

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Coherencia angular en el Sistema Eléctrico Nacional.

Concepción, marzo de 2025

Diego Andrés Pulgar Sánchez

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Coherencia angular en el Sistema Eléctrico Nacional.

Diego Andrés Pulgar Sánchez

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2025

Resumen

En la presente memoria de título se investigaron metodologías de coherencia para identificar “grupos de generadores coherentes” y analizar cómo su comportamiento se ve afectado por el aumento en la inserción de ERV. La coherencia, en este contexto, se refiere a la tendencia de los ángulos del rotor de los generadores sincrónicos a comportarse de manera similar ante perturbaciones en el sistema eléctrico. El estudio se llevó a cabo en dos sistemas eléctricos: el Sistema de Nueva Inglaterra y el SEN.

Para la identificación de grupos coherentes, se emplearon dos metodologías principales. La primera se basó en la comparación de los ángulos rotóricos de cada generador en un determinado intervalo de tiempo utilizando el factor de correlación, producto de una simulación en el dominio del tiempo. La segunda se fundamentó en la técnica de coherencia lenta, que emplea el análisis modal. Los grupos identificados mediante el método de coherencia lenta fueron posteriormente validados mediante el método de simulación en el dominio del tiempo, dado que este último proporciona una mayor precisión en la evaluación de coherencia.

Los resultados mostraron que, en el Sistema de Nueva Inglaterra, los grupos coherentes obtenidos mediante ambos métodos presentaron una mayor similitud, mientras que en el Sistema Eléctrico Nacional se observaron diferencias más significativas entre los grupos identificados por cada técnica. Finalmente, se confirmó la existencia de coherencia en el SEN para una generación sincrónica cercana al 37% de la generación total, con una inserción dominante del 63% de ERV.



A mi abuelo Luis Arnoldo Sánchez Cid Q.E.P.D.

Agradecimientos

A Dios, quien sin duda ha sido un pilar fundamental en todos los aspectos de mi vida.

A mi madre, Claudia, quien ha sido padre y madre en mi vida, siempre apoyándome en todo momento, educándome, entregándome amor, valores y enseñanzas los cuales me formaron como la persona que soy el día de hoy y que seré a futuro.

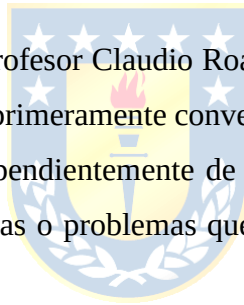
A mi abuela Raquel, quien han sido mi segunda madre, siempre apoyándome en todo y llenándome de infinito cariño.

A mi polola Denis, quien siempre ha estado a mi lado, entregándome cariño, amor y palabras de aliento para poder lograr todos los objetivos.

A mis hijos, Edward y Agustín, quienes son lo más bonito e importante en mi vida y por quienes día a día intento superarme y ser mejor persona.

A mi suegro Juan y suegra Ana por siempre estar prestos a ayudarme y entregarme cariño incondicional.

Un especial agradecimiento al profesor Claudio Roa, quien desde el primer momento que llegue a su oficina, estuvo presto para primeramente conversar un tema de interés a desarrollar, a medida que avanzaba el tiempo, independientemente de sus escasos momentos libres siempre estuvo dispuesto a ayudarme ante dudas o problemas que iban surgiendo. Su colaboración fue clave para la elaboración del informe.



A mi familia en general, por siempre estar atentos y preocupados por mi estadía en la universidad, por dar ánimos y buenas vibras los cuales siempre fueron de ayuda para avanzar en esta linda carrera.

A mis amigos de la universidad, personas con las cuales pasamos momentos realmente gratos durante todos estos años de carrera, gracias por estar.

A mi abuelo Luis (tatita naldo), gracias por ser un padre ejemplar e instruirme siempre los valores de honestidad, respeto y sinceridad. Tus recuerdos y enseñanzas serán guía para mi vida, nunca te olvidaré.

Tabla de Contenidos

RESUMEN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	V
LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	IX
ABREVIACIONES.....	XI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. MOTIVACIÓN.....	2
1.3. ESTADO DEL ARTE.....	2
1.3.1 <i>Análisis en Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	2
1.3.2 <i>Coherencia en Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	7
1.3.3 <i>Discusión del estado del arte</i>	11
1.4. OBJETIVOS.....	12
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	12
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	12
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	12
1.6. METODOLOGÍA.....	12
1.7. TEMARIO.....	13
2. INERCIA Y FORTALEZA EN UN SEP.....	14
2.1. INTRODUCCIÓN.....	14
2.2. INERCIA EN UN SEP.....	14
2.2.1 <i>Introducción</i>	14
2.2.2 <i>Importancia de la inercia</i>	14
2.2.3 <i>Aspectos asociados a la inercia</i>	15
2.2.4 <i>Inercia de generación sincrónica</i>	17
2.2.5 <i>Inercia virtual de generación conectada mediante convertidores [30]</i>	17
2.3. FORTALEZA DEL SEP.....	18
2.3.1 <i>Introducción</i>	18
2.3.2 <i>Aspectos asociados a la fortaleza de un SEP</i>	19
2.3.3 <i>Short Circuit Ratio o relación de cortocircuito (SCR) [34, 35]</i>	20
2.3.4 <i>Relación efectiva de cortocircuito (ESCR) [35]</i>	21
2.3.5 <i>Otros métodos basados en SCR [34]</i>	22
3. MÉTODOS PARA IDENTIFICAR COHERENCIA.....	24
3.1. INTRODUCCIÓN.....	24
3.2. IDENTIFICACIÓN DE COHERENCIA MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.....	24
3.3. COHERENCIA POR CONDICIONES ESTRUCTURALES DE LA RED [15, 23].....	26
3.4. COHERENCIA POR DOBLE ESCALA DE TIEMPO O COHERENCIA LENTA [15, 24].....	26
3.5. MÉTODO DE ACOPLAMIENTO DÉBIL.....	27
3.6. MÉTODO BASADO EN EL USO DE FACTOR DE RELACIÓN.....	27
3.7. MÉTODO BASADO EN PUNTOS SINGULARES.....	27
3.8. MÉTODO MODAL-COHERENTE [28].....	28
3.9. ELECCIÓN DE METODOLOGÍA DE COHERENCIA.....	28
4. ESTUDIO DE COHERENCIA SISTEMA DE NEW ENGLAND.....	33
4.1. INTRODUCCIÓN.....	33
4.2. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	33
4.3. IDENTIFICACIÓN COHERENCIA LENTA SISTEMA NEW ENGLAND.....	35
4.3.1 <i>Identificación grupos coherentes</i>	36

4.4.	IDENTIFICACIÓN COHERENCIA MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO SISTEMA NEW ENGLAND	42
5.	ESTUDIO DE COHERENCIA SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	47
5.1.	INTRODUCCIÓN	47
5.2.	DESCRIPCIÓN GENERAL	47
5.3.	IDENTIFICACIÓN COHERENCIA LENTA EN EL SEN	50
5.3.1	<i>Identificación grupos coherentes escenario ERV Máxima</i>	<i>51</i>
5.4.	IDENTIFICACIÓN COHERENCIA MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO DEL SEN	56
5.4.1	<i>Resultados coherencia escenario de máxima penetración de ERV</i>	<i>57</i>
5.4.2	<i>Resultados coherencia escenario penetración mínima de ERV.....</i>	<i>61</i>
6.	CONCLUSIONES	65
6.1.	CONCLUSIONES	65
6.2.	TRABAJOS FUTUROS.....	66
	BIBLIOGRAFÍA.....	67
ANEXO A.	ESTABILIDAD EN UN SEP	73
A.1.	INTRODUCCIÓN	73
A.2.	DEFINICIÓN Y CONCEPTOS GENERALES DE ESTABILIDAD [19] [36]	73
A.3.	CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE ESTABILIDAD	74
A.3.1	<i>Estabilidad Angular.....</i>	<i>75</i>
A.3.2	<i>Estabilidad de voltaje</i>	<i>77</i>
A.3.3	<i>Estabilidad de frecuencia</i>	<i>79</i>
A.3.4	<i>Estabilidad de resonancia [19]</i>	<i>79</i>
A.3.5	<i>Estabilidad impulsada por convertidor [19]</i>	<i>80</i>
A.4.	MÉTODOS DE ESTUDIO DE ESTABILIDAD	81
A.4.1	<i>Análisis dinámico [43]</i>	<i>81</i>
A.4.1	<i>Análisis estático [43]</i>	<i>83</i>
ANEXO B.	DATOS SISTEMA NEW ENGLAND	87
ANEXO C.	DATOS SEN	91
C.1	MODELACIÓN DE ESCENARIOS DEL SEN [2]	91
C.1.1	<i>Día Laboral</i>	<i>91</i>
C.1.2	<i>Sábado</i>	<i>91</i>
C.1.3	<i>Día Domingo</i>	<i>92</i>
C.1.4	<i>Penetración ERV</i>	<i>92</i>
ANEXO D.	RESULTADOS COHERENCIA SEN	96

Lista de Tablas

Tabla 4.1: Modos oscilatorios caso 1 sistema New England	36
Tabla 4.2: Factores de participación caso 1	37
Tabla 4.3: Vectores propios derechos caso 1	37
Tabla 4.4: Matriz cosenos directores caso 1	38
Tabla 4.5: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 2	38
Tabla 4.6: Factor de participación y vectores propios derechos caso 2	38
Tabla 4.7: Matriz cosenos directores caso 2	39
Tabla 4.8: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 3	39
Tabla 4.9: Factor de participación y vectores propios derechos caso 3	39
Tabla 4.10: Matriz cosenos directores caso 3	40
Tabla 4.11: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 4	40
Tabla 4.12: Factor de participación y vectores propios derechos caso 4	40
Tabla 4.13: Matriz cosenos directores caso 4	41
Tabla 4.14: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 5	41
Tabla 4.15: Factor de participación y vectores propios derechos caso 5	41
Tabla 4.16: Matriz cosenos directores caso 5	42
Tabla 4.17: Matriz coeficientes de correlación mediante simulación en el tiempo	43
Tabla 5.1: Capacidad instalada según tecnología al mes de julio 2024 [48]	47
Tabla 5.2: Modos oscilatorios de baja frecuencia caso 1	51
Tabla 5.3: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 1.....	52
Tabla 5.4: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 2	52
Tabla 5.5: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 2.....	53
Tabla 5.6: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 3	53
Tabla 5.7: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 3.....	53
Tabla 5.8: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 4	54
Tabla 5.9: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 4.....	54
Tabla 5.10: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 5	55
Tabla 5.11: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 5.....	55
Tabla 5.12: Grupos coherentes finales coherencia lenta	56
Tabla 5.13: Grupos coherentes y máquinas aisladas mediante simulación en el tiempo SEN ERV máxima	57
Tabla 5.14: Grupos coherentes y máquinas aisladas mediante simulación en el tiempo SEN ERV mínima.....	61
Tabla B.0.1: Parámetros líneas.....	87
Tabla B.0.2: Parámetros cargas.....	88
Tabla B.0.3: Parámetros generadores.....	88
Tabla B.0.4: Comparación coherencia para ambos métodos	90
Tabla B.0.5: Ángulos rotóricos generadores Sistema New England	90
Tabla B.0.6: Inercia generadores Sistema New England	90
Tabla C.0.1: Perfil escenarios escogidos.....	93
Tabla D.0.1: Comparación grupos coherentes resultantes SEN ERV máxima mediante ambos métodos	106

Lista de Figuras

Fig. 2.1: Representación esquemática de energía cinética [30]	16
Fig. 2.2: Influencia en la frecuencia del SEP [30]	17
Fig. 2.3: Constantes de inercia para unidades de generación convencionales [30]	17
Fig. 2.4: Controlador inercia virtual [30]	18
Fig. 2.5: Relación ESCR [35].....	21
Fig. 3.1: Sistema de Nueva Inglaterra [47]	25
Fig. 3.2: Ángulos de rotor [47].....	25
Fig. 3.3: Diagrama coherencia simulación en el tiempo	30
Fig. 3.4: Diagrama coherencia lenta.....	32
Fig. 4.1: Diagrama unilineal Sistema New England [46]	34
Fig. 4.2: Modelado DIgSILENT Sistema New England.....	34
Fig. 4.3: Curvas ángulo de rotor de generadores.....	44
Fig. 4.4: Grupo coherente 1.....	45
Fig. 4.5: Grupo coherente 2.....	45
Fig. 4.6: Máquina aislada	46
Fig. 5.1: Gráfico capacidad instalada según tecnología al mes de julio 2024 [48]	48
Fig. 5.2: Generación por tecnología mes de julio 2024 [48]	48
Fig. 5.3: Porcentaje de participación de tecnologías mes de julio 2024 [48].....	49
Fig. 5.4: Plan descarbonización [49]	49
Fig. 5.5: Grupo coherente 1 (amarillo) SEN ERV Máxima.....	58
Fig. 5.6: Grupo coherente 2 (verde) SEN ERV Máxima	58
Fig. 5.7: Grupo coherente 3 (azul) SEN ERV Máxima	59
Fig. 5.8: Grupo coherente 4 (rojo) SEN ERV Máxima.....	59
Fig. 5.9: Máquinas aisladas SEN ERV Máxima	60
Fig. 5.10: Comparación grupos ambos métodos	60
Fig. 5.11: Grupo coherente 1 (amarillo) SEN ERV Mínima	62
Fig. 5.12: Grupo coherente 2 (verde) SEN ERV Mínima	62
Fig. 5.13: Máquina aislada SEN ERV Mínima	63
Fig. 5.14: Generadores coherentes escenario ERV máxima	64
Fig. 5.15: Generadores coherentes escenario ERV mínima.....	64
Fig. A.0.1: Escala de tiempo del SEP [37].....	74
Fig. A.0.2: Clasificación de estabilidad en un SEP [19]	75
Fig. A.0.3: Respuesta ángulo de rotor [36]	77
Fig. A.0.4: Respuesta asociada a cada valor propio [36]	82
Fig. A.0.5: Curvas P-V para un SEP [36]	83
Fig. A.0.6: Curvas Q-V para un SEP [42].....	84
Fig. A.0.7: Sistema generador-barra infinita	84
Fig. A.0.8: Característica potencia-ángulo [9]	85
Fig. A.0.9: Característica potencia-ángulo cuando se produce una perturbación en la red [9].....	86
Fig. B.0.1: Ángulos rotoricos Sistema New England durante rango de tiempo	89
Fig. C.0.1: Generadores referenciados SEN ERV máxima.....	94
Fig. C.0.2: Generadores referenciados SEN ERV mínima	95
Fig. D.0.1: Factor de participación y vectores propios derechos caso 1 SEN	96
Fig. D.0.2: Factor de participación y vectores propios derechos caso 2 SEN	97
Fig. D.0.3: Factor de participación y vectores propios derechos caso 3 SEN	98

