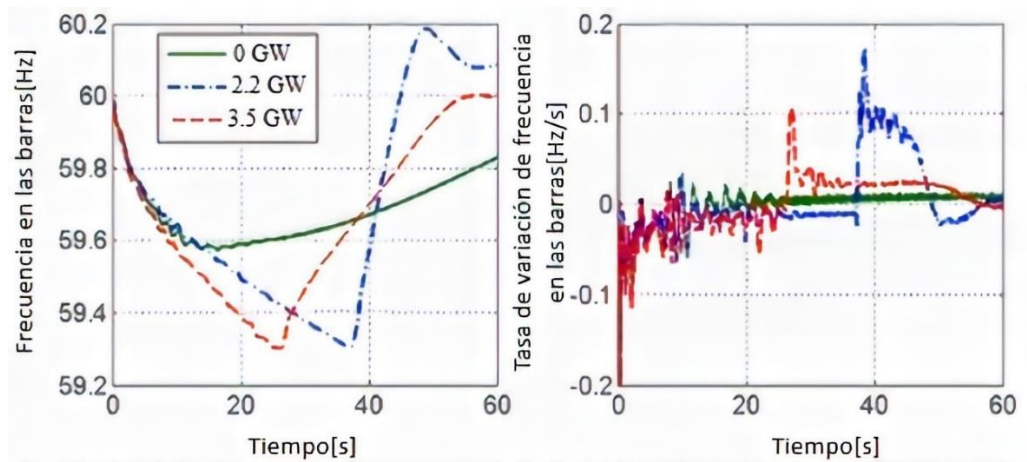


Figura 17: Frecuencia y tasa de variación de frecuencia en las barras del sistema para diferentes escenarios de penetración eólica para la contingencia del caso 1.

- Caso 2.

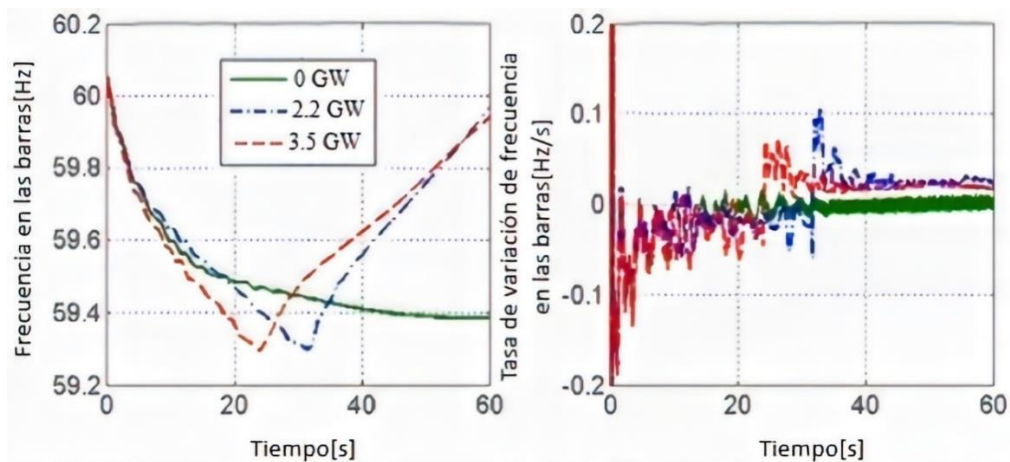


Figura 18: Frecuencia y tasa de variación de frecuencia en las barras del sistema para diferentes escenarios de penetración eólica para la contingencia del caso 2.

A partir de la Figura 17 y Figura 18 se observa que a mayor penetración eólica existe un aumento en la tasa de variación de frecuencia en las barras. Además, se observa un mal comportamiento dinámico para ambos niveles de penetración eólica tanto para el caso 1 como para el caso 2, dado que en estas condiciones de operación se activarían los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia en ambos casos. En cambio, cuando no existe generación eólica no se activan los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia para ninguna de las contingencias estudiadas. Se puede concluir que un aumento en la penetración eólica produce un deterioro en la estabilidad de frecuencia del sistema, haciéndolo más propenso a ser inestable en caso de contingencia.

2.4. Sistemas de potencia longitudinales

Los sistemas longitudinales de potencia (LPS) surgen debido a geografías longitudinales donde los centros de carga se encuentran alejados de los centros de generación. Los LPS poseen características inherentes que pueden traer problemas desde el punto de vista de la estabilidad. Algunas de las características que mejor describen los LPS son: distribución radial de cargas, limitadas líneas de alta tensión conectando centros de generación remotos con los centros de carga, baja capacidad de cortocircuito nodal, densidades de carga no uniformes, desbalances frecuentes entre generación y demanda y una alta sensibilidad frente a cambios en la potencia activa y reactiva [10]. La mayoría de estos aspectos tienen efectos negativos en la estabilidad del sistema. Por ejemplo, al considerar la estabilidad de tensión, la baja capacidad de cortocircuito nodal implica que la impedancia del sistema es relativamente alta, lo que a su vez indica que las variaciones de tensión frente a cambios en los flujos de potencia serán altas.

En el mundo existen múltiples ejemplos de LPS, algunos de ellos son: México, Perú, Taiwan, Finlandia, Israel, Australia, Inglaterra, Italia y Chile [8]. Sin embargo, considerando el contexto del presente documento solo se analizará con profundidad el caso de Chile. Debido a su geografía Chile posee un LPS naturalmente. En consecuencia, esto lo hace propenso a sufrir problemas de estabilidad [10]. Más aún, en [24] se presenta un caso donde se evalúa un evento real de colapso de tensión en el sistema interconectado chileno. El colapso de tensión corresponde a un caso que ocurrió en mayo de 1997. El sistema demoró aproximadamente 30 minutos en recuperarse tras la falla. Durante esta, se perdió aproximadamente un 80% de la carga del sistema.

En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal simplificado del SIC considerando las barras principales del estudio.

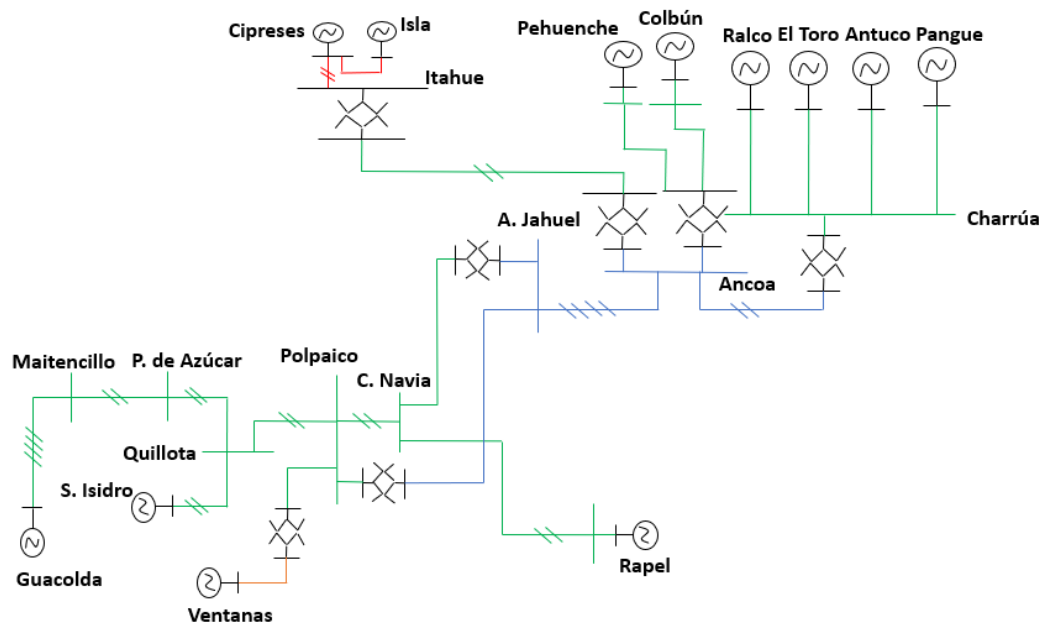


Figura 19: Diagrama unilineal simplificado del SIC considerando las barras importantes para el estudio.

Las condiciones previas a la falla del sistema son las siguientes:

- Carga total cercana a 2,500 [MW]
- Flujo de potencia desde la parte sur del país hacia el norte de aproximadamente 1,000 [MW], donde cerca de 900 [MW] eran transmitidos por líneas de 500 [kV] entre las barras Colbún-Pehuenche y Alto Jahuel. Mientras que los otros 100 [MW] se transmitían por la línea que conecta las barras Charrúa e Itahue
- El control de carga-frecuencia lo estaba haciendo una unidad generadora en la barra Colbún-Pehuenche

Los principales eventos que causaron la falla son los siguientes:

- La línea de 154 [kV] Charrúa-Itahue se desconecta debido a los dispositivos de protección de sobrecarga. Como resultado de esto, toda la potencia proveniente del sur debe pasar por las dos líneas de 500 [kV] que conectan Colbún-Pehuenche y Alto Jahuel.
- Las unidades generadoras de la barra Colbún-Pehuenche llegan a sus límites de excitación
- Las dos líneas de 500 [kV] desde Colbún-Pehuenche hacia Alto Jahuel se desconectan. Esta acción produjo la pérdida de integridad del sistema, formándose dos islas separadas.
- Las dos islas tienen un severo desbalance de potencia activa (cerca de 1,000 [MW]) y ocurren más desconexiones de líneas en cascada. Luego de esto, el sistema se divide en cuatro islas pequeñas, con una pérdida de carga de más del 80% de la carga total del sistema.

A continuación, se presentan las figuras obtenidas para la evolución de las tensiones en las barras.

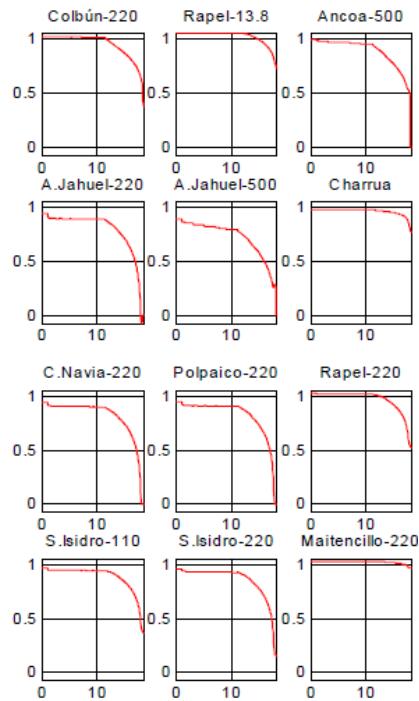


Figura 20: Evolución en voltajes de barras del sistema.

De la Figura 20 se observa que la tensión decae más rápidamente en la barra de Alto Jahuel que en la barra de Charrúa. Además, la barra Maitencillo, que es la más distante en cuanto a impedancia eléctrica, sufre una pequeña disminución de tensión a medida que avanza el tiempo. Las diferentes tasas de disminución de voltaje existen debido a que las barras se encuentran a diferentes distancias del lugar donde ocurre la perturbación. De esta forma la inestabilidad de tensión se ve como un fenómeno no homogéneo en la red [24].

En la siguiente figura se muestra la acción de los cambiadores de tap bajo carga (OLTC) en la barra de Alto Jahuel.

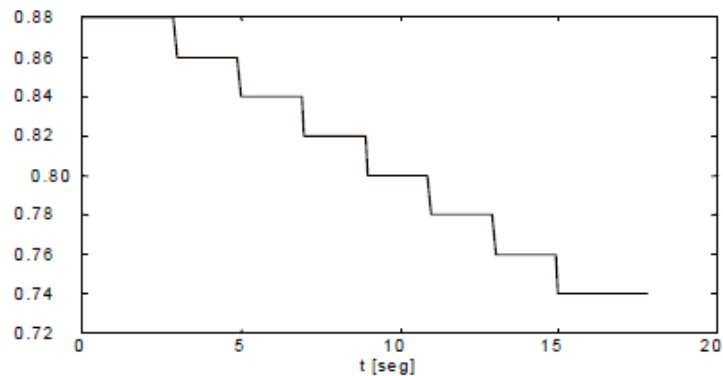


Figura 21: Acción de cambiadores de tap bajo carga en barra Alto Jahuel.

De acuerdo con la Figura 21 la tasa de cambio de tap en los OLTC se ajusta para subir la tensión en la barra de Alto Jahuel. Sin embargo, como se observa en la Figura 20, esta acción no logra detener la continua caída de tensión en esta barra. Esto se conoce como acción inversa de los OLTC. Dada esta acción inversa, el consumo de potencia reactiva en la línea aumenta. Al aumentar el consumo de potencia reactiva, se demanda más potencia reactiva del sistema. Esto lleva a la saturación del control de excitación en la barra Colbún-Pehuénche [24].

En la siguiente figura se observa la evolución del voltaje de campo de los principales generadores del sistema durante el colapso de tensión.

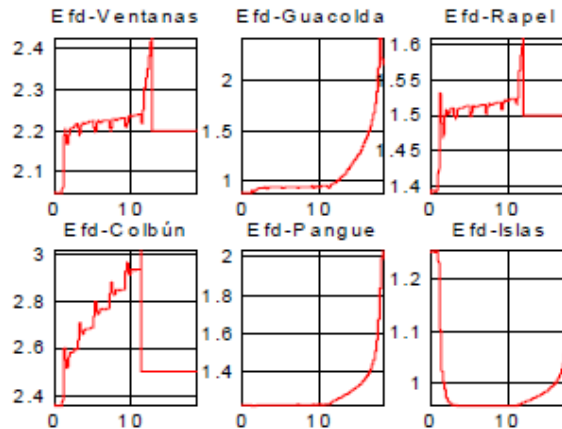


Figura 22: Voltajes de excitación de los principales generadores del sistema

En la Figura 22 se observa que tras haber llegado al máximo valor de sus voltajes de campo, los limitadores de sobreexcitación de los generadores Colbún, Rapel y Ventana, fijan el voltaje en su valor máximo de régimen permanente. Cabe mencionar que los generadores Pangué y Guacolda no alcanzan sus límites de excitación debido a la distancia eléctrica entre el lugar de la falla y las barras donde se ubican. En cuanto a Islas-Cipreses, este sufre una oscilación debido a la cercanía de su barra al lugar donde ocurrió la salida de la primera línea. Además, es importante notar que la saturación de los voltajes de campo es la principal razón de la caída de las tensiones en la red [24].

En la siguiente figura se muestra la evolución de la potencia activa en las principales plantas generadoras del sistema.

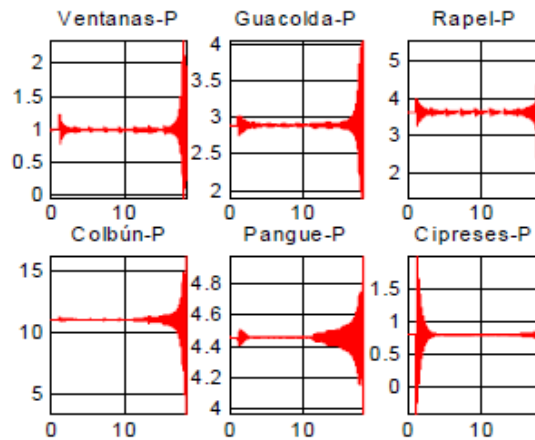


Figura 23: Evolución de potencia activa en principales plantas generadoras del sistema.

En la Figura 23 se observa que la potencia activa de todos los generadores experimenta pequeñas oscilaciones durante los primeros 15 minutos del evento, y sólo al final del proceso comienzan a sufrir fluctuaciones severas. Estas últimas eventualmente producen la pérdida de sincronismo de varios GS del sistema.

En la siguiente figura se presenta la generación de potencia reactiva durante la evolución de la falla

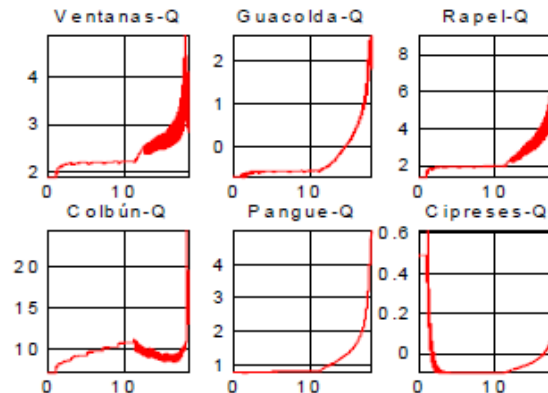


Figura 24: Evolución de potencia reactiva generada.

En la Figura 24 se observa que a medida que se alcanza la saturación del control de excitación de Colbún, Ventanas y Rapel, la potencia reactiva producida por los demás generadores aumenta exponencialmente. La caída de tensión en las barras del sistema lleva a un aumento en la corriente que fluye por las líneas, que a su vez produce un aumento en el consumo de potencia reactiva en el SEP. Así, se puede inferir que la saturación del control de excitación en las unidades generadoras produce un aumento en la demanda de potencia reactiva en la red [24].

En la siguiente figura se observa la evolución de las frecuencias de los principales generadores del sistema.

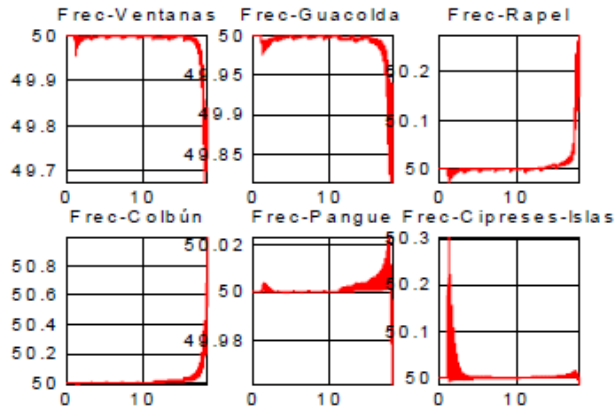


Figura 25: Evolución de frecuencias en generadores principales del sistema.

En la Figura 25 se observa que la frecuencia se mantiene estable durante los primeros minutos y que la inestabilidad de frecuencia solo ocurre al final del período de simulación, cerca de 15 minutos después de la falla, como resultado de una severa disminución en el perfil de voltaje. De esta forma se puede interpretar que la pérdida de estabilidad angular es consecuencia de la inestabilidad de tensión [24].

2.5. Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal es la capacidad de un SEP de mantener el sincronismo cuando es sometido a pequeñas perturbaciones. En este contexto, una perturbación se considera pequeña si las ecuaciones que describen la respuesta resultante del sistema se pueden linealizar con el propósito de analizarlas. Existen dos tipos de inestabilidad que pueden ocurrir: (i) aumento sostenido del ángulo de rotor de un generador debido a la falta de torque sincronizante, o (ii) oscilaciones de rotor crecientes en amplitud debido a una falta de torque amortiguante. En los SEP actuales el problema de estabilidad de pequeña señal más usual es el segundo. El análisis de pequeña señal con métodos lineales entrega información valiosa sobre características dinámicas inherentes a un SEP, además es útil para su diseño [25].