Fig. D.0.4: Factor de participación y vectores propios derechos caso 4 SEN	99
Fig. D.0.5: Factor de participación y vectores propios derechos caso 5 SEN	100
Fig. D.0.6: Ángulos rotoricos SEN Gen 01-Gen 38 durante instantes de tiempo.....	101
Fig. D.0.7: Ángulos rotoricos SEN Gen 39-Gen 75 durante instantes de tiempo.....	102
Fig. D.0.8: Ángulos rotoricos SEN Gen 76-Gen 115 durante instantes de tiempo.....	103
Fig. D.0.9: Grupo 1 colores por tecnología método simulación en el tiempo ERV máxima.....	104
Fig. D.0.10: Descomposición grupo coherente 1 simulación en el tiempo ERV máxima.....	104
Fig. D.0.11: Descomposición grupo coherente 1 simulación en el tiempo ERV mínima	105
Fig. D.0.12: Inercia generadores SEN ERV máxima/mínima	105



Abreviaciones

Mayúsculas

SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
ERV	: Energía Renovable Variable.
ERNC	: Energía Renovable No Convencional.
CIG_s	: Converter Interfaced Generation.
FACTS	: Flexible AC Transmission Systems.
HVDC	: High Voltage Direct Current.
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia.
SVC	: Static VAR Compensator.
STATCOM	: Static Synchronous Compensator.
PSS	: Power System Stabilizer.
IGE	: Induction Generator Effect.
MAX	: Máximo(a).
MIN	: Mínimo(o).
RMS	: Root Mean Square.
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande.
CIC	: Sistema Interconectado Central.
PMGD	: Pequeños Medios de Generación Distribuida.



1. Introducción

1.1. Introducción General

En todo el mundo, especialmente en Chile, se han centrado esfuerzos en un profundo cambio energético con el objetivo de lograr una matriz energética 100% libre de emisiones para el año 2050. Tanto las políticas nacionales como internacionales están enfocadas en avanzar en la generación de electricidad a partir de fuentes más limpias para cumplir con los objetivos establecidos. En Chile, según datos obtenidos del CEN, se confirma que, durante el primer trimestre de 2024, la generación eléctrica a partir de ERNC alcanzó el 41% del total de la energía producida en el país. En este período, la producción basada en energía solar creció un 13%, la eólica un 7% y la hidráulica un 44%, en comparación con el mismo trimestre de 2023, lo que permitió reducir la generación a partir de fuentes fósiles [3].

Desde 2015, Chile cuenta con una Política Energética que define la visión a largo plazo del país en materia de energía. Esta política establece los principales ejes estratégicos, las líneas de trabajo, los objetivos, los indicadores asociados y las metas clave [4], todo con el propósito de alcanzar la carbono neutralidad.

Sin duda, las energías renovables ofrecen numerosos beneficios, pero es importante no pasar por alto las diferencias entre las tecnologías basadas en ERV y aquellas que han sido las fuentes dominantes de generación en los SEP, como los generadores sincrónicos. Las principales diferencias se encuentran a nivel de operación, conexión y respuesta ante eventos en el SEP, lo que impacta en la estabilidad de la red. La inercia rotativa de los generadores sincrónicos juega un papel crucial en caso de perturbaciones, la cual proviene de la masa giratoria de dichos generadores, mientras que en las unidades basadas en ERV, esta inercia es pequeña o nula.

Ahora bien, el reemplazo de centrales de tecnología convencional por unidades basadas en ERV presenta importantes desafíos debido a las características mencionadas en el párrafo anterior. Por esta razón, se han llevado a cabo diversos estudios dinámicos que analizan los cambios esperados en la matriz energética en el futuro. Los estudios más relevantes han sido realizados por el CEN, quien es responsable de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico [6].

Basado en lo anterior, el objetivo de la presente memoria de título es analizar la existencia y el comportamiento del término "coherencia angular" en el SEN. Para ello, se estudiarán diversos escenarios mediante la realización de eventos críticos que afecten la estabilidad del sistema. Cada

escenario varía en función de la cantidad de generación basada en ERV, la generación de unidades convencionales y la potencia demandada, lo cual provocará cambios en la inercia y en el nivel de cortocircuito disponible en el sistema.

1.2. Motivación

El SEN ha avanzado año tras año hacia una matriz energética más limpia, aumentando la generación a partir de ERV y reduciendo la dependencia de fuentes fósiles. Estos cambios forman parte del plan de descarbonización de Chile, cuyo objetivo es alcanzar la carbono neutralidad y un Sistema Eléctrico 100% libre de emisiones [1].

El aumento de instalaciones de generación de energía basadas en ERV, como la energía fotovoltaica y eólica, conlleva numerosos beneficios, tales como la reducción de emisiones y contaminación, una menor dependencia de fuentes fósiles en la matriz energética, mayor competitividad internacional y precios más bajos. Es importante destacar que Chile es un país con un gran potencial en fuentes de energías renovables, como el agua, biomasa, viento, sol, geotermia y mar. Históricamente, la mayor parte de la generación eléctrica renovable ha sido liderada por la hidroelectricidad, sin embargo, se espera que, para 2030, la energía solar supere por primera vez a la generación hidroeléctrica [7].

Debido a esto, es fundamental comprender cómo el SEN está respondiendo actualmente ante la creciente influencia de la generación a partir de ERV y cómo se comportará en el futuro, cuando aumente la generación basada en esta tecnología y disminuya la presencia de generadores sincrónicos, los cuales son responsables de aportar robustez al sistema. La robustez del sistema desempeña un papel crucial cuando este se ve sometido a eventos que puedan afectar su operación normal.

1.3. Estado del arte

1.3.1 Análisis en Sistemas Eléctricos de Potencia

- ❖ Análisis de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia por el método de Runge-Kutta [8].

Este documento presenta el método de integración numérica Runge-Kutta, utilizado para analizar el comportamiento transitorio de los sistemas eléctricos de potencia. Se describen varios métodos numéricos para resolver ecuaciones diferenciales en el análisis dinámico de estabilidad, destacando la precisión y baja tasa de error de Runge-Kutta. Luego, se aplica este método al estudio

de la estabilidad de un modelo clásico generador-barra infinita, evaluando cómo diversos tipos de fallas, como salidas de línea, problemas de carga y alteraciones operativas, afectan el sistema.

Este estudio contribuye al desarrollo de la presente memoria de título al proporcionar una visión detallada del funcionamiento de un SEP cuando enfrenta perturbaciones, facilitando la comprensión de los análisis en la dinámica de un SEP.

- ❖ Estudio de la estabilidad transitoria de sistemas generador-barra infinita por el método de áreas iguales [9].

Este documento analiza la estabilidad transitoria de un sistema modelado con una red infinita y un generador sincrónico, representado como una fuente de voltaje en serie con una reactancia, acompañado de dos transformadores y dos líneas de transmisión. Se explica el criterio de áreas iguales, que describe el comportamiento de la curva potencia-ángulo del sistema ante perturbaciones que alteran la reactancia de transferencia y modifican la potencia que fluye del generador a la red. Se define el punto de equilibrio cuando la potencia inyectada al generador es igual a la potencia entregada, lo que resulta en una potencia acelerante cero. Si ocurre un desequilibrio, se genera una potencia acelerante o desacelerante, siendo la energía cinética del generador sincrónico clave para mantener el sincronismo mientras la perturbación se resuelve.

Este documento contribuye al desarrollo de la presente memoria de título al proporcionar una comprensión clara del criterio de áreas iguales y la importancia de la generación sincrónica en el funcionamiento de los SEP.

- ❖ Criterio de áreas iguales, profesor Francisco M. González [10].

Este documento presenta el criterio de áreas iguales, considerado el primer método directo para el análisis de estabilidad. Se explica que los estudios de estabilidad involucran la compleja resolución de la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica, pero el criterio de áreas iguales permite analizar la estabilidad sin necesidad de resolver dicha ecuación. Para simplificar su aplicación, se modela un sistema compuesto por una máquina sincrónica y una barra de potencia infinita. A continuación, se describen las ecuaciones de oscilación y potencia eléctrica que rigen el comportamiento del sistema, acompañadas de gráficas que muestran las áreas de aceleración y desaceleración. Estas gráficas destacan los puntos clave del movimiento del generador sincrónico tanto en condiciones normales como ante una perturbación, facilitando la comprensión del criterio.

Este documento contribuye al desarrollo de la presente memoria de título, ya que, al igual que

el método previo, da a conocer las variables que se ven afectadas en un SEP debido a perturbaciones y como en dichas variables la generación sincrónica juega un papel fundamental.

- ❖ Análisis de estabilidad angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con alta penetración eólica [11].

Este documento analiza el impacto de la incorporación de parques eólicos en la operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, evaluando la estabilidad tanto en términos de pequeña señal como de estabilidad transitoria mediante los criterios adecuados. Los resultados muestran una reducción significativa en la amortiguación del sistema al comparar el escenario con mayor integración de generación eólica con aquel con predominio de generación convencional (sincrónica). Además, las curvas de oscilación de potencia y ángulo presentan mayores variaciones en su amplitud, lo que indica un impacto considerable en la estabilidad del sistema el predominio de parques eólicos.

Este estudio contribuye a la presente memoria de título al proporcionar una comprensión detallada de cómo la inserción de generación basada en ERV afecta la estabilidad angular en un SEP, donde dicho término es fundamental en los estudios de coherencia.

- ❖ Estabilidad angular de un sistema eléctrico de potencia considerando la integración de reguladores de velocidad y voltaje [12].

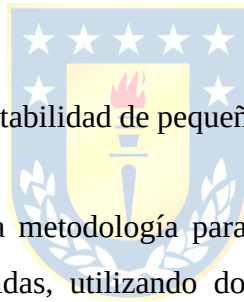
Este documento se enfoca en el análisis de la estabilidad angular en un SEP, destacando la importancia de mantener el equilibrio entre la potencia mecánica y eléctrica para evitar la inestabilidad. Se presentan dos tipos de tecnologías para mitigar estos efectos, los reguladores de voltaje y velocidad de los generadores sincrónicos. Los reguladores de velocidad controlan el flujo de energía ajustando las válvulas de las turbinas, mientras que los reguladores de voltaje estabilizan las variaciones de voltaje en el sistema de excitación del generador.

Este documento contribuye al desarrollo de la presente memoria de título al proporcionar un enfoque detallado sobre los mecanismos de control que garantizan la estabilidad en un SEP. En particular, permite comprender cómo los reguladores de voltaje y velocidad influyen en la sincronización de los generadores sincrónicos ante perturbaciones, un aspecto clave en el análisis de la coherencia angular.

- ❖ Propuesta metodológica para el análisis de estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con baja inercia [13].

Este documento presenta una metodología para estudiar la estabilidad de frecuencia en SEP con baja inercia, desarrollando una herramienta que permite evaluar esta estabilidad sin realizar simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. La herramienta emplea técnicas específicas para su aplicación en sistemas reales y un algoritmo que identifica los puntos de operación más críticos ante bajos niveles de inercia. La metodología se aplica inicialmente al sistema IEE de 14 barras y luego se valida en el ex-SING de Chile, donde los resultados muestran que es capaz de identificar con alta precisión los escenarios más críticos para sistemas con baja inercia.

Este documento contribuye a la presente memoria de título al analizar la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de distintas escalas, incluyendo un sistema de pequeña dimensión y el ex-SING de Chile. Este análisis permite identificar los parámetros claves que influyen en el comportamiento crítico del sistema, lo que resulta fundamental para análisis de estabilidad y coherencia.



- ❖ Análisis estocástico de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia [14].

Este trabajo presenta una nueva metodología para analizar la estabilidad de un SEP ante perturbaciones aleatorias y autosostenidas, utilizando dos enfoques: el método de perturbación multiplicativo y el método de perturbación aditivo. Ambos métodos se validan en tres sistemas del IEEE, demostrando la eficacia del método multiplicativo en sistemas lineales y del aditivo en la optimización del desempeño del sistema.

Este estudio contribuye a la presente memoria de título al introducir nuevas metodologías para evaluar la estabilidad del SEP, proporcionando herramientas analíticas que pueden ser utilizadas en el estudio de la coherencia angular y la respuesta del sistema ante perturbaciones.

- ❖ Desarrollo de un equivalente reducido del SING para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación [15].

Este trabajo investiga métodos de reducción de SEP para estudiar la estabilidad transitoria, seleccionando una metodología basada en el enfoque de coherencia. La técnica de coherencia lenta, utilizada para identificar grupos de máquinas sincrónicas con comportamientos similares, se valida en el Sistema P. Kundur y luego se aplica al SING. Los grupos coherentes se representan mediante una

máquina equivalente, y se emplean los métodos de circuito equivalente de REI y el equivalente de Ward para la formación de barras de generación equivalentes y la reducción de elementos pasivos. Este enfoque reduce los tiempos de simulación, demostrando que la respuesta del sistema original y su equivalente son similares al evaluar la estabilidad transitoria.

Este estudio aporta a la memoria de título al proporcionar información detallada sobre los distintos métodos de coherencia, los cuales constituyen la base fundamental de este trabajo.