2.5.1. Conceptos fundamentales de estabilidad en sistemas dinámicos

2.5.1.1. Representación en espacio de estados

El comportamiento de un sistema dinámico, como un SEP, se puede describir por medio de un conjunto de n ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden de la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad ; i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. Esto se puede escribir de la siguiente forma utilizando notación de vectores:

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (2)$$

Donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

El vector columna \mathbf{x} se denomina vector de estados y sus entradas son x_i como variables de estado. El vector columna \mathbf{u} es el vector de entradas del sistema. Estas son las señales externas que afectan el desempeño del sistema. El tiempo se denota por t , y la derivada de la variable de estado x con respecto al tiempo se denota como \dot{x} . Si las derivadas de las variables de estado no son una función explícita del tiempo, se dice que el sistema es autónomo. En este caso la ecuación (2) queda de la forma siguiente:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3)$$

En general es de interés tener en cuenta las variables de salida del sistema que son observables. Esto se puede expresar en términos de variables de estado y variables de entrada de la siguiente forma:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(x, u) \quad (4)$$

Donde

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \quad \mathbf{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

El vector columna \mathbf{y} es el vector de salidas y, \mathbf{g} es el vector de funciones no lineales que relacionan las variables de estado y las de entrada con las variables de salida.

Concepto de estado

El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información necesaria acerca de un sistema en un instante de tiempo t_0 , tal que su comportamiento futuro pueda ser determinado sin conocer la entrada anterior a t_0 .

Cualquier conjunto de n variables linealmente independientes de un sistema puede ser utilizado para describir el estado del sistema. Estas se denominan variables de estado, las que forman un conjunto mínimo de variables dinámicas que, junto con las entradas del sistema entregan una descripción completa del comportamiento del sistema. Cualquier otra variable del sistema puede ser determinada conociendo el estado del sistema [25].

Puntos de equilibrio

Los puntos de equilibrio son aquellos donde todas las derivadas $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ son simultáneamente cero, definen los puntos en la trayectoria con velocidad cero. El sistema está en reposo, dado que sus variables son constantes e invariantes en el tiempo.

El equilibrio debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$f(x_0) = 0 \quad (5)$$

donde x_0 es el vector de estados x en el punto de equilibrio.

Un sistema lineal solo tiene un estado de equilibrio (si la matriz del sistema es no singular). Para un sistema no lineal puede existir más de un punto de equilibrio. Los puntos de equilibrio caracterizan el comportamiento dinámico del sistema, por lo tanto, es posible obtener conclusiones acerca de la estabilidad a partir de la naturaleza de estos [25].

2.5.1.2. Estabilidad de un sistema dinámico

La estabilidad de un sistema lineal es completamente independiente de su entrada, y el estado de un sistema estable sin entradas siempre volverá al origen del espacio de estados independiente del estado finito inicial.

Por el contrario, la estabilidad de un sistema no lineal depende del tipo de entrada, su magnitud y del estado inicial. Estos factores se deben tener en cuenta al definir estabilidad en sistemas no lineales.

2.5.1.3. Linealización

En la presente sección se describe el procedimiento para linealizar la ecuación (3). Sea \mathbf{x}_0 el vector de estados inicial y \mathbf{u}_0 el vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio sobre el cual se estudiará el desempeño en pequeña señal. Dado que \mathbf{x}_0 y \mathbf{u}_0 satisfacen la ecuación (3), se tiene:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (6)$$

Ahora, si se perturba el sistema desde el estado anterior, tal que:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x} \qquad \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u}$$

donde el prefijo Δ indica una pequeña desviación.

El nuevo estado debe satisfacer la ecuación (3), entonces:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} \\ &= \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \end{aligned} \quad (7)$$

Como se asume que las perturbaciones son pequeñas, las funciones no lineales $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ pueden expresarse en términos de expansiones en series de Taylor. Omitiendo los términos que involucran derivadas de segundo orden y mayores de $\Delta\mathbf{x}$ y $\Delta\mathbf{u}$, la expresión queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta\dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \\ &= f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n \\ &\quad + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned}$$

Dado que $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, se obtiene:

$$\dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r$$

con $i=1,2,\dots,n$. Análogamente, a partir de la ecuación (4) se tiene:

$$\dot{y}_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r$$

con $j=1,2,\dots,m$. Entonces, las formas linealizadas de las ecuaciones (3) y (4) son:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (8)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (9)$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

(10)

Las derivadas parciales anteriores se evalúan en el punto de equilibrio sobre el cual se está analizando la pequeña perturbación.

En las ecuaciones (8) y (9),

$\Delta \mathbf{x}$ es el vector de estados de dimensión n .

$\Delta \mathbf{y}$ es el vector de salidas de dimensión m .

$\Delta \mathbf{u}$ es el vector de entradas de dimensión r .

\mathbf{A} es la matriz de estados de dimensión $n \times n$.

\mathbf{B} es la matriz de entradas de dimensión $n \times r$.

\mathbf{C} es la matriz de salidas de dimensión $m \times n$.

\mathbf{D} es la matriz que define la proporción de la entrada que aparece directamente en la salida, de dimensión $m \times r$.

Al aplicar la transformada de Laplace a las ecuaciones anteriores, se obtienen las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \quad (11)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \quad (12)$$

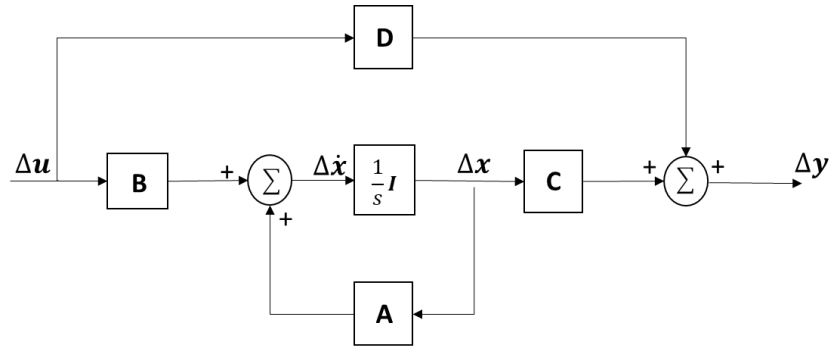


Figura 26: Diagrama de bloques de la representación en el espacio de estados.

La Figura 26 muestra el diagrama de bloques de la representación en el espacio de estados. Dado que se está representando la función de transferencia del sistema, las condiciones iniciales $\Delta x(0)$ se asumen iguales a cero.

Una solución formal de las ecuaciones de estado se puede obtener resolviendo para $\Delta x(s)$ y evaluando para $\Delta y(s)$ de la siguiente forma:

Reordenando la ecuación (11), se tiene

$$(sI - A)\Delta x(s) = \Delta x(0) + B\Delta u(s)$$

Luego,

$$\begin{aligned} \Delta x(s) &= (sI - A)^{-1}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \\ &= \frac{\mathit{adj}(sI - A)}{\mathit{det}(sI - A)}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \end{aligned} \quad (13)$$

Análogamente,

$$\Delta \mathbf{y}(s) = \mathbf{C} \frac{\mathbf{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta \mathbf{x}(0) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)] + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(s) \quad (14)$$

Las transformadas de Laplace de $\Delta \mathbf{x}$ y $\Delta \mathbf{y}$ poseen dos componentes, uno dependiente de las condiciones iniciales y el otro de las entradas. Estas son las transformadas de Laplace de las componentes *libre* y de *estado cero* de los vectores de estado y de salida respectivamente.

Los polos de $\Delta \mathbf{x}(s)$ y $\Delta \mathbf{y}(s)$ son las raíces de la ecuación

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (15)$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación anterior se conocen como valores propios de la matriz \mathbf{A} , la ecuación (15) se conoce como ecuación característica de la matriz \mathbf{A} [25].

2.5.1.4. Análisis de estabilidad

Primer método de Lyapunov

La estabilidad local de un sistema no lineal está dada por las raíces de la ecuación característica del sistema obtenido a partir de primeras aproximaciones, es decir, por los valores propios de la matriz \mathbf{A} .

- (i) Cuando los valores propios tienen parte real negativa, el sistema original es asintóticamente estable.
- (ii) Cuando al menos uno de los valores propios tiene parte real positiva, el sistema original es inestable.
- (iii) Cuando los valores propios tienen parte real igual a cero, no es posible decir nada sobre la estabilidad del sistema en general, en base a primeras aproximaciones.

La estabilidad global del sistema puede ser estudiada resolviendo de forma explícita las ecuaciones diferenciales no lineales por medio de softwares [25].

2.5.2. Propiedades de la matriz de estados

2.5.2.1. Valores propios

Los valores propios de una matriz vienen dados por los valores del parámetro escalar λ para los cuales la siguiente ecuación tiene solución no trivial (i.e. distinta de $\boldsymbol{\phi} = 0$)

$$\mathbf{A}\boldsymbol{\phi} = \lambda\boldsymbol{\phi} \quad (16)$$

donde,

\mathbf{A} es una matriz de $n \times n$ (real para un sistema físico, tal como un SEP)

$\boldsymbol{\phi}$ es un vector de $n \times 1$

Para encontrar los valores propios la ecuación (16) se puede escribir de la siguiente forma

$$(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I})\boldsymbol{\phi} = \mathbf{0} \quad (17)$$

Para obtener soluciones no triviales,

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (18)$$

Al expandir el determinante se obtiene la ecuación característica. Las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ son los valores propios de \mathbf{A} .

Los valores propios pueden ser reales o complejos. Si \mathbf{A} es real, los valores propios complejos siempre aparecen como pares conjugados.

Las matrices similares tienen valores propios idénticos. También puede demostrarse que una matriz y su traspuesta poseen los mismos valores propios [25].

2.5.2.2. Vectores propios

Para cualquier valor propio λ_i , el vector de n columnas $\boldsymbol{\phi}_i$ que satisface la ecuación (16) se llama vector propio derecho de \mathbf{A} asociado al valor propio λ_i , luego se tiene:

$$\mathbf{A}\boldsymbol{\phi}_i = \lambda_i\boldsymbol{\phi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (19)$$

El vector propio $\boldsymbol{\phi}_i$ tiene la forma siguiente:

$$\boldsymbol{\phi}_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}$$

La ecuación (17) es homogénea, entonces $k\boldsymbol{\phi}_i$ (con k escalar) también es una solución. Luego, los vectores propios quedan determinados por un multiplicador escalar [25]. Análogamente el vector de n filas $\boldsymbol{\psi}_i$ que satisface:

$$\boldsymbol{\psi}_i\mathbf{A} = \lambda_i\boldsymbol{\psi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (20)$$

se denomina vector propio izquierdo asociado al valor propio λ_i .

Los vectores propios derecho e izquierdo correspondientes a diferentes valores propios son ortogonales. Es decir, si λ_i no es igual a λ_j ,

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (21)$$

En caso de vectores propios correspondientes al mismo valor propio,

$$\psi_j \phi_i = C_i \quad (22)$$

donde C_i es una constante distinta de cero [25].

Es común normalizar los vectores propios, tal que:

$$\psi_j \phi_i = 1 \quad (23)$$

2.5.2.3. Movimiento libre de un sistema dinámico

Considerando la ecuación (8), se observa que el movimiento libre (sin considerar entrada) viene dado por lo siguiente:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (24)$$

Un set de ecuaciones de la forma anterior, derivado de consideraciones físicas, generalmente no es la mejor forma de realizar estudios analíticos de movimiento. El problema es que la tasa de cambio de cada variable de estado es una combinación de todas las variables de estado. En consecuencia, es difícil aislar los parámetros que afectan en mayor medida al movimiento.

Con el fin de eliminar el acoplamiento entre las variables de estado, se considera un nuevo vector de estados \mathbf{z} relacionado con el vector de estados original $\Delta \mathbf{x}$ por medio de la siguiente transformación:

$$\Delta \mathbf{x} = \boldsymbol{\Phi} \mathbf{z} \quad (25)$$

donde $\boldsymbol{\Phi}$ es la matriz modal de \mathbf{A} (es decir, $\boldsymbol{\Phi} = [\boldsymbol{\Phi}_1 \ \boldsymbol{\Phi}_2 \ \dots \ \boldsymbol{\Phi}_n]$). Sustituyendo la expresión anterior para $\Delta \mathbf{x}$ en la ecuación de estados (24), se tiene:

$$\boldsymbol{\Phi} \dot{\mathbf{z}} = \mathbf{A} \boldsymbol{\Phi} \mathbf{z} \quad (26)$$

La nueva ecuación de estados puede escribirse como:

$$\dot{\mathbf{z}} = \boldsymbol{\Phi}^{-1} \mathbf{A} \boldsymbol{\Phi} \mathbf{z} \quad (27)$$

Donde $\boldsymbol{\Phi}^{-1} \mathbf{A} \boldsymbol{\Phi} = \boldsymbol{\Lambda}$, entonces:

$$\dot{\mathbf{z}} = \boldsymbol{\Lambda} \mathbf{z} \quad (28)$$

La diferencia entre las ecuaciones (28) y (24) es que $\boldsymbol{\Lambda}$ es una matriz diagonal, mientras que \mathbf{A} generalmente no lo es.

La ecuación (28) representa n ecuaciones de primer orden (escalares) desacopladas:

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (29)$$

El efecto de la transformación (25) es desacoplar las ecuaciones de estado.

La ecuación (29) es una ecuación diferencial simple de primer orden, cuya solución con respecto al tiempo t viene dada por:

$$z_i(t) = z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (30)$$

donde $z_i(0)$ es el valor inicial de z_i .

Volviendo a la ecuación (25), la respuesta en términos del vector de estados original está dada por:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{x} &= \boldsymbol{\Phi} \mathbf{z} \\ &= [\boldsymbol{\Phi}_1 \boldsymbol{\Phi}_2 \dots \boldsymbol{\Phi}_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (31)$$

Visto desde la ecuación (30) implica lo siguiente:

$$\Delta \mathbf{x} = \sum_{i=1}^n \boldsymbol{\Phi}_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (32)$$

A partir de la ecuación (31), se tiene:

$$\begin{aligned}\mathbf{z}(t) &= \boldsymbol{\Phi}^{-1}\Delta\mathbf{x}(t) \\ &= \boldsymbol{\Psi}\Delta\mathbf{x}(t)\end{aligned}\quad (33)$$

Esto implica que:

$$z_i(t) = \boldsymbol{\psi}_i\Delta\mathbf{x}(t)\quad (34)$$

Con $t=0$ se tiene que:

$$z_i(0) = \boldsymbol{\psi}_i\Delta\mathbf{x}(0)\quad (35)$$

Si se usa \mathbf{c}_i para denotar el producto escalar $\boldsymbol{\psi}_i\Delta\mathbf{x}(0)$, la ecuación (32) se puede escribir como:

$$\Delta\mathbf{x} = \sum_{i=1}^n \boldsymbol{\Phi}_i \mathbf{c}_i e^{\lambda_i t}\quad (36)$$

En otras palabras, la respuesta temporal para la i -ésima variable de estado está dada por:

$$\Delta x_i = \boldsymbol{\Phi}_{i1} \mathbf{c}_1 e^{\lambda_1 t} + \boldsymbol{\Phi}_{i2} \mathbf{c}_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \boldsymbol{\Phi}_{in} \mathbf{c}_n e^{\lambda_n t}\quad (37)$$

La ecuación anterior entrega la respuesta libre en el tiempo de un sistema en términos de valores y vectores propios izquierdo y derecho.

Entonces, la respuesta libre (o condición inicial) está dada por la combinación lineal de n modos dinámicos correspondientes a n valores propios de la matriz de estados.

El producto escalar $\mathbf{c}_i = \boldsymbol{\psi}_i\Delta\mathbf{x}(0)$ representa la magnitud de la excitación del i -ésimo modo resultante de las condiciones iniciales.

Si las condiciones iniciales se encuentran en el j -ésimo vector, los productos escalares $\boldsymbol{\psi}_i\Delta\mathbf{x}(0)$ para todo $i \neq j$ son idénticamente cero. Por lo tanto, solo el j -ésimo modo está excitado.

Si el vector que representa la condición inicial no es un vector propio, puede ser representado por una combinación lineal de los n vectores propios. La respuesta del sistema será la suma de las n respuestas. Si una componente en el vector propio de las condiciones iniciales es cero, el modo correspondiente no será excitado.

Valores propios y estabilidad

La característica dependiente del tiempo de un modo correspondiente a un valor propio λ_i esta dada por $e^{\lambda_i t}$. Entonces, la estabilidad del sistema queda determinada por los valores propios de la siguiente forma,

- (a) Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio. Un valor propio real negativo representa un modo que decae con el tiempo. Mientras mayor su magnitud, más rápido será su decaimiento. Un valor propio real positivo representa inestabilidad aperiódica.

Los valores de c 's y vectores propios asociados a valores propios reales, también son reales.

- (b) Los valores propios complejos aparecen en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo oscilatorio.

Los vectores propios y c 's asociados tendrán valores complejos apropiados, tal que hagan las entradas de $x(t)$ reales en cada instante de tiempo. Por ejemplo,

$$(a + jb)e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb)e^{(\sigma + j\omega)t}$$

tiene la forma,

$$e^{\sigma t} \sin(\omega t + \theta)$$

que representa una senoide amortiguada para valores negativos de σ .

La componente real de los valores propios da el amortiguamiento y la componente imaginaria entrega la frecuencia de oscilación. Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada, mientras que una parte real positiva representa una oscilación de amplitud creciente. Luego, para un par complejo de valores propios:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (38)$$

La frecuencia de oscilación en Hz viene dada por

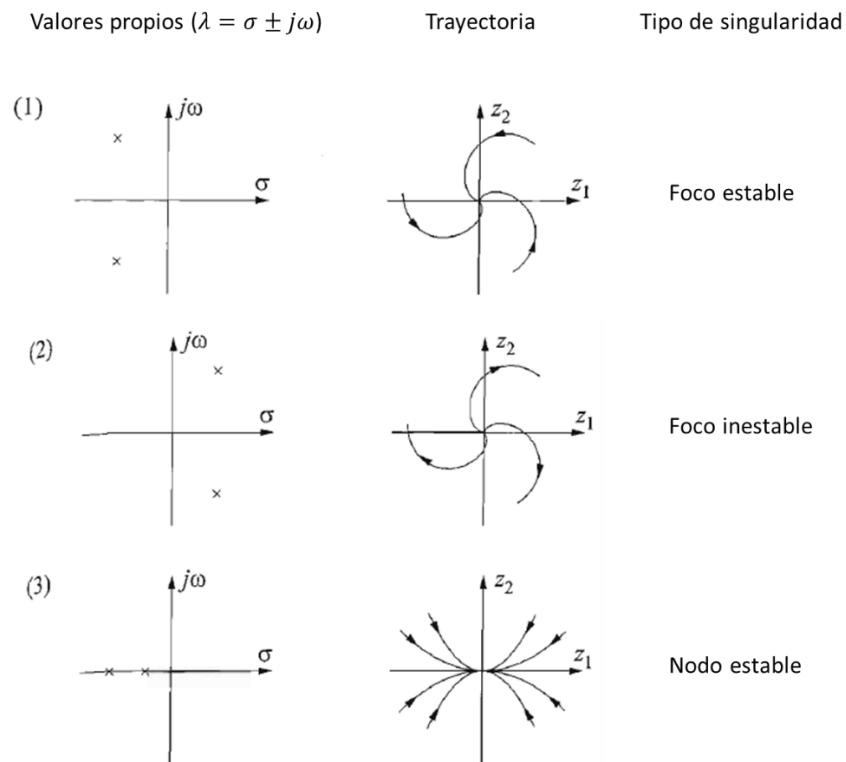
$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (39)$$

Esto representa la frecuencia real o amortiguada. El coeficiente de amortiguación esta dado por

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (40)$$

El coeficiente de amortiguación ζ determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación. La constante de tiempo del decaimiento de la amplitud es $1/|\sigma|$. En otras palabras, la amplitud decae con $1/e$ o 37% de la amplitud inicial en $1/|\sigma|$ segundos o en $1/(2\pi\zeta)$ ciclos de oscilación.

La Figura 27 muestra las seis diferentes combinaciones de valores propios y el correspondiente comportamiento en su trayectoria alrededor de los puntos singulares para el caso en dos dimensiones.



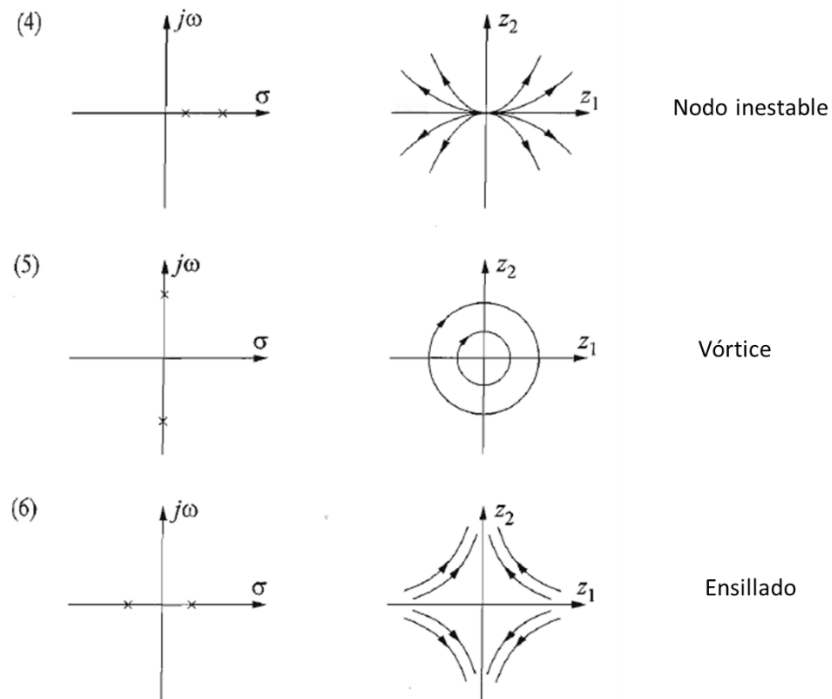


Figura 27: Puntos singulares correspondientes a seis posibles combinaciones de pares de valores propios.

A partir de la Figura 27 se observa que los casos (1), (3) y (5) aseguran la estabilidad local, siendo los casos (1) y (3) asintóticamente estables [25].

2.5.2.4. Forma de modo, Sensibilidad y Factor de participación

(a) Forma de modo y vectores propios

En la sección previa se discutió la respuesta del sistema en términos de los vectores de estado $\Delta \mathbf{x}$ y \mathbf{z} que se relacionan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{x} &= \boldsymbol{\Phi} \mathbf{z} \\ &= [\boldsymbol{\Phi}_1 \boldsymbol{\Phi}_2 \dots \boldsymbol{\Phi}_n] \mathbf{z}(t) \end{aligned} \tag{41A}$$

y

$$\begin{aligned}\mathbf{z}(t) &= \boldsymbol{\Psi} \Delta \mathbf{x}(t) \\ &= [\boldsymbol{\Psi}_1^T \ \boldsymbol{\Psi}_2^T \ \dots \ \boldsymbol{\Psi}_n^T]^T \Delta \mathbf{x}(t)\end{aligned}\tag{42B}$$

Las variables $\Delta \mathbf{x}_1, \Delta \mathbf{x}_2, \dots, \Delta \mathbf{x}_n$ son las variables de estado originales elegidas para representar el desempeño dinámico del sistema. Las variables $\mathbf{z}_1, \mathbf{z}_2, \dots, \mathbf{z}_n$ son las variables de estado transformadas, tal que cada variable este asociada con un solo modo. En otras palabras, las variables transformadas \mathbf{z} están directamente relacionadas con los modos.

A partir de la ecuación (41A) se observa que el vector propio derecho entrega la forma del modo, i.e., la actividad relativa de las variables de estado cuando se excita un modo en particular. Por ejemplo, el grado de actividad de la variable de estado \mathbf{x}_k en el i-ésimo modo esta dado por el elemento ϕ_{ki} del vector propio derecho $\boldsymbol{\phi}_i$.

Las magnitudes de los elementos de $\boldsymbol{\phi}_i$ entregan el grado de actividad de las n variables de estado en el i-ésimo modo, y los ángulos de los elementos entregan los desplazamientos de fase de las variables de estado con respecto al modo.

Como se observa en la ecuación (42B), el vector propio izquierdo $\boldsymbol{\psi}_i$ identifica que combinación de las variables de estado originales solo se presenta en el i-ésimo modo. Luego, el elemento k-ésimo del vector propio derecho $\boldsymbol{\phi}_i$ mide la actividad de la variable \mathbf{x}_k en el i-ésimo modo, y el k-ésimo del vector propio izquierdo $\boldsymbol{\psi}_i$ pesa la contribución de esta actividad en el i-ésimo modo.

(b) Sensibilidad de los valores propios

En la presente sección se evalúa la sensibilidad de los valores propios a los elementos de la matriz de estados. Volviendo a la ecuación (19) que define los valores y vectores propios:

$$\mathbf{A} \boldsymbol{\phi}_i = \lambda_i \boldsymbol{\phi}_i$$

Derivando con respecto a a_{kj} (el elemento de \mathbf{A} de la k-ésima fila y j-ésima columna), se tiene:

$$\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \boldsymbol{\phi}_i + \mathbf{A} \frac{\partial \boldsymbol{\phi}_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \boldsymbol{\phi}_i + \lambda_i \frac{\partial \boldsymbol{\phi}_i}{\partial a_{kj}}$$

Premultiplicando por $\boldsymbol{\psi}_i$, y notando que $\boldsymbol{\psi}_i \boldsymbol{\phi}_i = 1$ y $\boldsymbol{\psi}_i (\mathbf{A} - \lambda_i \mathbf{I}) = 0$, la ecuación anterior queda de la siguiente forma,

$$\boldsymbol{\psi}_i \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \boldsymbol{\phi}_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}}$$

Todos los elementos de $\partial \mathbf{A} / \partial a_{kj}$ son cero, excepto por el elemento en la k-ésima fila y j-ésima columna que es igual a 1. Luego,

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \phi_{ji} \quad (43)$$

Por lo tanto, la sensibilidad del valor propio λ_i al elemento a_{kj} de la matriz de estados es igual al producto del elemento ψ_{ik} del vector propio izquierdo y el elemento ϕ_{ji} del vector propio derecho [25].

(c) Factor de participación

Un problema de usar los vectores propios derecho e izquierdo individualmente para identificar la relación entre los estados y los modos es que los elementos de los vectores propios dependen de las unidades y escalamiento asociado a las variables de estado. Como solución a este problema se propone una matriz llamada matriz de participación (\mathbf{P}), la cual combina los vectores propios derecho e izquierdo de la siguiente forma,

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \ \mathbf{p}_2 \ \dots \ \mathbf{p}_n] \quad (44A)$$

con

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{1i} \\ \mathbf{p}_{2i} \\ \vdots \\ \mathbf{p}_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (45B)$$

donde

ϕ_{ki} : el elemento de la k -ésima fila y i -ésima columna de la matriz modal $\boldsymbol{\phi}$ ó k -ésima entrada del vector propio derecho $\boldsymbol{\phi}_i$

ψ_{ik} : el elemento de la i -ésima fila y k -ésima columna de la matriz modal $\boldsymbol{\psi}$ ó k -ésima entrada del vector propio izquierdo $\boldsymbol{\psi}_i$

El elemento $p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ se denomina factor de participación. Es la medida de la participación relativa de la k -ésima variable de estado en el i -ésimo modo y viceversa.

Dado que ϕ_{ki} mide la actividad de x_k en el i -ésimo modo y ψ_{ik} pesa la contribución de esta actividad sobre el modo, el producto p_{ki} mide la participación neta. El efecto de multiplicar los elementos de los vectores propios izquierdo y derecho es también hacer p_{ki} adimensional (i.e., independiente de la elección de unidades).

Al normalizar los vectores propios, la suma de los factores de participación asociados a cualquier modo ($\sum_{i=1}^n p_{ki}$) o cualquier variable de estado ($\sum_{k=1}^n p_{ki}$) es igual a 1.

A partir de la ecuación (43), se observa que el factor de participación p_{ki} es igual a la sensibilidad del valor propio λ_i al elemento diagonal a_{kk} de la matriz de estados \mathbf{A} [25].

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (46)$$

2.5.3. Características de los problemas de estabilidad en pequeña señal

En los grandes SEP, los problemas de estabilidad en pequeña señal pueden ser de naturaleza local o global.

Problemas locales

Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema. Pueden estar asociados con oscilaciones en el ángulo del rotor de un generador o de una planta en contra del resto del SEP. Dichas oscilaciones se llaman modos de oscilación locales de planta. Los problemas de estabilidad asociados a tales oscilaciones son similares al caso de un generador conectado a una barra infinita.

Los problemas locales también se pueden asociar con oscilaciones entre los rotores de unos pocos generadores que se encuentran cerca entre sí. Dichas oscilaciones se denominan modos de oscilación inter-máquina o inter-planta. Generalmente, los modos de oscilación locales de planta e inter-planta tienen frecuencias en el rango de 0.7 a 2.0 [Hz].

Otro tipo de problemas locales posibles son: modos inestables asociados a equipos de control como sistemas de excitación de generadores, convertidores HVDC y compensación reactiva. Los problemas asociados a modos de control se deben a una sintonización inadecuada de los sistemas de control. Aún más, estos controles pueden interactuar con la dinámica del eje del sistema turbina-generador, causando modos de oscilación torsionales inestables [25].

Problemas globales

Los problemas globales de estabilidad en pequeña perturbación son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos amplios. Involucran oscilaciones de un grupo de generadores en un área oscilando en contra de un grupo de generadores de otra área. Dichas oscilaciones se denominan modos de oscilación interárea.

Generalmente los grandes sistemas interconectados poseen dos formas reconocibles de oscilaciones interárea:

- a) Un modo de muy baja frecuencia que involucra a todos los generadores en el sistema. El sistema se encuentra esencialmente dividido en dos partes, con generadores en una parte oscilando en contra de los generadores en la otra parte. La frecuencia de este modo de oscilación se encuentra en el orden de 0.1 a 0.3 [Hz].

- b) Modos de mayor frecuencia que involucran subgrupos de generadores oscilando en contra. La frecuencia de estas oscilaciones se encuentra típicamente en el rango de 0.4 a 0.7 [Hz] [25].

Modos Torsionales

Estos modos están asociados con la interacción de las componentes mecánicas y eléctricas del sistema, es decir, componentes rotacionales involucradas en el sistema del eje turbina-generador. La inestabilidad torsional puede ser causada por la interacción con controladores de velocidad, componentes del control de excitación y sistemas de transmisión HVDC entre otros. La frecuencia de oscilación para este modo es del rango de 0.2 a 2 [Hz] [26].

2.6. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Con respecto a la estabilidad de pequeña perturbación la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [27] entrega el siguiente requerimiento en su artículo 5-44.

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

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

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

Al realizar el análisis de pequeña perturbación se debe verificar que se cumpla la condición mencionada, con el fin de garantizar una operación segura del caso de estudio.

2.7. Importancia de las estrategias de control en las ERNC

La estabilidad de los SEP como se ha visto a lo largo del Capítulo 2: depende de múltiples factores, por ejemplo, el punto de operación, el tipo de perturbación, la topología del sistema, niveles de inercia sistémicos y niveles de cortocircuito sistémicos. Estas han sido las principales componentes de estudio en la estabilidad de los SEP, dado que, la dinámica usual de estos son en gran parte una consecuencia de las dinámicas que ocurren naturalmente debido a los principios físicos que rigen a las máquinas sincrónicas y sus sistemas de control. Sin embargo, las energías renovables son basadas en convertidores de potencia y carecen de estas dinámicas intrínsecas, por lo tanto, también carecen de una interacción con la red y otros elementos de esta. En consecuencia, no existe este acoplamiento natural entre la red y las tecnologías basadas en convertidores, la interacción entre estas últimas y la red quedan determinadas por el tipo de control elegido [28].

A medida que aumenta la penetración de energías renovables basadas en convertidores de potencia, la elección del tipo de control toma cada vez más importancia, dado que esta define en gran parte el desempeño dinámico de este tipo de sistemas durante contingencias. En general, se distinguen dos modos comunes de control: 1) *grid-forming* y 2) *grid-following*. En el primero las tecnologías de generación basadas en convertidores (CIG: *converter interfaced generation*) regulan la magnitud del voltaje en su punto de conexión y la frecuencia, de forma similar a un generador sincrónico. En el segundo modo de control la red regula la frecuencia y la tensión, mientras las CIG se mantienen síncronas y entregan cierto nivel de potencia de acuerdo con el voltaje y frecuencia impuestos por la red [28]. Es importante notar que operar las CIG en modo *grid-following* solo es posible si existen otros elementos que entreguen una referencia de voltaje en la red. Mientras gran parte de la matriz energética esté compuesta por GS, que hace que la red sea relativamente robusta, es posible utilizar el modo *grid-following*. Sin embargo, a medida que aumenta la penetración de energías renovables en la matriz energética, algunas de las CIG deberán participar en la formación de voltaje y frecuencia que sirvan de referencia para los demás elementos a base de convertidores.

Los conversores que operan en modo *grid-forming* se representan usualmente como una fuente ideal de voltaje AC con una baja impedancia de salida, mientras que los conversores que operan en modo *grid-following* se modelan como fuentes ideales de corriente conectadas a la red en paralelo con una alta impedancia. Por lo tanto, los conversores operando en modo *grid-following* deben estar sincronizados perfectamente con el voltaje AC del punto de conexión, tal que sean capaces de regular de forma precisa la potencia activa y reactiva que intercambian con la red [28].

A modo de ejemplo en [29] se presentan las siguientes figuras de dos convertidores que realizan un control de frecuencia del tipo *droop*, donde el primero de ellos opera en modo *grid-following* y el segundo en modo *grid-forming*.

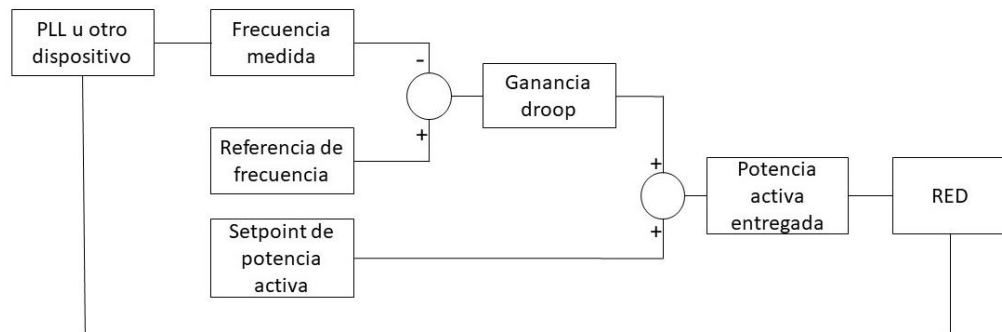


Figura 28: Control de frecuencia de un convertidor en modo *grid-following*.

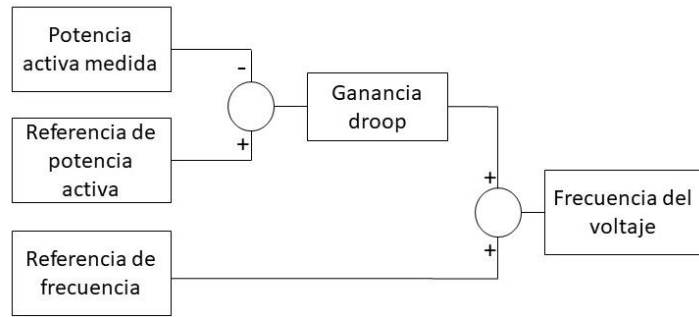


Figura 29: Control de frecuencia de un convertidor en modo *grid-forming*.

A partir de la Figura 28 se observa que el conversor operando en modo *grid-following* en primer lugar necesita medir la frecuencia de la red, luego si la frecuencia disminuye (aumenta), aumentará (disminuirá) su *setpoint* de potencia activa para reestablecer el balance de potencia. La relación entre el desbalance de potencia activa y la frecuencia es efectuada por la red, y los transitorios dinámicos resultantes de la perturbación que produjo el desbalance pueden significar que la medición de frecuencia de la red tome cierto tiempo en estabilizarse (tiempo típico 100 [ms]) [29].

En la Figura 29, se observa un conversor operando en modo *grid-forming*, si la carga aumenta, la potencia activa entregada a la red también lo hace, por lo que, la frecuencia del voltaje entregado disminuye debido al tipo de control implementado. En este caso, la dinámica de las variaciones de frecuencia solo dependen del control elegido (en este caso la variación de frecuencia no se encuentra limitada) [29].

Capítulo 3: Escenarios energéticos futuros para el sector eléctrico nacional

En la presente sección se exponen de forma resumida los escenarios energéticos futuros para el SEN en base a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía [2]. En dicho estudio se realiza una proyección de la demanda y oferta energética en Chile a 30 años, desde el año 2016, es decir, el horizonte de proyección llega al año 2046.

A partir de la proyección realizada en la PELP de la demanda y oferta se obtienen diferentes escenarios energéticos, a los cuales se llega realizando supuestos sobre las variables de interés cuya tendencia a largo plazo presenta un alto nivel de incertidumbre. Estas variables son: disposición social para proyectos, demanda energética (climatización, electro-movilidad, eficiencia energética, crecimiento económico), cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías, costos de externalidades ambientales, costos de inversión en tecnologías renovables y precio de combustibles fósiles.

En base a los supuestos anteriores, se obtienen los siguientes planes de obras de generación:

- a. Escenario A
Se caracteriza por tener una capacidad instalada en base a centrales fotovoltaicas (7.861 [MW]), centrales eólicas (461[MW]) y centrales CSP (1.292 [MW]).
- b. Escenario B
Se caracteriza por tener una capacidad instalada en base a centrales fotovoltaicas (13.397 [MW]), centrales eólicas (2.681[MW]), centrales CSP (8.012 [MW]) y centrales hidráulicas de pasada (152[MW]).
- c. Escenario C
Se caracteriza por tener una capacidad instalada en base a centrales fotovoltaicas (8.848 [MW]), centrales eólicas (4.442 [MW]), centrales en base a GNL (1.461 [MW]) y centrales hidráulicas de pasada (432[MW]).
- d. Escenario D
Se caracteriza por tener una capacidad instalada en base a centrales fotovoltaicas (5.215 [MW]) y centrales eólicas (1.361[MW]).
- e. Escenario E
Se caracteriza por tener una capacidad instalada en base a centrales fotovoltaicas (13.463 [MW]), centrales eólicas (2.503 [MW]) y centrales CSP (8.116 [MW]).