- ❖ Estabilidad angular y de voltaje del sistema eléctrico de potencia en la presencia de generación fotovoltaica y eólica [16].

Este documento analiza la estabilidad de un SEP a través de un sistema de prueba que incluye un generador slack y cuatro generadores sincrónicos. Se simulan diversos eventos en un software, considerando distintos tipos de generación, tanto convencional (hidráulica y térmica) como renovable variable (solar y eólica). Los resultados indican que el sistema mantiene su estabilidad tras un evento transitorio cuando el generador slack no es reemplazado o es sustituido por generación solar. Sin embargo, cuando el generador slack es reemplazado por generación eólica, el sistema no logra recuperar el sincronismo de los generadores, lo que provoca el colapso del sistema.

Este estudio contribuye a la memoria de título al analizar cómo la estabilidad del sistema varía según el tipo de generación presente, lo que es fundamental en el estudio de la coherencia angular. La comparación entre generación convencional y renovable variable permite identificar cómo la reducción de inercia y la naturaleza de la generación afectan la capacidad de los generadores para mantener el sincronismo.

- ❖ Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del sistema eléctrico chileno considerando la política energética 2050 [17].

Este documento presenta un análisis de estabilidad frente a pequeñas perturbaciones en el SEN proyectado para el año 2046, basado principalmente en ERNC. Para evaluar los efectos de la baja inercia esperada debido a la descarbonización, se utilizó como referencia el modelo de descarbonización desarrollado por el CEN, el cual fue ajustado para reflejar condiciones específicas. El estudio concluye que el sistema mantiene su estabilidad, basándose en el análisis de los valores propios del sistema y los ángulos de rotor de los generadores.

Este trabajo aporta a la memoria de título al ofrecer una visión detallada sobre la estabilidad de pequeña perturbación en sistemas con alta penetración de ERNC y baja inercia, lo que es clave

para comprender la evolución del SEN y sus desafíos en términos de estabilidad y coherencia angular.

- ❖ Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC [18].

Este documento presenta una metodología para determinar el máximo nivel de penetración eólica en el SIC, parte del SEN. La metodología consta de tres etapas: la ubicación de los parques eólicos, la determinación de los niveles máximos de generación por zona y la evaluación del límite de estabilidad del SIC. A través de simulaciones dinámicas, se analiza el comportamiento del sistema, concluyendo que, aunque el SIC enfrenta problemas de estabilidad al integrar grandes cantidades de generación eólica, es posible identificar límites de penetración eólica en los que el sistema mantiene su estabilidad.

Este trabajo contribuye a la presente memoria de título al analizar la estabilidad del sistema a través de su respuesta ante perturbaciones. En particular, se estudian las oscilaciones del ángulo del rotor de los generadores, las cuales permiten determinar si estos permanecen en sincronismo o no frente a una perturbación.

- ❖ N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," in IEEE Transactions on Power Systems. [19].

En este documento se presentan las distintas clasificaciones de estabilidad junto a su definición, por ejemplo, estabilidad de resonancia, estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y estabilidad respecto del convertidor, cabe destacar que este estudio fue realizado por el IEE en conjunto con el CIGRE.

Este documento aporta a la presente memoria de título, ya que da a conocer y permite entender los tipos de estabilidad presentes en los SEP.

1.3.2 Coherencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

- ❖ M. H. R. Koochi, S. Esmaili, and G. Ledwich, "Taxonomy of coherency detection and coherency-based methods for generators grouping and power system partitioning," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 12, pp. 2597–2610, Jun. 2019 [20].

Este documento presenta una clasificación de los diferentes métodos de detección de coherencia y las técnicas utilizadas para la división del sistema eléctrico de potencia basadas en este

concepto. Finalmente, se aplican estos enfoques a un sistema de estudio con el fin de identificar áreas coherentes.

Este trabajo aporta a la memoria de título, ya que ofrece un análisis detallado de las técnicas de coherencia existentes las cuales son la base de la presente memoria.

- ❖ S. Kai, Y. Che, F. Zhang, G. Wu, Z. Zhou, and P. Huang, “A review of power system dynamic equivalents for transient stability studies,” *The Journal of Engineering*, vol. 2022, no. 8, pp. 761–772, Jun. 2022 [21].

Este artículo expone los distintos métodos de identificación de coherencia y agregación, presentando sus clasificaciones y definiciones. Estos métodos son fundamentales para la creación de sistemas equivalentes.

Este estudio contribuye a la memoria de título al permitir el análisis de las diversas técnicas de coherencia entre generadores en un SEP.

- ❖ R. Podmore, “Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1344–1354, Jul. 1978 [22].

Este documento presenta y describe un método para identificar el comportamiento de la coherencia entre generadores ante diversas perturbaciones en un sistema de energía. Cabe destacar que la coherencia es una herramienta sencilla para obtener equivalentes dinámicos en un SEP. Para validar el método, se realizaron pruebas en la red de Michigan, cuyos resultados demostraron su eficacia en la reducción de sistemas eléctricos, logrando obtener equivalentes dinámicos con alta precisión.

Este documento contribuye a la memoria de título al proporcionar un análisis detallado del método utilizado para identificar la coherencia entre generadores y su aplicación en la creación de un sistema equivalente.

- ❖ U. Di Caprio, “Practical and structural coherency in multimachine power systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 147–153, Jan. 2003 [23].

Este documento presenta una técnica basada en una transformación lineal general para analizar la coherencia práctica y estructural en los SEP. La metodología propuesta permite separar los valores

propios del sistema en oscilaciones internas, dentro de un grupo de máquinas, y oscilaciones externas, relativas a dicho grupo. A partir de esta transformación, se establece un criterio para evaluar la coherencia estructural, el cual se compara con la técnica de coherencia lenta.

Este documento contribuye a la memoria de título al describir en detalle la coherencia práctica y estructural, un método clave para la reducción de SEP en modelos equivalentes dinámicos mediante el uso de la técnica de coherencia.

- ❖ J. Chow, J. Cullum, and R. Willoughby, “A Sparsity-Based Technique for Identifying Slow-Coherent Areas in Large Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 3, pp. 463–473, Mar. 1984 [24].

Este documento presenta una técnica para la identificación de áreas coherentes en SEP basada en el concepto de coherencia lenta. Su objetivo es agrupar generadores coherentes utilizando los modos lentos de oscilación del SEP mediante un algoritmo denominado “Lanczos”. Finalmente, la técnica se aplica a los sistemas eléctricos de Texas y WSCC (Western System Coordinating Council). Los resultados demuestran que el método es eficaz para determinar áreas coherentes en sistemas de gran escala, cuya cantidad de áreas depende de los modos lentos considerados.

Este documento contribuye a la presente memoria de título al presentar una nueva técnica para la identificación de áreas coherentes en un sistema eléctrico. Dicha técnica se destaca por su fiabilidad y su aplicabilidad en sistemas de gran escala.

- ❖ R. Nath, S. S. Lamba and K. s. P. Rao, "Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1443-1449, June 1985 [25].

Este documento propone un procedimiento sistemático basado en la técnica “Weak Coupling” para la identificación de áreas con máquinas coherentes en un SEP. La metodología combina los conceptos de acoplamiento débil y pequeña perturbación para determinar zonas débilmente acopladas, dentro de las cuales se identifican grupos de máquinas con fuerte coherencia. Para ejemplificar su aplicación, la técnica se implementa en un sistema eléctrico del norte de India con 50 máquinas, donde los resultados, validados mediante gráficas ángulo-rotor, demuestran la similitud en la respuesta de las máquinas coherentes y la efectividad del método en la descomposición del sistema.

Este documento contribuye a la presente memoria de título al presentar una técnica confiable para la identificación de grupos coherentes.

- ❖ H. Kim, G. Jang and K. Song, "Dynamic reduction of the large-scale power systems using relation factor," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1696-1699, Aug. 2004 [26].

Este artículo presenta un algoritmo para la identificación de generadores coherentes y la obtención de equivalentes dinámicos en sistemas eléctricos a gran escala. El enfoque se basa en el uso de un factor de relación que mide el grado de acoplamiento entre generadores; aquellos que tienen un factor dentro de un margen específico se agrupan como coherentes. A partir de estos grupos, se calculan los números de participación, que ponderan los generadores y controladores, permitiendo construir un equivalente dinámico. El método se aplica al sistema de 272 máquinas de la Corporación de Energía Eléctrica de Corea (KEPCO), y los resultados obtenidos validan la precisión y la utilidad del algoritmo

Este estudio contribuye a la presente memoria de título, ya que, el factor de correlación descrito en el documento resulta fundamental para el desarrollo del método a emplear.

- ❖ B. D. Spalding, H. Yee, and D. B. Goudie, "Coherency recognition for transient stability studies using singular points," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 96, no. 4, pp. 1368-1375, Jul. 1977 [27].

Este estudio presenta un enfoque para identificar grupos de máquinas coherentes en el análisis de estabilidad transitoria. La técnica requiere la solución de ecuaciones algebraicas no lineales y se basa en la comparación de los ángulos de las máquinas en dos condiciones clave: el estado estable de operación y el punto de equilibrio inestable resultante de una falla específica. Para evaluar su eficacia, se aplicó el método a un sistema de prueba, demostrando que ofrece ventajas respecto a otras metodologías al proporcionar resultados precisos con menor esfuerzo computacional.

Este estudio aporta a la presente memoria de título, ya que presenta un enfoque preciso para identificar grupos de máquinas coherentes en sistemas de potencia.

- ❖ J. Manuel, “Técnicas modernas para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos interconectados mediante la aplicación de equivalentes dinámicos,” *Unl.mx*, 2024 [28].

Este trabajo se centra en la obtención de equivalentes dinámicos para estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, destacando técnicas clave para la identificación de grupos coherentes y la agregación de generadores. Se analizan diversas metodologías, incluyendo enfoques modales, modal-coherente y de coherencia lenta, adaptadas para aplicarse a sistemas de gran escala. La propuesta metodológica combina estas técnicas, proporcionando ventajas en la determinación de zonas coherentes y la mejora en la precisión de los equivalentes dinámicos. Finalmente la metodología se aplica a los sistemas de Nueva Inglaterra y al Sistema Interconectado Nacional de México, con resultados que muestran alta precisión en las respuestas dinámicas y una reducción significativa en los tiempos de simulación.

Este trabajo contribuye a la presente memoria de título al presentar una metodología que combina diversas técnicas, permitiendo la identificación precisa de grupos coherentes y zonas de estudio.

1.3.3 Discusión del estado del arte

La información obtenida a partir del estudio de diversos artículos, memorias de título y documentos revela que tanto el mundo en general como Chile, en particular, están avanzando hacia una matriz energética más limpia. En el caso de los sistemas eléctricos, este cambio se está logrando mediante el incremento de la generación basada en energías renovables, sustituyendo gradualmente las fuentes fósiles. Esto provoca modificaciones en la respuesta del sistema ante perturbaciones que puedan afectar su funcionamiento normal. Por lo tanto, es crucial estudiar y evaluar estos cambios en el sistema eléctrico, para garantizar que estos se transformen en un beneficio y no en un problema, manteniendo siempre la seguridad y la calidad del servicio eléctrico.

En relación con lo anterior, es fundamental llevar a cabo diversos estudios sobre la operación del sistema eléctrico para evaluar hasta qué punto la integración de generación basada en energías renovables proporciona un sistema seguro, manteniendo sus características de operación, estabilidad y capacidad de respuesta ante perturbaciones. En este contexto, el concepto de "coherencia", mencionado en estudios previos, adquiere relevancia. Este término se utiliza para identificar grupos de generadores coherentes en los sistemas eléctricos, es decir, aquellos que muestran una respuesta similar ante perturbaciones. Estos grupos se agrupan para formar una máquina representativa, lo que

permite obtener un equivalente del sistema original que puede ser utilizado en estudios de estabilidad, reduciendo considerablemente el tiempo de simulación en comparación con el sistema original. Es importante destacar que la coherencia obtenida es esencial, ya que su precisión garantiza que el sistema equivalente represente de manera fiel al sistema original. Por ello, resulta relevante identificar el método de coherencia más adecuado y analizar cómo este término se comporta con el aumento de la participación de energías renovables en los sistemas eléctricos.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Corroborar la existencia del concepto “coherencia angular” en el SEN.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Definir técnicas para identificación de coherencia.
- Analizar el comportamiento dinámico del SEN ante perturbaciones que afecten la estabilidad de dicho sistema.
- Desarrollar una metodología que permita extraer los ángulos de las unidades rotantes y verificar la existencia de coherencia entre ellos.
- Evaluar y analizar los cambios en el concepto de coherencia, ante la variación de inercia en el sistema considerando la transición energética.

1.5. Alcances y Limitaciones

Para llevar a cabo los análisis en dicha memoria, se utiliza como software de simulación DIgSILENT Power Factory 2022 SP2 [R].

Se hace uso de la base del SEN correspondiente a la versión 24-07. Cabe destacar que los resultados quedan limitados netamente por dicha modelación, donde el presente estudio está orientado al análisis de coherencia angular.

1.6. Metodología

El desarrollo de este trabajo se lleva a cabo utilizando como base el modelo del SEN, proporcionado por el CEN, junto con el software DIgSILENT Power Factory.

En primer lugar, se realizará una revisión bibliográfica sobre términos claves como inercia y nivel de cortocircuito, con un enfoque particular en el concepto de "coherencia". El objetivo es identificar técnicas simples y confiables que puedan aplicarse en el desarrollo de esta memoria y en la elaboración del estado del arte relacionado con estos conceptos. Posteriormente, una vez seleccionadas las técnicas de coherencia, se procederá a implementarlas inicialmente en un sistema de prueba, que corresponde al sistema de Nueva Inglaterra, para luego aplicarlas al SEN. Finalmente, se llevará a cabo un análisis de los generadores coherentes obtenidos mediante las técnicas seleccionadas, para la formación de grupos coherentes.

1.7. Temario

La presente memoria de título se ha organizado en 6 capítulos donde estos se describen a continuación.

En el **capítulo 1** se presenta la introducción, el estado del arte, la motivación y los objetivos a cumplir en la memoria, con el objetivo de contextualizar y familiarizar al lector con el trabajo desarrollado.

En el **capítulo 2** se describe el concepto de inercia y fortaleza en un SEP. Se explica cómo estos términos se han adaptado a los cambios que actualmente se observan en las redes eléctricas y se destaca su importancia para la estabilidad de un SEP.

En el **capítulo 3** se introduce el término "coherencia", detallando varios métodos para identificar este fenómeno en un SEP. Se hace especial énfasis en el método de coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo y en la coherencia lenta, ambos fundamentales para el desarrollo de este estudio.

En el **capítulo 4** se lleva a cabo el análisis de generadores coherentes utilizando ambos métodos (coherencia lenta y simulación en el tiempo) en el sistema de Nueva Inglaterra. Los datos obtenidos se analizan para finalmente identificar los grupos coherentes.

En el **capítulo 5** se lleva a cabo un análisis similar al del capítulo 4, esta vez aplicado al SEN. Para ello, se emplea el método de simulación en el dominio del tiempo en dos escenarios distintos. Los datos obtenidos se analizan con el objetivo de identificar los grupos coherentes.

Finalmente, en el **capítulo 6** se presentan las conclusiones y observaciones finales del informe, además de sugerir posibles trabajos futuros para optimizar los resultados obtenidos.

2. Inercia y fortaleza en un SEP

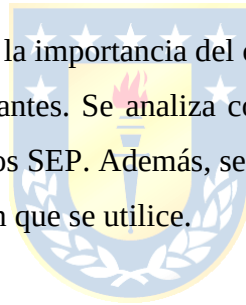
2.1. Introducción

En este capítulo se presenta una introducción a los conceptos de inercia y fortaleza en un SEP, donde se definen y explican sus ecuaciones, destacando su importancia crucial para la estabilidad de dichos sistemas. Se analiza cómo los generadores basados en tecnologías convencionales contribuyen a la fortaleza de la red, principalmente a través de su aporte en inercia. Además, se presenta cómo estos dos factores varían su influencia en los SEP compuestos por generadores de ERV tecnología que cada vez tiene un mayor impacto y se espera que, en el futuro, llegue a dominar los SEP.

2.2. Inercia en un SEP

2.2.1 Introducción

En este capítulo se contextualiza la importancia del concepto "inercia" en un SEP, el cual está directamente ligado a las máquinas rotantes. Se analiza cómo este concepto se ve afectado por la introducción de nuevas tecnologías en los SEP. Además, se presentan diferentes tipos de inercia, que varían según la tecnología de generación que se utilice.



2.2.2 Importancia de la inercia

La inercia, en términos físicos, se refiere a la propiedad de los cuerpos de resistir los cambios en su estado de reposo o movimiento. Cuanto mayor es la masa de un objeto, mayor es su inercia, es decir, su resistencia a alterar su estado [29]. En el contexto de un SEP, la inercia se entiende como la resistencia al cambio en la velocidad de rotación de las máquinas giratorias, como generadores y turbinas sincrónicas o generadores de inducción. Esta propiedad es fundamental para el funcionamiento sincronizado de los sistemas eléctricos modernos. La inercia de las masas giratorias de generadores y turbinas sincrónicas determina la capacidad de respuesta en frecuencia del sistema frente a eventos que desbalancen la potencia generada y la demandada, asegurando la resistencia inmediata del SEP [30].

Cuando ocurre una variación en la frecuencia de un sistema eléctrico, las masas giratorias, aprovechando la energía de regulación, inyectan o absorben energía cinética hacia o desde la red para equilibrar esas fluctuaciones. Cuanto menor es la inercia disponible, menor es la capacidad de

amortiguación del sistema, lo que provoca que la frecuencia de la red se vea más afectada por cambios bruscos en los patrones de generación y demanda [30].

Es importante señalar que muchos estudios relacionados con el concepto de inercia se centran en pequeños sistemas aislados, ya que la inercia en estos es considerablemente menor en comparación con los grandes sistemas interconectados. Además, en estos sistemas, una interrupción en la generación, en relación con la capacidad total del sistema, tiene un impacto más significativo. Como consecuencia, los sistemas pequeños aislados son más propensos a enfrentar problemas operativos derivados de la reducción de la inercia, especialmente cuando se incorporan grandes fuentes de generación conectadas a través de convertidores [30]. Esta situación resalta la relevancia de la inercia en los SEP para garantizar su estabilidad operativa.

2.2.3 Aspectos asociados a la inercia

Como se mencionó anteriormente, la inercia de un SEP se refiere a la resistencia al cambio en la velocidad de rotación de las máquinas giratorias presentes en el SEP, principalmente generadores y turbinas de las centrales eléctricas convencionales. Estos equipos están conectados sincrónicamente al sistema, lo que hace que la velocidad de rotación mecánica (w_g) esté estrechamente vinculada a la frecuencia angular eléctrica (w_e) [30]. Inmediatamente después de un desequilibrio en el suministro, la energía intercambiada y almacenada en el sistema se ve afectada, esto se ilustra en las Fig. 2.1 y Fig. 2.2. En la Fig. 2.1 el área de cada bloque representa la energía cinética, donde el ancho corresponde a $\sum J_{SG}$ (momento de inercia) y la altura a S_{sys} (capacidad total de generación). Además, el área sombreada en gris indica la energía cinética almacenada a la frecuencia nominal ($w_{e,0}$) [30].

La Fig. 2.1 (a), representa un sistema dominado por generadores sincrónicos, en el cual un desequilibrio de energía es inicialmente compensado por la energía cinética liberada por las unidades de generación convencionales. Esta técnica se conoce como la respuesta inercial del sistema. La cantidad de energía cinética involucrada se indica mediante el área sombreada, la cual contribuye a que la frecuencia del sistema disminuya de manera controlada, evitando valores críticos y permitiendo que alcance $[w_{e,1}]_A$ en el tiempo t_1 , como se ilustra en la Fig. 2.2.

En los sistemas de energía del futuro, donde la generación sincrónica sea reemplazada por generación conectada mediante convertidores, la inercia total del sistema se reducirá y por consiguiente la energía cinética disponible. Este efecto se representa en la Fig. 2.1 (sistema b), donde el área sombreada en gris se torna más estrecha, lo que indica una disminución en la energía cinética almacenada en el sistema. Como consecuencia, ante un mismo desequilibrio de potencia y, por ende,

la misma cantidad de energía intercambiada $\sum \Delta E_{SG}$, la reducción de la inercia del sistema provocará una disminución más pronunciada en la frecuencia, alcanzando $[w_{e,1}]_B$ en $t = t_1$, así como una mayor tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), como se ilustra en la Fig. 2.2 [30].

Dado que las turbinas eólicas presentan limitaciones para aportar inercia al sistema y las plantas fotovoltaicas requieren almacenamiento de energía para responder ante desequilibrios entre generación y demanda, la inercia en los sistemas eléctricos futuros será proporcionada tanto por máquinas síncronas (inercia síncrona) como por generación renovable variable conectada a través de convertidores, conocida como "inercia virtual". Esto se ilustra en la Fig. 2.1 (sistema c).

Al detectar variaciones en la frecuencia de la red, el control del convertidor puede modificar de manera regulada el flujo de energía hacia el sistema, generando así una respuesta inercial virtual. Esta contribución ayuda a mitigar la disminución de la inercia síncrona en los futuros sistemas eléctricos. Como consecuencia, las oscilaciones de frecuencia serán menos pronunciadas en comparación con los sistemas en los que las unidades conectadas a través de convertidores no responden a estas fluctuaciones.

Ante un desequilibrio de potencia que implique un intercambio de energía $\sum \Delta E_{SG}$ una parte de la energía requerida será suministrada por la inercia virtual de los convertidores. Esto permitirá alcanzar una frecuencia $[w_{e,1}]_C$ en $t = t_1$, mayor en comparación con un sistema sin apoyo de inercia virtual $[w_{e,1}]_B$ como se muestra en la Fig. 2.2

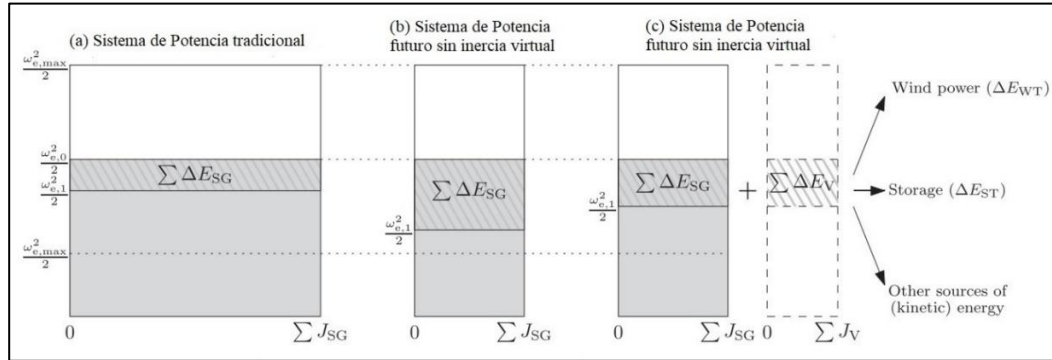


Fig. 2.1: Representación esquemática de energía cinética [30]

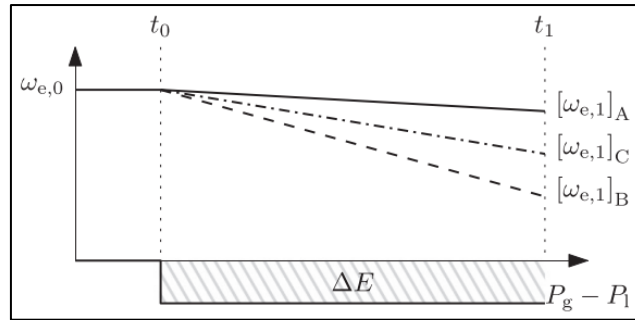


Fig. 2.2: Influencia en la frecuencia del SEP [30]

2.2.4 Inercia de generación sincrónica

El mayor aporte de inercia en un SEP está a cargo de la generación sincrónica. Los rangos típicos de constantes de inercia para dichos generadores varían aproximadamente entre 2 a 9 segundos. En la Fig. 2.3 queda plasmado la relación potencia-inercia para generación sincrónica, donde se logra ver que la constante de inercia es inversamente proporcional a la potencia de dicho generador.

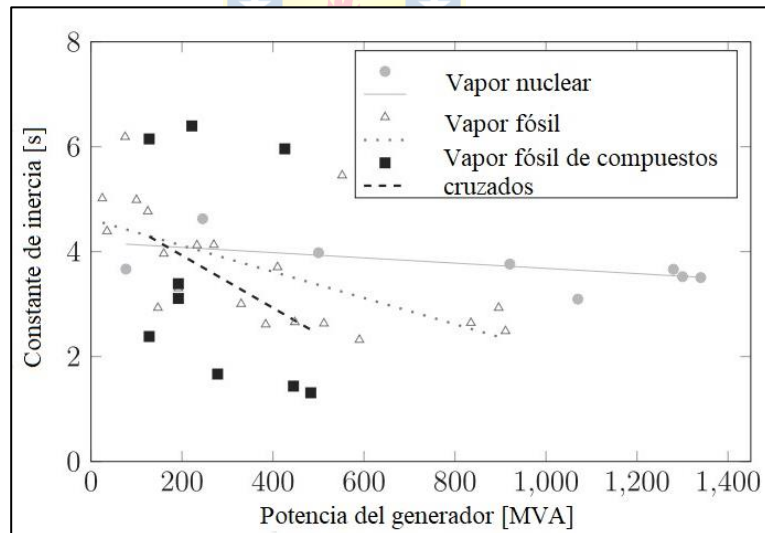


Fig. 2.3: Constantes de inercia para unidades de generación convencionales [30]

2.2.5 Inercia virtual de generación conectada mediante convertidores [30]

Los sistemas energéticos actuales y futuros han experimentado una transformación significativa en su composición de generación, otorgando un mayor protagonismo a las fuentes de ERV, en particular la eólica y la solar. Los aerogeneradores poseen una cantidad de energía cinética almacenada en sus palas, caja de cambios y generador, cuya magnitud varía en función del tipo y

tamaño del equipo. En contraste, las unidades fotovoltaicas, al no contar con componentes giratorios, carecen de un almacenamiento de energía cinética que les permita mitigar los desbalances de potencia y frecuencia en el sistema.

Ante esta situación, se han propuesto diversas estrategias para que las unidades fotovoltaicas puedan aportar a la respuesta inercial del sistema. En la literatura se plantean soluciones como el uso de supercondensadores o sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS).

En la Fig. 2.4 se ilustra un controlador básico diseñado para replicar el comportamiento de intercambio de energía cinética característico de la generación sincrónica. Este intercambio de energía representa una de las estrategias más viables e innovadoras para “simular” inercia en unidades basadas en inversores. Esta técnica, conocida como respuesta inercial virtual (o sintética), tiene como objetivo emular el momento de inercia de un generador convencional al que esté conectado el convertidor. Para lograrlo, se implementan lazos de control que permiten operar la planta fotovoltaica por debajo de su punto máximo de generación, creando así una reserva de energía. De este modo, ante perturbaciones que afecten la frecuencia del sistema, dicha reserva puede ser inyectada a la red, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico.