Considerando los planes de obras de generación de cada uno de los escenarios, se elige el escenario que contemple una cantidad importante de generación renovable, sin tener como base una fuerte proyección de generación sincrónica. Por lo tanto, el escenario elegido es el C.

A continuación, se presentan los resultados de la demanda eléctrica para los distintos escenarios energéticos y, en particular para el escenario escogido (línea roja C).

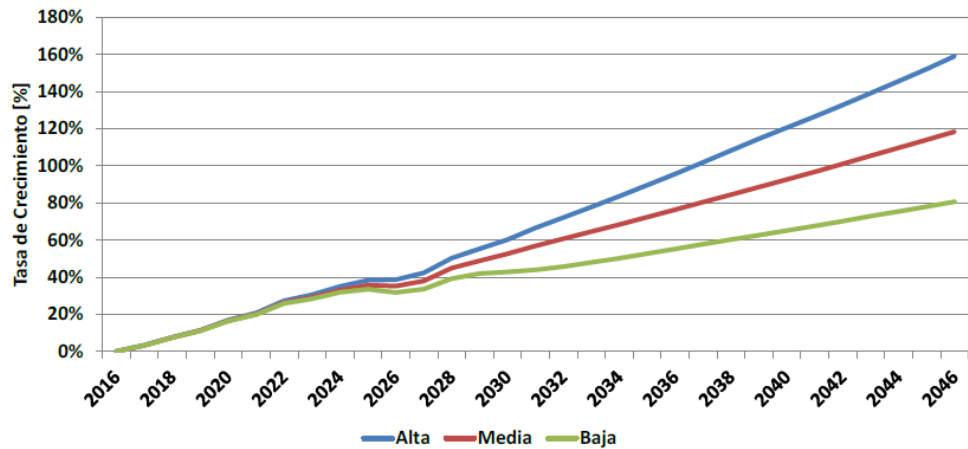


Figura 30: Demanda eléctrica proyectada en la PELP para los distintos escenarios energéticos.

En la Figura 30 se observa que para el escenario C corresponde una demanda eléctrica media, es decir, la línea roja presentada en la figura. Dicha demanda presenta un crecimiento promedio anual de 2.7%.

En la PELP se describe la proyección de la oferta de generación eléctrica para cada tecnología y por zona geográfica representativa del sistema eléctrico, para cada escenario. A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la evolución de la capacidad instalada total para el caso seleccionado, dado el respectivo plan de obras.

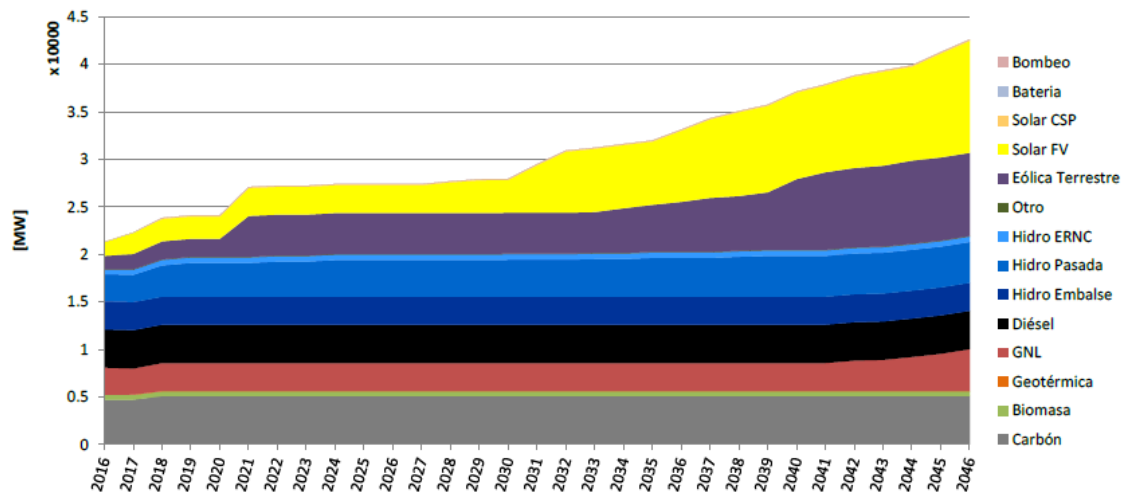


Figura 31: Capacidad instalada propuesta para el escenario energético C.

En base a los resultados obtenidos, en la PELP se proponen nuevas incorporaciones a la capacidad instalada por tecnología en cada región perteneciente al SEN. La siguiente tabla presenta la capacidad instalada que se debe incorporar por región para el escenario C, de acuerdo con la proyección para el año 2046.

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	XIV	X	Total
Eólica	-	-	1983	-	511	60	-	81	-	401	-	397	1009	4442
GNL_CC	-	-	380	1081	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1461
Hidráulica de pasada	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	-	148	249	434
Solar CSP	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Solar fotovoltaica	-	2733	2462	3653	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8848
Total	-	2763	4825	4734	511	60	-	118	-	401	-	545	1258	15214

Tabla 6: Capacidad instalada a incorporar por región para el escenario C en MW.

A partir de la Tabla 6 se observa que, la capacidad instalada recomendada se concentra en gran medida en las regiones de Antofagasta y Atacama. En la primera, la tecnología con mayor capacidad instalada es la solar fotovoltaica, seguida de la eólica. A su vez, cabe resaltar que, en este escenario, aparece recomendada la tecnología GNL de ciclo combinado en las regiones de Antofagasta y Atacama. También cabe destacar que en este escenario se recomienda la instalación de capacidad hidroeléctrica de pasada en las regiones de O'Higgins, Los Ríos y Los Lagos [2].

El caso base de estudio se obtiene utilizando la capacidad instalada del año 2016 [30] y sumándole la proyección de capacidad a instalar que se obtiene en la Tabla 6. A continuación, se presenta el caso base de estudio.

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X	XIV	XVI	Total
Eólica	0	0	2172	0	1123	60	0	99	0	493	88	1045	397	0	5477
GNL_CC	0	0	2577	1081	0	1561	457	257	0	65	0	0	0	0	5999
Hidráulica de embalse	0	0	0	0	0	0	0	375	1207	1580	0	160	0	0	3322
Hidráulica de pasada	10,89	6,25	0	5	28	212	366	668	368	1259	75	384	274	20	3676
Solar CSP	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30
Solar fotovoltaica	6,24	2769,18	2851	4295	36	7	6	9	0	0	0	0	0	0	9980
Petróleo Diésel	13,60	80,10	208	525	350	635	107	44	105	689	11	168	180	24	3140
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	16	22	161	114	0	0	58	371
Carbón	0	158	2518	764	0	872	0	0	0	850	0	0	0	0	5162
Total	31	3044	10326	6670	1538	3347	937	1468	1702	5098	287	1757	851	102	37158

Tabla 7: Caso de estudio, capacidad instalada para el año 2046 obtenido de acuerdo con el plan de obras de la PELP en MW.

Si bien los resultados de la Tabla 7 presentan una incorporación importante de generación ERNC, no representan un porcentaje significativo para ser un caso de estudio interesante desde el punto de vista de la estabilidad sistémica. Esto, ya que existe una gran cantidad de energías basadas en GS que hacen al sistema muy robusto.

Capítulo 4: Metodología

En la presente sección se describe la forma de trabajo que se utiliza para obtener los resultados del estudio de pequeña perturbación para el año 2046. En la siguiente figura se presenta un diagrama de flujo donde se observa la metodología a desarrollar de forma general.

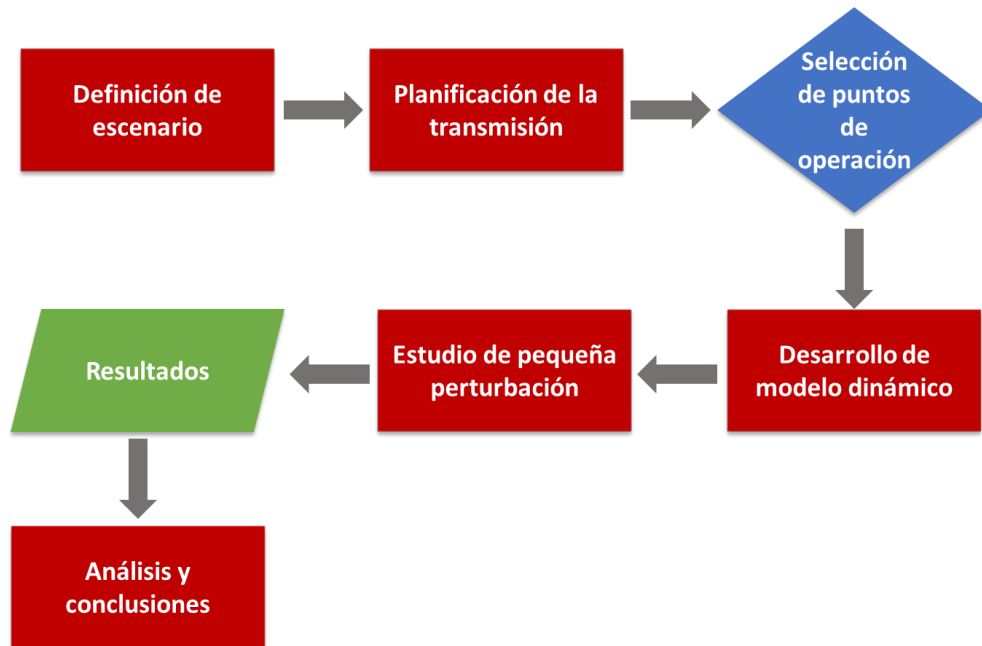


Figura 32: Diagrama de flujo de la metodología a desarrollar.

Cabe mencionar que existe un paso intermedio que no forma parte de la Figura 32, este es la selección de la estrategia de control. Dentro de las estrategias de control descritas en la sección 2.7 se encuentran: i) *grid-forming* y ii) *grid-following*. Para el caso de estudio se utiliza la estrategia de control *grid-following*, dado que, si bien la penetración de energías renovables es alta, aún existen fuentes de generación sincrónicas y, por lo tanto, referencias de tensión y frecuencia en la red. Además, esta estrategia de control es de las más utilizadas actualmente [28]. Por lo tanto, el uso de esta estrategia de control en el estudio es útil para comprobar si se deben modificar las estrategias de control para un futuro, donde la matriz este predominantemente conformada por tecnologías de generación basadas en convertidores.

4.1. Definición de escenario

El desarrollo del estudio utiliza dos bases distintas, la primera de ellas corresponde al informe del Ministerio de Energía denominado Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [2] y la segunda es la del modelo de descarbonización del CEN [3]. La PELP se utiliza con el propósito de obtener proyecciones a largo plazo, tanto de la demanda, como de la generación. Por otro lado, la base de descarbonización del CEN es la que se utiliza para la modelación en el software DigSilent (PowerFactory), que es donde finalmente se realiza el estudio de pequeña señal.

Cabe mencionar que la base de la PELP y la del CEN difieren en cuanto al número de barras, cargas y generación. Por lo tanto, para realizar la transición desde la base de la PELP a la del CEN se deben desagregar las cargas y generación de forma coherente según las barras existentes en la segunda base.

En base a la conclusión obtenida en el Capítulo 3:, el caso seleccionado debe ser modificado con el objetivo de que se convierta en un sistema de baja inercia, es decir, compuesto mayoritariamente por generación renovable.

A partir de la Tabla 7, se modifica el plan de obras obtenido para conseguir un caso de estudio donde el sistema tenga una matriz en base a aproximadamente un 72% de CIG, un 28% de GS y, que respete el plan de descarbonización. Por lo tanto, se reemplazan las tecnologías destacadas en color amarillo en la Tabla 7 que son a base de GS por una combinación de generación eólica y fotovoltaica. Esta combinación se obtiene de acuerdo con la proporción de estos tipos de generación que existen en la matriz energética 2016 [30]. En la siguiente tabla se presenta el plan de obras modificado para obtener un caso de estudio con bajos niveles de GS y altos niveles de penetración de CIG.

A partir de los supuestos mencionados en el párrafo anterior, se obtiene el siguiente caso de estudio.

Tecnología	XV	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X	XIV	XVI	Total
Eólica	0	0	4465	0	1462	2823	0	99	0	1343	88	1045	397	0	11722
GNL_CC	0	0	0	0	0	0	457	257	0	65	0	0	0	0	780
Hidráulica de embalse	0	0	0	0	0	0	0	375	1207	1580	0	160	0	0	3322
Hidráulica de pasada	11	6	0	5	28	212	907	677	538	1279	81	384	459	167	4755
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar fotovoltaica	20	3037	5861	6665	47	312	6	9	0	0	0	0	0	0	15959
Petróleo Diésel	0	0	0	0	0	0	107	44	105	689	11	168	180	24	1328
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	16	22	161	114	0	0	58	371
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	31	3044	10326	6670	1538	3347	1478	1477	1872	5118	294	1757	1036	250	38237

Tabla 8: Caso de estudio definitivo, capacidad instalada modificada para el año 2046 en MW.

A continuación, se presenta un diagrama que muestra la disposición de la capacidad instalada por región en el caso de estudio base a utilizar.

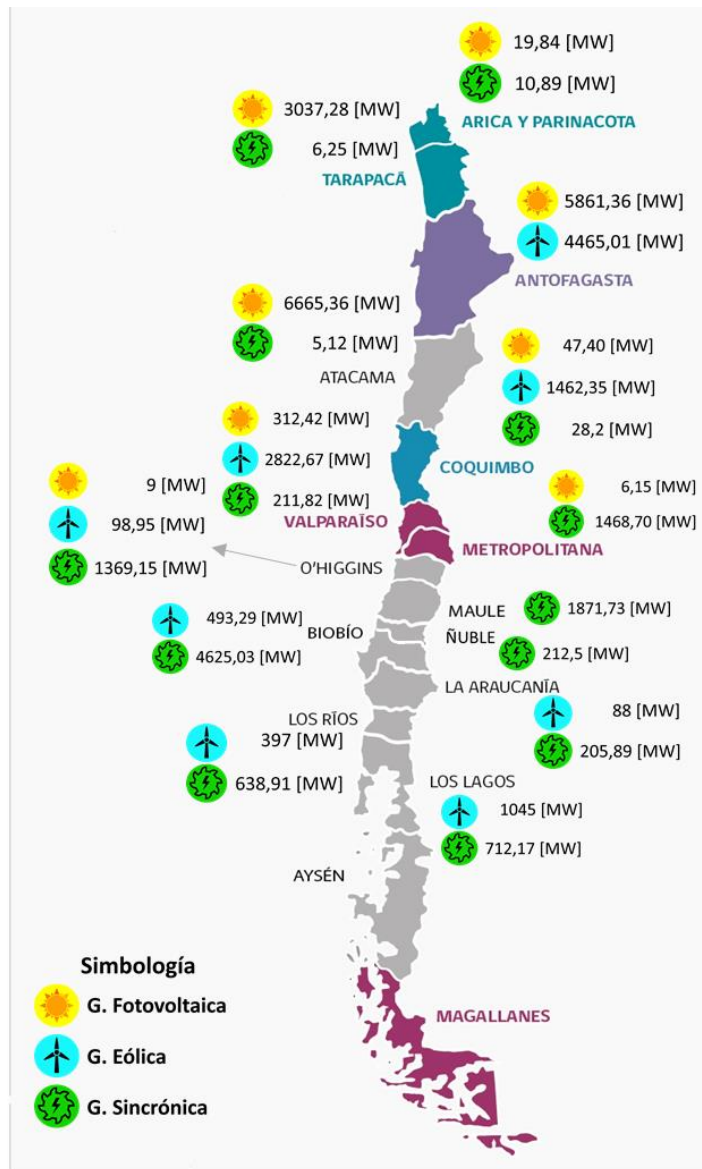


Figura 33: Capacidad instalada en cada región correspondiente al SEN de acuerdo con la proyección realizada para el 2046.

A partir de la Figura 33 se observa que además de lograr el objetivo de que la matriz energética este dominada por ERNC, también se consigue concentrar la inercia del sistema en la zona sur del SEN. Por lo tanto, el caso de estudio resulta aún más interesante desde el punto de vista de la estabilidad.

4.2. Planificación de la transmisión

La expansión tanto de la demanda como de la generación implica necesariamente una expansión del sistema de transmisión para que este sea capaz de transferir la energía desde los centros de generación hacia los centros de carga. Esto sin tener problemas relacionados a los límites de capacidad, tanto para las líneas como para los transformadores.

Para realizar la expansión de la transmisión existen dos formas, la primera consiste en realizar la modelación completa en DigSilent y posteriormente correr sucesivos flujos de potencia para expandir las líneas y transformadores que se encuentren sobrecargados. La segunda opción es utilizar el modelo de planificación desarrollado en [12], el cual entrega la expansión de la transmisión para un modelo reducido del SEN. Para el presente estudio se utiliza la segunda opción, sin embargo, esta solo entrega una directriz de las líneas y transformadores que deben expandirse, dado que, utiliza una base que considera una menor cantidad de barras, líneas y transformadores que el modelo en DigSilent (PowerFactory). En consecuencia, se utiliza en primera instancia el modelo de planificación para obtener la expansión de la transmisión y, posteriormente se realizan sucesivos flujos de potencia para detectar las líneas y transformadores que se encuentren sobrecargados.

El modelo de planificación desarrollado en [12] consiste en un modelo de optimización MILP (Mix Integer Linear Programming) que utiliza la base de la PELP en un archivo Excel, donde existen diferentes hojas que describen las líneas, transformadores, generadores y baterías, entre otros elementos necesarios para la simulación. El modelo posee 66 barras (220 [kV] y 500 [kV]), 351 generadores (276 existentes, 38 proyectados y 37 reemplazados por ERNC). Se actualiza la base de la PELP para ajustarla a la proyección deseada (año 2046), para esto se agrega la generación proyectada, barras y líneas faltantes, baterías necesarias y semanas representativas a simular (4 semanas, una por cada estación del año). Cuando las modificaciones reflejan el caso de estudio, el modelo como tal se simula en Matlab, obteniendo los datos de la base de Excel modificada. Cabe mencionar que los resultados que se obtienen del modelo son las líneas y transformadores que se deben agregar al sistema. Además, estos resultados se presentan en el 0.

4.3. Selección de puntos de operación

La gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para sistemas eléctricos de potencia, así como los tiempos de ejecución asociados a la simulación dinámica de los mismos, lleva a que el análisis de la operación de las 8760 horas del año las fallas que podrían surgir en el sistema sea un problema impracticable debido al tiempo que se requeriría para su desarrollo. Por este motivo, un paso clave antes de realizar el estudio de pequeña perturbación del sistema es la selección de puntos de operación. El conjunto de puntos de operación seleccionados debe ser interesante desde el punto de vista del desempeño dinámico del sistema considerando un análisis de pequeñas perturbaciones. Dentro de los puntos de interés se incluyen cuatro: demanda neta mínima, máximo flujo por enlace SIC-SING (en ambos sentidos) y máxima generación renovable. La selección de estos es coherente con el estudio de escenarios de baja inercia sistémica, líneas estresadas y alta penetración renovable.