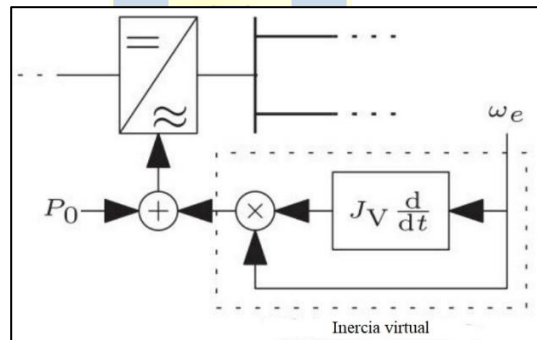


Fig. 2.4: Controlador inercia virtual [30]

2.3. Fortaleza del SEP

2.3.1 Introducción

El constante incremento en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, especialmente eólica y solar, está llevando a que los SEP sean cada vez más dominados por la electrónica de potencia [33]. Por esta razón, en este capítulo se analiza en detalle el concepto de fortaleza de una red eléctrica. Además, se explicará el comportamiento esperado de una red con un

nivel de fortaleza muy alto, es decir una red muy fuerte en comparación con redes consideradas fuertes o débiles. Finalmente, se presentarán procedimientos para determinar el nivel de fortaleza de un SEP.

2.3.2 Aspectos asociados a la fortaleza de un SEP

Como se mencionó anteriormente, los SEP están siendo cada vez más dominados por la generación de ERV, en particular la eólica y la solar. Estas fuentes se integran a la red eléctrica mediante convertidores electrónicos de potencia, lo que ha llevado a que las unidades generadoras basadas en convertidores reemplacen progresivamente a la generación síncrona tradicional, compuesta por máquinas de centrales eléctricas convencionales.

Este cambio en la estructura del sistema eléctrico está impulsando una transición hacia redes dominadas por convertidores, las cuales presentan características diferentes en comparación con los sistemas tradicionales. Una de las diferencias más notables es la reducción en los niveles de cortocircuito, lo que a su vez disminuye la fortaleza de la red [33]. Además, esta transformación en la matriz de generación no solo impacta servicios esenciales como el control de voltaje y la respuesta de frecuencia, sino que también modifica la dinámica y los mecanismos de control del sistema eléctrico, lo cual resulta en un desafío en la búsqueda de soluciones ingenieriles que permitan gestionar estos cambios a medida que se incrementa la incorporación de energías renovables en la red [34].

El término "fortaleza de la red" se emplea para describir que tan rígida es la red ante perturbaciones como, variaciones en la carga o la conmutación de equipos. En general, las redes eléctricas con mayor fortaleza proporcionan una referencia estable, donde tanto el voltaje como el ángulo de fase presentan poca sensibilidad ante cambios en la inyección de corriente de fuentes basadas en inversores [34]. Por el contrario, las redes más débiles pueden presentar dificultades para la integración de nueva generación, especialmente aquella basada en inversores, debido a su mayor sensibilidad a variaciones en el sistema [34].

Un factor clave en estos sistemas es que las fuentes de generación conectadas mediante inversores no aportan niveles significativos de corriente de falla. Aunque esto no representa un riesgo directo para la confiabilidad del sistema, los esquemas de control y protección tradicionales deben ser ajustados para adaptarse a estas nuevas condiciones operativas. Además, muchas de las principales fuentes de generación renovable están ubicadas lejos de los centros de mayor demanda energética, en zonas donde la red de transmisión de extra alto voltaje es limitada y donde hay pocos generadores

síncronos que contribuyan con corriente de cortocircuito y fortaleza de la red. Debido a estas razones, estas regiones suelen ser clasificadas como áreas "débiles" dentro del sistema eléctrico [34].

La identificación de sistemas "débiles" es fundamental en la planificación del sistema eléctrico, ya que permite anticipar posibles problemas operativos y adoptar medidas preventivas para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema. Asimismo, resulta crucial comprender las condiciones que pueden llevar a una red a volverse débil y generar inconvenientes asociados a esta condición.

Existen diversos métodos para cuantificar la fortaleza del sistema, cada uno de estos métodos presenta ventajas y limitaciones, por lo que su aplicación depende del contexto y de los requerimientos específicos del análisis, estos métodos quedan expuestos a continuación.

2.3.3 Short Circuit Ratio o relación de cortocircuito (SCR) [34, 35]

La Relación de Cortocircuito o SCR, es una de las métricas más simples y ampliamente utilizadas para evaluar la fortaleza relativa de un sistema de energía. Esta métrica se define como el cociente entre la potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico en un nodo específico del sistema y la potencia activa de la fuente conectada a través de un inversor en dicha ubicación.

Dado que el valor del SCR varía en función del punto de medición dentro del sistema, es común que se indique la ubicación específica junto con el número SCR correspondiente. La fórmula utilizada para el cálculo del SCR se presenta en la ecuación (2.1).

$$SCR_i = \frac{Skss_i}{MW_i} \quad (2.1)$$

Donde $Skss_i$ corresponde a la potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico en el punto de interés, sin considerar la contribución del inversor o de los inversores conectados a dicho punto de interés. Por su parte MW_i corresponde a la potencia nominal en MW de los inversores conectados al mismo nodo o punto de interés.

Esta métrica se emplea comúnmente en la industria para evaluar la fortaleza de los sistemas. Un área con un SCR bajo, que indica un "sistema débil", refleja una alta sensibilidad de la tensión (tanto en magnitud como en ángulo de fase) a variaciones en las inyecciones o consumos de potencia activa y reactiva. En cambio, los sistemas con un SCR alto, considerados "sistemas fuertes", presentan baja sensibilidad y generalmente no se ven afectados por los cambios en la inyección de potencia

activa y reactiva. Es importante señalar que la métrica SCR resulta más adecuada cuando se evalúa una única fuente basada en inversores en un sistema eléctrico, ya que no toma en cuenta la presencia de otras fuentes basadas en inversores o equipos electrónicos de potencia cercanos al punto de interés en el estudio.

2.3.4 Relación efectiva de cortocircuito (ESCR) [35]

Debido a que la relación SCR no tiene en cuenta la contribución de otros inversores cercanos al nodo i de interés, se introduce la relación ESCR, que sí contempla la interacción entre varios parques. Esta relación puede ser calculada mediante la ecuación (2.2).

$$ESCR_i = \frac{Skss_i}{\sum_{j=1}^N |IF_{ij} * P_j|} \quad (2.2)$$

Donde,

$Skss_i$: corresponde potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del i -ésimo nodo.

$IF_{ij} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i}$, el cual corresponde al factor de interacción entre los nodos i y j .

P_j : corresponde a la potencia activa inyectada por convertidores estáticos en el j -ésimo nodo en el estado prefalla.

Cabe destacar que existen valores referenciales de ESCR los cuales indican el comportamiento en estabilidad que tendrán los nodos de interés de un SEP ante alguna perturbación, los cuales se detallan y se muestran en la Fig. 2.5.

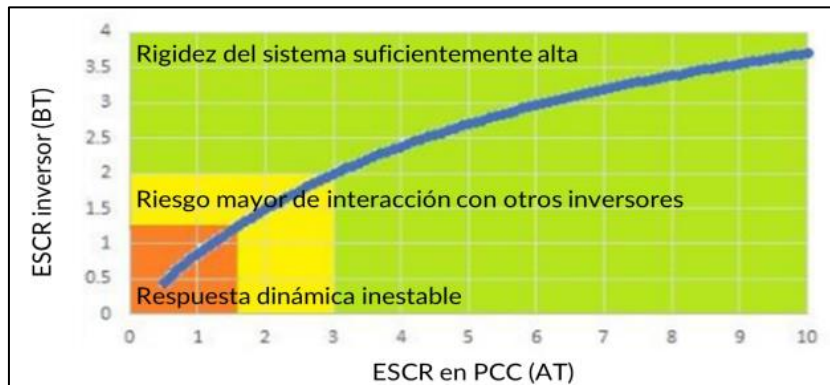


Fig. 2.5: Relación ESCR [35]

Zona verde ($ESCR > 3$): Este rango indica una respuesta estable del inversor, ya que el sistema presenta una rigidez suficientemente alta y no se presenta interacción con otros inversores.

Zona amarilla ($1,5 \leq \text{ESCR} \leq 3$): Este rango indica sintonización coordinada entre el control de inversores para asegurar respuesta estable del sistema, pero donde existe riesgo de interacción entre inversores.

Roja ($\text{ESCR} \leq 1,5$): Este rango indica que la sintonización del control puede no ser suficiente, por lo que son necesarias medidas adicionales para lograr una respuesta estable.

2.3.5 Otros métodos basados en SCR [34]

Como se mencionó previamente, el método SCR no resulta adecuado para evaluar con precisión la fortaleza de una red cuando múltiples recursos basados en inversores están conectados eléctricamente en proximidad. En particular, el uso de SCR para estimar la fortaleza del sistema en el caso de un recurso basado en inversores cerca de otros similares puede generar resultados excesivamente optimistas. En respuesta a esta limitación, se han propuesto diversos métodos para estimar la fortaleza del sistema en escenarios donde varios recursos basados en inversores están interconectados cercanamente. A continuación, se describen brevemente estos métodos.

A. Weighted Short Circuit Ratio o relación de cortocircuito ponderada (WSCR)

La relación de cortocircuito ponderada (WSCR) es una técnica más adecuada para su aplicación cuando se encuentran recursos eléctricos cercanos al nodo de estudio, como STATCOM y SVC. Esta se define mediante la ecuación (2.3).

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i * P_{RMW_i}}{\sum_i^N P_{RMW_i}^2} \quad (2.3)$$

Donde $SCMVA_i$ hace referencia a la capacidad de cortocircuito en el nodo o punto del SEP de interés (i), sin considerar la corriente de los inversores conectados a dicho punto y P_{RMW_i} corresponde a la potencia de salida en MW de la generación basada en inversores que se conectará al nodo o punto i, por último, N corresponde al número de plantas eólicas que interactúan entre sí.

B. Composite Short Circuit Ratio o relación de cortocircuito compuesta (CSCR)

La relación de cortocircuito compuesta estima la impedancia equivalente del sistema desde la perspectiva de múltiples fuentes basadas en inversores, creando un nodo común de media tensión al conectar todas las fuentes de interés en dicho punto. A continuación, se calcula la potencia de

cortocircuito compuesto en MVA en este nodo común, sin considerar la contribución de corriente de las fuentes basadas en inversores, es decir, el CSC_{MVA} . El CSCR se puede calcular respecto a lo indicado en la ecuación (2.4).

$$CSCR = \frac{CSC_{MVA}}{MW_{VER}} \quad (2.4)$$

Donde MW_{VER} representa la suma de la potencia nominal en MW de todas las fuentes basadas en inversores consideradas. Este método permite calcular un SCR agregado para múltiples fuentes basadas en inversores, a diferencia del enfoque convencional del SCR, que calcula un SCR para cada fuente de manera individual.



3. Métodos para identificar coherencia

3.1. Introducción

La identificación de la coherencia entre generadores surge a partir de una observación empírica. Se considera que dos o más unidades generadoras son coherentes cuando, tras una perturbación, presentan variaciones similares en sus respuestas angulares del rotor dentro de un margen de tolerancia, en función del tiempo [15].

Existen principalmente dos enfoques para determinar la coherencia entre generadores:

- **Métodos basados en simulaciones en el dominio del tiempo**, los cuales requieren evaluar un conjunto amplio de perturbaciones. Este enfoque tiene la desventaja de que el modelo obtenido solo es completamente válido para la perturbación analizada, por lo que se deben establecer criterios que permitan validar su aplicabilidad ante otros eventos [15].
- **Métodos basados en el análisis de las propiedades de coherencia del sistema**, los cuales son independientes de la perturbación específica aplicada. Sin embargo, estudios empíricos han demostrado que la coherencia entre generadores puede estar influenciada por la perturbación aplicada en el análisis en el dominio del tiempo. No considerar este factor podría conducir a resultados inexactos, lo que representa la principal limitación de esos métodos.

A continuación, se describen distintos métodos utilizados en la literatura para la identificación de coherencia.

3.2. Identificación de coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo

Este método es uno de los más tradicionales y ampliamente utilizados para la identificación de generadores coherentes. Consiste en aplicar una perturbación en una zona específica del sistema de estudio, lo que genera una respuesta en el dominio del tiempo por parte de los generadores. Esta respuesta se analiza comparando los ángulos de oscilación del rotor de cada generador. Aquellos cuya variación angular sea similar se agrupan y conforman un grupo coherente [15].

En este enfoque, las curvas de oscilación, que representan las variaciones del ángulo o la velocidad del rotor, se obtienen a partir del modelo linealizado del SEP [20]. Su principal ventaja radica en la precisión de los resultados, ya que es independiente del tipo de falla y del nivel de detalle del modelo de los generadores. No obstante, en ciertos estudios, la composición de los grupos de

generadores puede verse influenciada por la magnitud y la ubicación de la perturbación [20]. Su principal desventaja es el alto tiempo de procesamiento requerido para analizar sistemas de gran escala en el dominio del tiempo [15].

Por ejemplo, en [47] se utiliza el método propuesto anteriormente, en el sistema de Nueva Inglaterra expuesto en la Fig. 3.1.

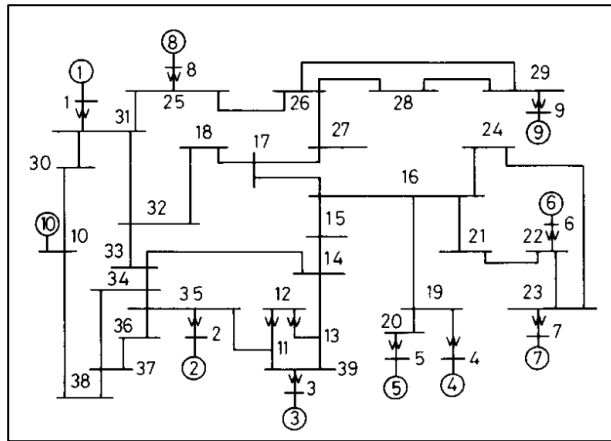


Fig. 3.1: Sistema de Nueva Inglaterra [47]

En la Fig. 3.2 se presentan los resultados del análisis de coherencia en el sistema tras la aplicación de una falla trifásica. Se observa que los generadores 2, 3 y 9 exhiben un comportamiento similar en sus curvas de ángulo del rotor, por lo que se consideran coherentes y conforman un grupo. De manera similar, los generadores 6 y 7 muestran una respuesta comparable entre sí, formando otro grupo de coherencia. Finalmente, los generadores 1 y 8 también presentan un comportamiento coherente entre ellos, logrando así la conformación de 3 grupos coherentes en el sistema de estudio.