Cabe mencionar que existen diferentes criterios para la selección de puntos de operación, por ejemplo, en [31] se utiliza una estrategia de selección de puntos de operación por medio de *clusters*. Dicha estrategia permite seleccionar los puntos de operación en los cuales la seguridad de la red se podría ver comprometida. Más aún, permite evaluar el error en el que se incurre cuando se selecciona un número limitado de puntos de operación representativos. Sin embargo, el presente estudio considera como una de sus limitaciones el uso del enfoque clásico de selección de puntos de operación.

4.4. Desarrollo de modelo dinámico

Para el estudio se utiliza el software DigSilent (PowerFactory), con el modelo de descarbonización del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [3]. Es necesario incluir la modelación dinámica de las nuevas obras de generación para el horizonte proyectado. Lo anterior es válido tanto para nuevas centrales de generación convencional, así como para centrales ERNC incluyendo parques eólicos y fotovoltaicos. Esta parte de la metodología incluye la modelación de las plantas de generación, así como su respectivo sistema de control. Para el caso de centrales convencionales, los modelos para el control de la planta deben incorporar, a lo menos, modelos dinámicos para el regulador de velocidad de las turbinas, así como para el regulador de voltaje (AVR). En caso de no existir información suficiente para la modelación dinámica de nuevas centrales generadoras, se usarán modelos dinámicos de centrales existentes que sean similares a las que se desea modelar desde la perspectiva de capacidad instalada y tipo de unidad. Para esto se usarán modelos que se encuentren disponibles en las bases de datos del CEN. Otra alternativa en esta parte es usar modelos disponibles en las librerías de DigSilent (PowerFactory). En el caso de centrales ERNC, la modelación de dichas centrales incluye una primera etapa de agregación de unidades (turbinas o paneles fotovoltaicos) y luego la definición de la estrategia de control de estas.

4.5. Estudio de pequeña perturbación

Uno de los últimos pasos de la metodología incluye el estudio de pequeña perturbación del SEN, de forma de analizar la estabilidad de este para los puntos de operación previamente definidos. Esta etapa incluye la verificación del cumplimiento de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio [27]. Cuando no se logre el cumplimiento de la norma en algún punto, se propondrán medidas correctivas que permitan dar cumplimiento a la normativa vigente. Entre las posibles medidas correctivas se encuentran cambios en el despacho de las unidades de generación, reforzamientos en el sistema de transmisión, o incorporación de equipos de compensación, entre otros.

Es importante destacar que el estudio de pequeña señal (para cada punto de operación) es el paso previo para un futuro estudio dinámico, y permite detectar posibles modos de oscilación (locales o interárea) mal amortiguados o definitivamente inestables. En caso de que se encuentren este tipo de modos, se tomarán medidas correctivas de forma de tener al SEN operando en condiciones adecuadas. Dentro de las medidas correctivas en el marco de pequeña señal destacan la inclusión de PSS en unidades de generación que no cuenten con dicho equipamiento o la re-sintonización de PSS en aquellos generadores que si cuenten con PSS.

Capítulo 5: Resultados y análisis

En la presente sección se muestran los resultados obtenidos tanto de la operación, como del análisis de pequeña perturbación para cada uno de los puntos de operación en estudio.

5.1. Puntos de operación en estudio

En la siguiente tabla se presentan las principales características de los puntos de operación en estudio.

Punto de operación	Generación GS [MW]	Generación ERNC [MW]	Generación total [MW]	Demanda cargas [MW]	Demanda baterías [MW]	Demanda total [MW]	Flujo enlace SIC-SING [MW]
Mínima demanda neta	803	16.852	17.655	16.099	1.210	17.309	228
Máxima generación renovable	5.787	20.768	26.555	18.738	7.537	26.275	234
Máximo flujo enlace SIC-SING(→)	4.759	17.160	21.919	16.392	5.115	21.507	3.520
Máximo flujo enlace SIC-SING(←)	6.561	16.927	23.661	19.195	3.476	22.671	3.078

Tabla 9: Características de los puntos de operación en estudio.

A partir de la Tabla 9 se observa que para cada uno de los puntos de operación se cumple que al menos un 70% de la generación proviene de fuentes renovables, tal como se indica en [1]. También es importante mencionar que se observa un mayor flujo por el enlace SIC-SING en el sentido sur-norte, si bien esto puede parecer contra intuitivo, se explica debido a la gran incorporación de centrales solares y eólicas en la zona norte y centro del SIC.

5.2. Modos presentes en los puntos de operación en estudio

5.2.1. Mínima demanda neta

En la siguiente figura se presentan los modos correspondientes al punto de operación de mínima demanda neta.

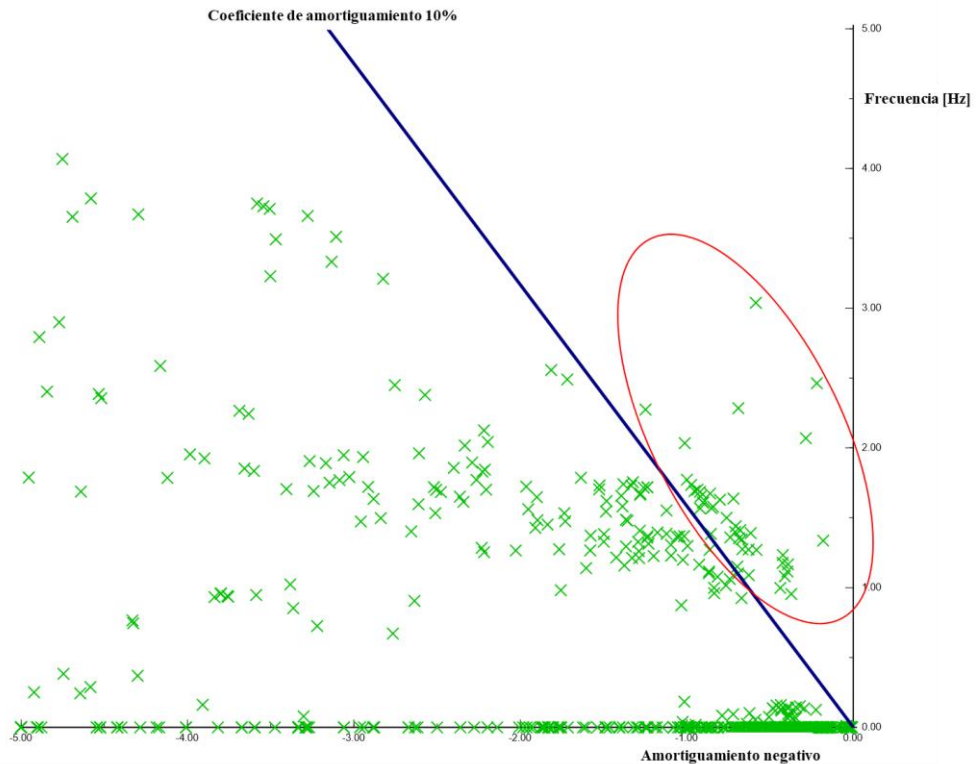


Figura 34: Modos presentes en el punto de operación mínima demanda neta.

En la Figura 34 se observa que si bien todos los modos son estables, existen algunos modos mal amortiguados, es decir, que presentan un coeficiente de amortiguamiento inferior a 10% [27]. Estos modos se encuentran hacia la derecha de la recta azul, encerrados en rojo. Los modos mal amortiguados son del tipo electromecánico en el rango de frecuencia de 0.7 a 3 [Hz].

En base a los factores de participación, los modos mal amortiguados se asocian básicamente a variables de estado como la velocidad (ω) y el ángulo de rotor (ϕ). Las máquinas con mayor participación de estos modos pertenecen a la misma área (zona centro y sur del SIC). Dado que las frecuencias de oscilación de estos modos están en el rango de 0.7 a 2 [Hz], se trata de modos locales.

5.2.2. Máxima generación renovable

En la siguiente figura se presentan los modos correspondientes al punto de operación de máxima generación renovable.

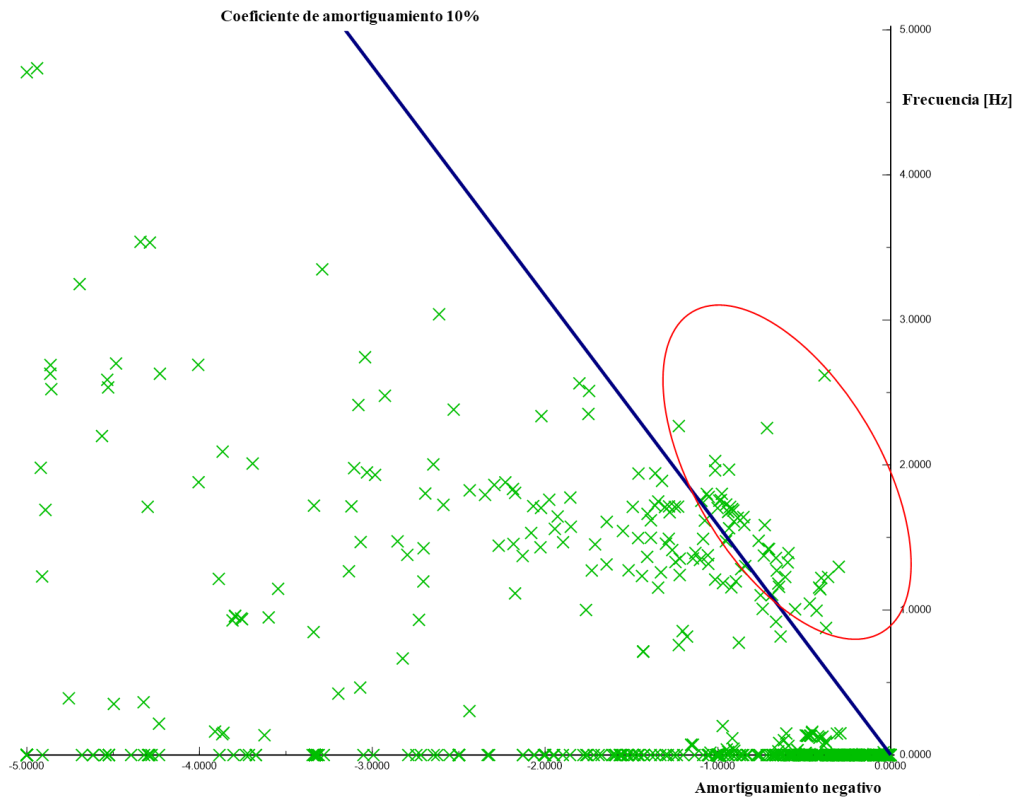


Figura 35: Modos presentes en el punto de operación máxima generación renovable.

En la Figura 35 se observa que al igual que en el punto de operación anterior todos los modos son estables, sin embargo, existen algunos modos mal amortiguados. Estos se encuentran encerrados en rojo. Los modos mal amortiguados son del tipo electromecánico en el rango de frecuencia de 0.7 hasta los 3 [Hz].

A partir de los factores de participación, estos modos se asocian principalmente a variables de estado como la velocidad (ω) y el ángulo de rotor (ϕ). Las máquinas con mayor participación en estos modos son de la misma área (zona centro y sur del SIC). Puesto que las frecuencias de oscilación de estos modos están en el rango de 0.7 a 2 [Hz], se trata de modos locales.

5.2.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (→)

En la siguiente figura se presentan los modos correspondientes al punto de operación de máximo flujo por el enlace SIC-SING (→).

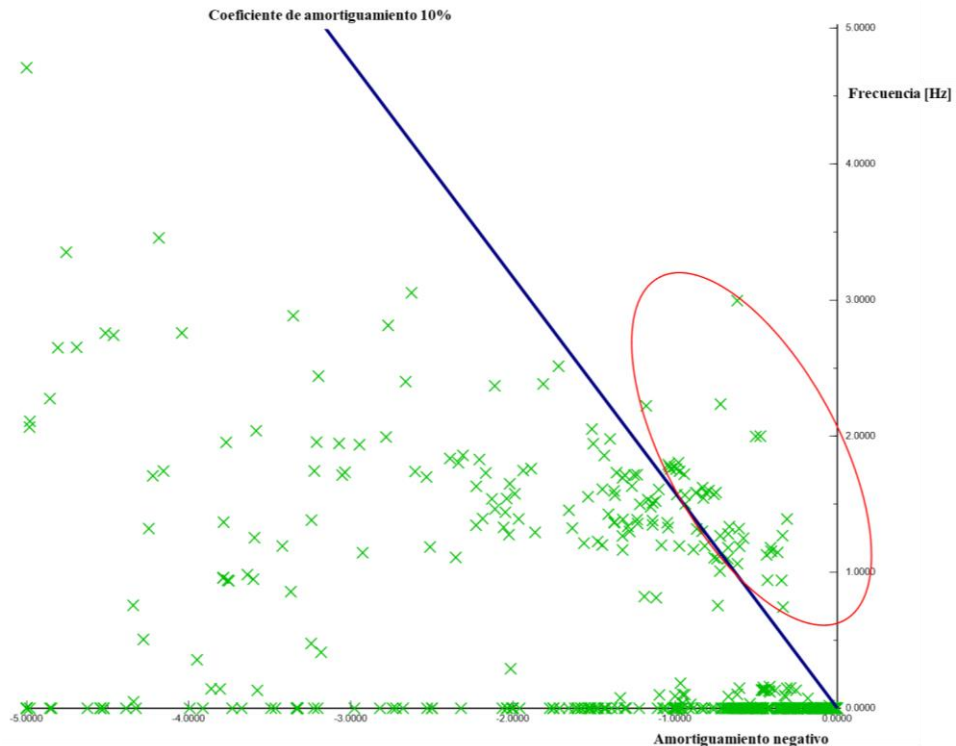


Figura 36: Modos presentes en el punto de operación máximo flujo por el enlace SIC-SING (→).

En la Figura 36 se observa que, si bien todos los modos son estables, existen algunos modos mal amortiguados. Estos se encuentran encerrados en rojo. Los modos mal amortiguados son del tipo electromecánico en el rango de frecuencia de 0.7 y 3 [Hz].

En base a los factores de participación, los modos mal amortiguados se relacionan básicamente a variables de estado como la velocidad (ω) y el ángulo de rotor (ϕ). Las máquinas con mayor participación en estos modos pertenecen a la misma área (zonas centro y sur del SIC). Dado que la frecuencia de oscilación de estos pertenece al rango de 0.7 a 2 [Hz], se trata de modos locales.

5.2.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (←)

En la siguiente figura se presentan los modos correspondientes al punto de operación de máximo flujo por el enlace SIC-SING (←).

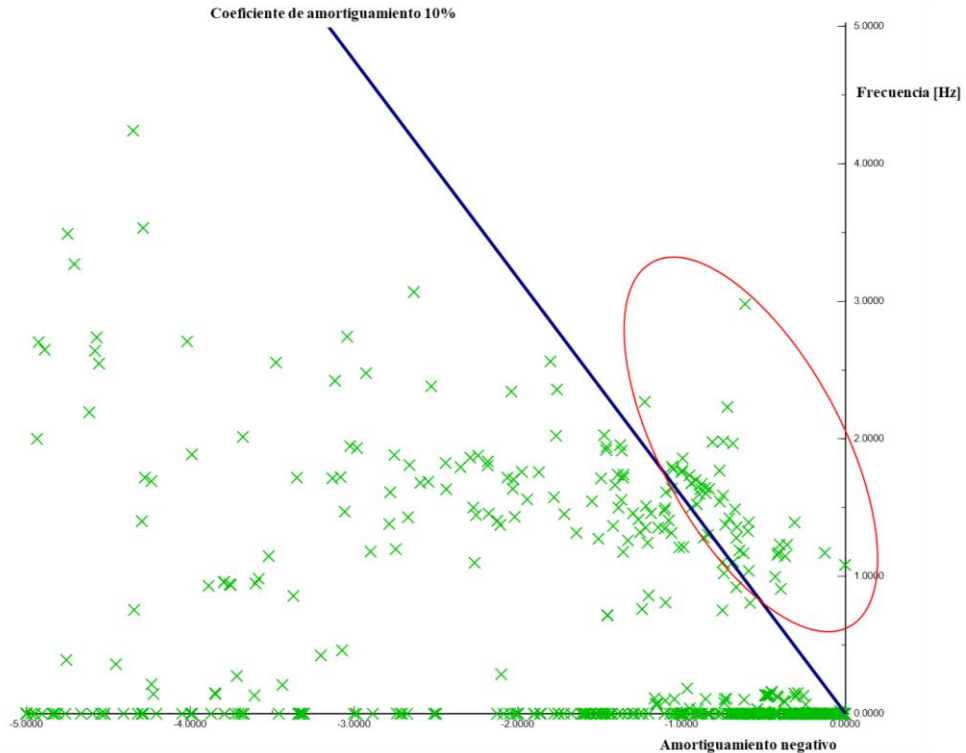
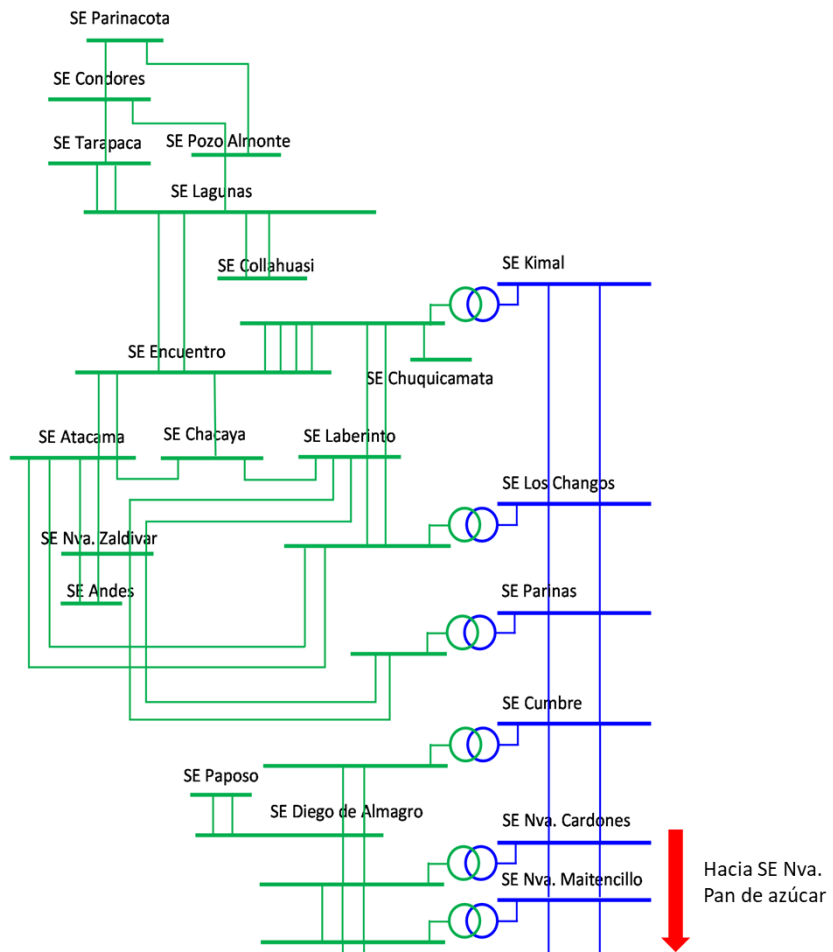


Figura 37: Modos presentes en el punto de operación máximo flujo por el enlace SIC-SING (←).

En la Figura 37 se observa que todos los modos son estables, sin embargo, existen modos mal amortiguados. Estos se encuentran encerrados en rojo. Los modos mal amortiguados son del tipo electromecánico en el rango de 0.7 y 3 [Hz].

A partir de los factores de participación, los modos mal amortiguados se asocian básicamente a variables de estado como el ángulo de rotor (ϕ) y la velocidad (ω), al igual que en los casos anteriores. Las máquinas con mayor participación en estos modos pertenecen a la misma área (zona centro y sur del SIC). Puesto que la frecuencia de oscilación de estos modos pertenece al rango de 0.7 a 2 [Hz], se trata de modos locales.

Finalmente, se presenta un diagrama unilineal reducido que muestra la ubicación de algunas de las máquinas más importantes (en cuanto a capacidad) que participan de los modos mal amortiguados de cada uno de los puntos de operación. Además, debido a la extensión del diagrama, este se divide en dos partes.



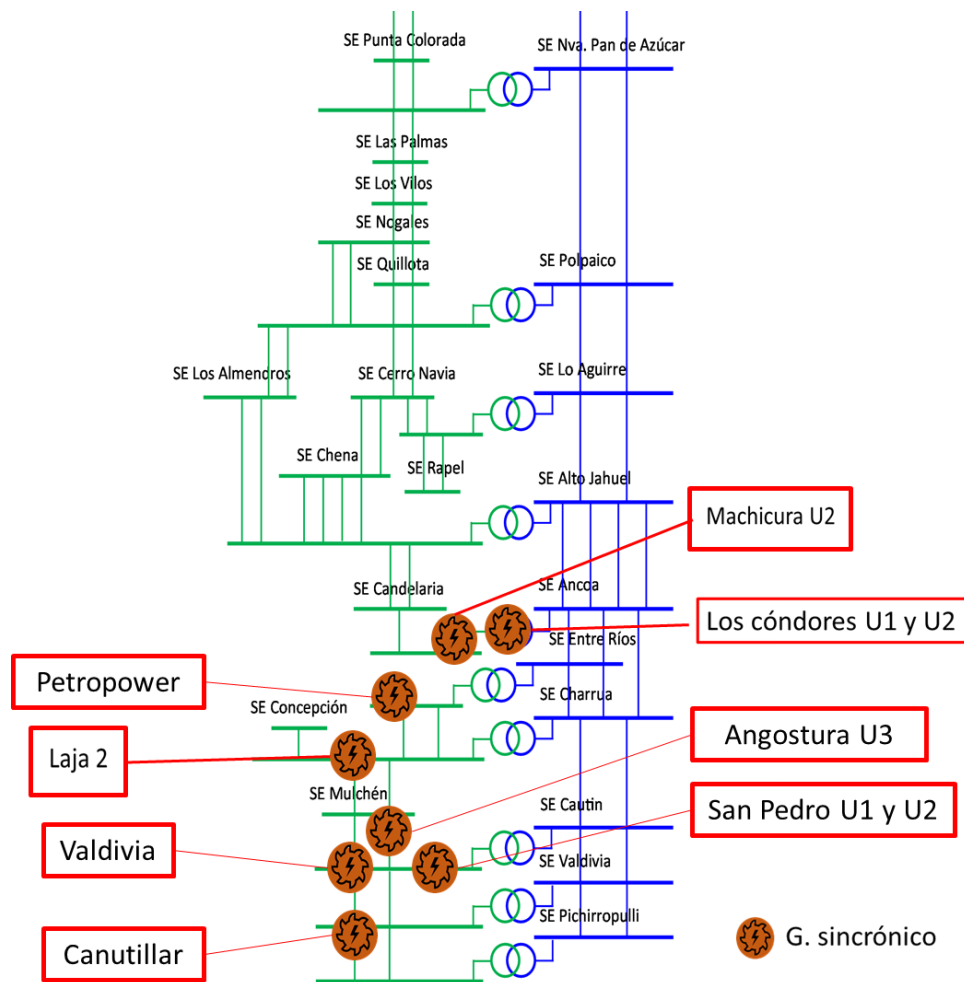


Figura 38: Diagrama unilineal simplificado que incluye ubicación aproximada de centrales que participan de modos mal amortiguados.

A partir de la Figura 38 se observa que las máquinas más importantes que participan de los modos mal amortiguados se encuentran concentradas en la zona sur del SIC. Cabe mencionar también que no existen máquinas de gran capacidad participando en los modos mal amortiguados en la zona norte del SIC hasta el SING.

5.3. Medidas correctivas para modos mal amortiguados

En la presente sección se toman las acciones correctivas para aumentar el coeficiente de amortiguamiento de los modos mal amortiguados hasta llegar a un valor satisfactorio de acuerdo con la NTS y CS [27] ($\geq 10\%$).

Los modos mal amortiguados para cada uno de los puntos de operación se enfrentan con la siguiente metodología:

- Si las máquinas con mayor participación en un modo mal amortiguado poseen un nivel de carga elevado ($>65\%$), se modifica su despacho y/o su consigna de control de tensión.
- Si el punto anterior no resulta en un aumento suficiente del coeficiente de amortiguamiento para que se cumpla la NTS y CS y:
 - las máquinas con mayor participación en el modo mal amortiguado poseen una capacidad inferior a los 50 [MW], estas se retiran de servicio y su despacho es asumido por centrales de mayor capacidad, cercanas y con la misma tecnología de generación.
 - las máquinas con mayor participación en el modo mal amortiguado poseen una capacidad superior a los 50 [MW], se enciende el PSS presente en su modelo de planta. En caso de que este ya se encontrase encendido, se procede a resintonizarlo por medio de sus ganancias.

Cabe mencionar que, si bien esta estrategia considera el retiro de servicio de máquinas que se encontraban contempladas en el despacho, esta es una modificación necesaria, ya que el despacho económico tradicional no ve la parte dinámica del sistema. Por lo tanto, no considera los problemas de estabilidad que pueden ocurrir al despachar ciertas centrales que pueden ser más económicas, pero menos robustas desde el punto de vista dinámico.

5.3.1. Mínima demanda neta

El resultado del análisis modal tras aplicar la metodología mencionada en la sección 5.3 en el punto de operación de mínima demanda neta es el siguiente.

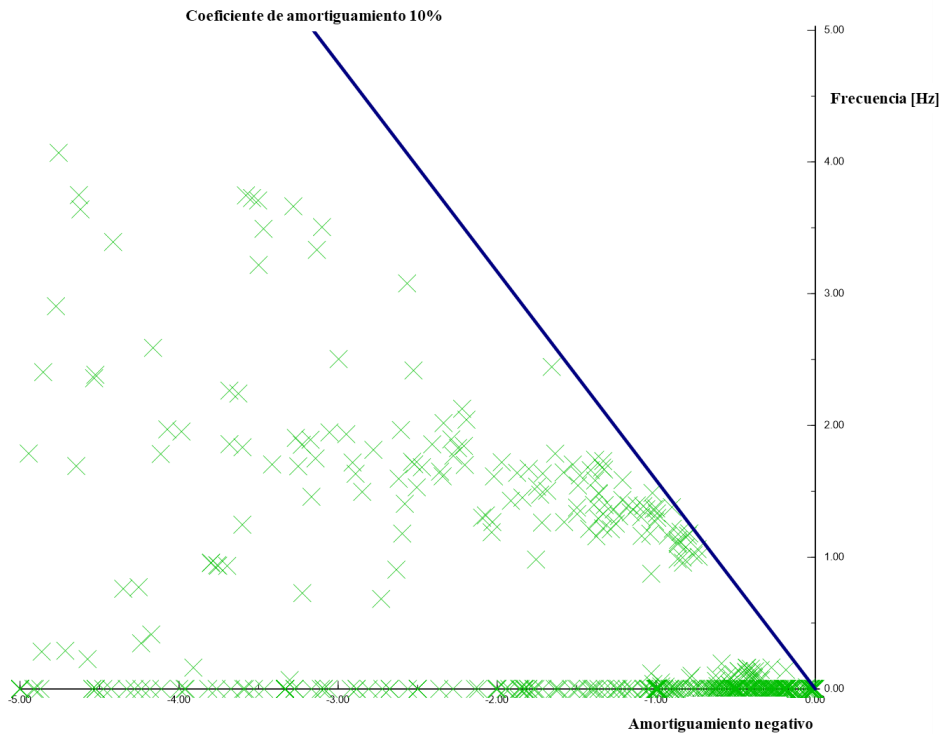


Figura 39: Modos presentes en el punto de operación mínima demanda neta tras aplicar metodología de amortiguamiento de modos.

En la Figura 39 se observa que no existen modos mal amortiguados de acuerdo con lo indicado en la NTS y CS [27].

5.3.2. Máxima generación renovable

En la presente sección se muestran los resultados del análisis modal tras aplicar la metodología ya mencionada en el punto de operación máxima generación renovable.

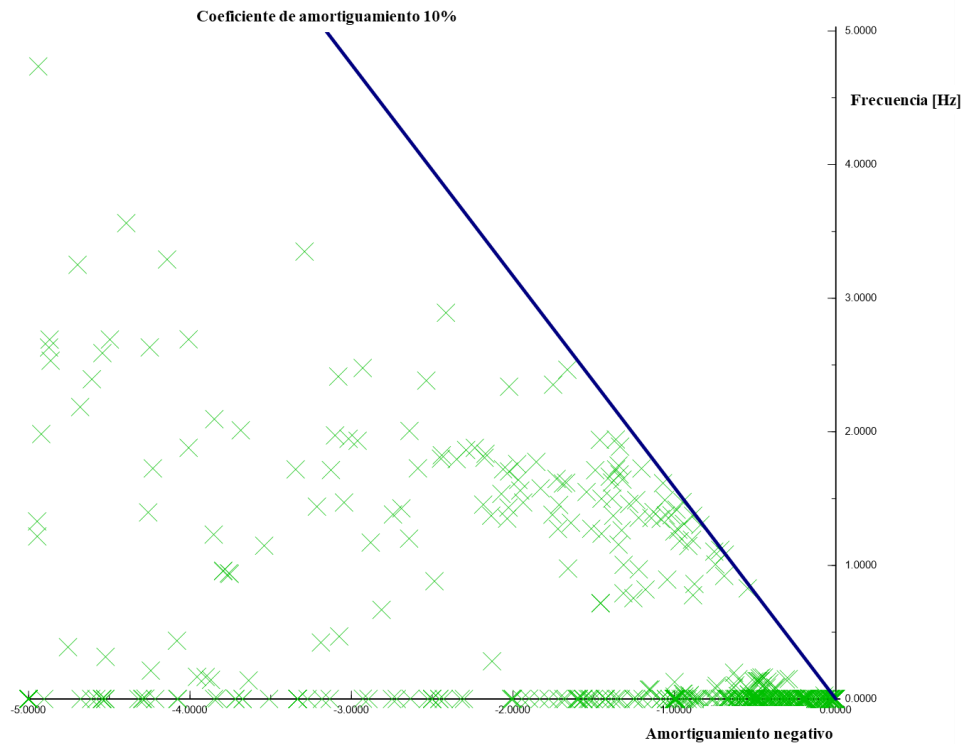


Figura 40: Modos presentes en el punto de operación máxima generación renovable tras aplicar metodología de amortiguamiento de modos.

En la Figura 40 se observa que no existen modos mal amortiguados de acuerdo con lo indicado en la NTS y CS [27].

5.3.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (→)

En la presente sección se muestran los resultados del análisis modal tras aplicar la metodología ya mencionada en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (→).

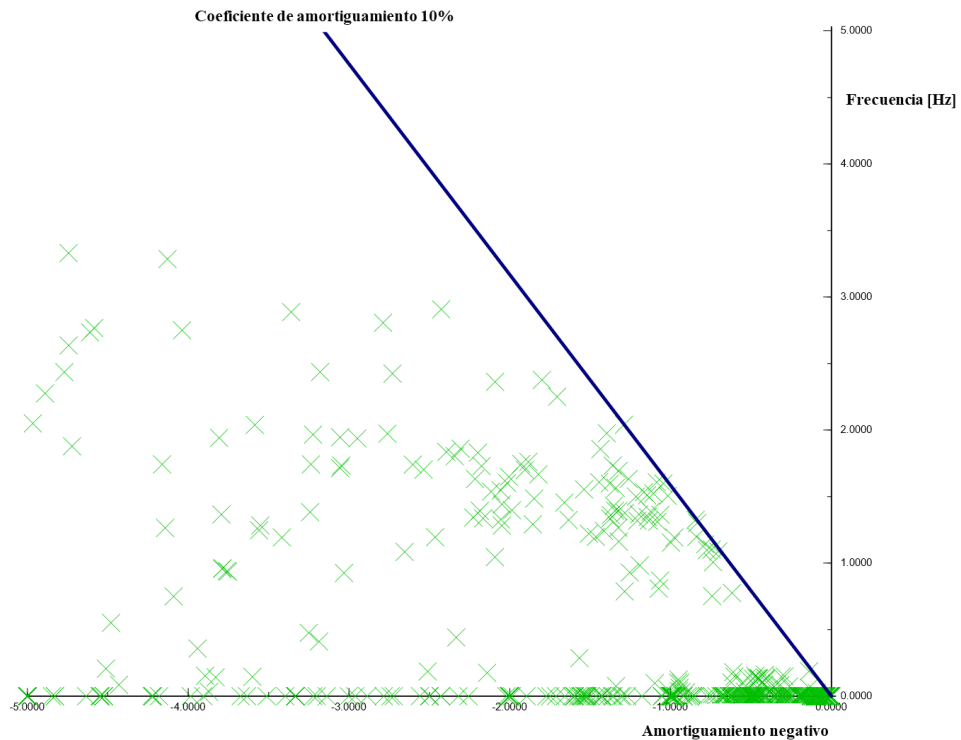


Figura 41: Modos presentes en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (→) tras aplicar metodología de amortiguamiento de modos.

En la Figura 41 se observa que no existen modos mal amortiguados de acuerdo con lo indicado en la NTS y CS [27].

5.3.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (←)

En la presente sección se muestran los resultados del análisis modal tras aplicar la metodología ya mencionada en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (←).

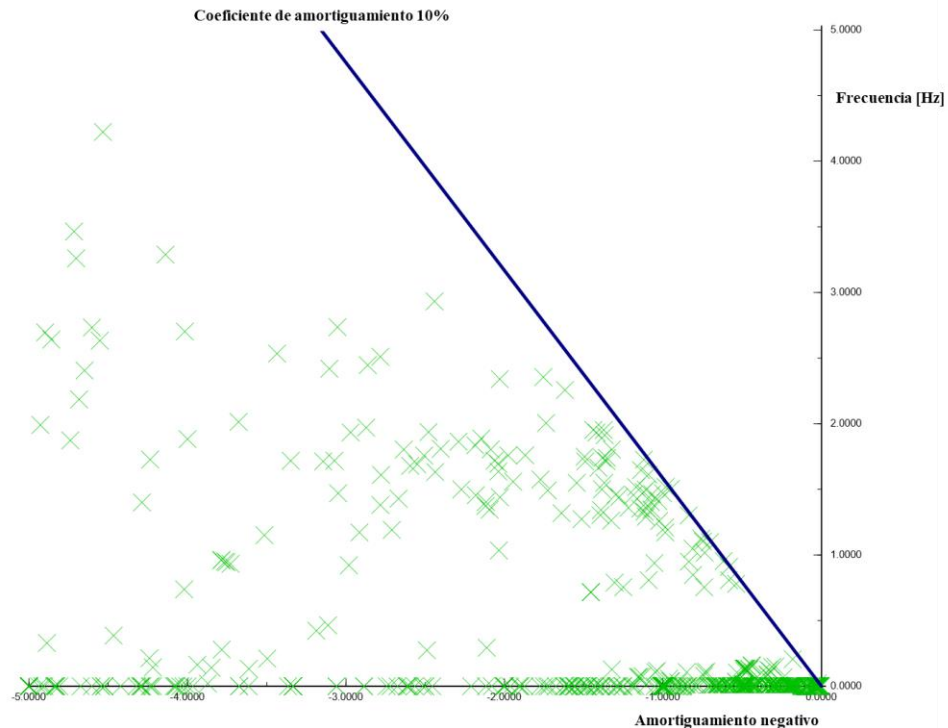


Figura 42: Modos presentes en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (←) tras aplicar metodología de amortiguamiento de modos.

En la Figura 42 se observa que no existen modos mal amortiguados de acuerdo con lo indicado en la NTS y CS [27].

5.4. Efectos de los modos mal amortiguados

En la presente sección se muestran ejemplos de los efectos de los modos mal amortiguados en cada uno de los puntos de operación. Con este objetivo, se utiliza la siguiente metodología:

- Se simula un cortocircuito trifásico en la línea que conecta las barras Machicura 220 [kV] y Colbún 220 [kV], dicho cortocircuito tiene una duración de 20 [ms] tras los cuales es despejado sin cambiar la topología de la red.
- Durante la simulación se monitorean la velocidad y el ángulo de rotor de las máquinas con mayor participación en los modos mal amortiguados.
- A modo de comparación se presentan los gráficos de las variables ya mencionadas para el caso con modos mal amortiguados y para el caso donde estos ya se encuentran mitigados.

Cabe mencionar que debido a la duración del cortocircuito trifásico en la línea y que este es despejado sin cambiar la topología de la red, es posible aseverar que no se sale del punto de operación en estudio. Por lo tanto, la perturbación cumple con el objetivo de excitar los modos mal amortiguados presentes en el sistema.

5.4.1. Mínima demanda neta

En el caso del punto de operación mínima demanda neta se presenta el ejemplo de la central Nueva Aldea, en particular de su tercera unidad. Las siguientes figuras muestran la velocidad y ángulo de rotor de dicha máquina bajo la metodología expuesta en la sección 5.4, primero para el caso donde existen modos mal amortiguados y luego cuando estos se encuentran mitigados.