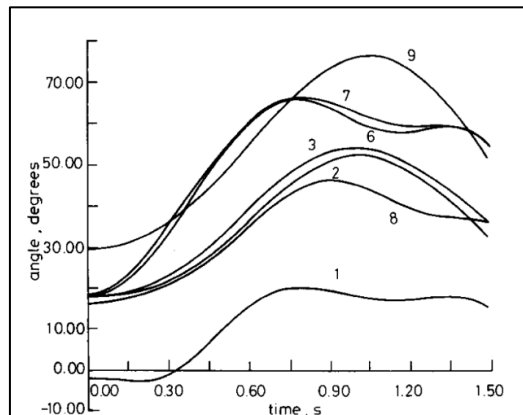


Fig. 3.2: Ángulos de rotor [47]

3.3. Coherencia por condiciones estructurales de la red [15, 23]

Para cualquier grupo de máquinas, sin necesidad de que sean coherentes, es posible descomponer las ecuaciones del sistema linealizado en dos subsistemas distintos, conocidos como equivalentes modales "internos" y "externos" en relación con dicho grupo. Esta separación se basa en una transformación lineal específica, la cual se determina de manera única al exigir coherencia con una transformación especial. Cuando el grupo de máquinas es teórica y estructuralmente coherente, esta transformación permite un desacoplamiento completo de los valores propios del sistema en dos conjuntos bien diferenciados: uno que representa las oscilaciones internas dentro del grupo y otro que describe las oscilaciones externas.

En términos sencillos, la coherencia estructural se define como una propiedad que permite aproximar, en un orden O_e todas las características derivadas de las condiciones estructurales para la coherencia teórica. Un grupo de máquinas se considera práctica y estructuralmente coherente dentro de un determinado orden de aproximación O_e , si existe un único equivalente de máquina capaz de reemplazar al grupo, manteniendo los valores propios y los vectores propios externos al grupo dentro de dicha aproximación.

3.4. Coherencia por doble escala de tiempo o coherencia lenta [15, 24]

Tomando en cuenta que, en muchos casos, los sistemas de gran escala se reemplazan por equivalentes para reducir la cantidad de datos, se ha desarrollado una técnica basada en la dispersión para identificar áreas de coherencia lenta en redes eléctricas de gran tamaño. Esta metodología es robusta, ya que identifica áreas coherentes que permanecen estables ante reconfiguraciones limitadas del sistema; eficiente, al preservar la dispersión; y rápida, pues solo requiere cálculos parciales de funciones propias.

El método se fundamenta en la teoría de perturbación singular para separar las variables del sistema en lentas, relacionadas con la inercia, y rápidas, que describen las oscilaciones entre máquinas dentro de las áreas. Un aspecto clave es que las áreas obtenidas son independientes de la ubicación de las fallas.

La identificación de grupos de generadores coherentes se basa en análisis modales, determinando los modos de oscilación de menor frecuencia mediante el cálculo de valores propios. La presencia de valores pequeños indica modos de oscilación entre áreas.

Este enfoque permite dividir el sistema en un número arbitrario p de grupos de generadores coherentes, analizando los p modos de oscilación más lentos.

3.5. Método de acoplamiento débil

Para identificar acoplamientos débiles entre áreas, se linealizan las ecuaciones del sistema en torno a un punto de operación para obtener la matriz de estados, la cual permite analizar la relación entre un generador y el resto del sistema [20].

El acoplamiento entre dos subsistemas, cada uno compuesto por distintos grupos de máquinas, se mide mediante factores de acoplamiento [25]. Cuanto menor sea este factor, mayor será la coherencia entre las máquinas de dichos subsistemas [15]. A partir de estos factores, un algoritmo reordena las máquinas según su acoplamiento relativo, agrupando aquellas que están más fuertemente acopladas o que presentan mayor coherencia [25].

Este análisis permite identificar grupos con distintos niveles de coherencia: un grupo débilmente coherente, donde las máquinas tienen un acoplamiento relativamente bajo con el resto del sistema, y un grupo fuertemente coherente, que es un subconjunto del primero y cuyas máquinas exhiben una mayor coherencia entre sí. Además, el método propuesto es computacionalmente más eficiente que otros enfoques, ya que no requiere cálculos complejos de valores propios ni la resolución repetida de las ecuaciones de la red [25].

3.6. Método basado en el uso de factor de relación

En este método, los generadores se agrupan según los factores de relación, los cuales reflejan el grado relativo de acoplamiento entre ellos. A medida que se forman los grupos, se determinan los números de participación, que cuantifican la contribución relativa de cada generador dentro del grupo. Posteriormente, todos los generadores y controladores del grupo se ponderan según estos valores y se combinan para construir un equivalente dinámico [26].

A diferencia de los métodos basados en coherencia lenta, este enfoque emplea directamente la matriz de estados para identificar generadores coherentes, en lugar de centrarse en la búsqueda de modos lentos [20].

3.7. Método basado en puntos singulares

El método basado en puntos singulares analiza la variación de los ángulos relativos de los generadores entre dos estados clave: el punto de equilibrio estable previo a la falla y el punto de

equilibrio inestable posterior a la falla, asociado con el modo de inestabilidad del sistema. Mientras que el punto estable se obtiene fácilmente a partir del flujo de carga, la determinación del punto inestable requiere resolver $n-1$ ecuaciones algebraicas no lineales, donde n corresponde al número de máquinas asociadas con las ecuaciones diferenciales del sistema [27].

Este enfoque es sencillo de implementar, ofrece resultados precisos y es menos empírico que otras técnicas. Además, aunque los resultados pueden compararse con los obtenidos a partir del análisis de las curvas de oscilación del sistema completo, el esfuerzo computacional es significativamente menor [27]. No obstante, su principal desventaja radica en la dificultad para identificar el modo inestable y el punto de equilibrio [20].

3.8. Método modal-coherente [28]

Este método identifica generadores coherentes mediante el cálculo de las desviaciones angulares de los rotores tras un disturbio generalizado en la potencia mecánica de las máquinas, por lo cual se auxilia de una medida de coherencia RMS. En lugar de simular el disturbio en la red, se aplica directamente a los generadores para emular la aceleración que experimentarían ante una falla. Así, no es necesario llevar a cabo simulaciones con el sistema de potencia y analizar el comportamiento angular de los rotores de las máquinas para decidir acerca de la coherencia.

Dado que este enfoque no depende de simulaciones del sistema de potencia, los grupos coherentes obtenidos dependen únicamente de los parámetros del sistema y no son sensibles a la ubicación o tipo de disturbio. Para la agrupación, las medidas de coherencia entre pares de generadores se ordenan y se establecen umbrales para fusionarlos progresivamente en grupos. Se emplea un algoritmo transitivo, que garantiza que un generador solo se agrupe si es coherente con todos los miembros del grupo, evitando así la inclusión de máquinas no coherentes.

3.9. Elección de metodología de coherencia

Para seleccionar la metodología adecuada, es fundamental considerar los requisitos necesarios para obtener resultados precisos y confiables. Por ello, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La metodología escogida debe ser compatible computacionalmente para su implementación.
- La metodología escogida debe arrojar soluciones fidedignas y comprobables matemáticamente.
- La metodología debe ajustarse a los SEP actuales y futuros.

En consideración a lo mencionado anteriormente se hace uso de dos metodologías para el estudio y corroboración de coherencia, las cuáles se exponen a continuación.

A. Coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo

Este método ha sido seleccionado debido a que, como se mencionó anteriormente, es uno de los enfoques más clásicos y ampliamente utilizados para la identificación de generadores coherentes. Su principal ventaja radica en la precisión de los resultados obtenidos.

No obstante, a pesar de sus beneficios, presenta ciertas limitaciones que deben considerarse. Una de ellas es el alto tiempo de simulación requerido en sistemas de gran escala. Otra desventaja significativa, a menudo subestimada en la literatura, es la dificultad en el análisis gráfico de los resultados cuando se trabaja con sistemas extremadamente grandes. Como se explicó en capítulos anteriores, este método se basa en el análisis de las gráficas en el dominio del tiempo de los ángulos rotóricos de los generadores sincrónicos presentes en el sistema de estudio. En sistemas de gran tamaño, estas gráficas tienden a superponerse, lo que dificulta su interpretación y, por ende, la correcta identificación de la coherencia entre generadores. Esta situación puede poner en duda la validez de los resultados obtenidos únicamente mediante la observación de dichas gráficas.

Por esta razón, en el presente trabajo se complementa el método con una validación matemática basada en el coeficiente de correlación entre las oscilaciones de dos generadores, utilizando las gráficas obtenidas de la simulación en el dominio del tiempo, tomando como base lo planteado en [44].

Esta validación se expresa en la ecuación (3.1), donde se define el coeficiente de correlación entre dos generadores, uno representado por i y el otro por j , en función de sus oscilaciones del ángulo de rotor dentro de una ventana de tiempo arbitraria con n puntos de muestreo. Es importante destacar que este coeficiente varía en un rango de -1.0 a +1.0, representando la fuerza de coherencia entre ambos generadores.

En particular, un valor de $R_{ij} = 1$ indica una oscilación completamente en fase y una alta coherencia entre los generadores, mientras que un valor de $R_{ij} = -1$ sugiere una oscilación totalmente fuera de fase, sin coherencia alguna.

$$R_{ij} = \frac{n * \sum(\delta_i * \delta_j) - (\sum \delta_i) * (\sum \delta_j)}{\sqrt{[n * \sum \delta_i^2 - (\sum \delta_i)^2] * [n * \sum \delta_j^2 - (\sum \delta_j)^2]}} \quad (3.1)$$

Cabe destacar que la ecuación (3.1) se basa en el “coeficiente de correlación de Pearson”, el cual es una medida estadística que indica la relación entre dos variables, en el presente caso aterrizado a pares de generadores que varían su ángulo rotórico durante un transcurso de tiempo.

En la Fig. 3.3 se presenta el esquema representativo de la aplicación práctica de la metodología mencionada.

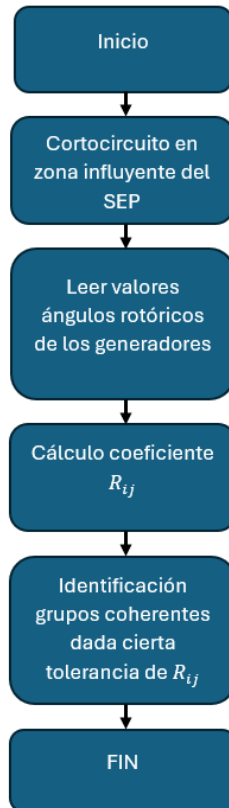


Fig. 3.3: Diagrama coherencia simulación en el tiempo

B. Coherencia Lenta

Este método se utiliza debido a que, como se mencionó en los capítulos anteriores, es considerado un enfoque robusto basado en la identificación de los modos oscilatorios más lentos del sistema. Esta característica le otorga una ventaja con respecto al método previamente seleccionado, al implementarse de manera eficiente en el software DlgSILENT PowerFactory, el cual cuenta con la herramienta Modal Analysis para extraer los valores y vectores propios del sistema mediante el método QR.

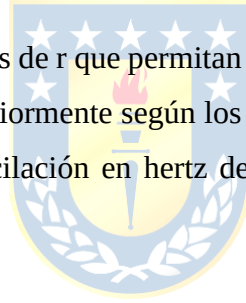
El método se basa en la premisa de que ciertos grupos de generadores ubicados en áreas específicas del SEP presentan un comportamiento coherente en oscilaciones de baja frecuencia

(modos lentos de oscilación). Estos grupos coherentes están separados de otros grupos similares por enlaces débiles dentro del sistema.

En teoría, los generadores que conforman un grupo coherente deberían comportarse de manera idéntica en un conjunto determinado de las frecuencias de oscilación más bajas. No obstante, en la práctica, esta coherencia ideal solo puede observarse en casos específicos, como en una central generadora con unidades idénticas operando a un mismo nivel de carga. En sistemas más complejos, los generadores diferentes pueden comportarse de manera aproximadamente coherente según un criterio específico, pero solo para un número determinado de los modos más lentos del sistema.

Una vez calculados los valores propios, se seleccionan los modos oscilatorios más lentos, es decir, aquellos con las frecuencias más bajas y los mayores factores de participación respecto del ángulo del rotor de los generadores. La cantidad de modos lentos a considerar, denominada r , se determina de manera iterativa. Si el valor de r es demasiado pequeño, la precisión del análisis se verá comprometida, mientras que un valor excesivamente grande reducirá la utilidad de la simplificación del sistema.

Generalmente, se prueban valores de r que permitan obtener frecuencias de oscilaciones inter-área menores a 1 Hz, ajustándose posteriormente según los requerimientos específicos del problema. Cabe destacar que la frecuencia de oscilación en hertz de un valor propio se obtiene mediante la ecuación (3.2).



$$f = \frac{w(\frac{rad}{s})}{2\pi} = \frac{Parte\ Imaginaria}{2\pi} [Hz] \quad (3.2)$$

Para los modos oscilatorios más lentos del sistema, se procede a identificar la máquina representante de cada modo, utilizando el factor de participación. La máquina con el factor de participación más alto será seleccionada como la representante del modo elegido.

A partir de los “vectores de observabilidad” obtenidos en DIGSILENT, los cuales corresponden a los vectores propios derechos del sistema, se determinan los vectores propios derechos basados en el componente “PHI”. Este componente representa la variación angular asociada a los modos oscilatorios más lentos previamente seleccionados.