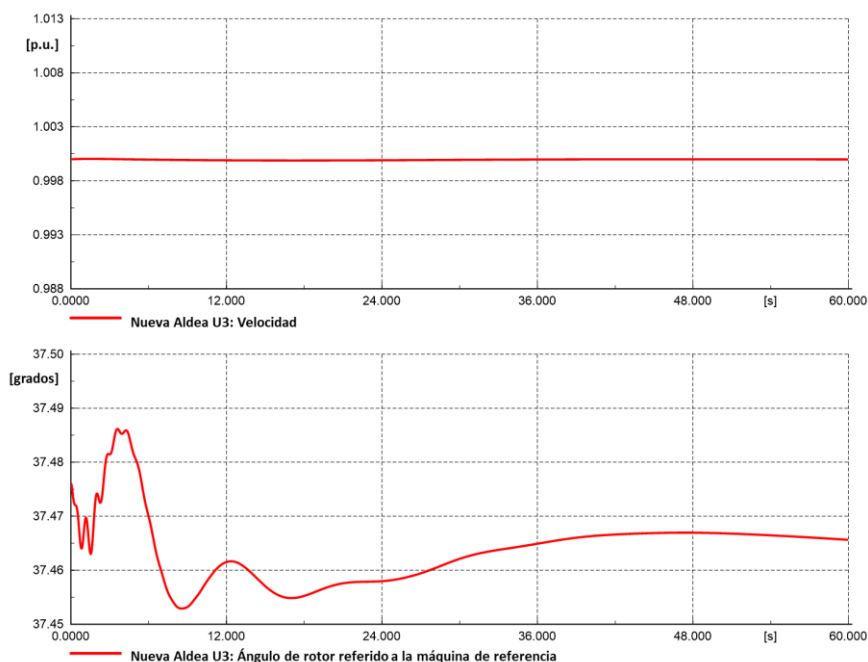


Figura 43: velocidad y ángulo de rotor de Nueva Aldea U3 para el caso con modos mal amortiguados en el punto de operación mínima demanda neta.

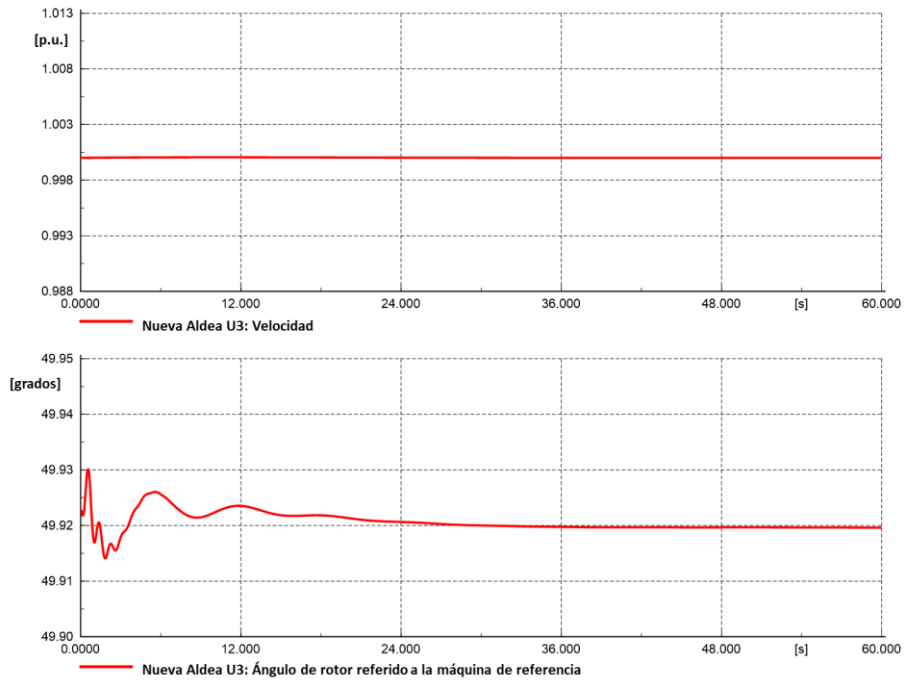


Figura 44: velocidad y ángulo de rotor de Nueva Aldea U3 para el caso con modos amortiguados en el punto de operación mínima demanda neta.

A partir de la Figura 43 y Figura 44 se observa que las oscilaciones en el ángulo de rotor de tercera unidad de Nueva Aldea son de mayor amplitud para el caso donde existen modos mal amortiguados. Más aún, se observa que dichas oscilaciones tardan un mayor tiempo en estabilizarse. Considerando estos efectos, el caso donde existen modos mal amortiguados presenta una condición más perjudicial desde el punto de vista dinámico, es decir, se encuentra en una condición menos favorable para enfrentar una posible falla en el sistema.

5.4.2. Máxima generación renovable

En el caso del punto de operación máxima generación renovable se presenta el ejemplo de la central San Pedro, en particular de su primera unidad. Las siguientes figuras muestran la velocidad y ángulo de rotor de dicha máquina bajo la metodología expuesta en la sección 5.4, primero para el caso donde existen modos mal amortiguados y posteriormente cuando estos se encuentran mitigados.

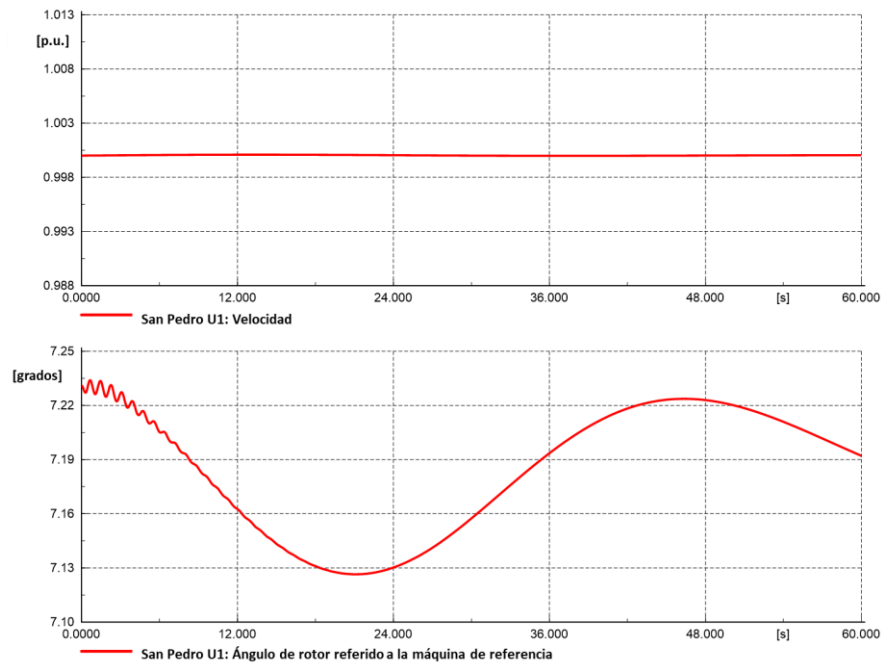


Figura 45: velocidad y ángulo de rotor de San Pedro U1 para el caso con modos mal amortiguados en el punto de operación máxima generación renovable.

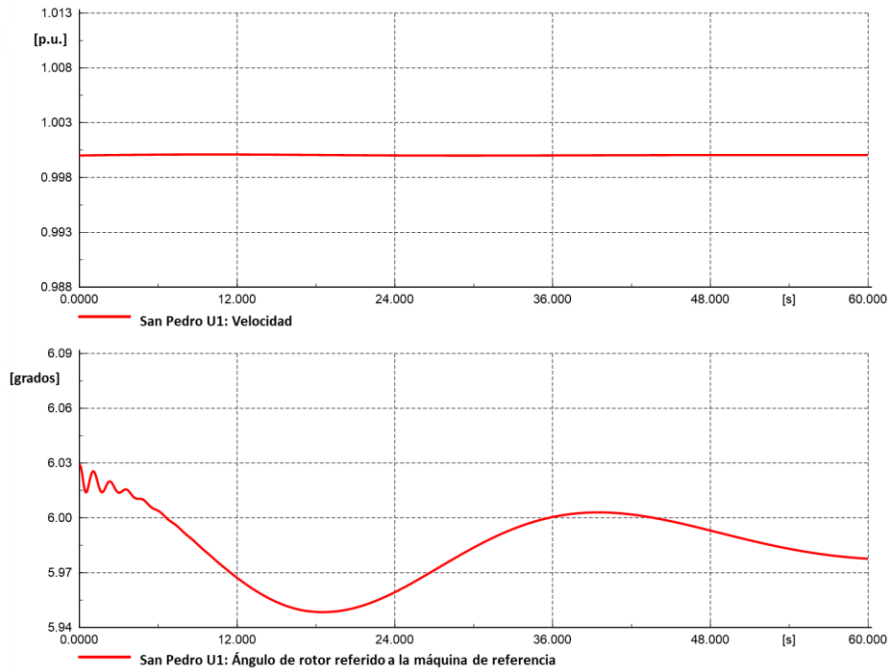


Figura 46: velocidad y ángulo de rotor de San Pedro U1 para el caso con modos amortiguados en el punto de operación máxima generación renovable.

En base a la Figura 45 y Figura 46 se observa que para el caso donde existen modos mal amortiguados, las oscilaciones en el ángulo de rotor de la máquina son más pronunciadas y se amortiguan de forma más lenta. Esto refleja que el sistema se encuentra en una condición menos favorable para enfrentar perturbaciones que en el caso donde los modos mal amortiguados se encuentran mitigados.

5.4.3. Máximo flujo por enlace SIC-SING (→)

En el caso del punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (→) se presenta el caso de la central San Pedro, en particular de su primera unidad. Las siguientes figuras muestran la velocidad y ángulo de rotor de dicha máquina bajo la metodología expuesta en la sección 5.4, primero para el caso donde existen modos mal amortiguados y luego cuando estos se encuentran mitigados.

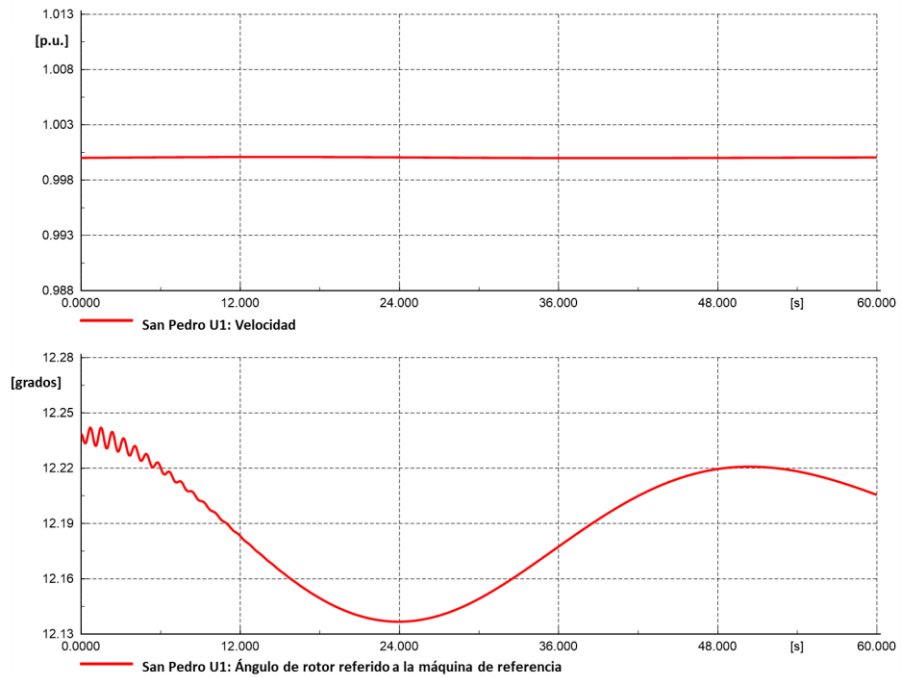


Figura 47: velocidad y ángulo de rotor de San Pedro U1 para el caso con modos mal amortiguados en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (→).

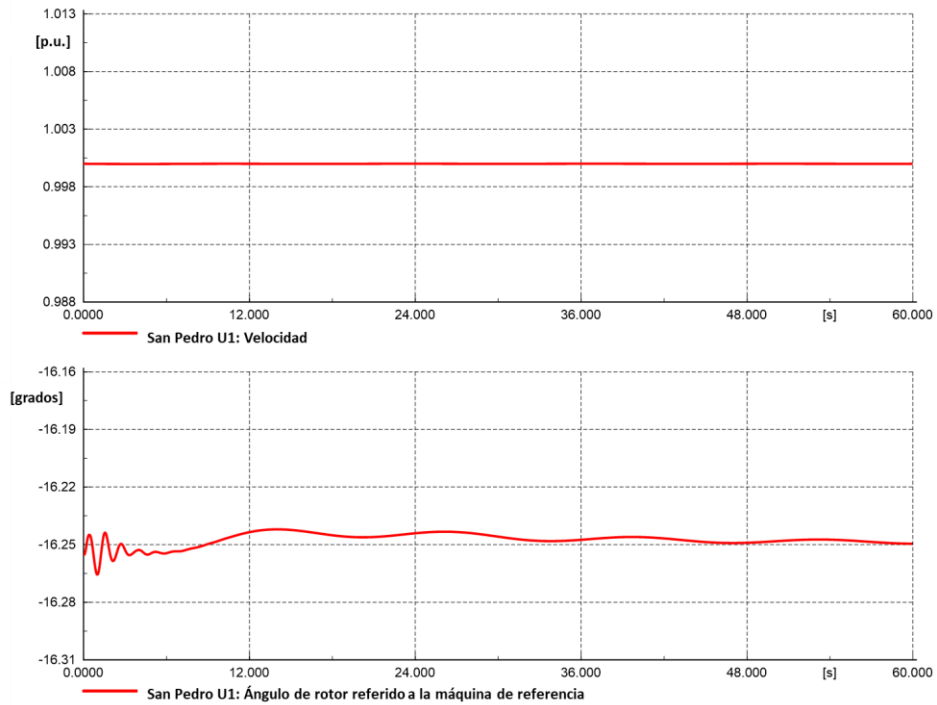


Figura 48: velocidad y ángulo de rotor de San Pedro U1 para el caso con modos amortiguados en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (→).

A partir de la Figura 47 y Figura 48 se observa que al igual que los casos anteriores tanto la amplitud de las oscilaciones, como el tiempo que toman en amortiguarse son mayores para el caso donde existen modos mal amortiguados. Esto indica que el caso donde los modos se encuentran mitigados es más favorable desde el punto de vista de la estabilidad del sistema. Por último, cabe mencionar que el ángulo de rotor de la máquina en el segundo caso es negativo, dado que, se mide con respecto al ángulo de la máquina de referencia.

5.4.4. Máximo flujo por enlace SIC-SING (←)

En el caso del punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (←) se presenta el caso de la central Antuco, en particular de su segunda unidad. Las siguientes figuras muestran la velocidad y ángulo de rotor de dicha máquina bajo la metodología expuesta en la sección 5.4, primero para el caso donde existen modos mal amortiguados y posteriormente cuando estos se encuentran mitigados.

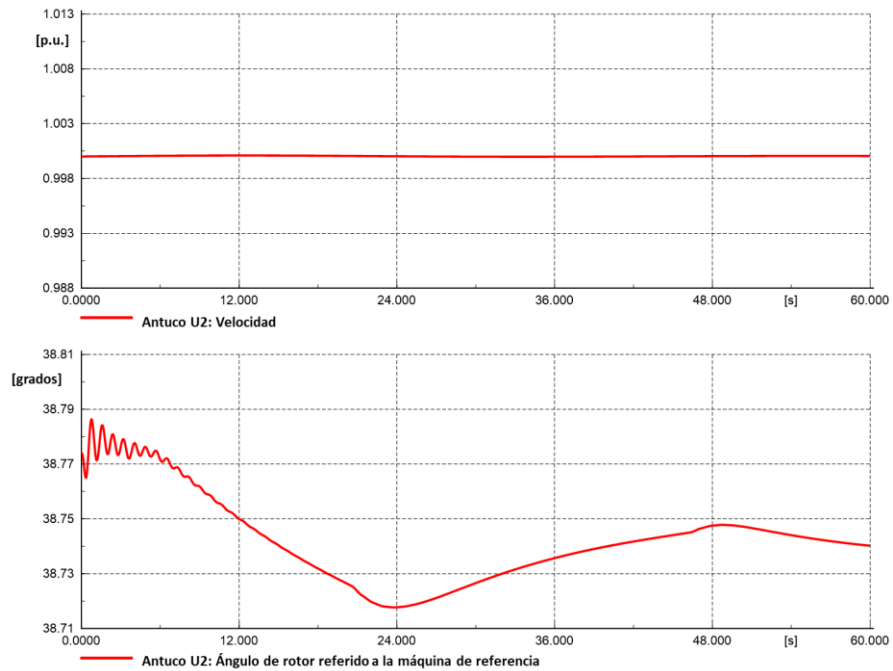


Figura 49: velocidad y ángulo de rotor de Antuco U2 para el caso con modos mal amortiguados en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (←).

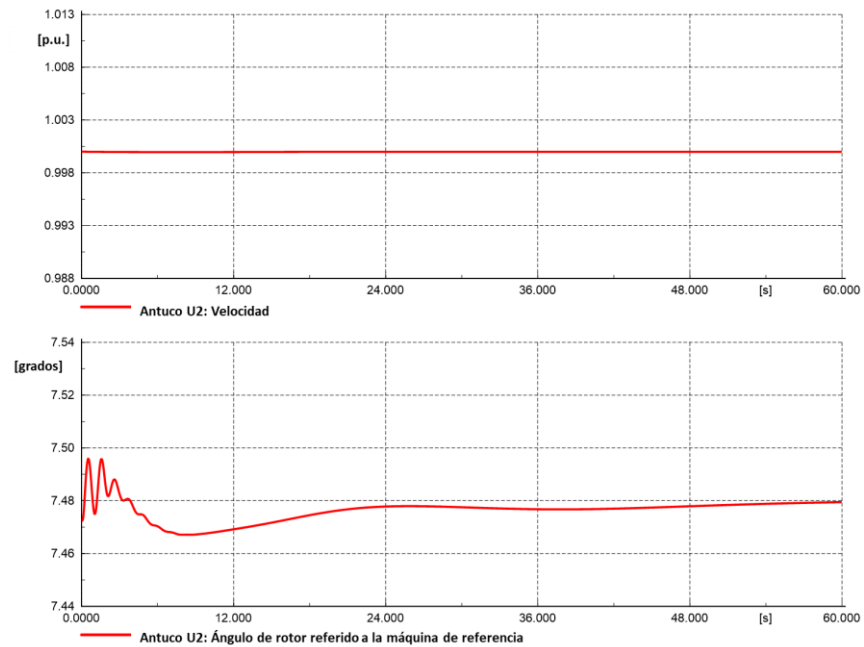


Figura 50: velocidad y ángulo de rotor de Antuco U2 para el caso con modos amortiguados en el punto de operación máximo flujo por enlace SIC-SING (←).

En base a la Figura 49 y Figura 50 se observa que en el caso donde existen modos mal amortiguados las oscilaciones en ángulo de rotor de la máquina son de mayor amplitud y tardan más tiempo en amortiguarse. Nuevamente, debido a estos efectos la condición donde existen modos mal amortiguados es menos favorable desde el punto de vista de la estabilidad sistémica.

Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro

En el contexto de la política energética a largo plazo el gobierno de Chile se ha propuesto como meta que para el año 2050 al menos un 70% de la energía eléctrica consumida provenga de fuentes de generación renovable [1]. En línea con esta meta se encuentra el plan de descarbonización [32] que considera el retiro de todas las centrales termoeléctricas a carbón para el año 2040. Estas políticas implican necesariamente una transformación del SEN desde un sistema principalmente hidrotérmico a uno dominado por tecnologías de generación renovable. Este tipo de sistema trae consigo grandes desafíos desde el punto de vista tanto económico como técnico.

Una gran penetración de energías de generación renovable implica una reducción tanto en la inercia sistémica como en los niveles de cortocircuito. Estas dos consecuencias toman aún mayor relevancia si se considera que la topología del SEN es extremadamente longitudinal y, por lo tanto, propensa a tener problemas de estabilidad. En consecuencia, es de gran importancia estudiar un escenario futuro donde se presenten tales condiciones, de manera de evaluar su desempeño dinámico a partir de un análisis de pequeña señal.

En línea con las políticas energéticas mencionadas, se busca estudiar un escenario con alta penetración de fuentes de generación renovable, para ello se toma como base el informe del Ministerio de Energía llamado “Planificación energética de largo plazo”(PELP) [2]. Este informe presenta diversos escenarios energéticos para el año 2046, que consideran distintos niveles de demanda y penetración ERNC. Se selecciona uno de estos escenarios que considera la incorporación de aproximadamente 8.8 [GW] generación solar y 4.4 [GW] de generación eólica a la capacidad instalada existente en 2016. Posteriormente, se modifica el escenario de la siguiente forma: se reemplazan las centrales basadas en GS desde la XV región hasta la RM (no incluida), además de las centrales a carbón presentes a lo largo de todo el SEN. Con esto, se obtiene un sistema de baja inercia basado principalmente en ERNC (72%) y en menor medida GS (28%).

En cuanto a la modelación propiamente tal, se utiliza la base de datos de descarbonización del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [3] desarrollada en el software DigSilent (PowerFactory). Para la planificación tanto de la transmisión como el despacho se utiliza el modelo desarrollado en [12]. Es importante mencionar que este solo entrega una directriz de las líneas y transformadores que deben agregarse al modelo de DigSilent (PowerFactory). Por lo tanto, se simulan sucesivos flujos de potencia con el fin de verificar que la capacidad de transmisión sea suficiente. Los resultados demuestran que dicha capacidad no es suficiente, por lo cual, se añaden los elementos necesarios para la correcta operación del sistema.

Para realizar el análisis de pequeña señal se seleccionan cuatro puntos de operación críticos desde el punto de vista de la estabilidad: mínima demanda neta, máxima generación renovable, máximo flujo por enlace SIC-SING (\rightarrow) y máximo flujo por enlace SIC-SING (\leftarrow). Los resultados obtenidos del análisis modal mostraron que, en los cuatro puntos de operación los modos que aparecen son electromecánicos, estables y locales. Sin embargo, algunos de ellos presentan una amortiguación inferior a la indicada por la norma técnica de seguridad y calidad de servicio [27]. Por este motivo, deben ser correctamente amortiguados, de forma tal que las oscilaciones no aumenten en amplitud y presenten un riesgo para la operación normal del sistema. Con este propósito, se utiliza la siguiente metodología: i) modificar el nivel de carga de las máquinas, ii) modificar consigna de control de tensión, iii) retirar de servicio la máquina con mayor participación

en el modo mal amortiguado (si su capacidad es inferior a 50 [MW]) y iv) resintonizar PSS en caso de existir en el modelo de planta.

Es importante destacar en base a los resultados que a pesar de que el sistema de estudio se encuentre dominado por tecnologías de generación renovables, aún aparecen modos electromecánicos, de los cuales algunos son mal amortiguados. Aún más, es posible amortiguar dichos modos (5.3), con lo que se puede asegurar una operación estable del sistema en régimen permanente, incluso considerando un muy alto nivel de penetración ERNC. Esto es bastante destacable, considerando que las fuentes de generación renovables se encuentran operando en modo *grid-following*, lo que significa que siguen la referencia de frecuencia y tensión dadas por los GS. Es decir, aún con una baja proporción de GS operando, la red se puede mantener estable en régimen permanente.

Finalmente cabe mencionar que, si bien se logra obtener un sistema estable para pequeñas perturbaciones, la forma de llegar a este y los resultados obtenidos demuestran que los paradigmas actuales de diseño y operación son ineficientes tanto técnica como económicamente para los SEP del futuro (dominados por tecnologías ERNC). Los resultados muestran que el desempeño dinámico del sistema ante pequeñas perturbaciones disminuye fuertemente respecto al desempeño actual, si no se aplican medidas correctivas. Más aún, dentro de las medidas correctivas adoptadas se encuentra la modificación del despacho, esto refleja claramente que la forma tradicional de despacho económico no considera la parte dinámica del sistema. Por otro lado, se deben agregar una gran cantidad de líneas (65) y transformadores (34) para lograr la operación normal del sistema de estudio, lo cual es muy costoso económicamente. Por estas razones es necesario cambiar el paradigma de operación de los SEP con predominio de esquemas de control preventivo y redundancia de activos para tener una operación confiable y segura, hacia sistemas inteligentes del futuro en donde la seguridad y calidad de suministro se sustentan en acciones de control correctivas. Este cambio de paradigma permitiría tener un mejor uso de la infraestructura existente, facilitar enormemente la integración económica y segura de las ERNC.

6.1. Trabajo futuro

El desarrollo de este trabajo deja planteadas una serie de posibles extensiones o mejoras que pueden ser futuras líneas de investigación para estudiar el modelo aquí realizado o bien abordarlo desde otras dimensiones. Las principales líneas serían:

- Desarrollar un análisis de estabilidad, esto implica evaluar la estabilidad del sistema para contingencias críticas que deben ser seleccionadas de forma tal que sean eventos interesantes desde el punto de vista del desempeño dinámico del sistema. Permitiendo evaluar los tres tipos de estabilidad: ángulo, frecuencia y tensión.
- Realizar una evaluación técnico-económica de las incorporaciones realizadas al sistema de transmisión para evaluar la factibilidad de la incorporación de generación, demanda y baterías. Ya sea desde el punto de vista técnico (ubicación, capacidad, eficiencia) o bien económico (eficiencia de recursos, costos de inversión, costos operacionales entre otros).
- Desarrollar un análisis modal y posterior análisis de estabilidad del sistema considerando una penetración renovable del 100%, es decir, que no existan generadores sincrónicos operando en el sistema. Esto para evaluar un sistema sin inercia y analizar el comportamiento del sistema cuando no existen GS que entreguen una referencia de tensión y frecuencia a la red. Esto requeriría necesariamente la operación de la generación renovable en modo *grid forming*, es decir, entregan una referencia de tensión y frecuencia en su punto de conexión.
- Utilizar un despacho económico que considere la parte dinámica del sistema, es decir, que incluya restricciones que tengan en cuenta la capacidad de las máquinas para controlar tensión, frecuencia y no sólo se base en el enfoque tradicional, sustentado únicamente en criterios de costo.

Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile, ‘Energía 2050-Política Energética de Chile’, 2017. [Online]. Available: <http://www.energia2050.cl/es/energia-2050/energia-2050-politica-energetica-de-chile/>.
- [2] Ministerio de Energía, ‘PELP’, 2017. [Online]. Available: <http://pelp.minenergia.cl/>.
- [3] Cordinador Eléctrico Nacional, ‘Base de datos descarbonización’, 2019. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-carbon/base-datos-estudio-operacion-y-desarrollo-sen-sin-centrales-a-carbon/>.
- [4] IRENA, ‘Global Energy Transformation a Roadmap to 2050’, 2018. [Online]. Available: <https://irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>.
- [5] Y. Hu, W. Wei, Y. Peng, and J. Lei, ‘Fuzzy virtual inertia control for virtual synchronous generator’, *Chinese Control Conf. CCC*, vol. 2016-Augus, pp. 8523–8527, 2016.
- [6] N. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis*, 1st ed. Newnes Power Engineering, 2008.
- [7] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Alvarez, ‘Network Allocation of BESS with Voltage Support Capability for Improving the Stability of Power Systems’, pp. 939–949, 2019.
- [8] C. Rahmann, C. Jeldres, and C. González, ‘New Test Network for Study of Longitudinal Power Systems: Stability Issues When Interconnected through a Tie Line’.
- [9] F. Arroyo and G. Aboytes, ‘Security Assessment in Operation of Longitudinal Power Systems’, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 2, 1986.
- [10] A. Mukhopadhyay and Chakrabarti, ‘Operating problems in longitudinal power supply systems’, *Fourth IEEE Reg. 10 Int. Conf. TENCN*, pp. 932–935, 1989.
- [11] F. Aboytes, G. Arroyo, and G. Villa, ‘Application of Static Var Compensators in Longitudinal Power Systems’, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 00, no. 10, pp. 3460–

3466, 1983.

- [12] R. Alvarez, C. Rahmann, R. Palma-Behnke, and P. A. Estévez, 'A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, no. March 2018, pp. 523–537, 2019.
- [13] P. Kundur *et al.*, 'Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [14] S. Chamas, 'Metodología para determinar requerimientos de respuesta inercial en centrales ERNC desde una perspectiva sistémica', 2018.
- [15] R. A. Walling, E. Gursoy, and B. English, 'Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults', *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–6, 2012.
- [16] H. Amano and A. Yokoyama, 'Rotor angle stability analysis using normal form method with high penetrations of renewable energy sources-energy index for multi-swing stability', *20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [17] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, 'Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks', *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2018.
- [18] S. Eftekharnjad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, 'Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013.
- [19] M. S. Rawat and S. Vadhera, 'Analysis of wind power penetration on power system voltage stability', *2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2016.
- [20] M. P. Musau, T. L. Chepkania, A. N. Odero, and C. W. Wekesa, 'Effects of renewable energy on frequency stability: A proposed case study of the Kenyan grid', *Proc. - 2017 IEEE PES-IAS PowerAfrica Conf. Harnessing Energy, Inf. Commun. Technol. Afford. Electrification*.

Africa, PowerAfrica 2017, pp. 12–15, 2017.

- [21] N. Al Masood, N. Modi, and R. Yan, ‘Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution’, *Proc. 2016 Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2016*, pp. 1–6, 2016.
- [22] AEMO, ‘Black system south Australia’, 2017. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/Media-Centre/AEMO-publishes-final-report-into-the-South-Australian-state-wide-power-outage>.
- [23] R. Castellanos, M. Ramirez, G. Calderon, and A. R. Messina, ‘Impact studies of the effect of large-scale wind integration in the Mexican power grid’, *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [24] L. Vargas, V. Quintana, and R. Miranda, ‘Voltage collapse scenario in the chilean interconnected system’, no. May 1997, 2007.
- [25] P. Kundur, ‘Power System Stability And Control’. p. 1661, 1993.
- [26] G. Rogers, *POWER SYSTEM OSCILLATIONS*. 2000.
- [27] Comisión Nacional de Energía, ‘Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio’, p. 158, 2019.
- [28] Federico *et al.*, ‘Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems’, p. 26.
- [29] G. Denis, T. Prevost, M. S. Debry, F. Xavier, X. Guillaud, and A. Menze, ‘The migrate project: The challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control’, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 523–529, 2018.
- [30] Comisión Nacional de Energía, ‘Capacidad instalada de generación’, 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>.
- [31] R. Alvarez, A. Moser, and C. A. Rahmann, ‘Novel methodology for selecting representative operating points for the TNEP’, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2234–2242,

2017.

- [32] Ministerio de Energía, ‘Mesa de trabajo descarbonización’. [Online]. Available: <https://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>.

Capítulo 7: Anexos

7.1. Anexo A: Resultados modelo de planificación de transmisión

En la presente sección se muestran los resultados obtenidos en base al modelo de planificación desarrollado en [12], para cuatro semanas representativas (una por cada época del año). La siguiente tabla muestra las líneas que se deben añadir según el modelo ya mencionado.

Nombre línea	Tipo	Cantidad original	Cantidad añadida	Cantidad final
Collahuasi_220 y Encuentro_220	Line	C1:1; C2:1	5	C1:6; C2:6
Kimal_220 y Chuquicamata_220	Line	C1:1	2	C1:3
Dalmagro_220 y NCardones_220	Line	C1_a:1; C1_b:1; C2:1; C2_a:1	3	C1_a:4; C1_b:4; C2:4; C2_a:4
Quillota_220 y Polpaico_220	Line copling	C1:1; C2:1	2	C1:3; C2:3
LoAguirre_220 y CNavia_220	Line	C1:1; C2:1	6	C1:7; C2:7
Chena_220 y AJahuel_220	Line	C1:1; L1:1; L2:1; C2:1(Tap Smarta)	2	C1:3; L1:3; L2:3; C2:3(Tap Smarta)
Charrua_220 y Concepcion_220	Line	C1:1	3	C1:4
Pichirropulli_220 y Rahue_220	Line	C1:1	2	C1:3
Pazucar_500 y Polpaico_500	Line/Line copling	L1:1; L2:1	2	L1:3; L2:3
Laberinto_220 y NZaldivar_220	Line	C1:1; C2:1	1	C1:2; C2:2
Chacaya_220 y Laberinto_220	Line	C1:1; C2:1; C1:1(los cobres-laberinto)	1	C1:2; C2:2; C1:4(los cobres-laberinto)
Lvilos_220 y Nogales_220	Line copling	C1:1; C1_1:1; C2:1; C1:1(Lvilos-DCarmen)	1	C1:2; C1_1:2; C2:2; C1:2(Lvilos-DCarmen)
NCardones_500 y Maitencillo_500	Line	C1:1; C2:1	1	C1:2; C2:2
NCharrua_500 y Charrua_500_escenario	Line	C1:1; C2:2	1	C1:2; C2:2

Tabla 10: Resultados del modelo de planificación, líneas que se deben agregar.

A partir de la Tabla 10 se observa que el modelo sugiere agregar 32 líneas al modelo de descarbonización del CEN.

En la siguiente tabla se presentan los resultados del modelo de planificación respecto a los transformadores que deben ser agregados.

Nombre Transformador	Cantidad agregada	Capacidad [MVA]	Cantidad inicial	Cantidad final
Trafo1_Polpaico_220_Polpaico_500	3	1500	T1=1; T2=1	T1=4; T2=4
Trafo1_Maitencillo_220_Maitencillo_500	1	2250	T1=1; T2=1	T1=2; T2=2
Trafo1_Cumbres_220_Cumbres_500	2	750	T=1	T=3
Trafo1_Parinas_220_Parinas_500	3	750	T=1	T=4
Trafo1_NCardones_220_NCardones_500	4	750	T=1	T=5

Tabla 11: Resultados del modelo de planificación, transformadores que se deben agregar.

En base a la Tabla 11 se observa que el modelo de planificación sugiere incorporar 13 transformadores al modelo de descarbonización del CEN.

En base a lo anterior, se agregan las líneas y transformadores sugeridos por el modelo de planificación, sin embargo, como se mencionó en la sección 4.2 la base utilizada por el modelo de planificación es reducida y no refleja a cabalidad el modelo de descarbonización del CEN. Por este motivo, al simular flujos de potencia en el sistema, aún existirán líneas y transformadores que se topen. En consecuencia, se presentan las siguientes tablas que muestran las líneas y transformadores que deben ser agregados en el modelo de descarbonización del CEN para que este opere adecuadamente.

	Nombre línea	Tipo	Cantidad original	Cantidad añadida	Cantidad final
Mínima demanda neta	220 kV Domeyko-Sulfuros	Line	C1:1	4	C1:5
	220 kV Nueva Zaldívar-Sulfuros	Line	C1:1	2	C1:3
	110 kV Esmeralda-Centro	Line	C1:1	2	C1:2
	Transformador N°6 - Manco 66 kV	Line	C1:1	2	C1:2
	220 kV Atacama-Esmeralda	Line	C1:1	2	C1:2
	Tap Altamirano - Renca 110kV L2	Line	C1:1	2	C1:2
	Cerro Navia - Tap Altamirano 110 KV L2	Line coupling	C1:1	2	C1:2
	Tap Altamirano - Renca 110 kV L1	Line	C1:1	2	C1:2
	Cerro Navia - Tap Altamirano 110 KV L1	Line coupling	C1:1	2	C1:2
Máxima generación renovable	Tap Recoleta - Sn Cristóbal 110kV L2	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	Tap Recoleta - Sn Cristóbal 110kV L1	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	Tap Recoleta - Sn Cristóbal 110kV (1)	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	Tap Recoleta - Sn Cristóbal 110kV (1)	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	Tap Panamericana-Panamericana 110 kV L2	Line	C1:1	1	C1:2
	Tap Sta. Rosa - Sta. Rosa 110 kV L1	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	Las Vegas - Esperanza 110 kV	Line	C1:1	1	C1:2
	Nva. Charrúa - Ancoa C1	Line	C1:1	1	C1:2
	Ancoa - Reactor 500 kV C1	Line	C1:1	1	C1:2
	Chena - Lo Espejo 110 kV L2	Line coupling	C1:1	1	C1:2
	110 kV Cóndores-Pacífico	Line	C1:1	1	C1:2
	220 kV Domeyko-Sulfuros	Line	C1:5	1	C1:6
	220 kV Domeyko-Laguna Seca	Line	C1:1	1	C1:2

Tabla 12: Líneas a agregar en base a simulación de flujos de potencia.

En base a la Tabla 12 se observa que dos de los puntos de operación seleccionados requieren la adición de líneas para poder simular sus flujos de potencia. En total se observa que se deben agregar 33 líneas de transmisión adicionales a las ya agregadas por el modelo de planificación.

	Nombre Transformador	Enrollados	Cantidad agregada	Cantidad inicial	Cantidad final
Mínima dem. neta	C Cañete 0.4/23KV-1250KVA	2	4	T1=2	T1=6
	Tr2_AT-MT_N_Solar_Atacama_220_356_357_36	2	3	T1=1	T1=4
	Tr_MT-BT_N_Solar_Atacama_220_356_357_360	2	3	T1=1	T1=4
	Antofagasta 110/13.8 kV N°1	2	1	T1=2	T1=3
	Sn Fco. Mostazal 66/15 kV_12 MVA	2	1	T1=1	T1=2
	Esmeralda 220/115/13.8 kV	3	1	T1=1	T1=2
	Capricornio 220/110/13.8 kV	3	1	T1=2	T1=3
Máxima gen. renov.	Lebu 66/13.2 kV-10 MVA	2	1	T1=1	T1=2
	Reg. Curanilahue 66/66 kV 20/25/30 MVA	2	1	T1=1	T1=2
	Sauzal 110/13.2kV_28.5MVA_1	2	1	T1=1	T1=2
	Los Almendros 220/110kV 400MVA	3	1	T1=1	T1=2
	Parinas 525/230/34.5kV - 750MVA	3	1	T1=1	T1=2
	Mejillones 220/115/13.8 kV	3	1	T1=1	T1=2
	A.Jahuel 220/110kV-390MVA	3	1	T1=1	T1=2

Tabla 13: Transformadores a agregar en base a simulaciones de flujos de potencia.

A partir de la Tabla 13 se observa que al igual que para el caso de las líneas, se repiten los puntos de operación donde es necesario agregar transformadores. Se observa que se deben añadir 21 transformadores adicionales a los proyectados por el modelo de planificación.