Una vez obtenidos estos valores, es necesario definir un criterio de coherencia. En este caso, se adopta el criterio presentado en [45], basado en los cosenos directores de las filas de los vectores

propios correspondientes a los ángulos de los generadores (dcv). Este criterio se define según lo expuesto en la ecuación (3.3).

$$dcv = \frac{\sum_{i=1}^n v_{1i} * v_{2i}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n v_{1i}^2 * \sum_{i=1}^n v_{2i}^2}} \quad (3.3)$$

El coeficiente dcv varía entre +1.0 y -1.0 y, al igual que el factor de la metodología anterior, representa la intensidad de coherencia entre dos generadores. Valores más altos indican una conexión más fuerte y, por lo tanto, una mayor coherencia entre los generadores. En este sentido, un dcv = 1 refleja una alta coherencia, mientras que un dcv = -1 indica ausencia de coherencia.

Cabe destacar que ambas metodologías descritas utilizan la regla de transitividad, lo cual simplifica la agrupación de generadores coherentes

En la Fig. 3.4 se presenta el esquema representativo de la aplicación práctica de la metodología mencionada.



Fig. 3.4: Diagrama coherencia lenta

4. Estudio de coherencia Sistema de New England

4.1. Introducción

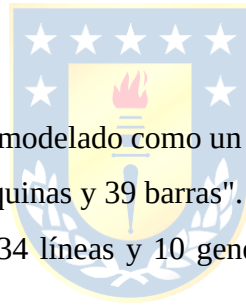
El sistema de New England de 39 barras [46], ha sido ampliamente utilizado en la literatura para diferentes análisis, donde se destacan principalmente análisis de estabilidad de pequeña señal y transitoria. Dicho sistema es un modelo simplificado de la red de alto voltaje que se encuentra ubicada en el norte de Estados Unidos, la cual es conocida como New England. En este capítulo se procede a utilizar dicho sistema con el fin de poder estudiar la existencia del término “coherencia”. Dicho estudio se lleva a cabo mediante los dos métodos descritos en la sección 3.9 con el fin de obtener “grupos coherentes” más precisos. Además, se presenta una pequeña descripción del sistema New England a modo de contextualización, para finalmente explicar el desarrollo de los métodos y presentar los resultados que se obtienen del estudio que se realiza.

4.2. Descripción general

El sistema de New England está modelado como un ejemplo en DIgSILENT Power Factory y es conocido como el "sistema de 10 máquinas y 39 barras". Tal como indica su nombre, consta de 39 barras, 12 transformadores, 19 cargas, 34 líneas y 10 generadores, uno de los cuales representa la conexión con el sistema de New York.

Este sistema opera con cuatro niveles de tensión: 16.5 kV en los generadores, una red principal de 345 kV y cargas conectadas a 230 kV y 138 kV en las barras 12 y 20, respectivamente. El generador "G 01" representa la interconexión con el sistema de New York y está directamente conectado a la red de 345 kV, a diferencia de los demás generadores, que se vinculan a niveles de tensión menores mediante transformadores. Además, el generador "G 02" ha sido designado como el elemento de referencia del sistema, de acuerdo con la modelación asumida por DIgSILENT Power Factory.

En la Fig. 4.1 se presenta el diagrama unilineal de dicho sistema y en la Fig. 4.2 su diagrama unilineal modelado en DIgSILENT Power Factory.



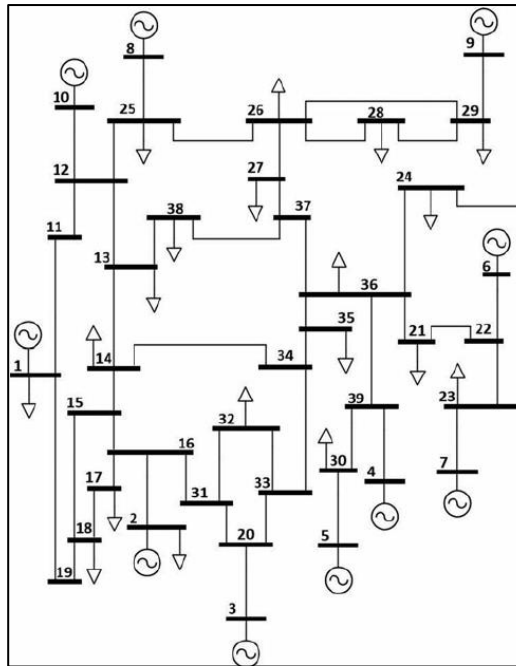


Fig. 4.1: Diagrama unilineal Sistema New England [46]

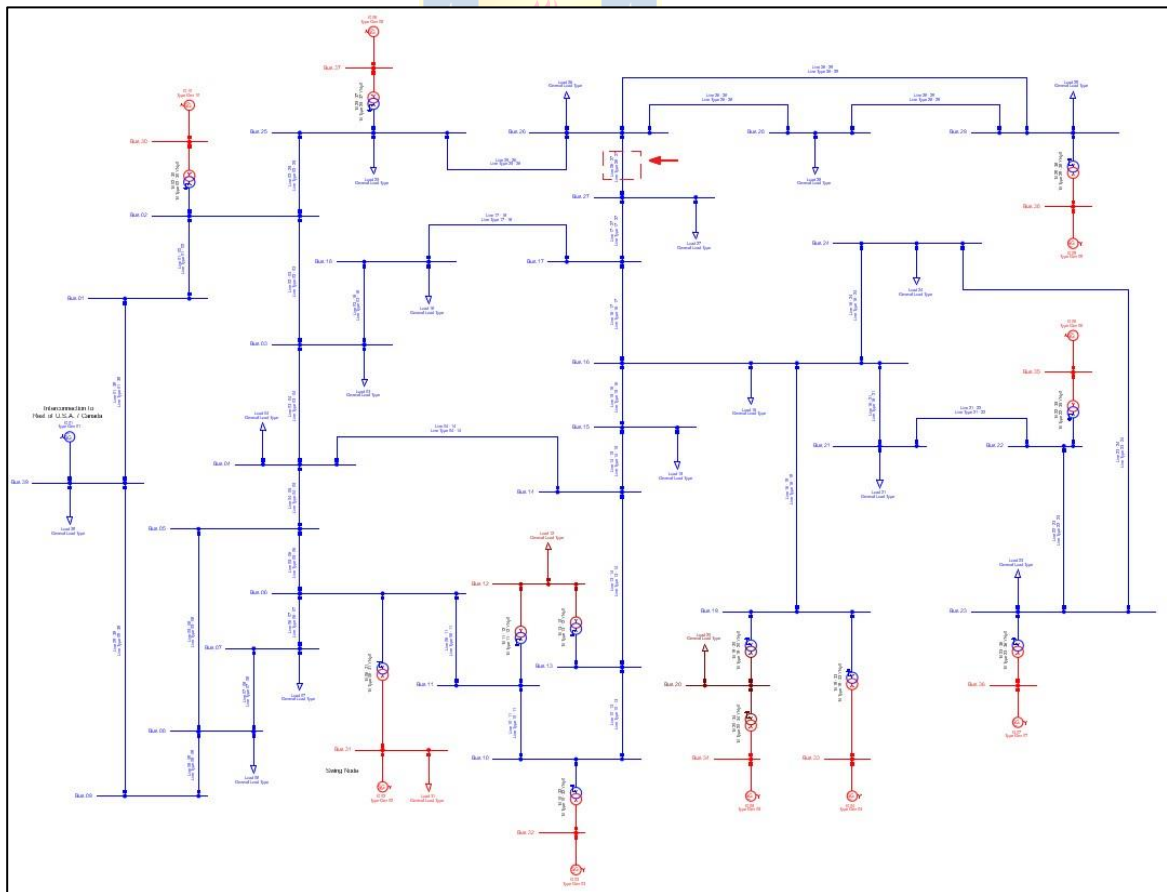


Fig. 4.2: Modelado DigSILENT Sistema New England

En el Anexo B quedan expuestos los parámetros más relevantes del Sistema de Nueva Inglaterra.

4.3. Identificación coherencia lenta Sistema New England

La aplicación del estudio de coherencia lenta en el sistema de New England se lleva a cabo mediante el desarrollo de comandos en DPL, Python y el uso de Excel.

En primer lugar, a través de un comando en DPL directamente desde DIgSILENT Power Factory, se simula un evento de cortocircuito trifásico en la línea 26-27. Luego, se calculan los valores propios del sistema y se extrae la inercia de todos los generadores en servicio.

Posteriormente, de manera manual, se visualizan y seleccionan los “r” modos oscilatorios con las frecuencias más bajas del sistema (valores propios complejos conjugados), correspondientes a los modos lentos, que tienen los mayores factores de participación del ángulo del rotor del generador, siguiendo el procedimiento descrito en [50].

A continuación, para cada modo seleccionado dentro del conjunto “r” definido, se calcula su vector propio derecho y se determina la máquina representante mediante la obtención del factor de participación de cada generador. Para obtener los vectores propios derechos de cada modo seleccionado, se analiza el parámetro “Observability”, el cual indica el grado de actividad de una variable de estado cuando se excita en un modo particular.

Toda la información obtenida, que incluye la matriz de los generadores sincrónicos junto con su vector propio en cada modo seleccionado, se transfiere manualmente a una hoja de cálculo en Excel. Allí, se lee la información y se procede al cálculo del factor dcv descrito en la ecuación (3.3).

Finalmente, los factores dcv (cosenos directores) obtenidos se evalúan para identificar los grupos de generadores coherentes. Un dcv cercano a la unidad indica alta coherencia; en este caso, se establece un umbral de **0.7** o superior para seleccionar los generadores coherentes con base en la matriz de cosenos directores. Este umbral se define tras una serie de evaluaciones con diferentes tolerancias, buscando un criterio que minimice la cantidad de grupos sin comprometer la veracidad del análisis.

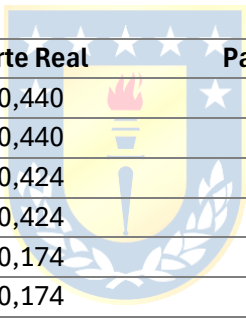
Es importante señalar que este proceso debe repetirse en distintos instantes de tiempo dentro de la ventana de simulación, ya que se trata de un estudio estático donde los valores obtenidos corresponden a un instante específico, generalmente el momento en que finaliza la simulación. Por ello, es fundamental verificar este método en varios instantes temporales, con especial énfasis en la ventana de tiempo post-falla, pues en esta etapa el sistema comienza su recuperación tras la

perturbación y las respuestas de los ángulos rotóricos de los generadores tienden a agruparse.

4.3.1 Identificación grupos coherentes

Se procede a realizar un cortocircuito trifásico en la línea 26-27 a los 0,5 segundos de simulación, el cual se despeja a los 0,62 segundos, es decir 120 milisegundos después de ocurrida la falla como lo indica la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Eléctrico (NTSyCS), dicha zona de cortocircuito corresponde al recuadro en rojo expuesto en Fig. 4.2. Por consiguiente, se procede a obtener los modos oscilatorios, máquinas representantes y coeficientes dcv para diferentes casos de tiempo en la zona de post-contingencia, ya que como se indicó en la sección 4.3 dicho método es una forma estática de estudio donde los valores que se obtienen corresponden a un instante en específico, correspondiente al tiempo en el cual finaliza la simulación, por lo que se hace necesario corroborar dicho método en varios instantes de tiempo. Los resultados quedan expuestos a continuación.

Caso 1: $t = 0.63$ segundos



Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	22	-0,440	3,474	0,553
	23	-0,440	-3,474	
2	18	-0,424	4,600	0,732
	19	-0,424	-4,600	
3	5	-0,174	6,534	1,040
	6	-0,174	-6,534	
4	26	-0,621	6,822	1,086
	27	-0,621	-6,822	
5	24	-0,463	7,081	1,127
	25	-0,463	-7,081	

Tabla 4.1: Modos oscilatorios caso 1 sistema New England

Ahora corresponde definir el número de modos más lentos a considerar (modos con oscilaciones de más baja frecuencia). Para este método se considerarán los 2 modos más lentos del sistema, es decir, un $r = 2$, dicho coeficiente “r” fue escogido después de varios análisis buscando el coeficiente que arrojara resultados más fidedignos, basándose en los gráficos de los ángulos rotóricos de cada generador. Para el presente caso los 2 modos más lentos corresponden a los modos 1 y 2.

A continuación, en la tabla Tabla 4.2 se presenta el factor de participación de cada máquina para cada uno de los 2 modos más lentos, haciendo uso de la variable PHI, la cual corresponde a la

variación angular. Esto con el fin de poder seleccionar la máquina representante de cada modo. En este caso se destacan las máquinas más participativas en cada modo.

Factor de Participación	Modo	
	1	2
G1: PHI	1,000	0,143
G2: PHI	0,000	0,000
G3: PHI	0,005	0,001
G4: PHI	0,023	0,031
G5: PHI	0,037	0,051
G6: PHI	0,042	0,056
G7: PHI	0,032	0,035
G8: PHI	0,016	0,022
G9: PHI	0,528	1,000
G10: PHI	0,004	0,007

Tabla 4.2: Factores de participación caso 1

En la Tabla 4.3 se presentan las componentes de variaciones angulares de los vectores propios derechos correspondientes a cada modo, donde se hace uso del parámetro “observability” obtenido de DIgSILENT.

Vector propio derecho	Modo	
	1	2
G1: PHI	-0,069	0,039
G2: PHI	0,000	0,000
G3: PHI	0,004	0,001
G4: PHI	0,021	-0,018
G5: PHI	0,031	-0,025
G6: PHI	0,024	-0,021
G7: PHI	0,026	-0,020
G8: PHI	0,016	0,047
G9: PHI	0,090	0,143
G10: PHI	-0,003	0,025

Tabla 4.3: Vectores propios derechos caso 1

Con dichos valores se procede a calcular la matriz de cosenos directores, la cual indica el grado de coherencia entre los generadores. Dicha matriz queda expuesta en la tabla Tabla 4.4, donde los valores destacados son los que se ajustan a la tolerancia de 0.7 indicada en el capítulo anterior.

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
G1	1,000	0,000	-0,790	-0,981	-0,987	-0,980	-0,990	0,177	-0,052	0,598
G2		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G3		0,000	1,000	0,656	0,680	0,651	0,712	0,464	0,653	0,019
G4		0,000		1,000	0,999	1,000	0,998	-0,365	-0,144	-0,743
G5		0,000			1,000	0,999	1,000	-0,334	-0,112	-0,721
G6		0,000				1,000	0,998	-0,370	-0,150	-0,747
G7		0,000					1,000	-0,311	-0,087	-0,703
G8		0,000						1,000	0,974	0,894
G9		0,000							1,000	0,769
G10		0,000								1,000

Tabla 4.4: Matriz cosenos directores caso 1

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente caso.

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G8, G9, G10}
- Máquina aislada: {G1}

Caso 2: $t = 0,64$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	24	-0,484	3,467	0,552
	25	-0,484	-3,467	
2	18	-0,424	4,600	0,733
	19	-0,424	-4,600	

Tabla 4.5: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 2

Generadores	Factor de Participación		Vector propio derecho	
	Modo		Modo	
	1	2	1	2
G1: PHI	1,000	0,204	-0,057	0,041
G2: PHI	0,000	0,000	0,000	0,000
G3: PHI	0,005	0,001	0,004	0,000
G4: PHI	0,019	0,032	0,016	-0,016
G5: PHI	0,035	0,056	0,025	-0,024
G6: PHI	0,038	0,061	0,020	-0,020
G7: PHI	0,027	0,036	0,020	-0,018
G8: PHI	0,018	0,016	0,016	0,043
G9: PHI	0,711	1,000	0,089	0,136
G10: PHI	0,002	0,009	-0,001	0,023

Tabla 4.6: Factor de participación y vectores propios derechos caso 2

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
G1	1,000	0,000	-0,782	-0,985	-0,990	-0,983	-0,994	0,260	0,039	0,614
G2		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G3		0,000	1,000	0,662	0,688	0,652	0,706	0,399	0,593	0,012
G4		0,000		1,000	0,999	1,000	0,998	-0,423	-0,211	-0,742
G5		0,000			1,000	0,999	1,000	-0,390	-0,176	-0,717
G6		0,000				1,000	0,997	-0,435	-0,224	-0,750
G7		0,000					1,000	-0,368	-0,152	-0,700
G8		0,000						1,000	0,975	0,922
G9		0,000							1,000	0,812
G10		0,000								1,000

Tabla 4.7: Matriz cosenos directores caso 2

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente caso.

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G8, G9, G10}
- Máquina aislada: {G1}

Caso 3: $t = 0,65$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	24	-0,484	3,467	0,552
	25	-0,484	-3,467	
2	18	-0,424	4,600	0,733
	19	-0,424	-4,600	

Tabla 4.8: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 3

Generadores	Factor de Participación		Vector propio derecho	
	Modo		Modo	
	1	2	1	2
G1: PHI	1,000	0,204	-0,057	0,041
G2: PHI	0,000	0,000	0,000	0,000
G3: PHI	0,005	0,001	0,004	0,000
G4: PHI	0,019	0,032	0,016	-0,016
G5: PHI	0,035	0,056	0,025	-0,024
G6: PHI	0,038	0,061	0,020	-0,020
G7: PHI	0,027	0,036	0,020	-0,018
G8: PHI	0,018	0,016	0,016	0,043
G9: PHI	0,711	1,000	0,089	0,136
G10: PHI	0,002	0,009	-0,001	0,023

Tabla 4.9: Factor de participación y vectores propios derechos caso 3

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
G1	1,000	0,000	-0,782	-0,985	-0,990	-0,983	-0,994	0,260	0,039	0,614
G2		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G3		0,000	1,000	0,662	0,688	0,652	0,706	0,399	0,593	0,012
G4		0,000		1,000	0,999	1,000	0,998	-0,423	-0,211	-0,742
G5		0,000			1,000	0,999	1,000	-0,390	-0,176	-0,717
G6		0,000				1,000	0,997	-0,435	-0,224	-0,750
G7		0,000					1,000	-0,368	-0,152	-0,700
G8		0,000						1,000	0,975	0,922
G9		0,000							1,000	0,812
G10		0,000								1,000

Tabla 4.10: Matriz cosenos directores caso 3

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente caso.

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G8, G9, G10}
- Máquina aislada: {G1}

Caso 4: $t = 0.66$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	28	-0,652	3,288	0,523
	29	-0,652	-3,288	
2	16	-0,402	4,529	0,721
	17	-0,402	-4,529	

Tabla 4.11: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 4

Generadores	Factor de Participación		Vector propio derecho	
	Modo		Modo	
	1	2	1	2
G1: PHI	0,587	0,401	-0,035	0,047
G2: PHI	0,000	0,000	0,000	0,000
G3: PHI	0,003	0,003	0,003	-0,001
G4: PHI	0,008	0,041	0,010	-0,016
G5: PHI	0,016	0,074	0,016	-0,024
G6: PHI	0,017	0,079	0,011	-0,021
G7: PHI	0,013	0,046	0,013	-0,019
G8: PHI	0,015	0,012	0,015	0,038
G9: PHI	0,857	1,000	0,085	0,125
G10: PHI	0,001	0,016	0,001	0,020

Tabla 4.12: Factor de participación y vectores propios derechos caso 4

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
G1	1,000	0,000	-0,745	-0,993	-0,998	-0,990	-0,999	0,520	0,323	0,769
G2		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G3		0,000	1,000	0,659	0,699	0,641	0,711	0,182	0,391	-0,146
G4		0,000		1,000	0,999	1,000	0,997	-0,619	-0,435	-0,840
G5		0,000			1,000	0,997	1,000	-0,576	-0,386	-0,810
G6		0,000				1,000	0,995	-0,638	-0,456	-0,853
G7		0,000					1,000	-0,562	-0,369	-0,799
G8		0,000						1,000	0,976	0,946
G9		0,000							1,000	0,854
G10		0,000								1,000

Tabla 4.13: Matriz cosenos directores caso 4

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente caso.

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G1, G8, G9, G10}

Caso 5: $t = 0.67$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	41	-0,949	3,196	0,509
	42	-0,949	-3,196	
2	18	-0,389	4,449	0,708
	19	-0,389	-4,449	

Tabla 4.14: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 5

Generadores	Factor de Participación		Vector propio derecho	
	Modo		Modo	
	1	2	1	2
G1: PHI	0,348	0,612	-0,024	0,052
G2: PHI	0,000	0,000	0,000	0,000
G3: PHI	0,002	0,004	0,002	-0,001
G4: PHI	0,004	0,051	0,006	-0,018
G5: PHI	0,009	0,092	0,012	-0,026
G6: PHI	0,009	0,099	0,007	-0,022
G7: PHI	0,007	0,059	0,009	-0,020
G8: PHI	0,012	0,015	0,014	0,036
G9: PHI	0,845	1,000	0,083	0,122
G10: PHI	0,001	0,022	0,001	0,020

Tabla 4.15: Factor de participación y vectores propios derechos caso 5

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
G1	1,000	0,000	-0,765	-0,997	-1,000	-0,994	-1,000	0,691	0,518	0,879
G2		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G3		0,000	1,000	0,708	0,754	0,689	0,761	-0,062	0,156	-0,365
G4		0,000		1,000	0,998	1,000	0,997	-0,749	-0,587	-0,916
G5		0,000			1,000	0,996	1,000	-0,703	-0,532	-0,887
G6		0,000				1,000	0,995	-0,767	-0,609	-0,926
G7		0,000					1,000	-0,695	-0,523	-0,882
G8		0,000						1,000	0,976	0,952
G9		0,000							1,000	0,863
G10		0,000								1,000

Tabla 4.16: Matriz cosenos directores caso 5

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente caso.

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G1, G8, G9, G10}

Dicho método se prueba para casos con puntos de operación milisegundos después de haber aislado y despejado la falla, es decir, cuando el sistema está retomando su punto de operación inicial, debido a que estudiar el presente método en tiempos posteriores a la falla, demasiado alejados de dicho despeje, no sería factible ya que, en esos puntos de operación, todos los generadores presentan un comportamiento similar, lo que resultaría en una “coherencia” de todos los generadores del sistema.

Finalmente, se identifican grupos coherentes los presentes en la mayoría de los casos analizados previamente. El grupo 1 es el único que muestra coherencia en los diferentes instantes de tiempo considerados y se debe corroborar el grupo 2, ya que su composición varía a lo largo del período de estudio, al igual que la máquina aislada. Estos grupos se verificarán mediante el método de simulación en el dominio del tiempo, complementado con el factor de correlación, tal como se realizó en [44]. Como se indicó anteriormente, este método es más preciso en comparación a otros, ya que compara directamente el comportamiento de las curvas de los ángulos rotóricos de los generadores (“firel”) a lo largo del período de estudio.

- **Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}, Grupo 2: {G8, G9, G10}, máquina aislada: {G1}**

4.4. Identificación coherencia mediante simulación en el tiempo

Sistema New England

La aplicación del estudio de coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo en el

sistema de New England se lleva a cabo mediante el desarrollo de comandos en DPL, Python y el uso de Excel.

En primer lugar, al igual que en el método descrito en la sección 4.3, se ejecuta un comando en DPL dentro de DIgSILENT Power Factory para simular un evento de cortocircuito trifásico en la línea 26-27. Durante este proceso, se extrae la inercia de todos los generadores en servicio, así como los ángulos rotóricos en las condiciones pre-contingencia y post-contingencia, con el fin de disponer de esta información para el análisis.

Posteriormente, se procede manualmente a visualizar el gráfico “RMS” correspondiente a los ángulos rotóricos de los generadores en estudio, con respecto a la máquina de referencia. Luego, mediante un comando específico de DIgSILENT, se obtienen los valores de los ángulos rotóricos de cada generador en distintos instantes dentro del rango de tiempo simulado. Estos datos se presentan en la Fig. B.0.1 del Anexo B.

Toda la información expuesta en la Fig. B.0.1, se transfiere manualmente a una hoja de cálculo en Excel, donde se procede a leer los datos y calcular el factor R_{ij} previamente definido en la ecuación (3.1), el cual corresponde al coeficiente de correlación entre generadores.

Finalmente, a partir de los valores obtenidos para R_{ij} , se construye la matriz de factores de correlación entre generadores, la cual se analiza para identificar los grupos de generadores coherentes. Un R_{ij} cercano a la unidad indica una alta coherencia; en este estudio, se establece un umbral de **0.7** o superior, con el objetivo de minimizar la cantidad de grupos sin comprometer la veracidad del análisis.

La Tabla 4.17 muestra los resultados obtenidos.

	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
G01	1,000	0,000	-0.692	-0.876	-0.701	-0.879	-0.760	-0.299	-0.617	-0.070
G02			0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G03			1,000	0.790	0.566	0.718	0.750	0.551	0.592	0.062
G04				1,000	0.830	0.970	0.910	0.170	0.485	-0.183
G05					1,000	0.896	0.961	-0.175	0.181	-0.425
G06						1,000	0.926	0.065	0.403	-0.309
G07							1,000	-0.002	0.298	-0.306
G08								1,000	0.853	0.711
G09									1,000	0.599
G10										1,000

Tabla 4.17: Matriz coeficientes de correlación mediante simulación en el tiempo

Haciendo uso de los valores se obtienen los siguientes grupos para el presente método.

- Máquina aislada: {G1}

- Grupo 1: {G3, G4, G5, G6, G7}
- Grupo 2: {G8, G9, G10}

Estos grupos corresponden a los “grupos coherentes” finales, cuya validez puede corroborarse a través de las siguientes figuras.

En la Fig. 4.3 se presentan las curvas del ángulo de rotor de todas las máquinas del sistema en relación con la máquina de referencia ("firel"). A continuación, en la Fig. 4.4 se muestran las curvas ángulo-rotor correspondientes al grupo coherente 1, por su parte en la Fig. 4.5 queda expuesto el grupo coherente 2, para así finalizar con la Fig. 4.6, donde se presenta la máquina aislada.

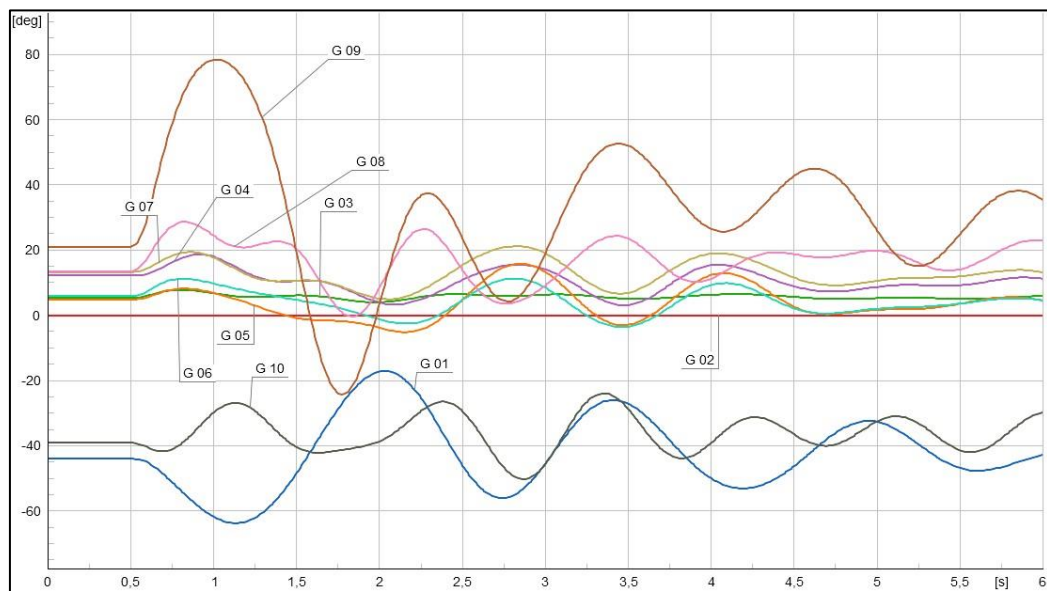


Fig. 4.3: Curvas ángulo de rotor de generadores

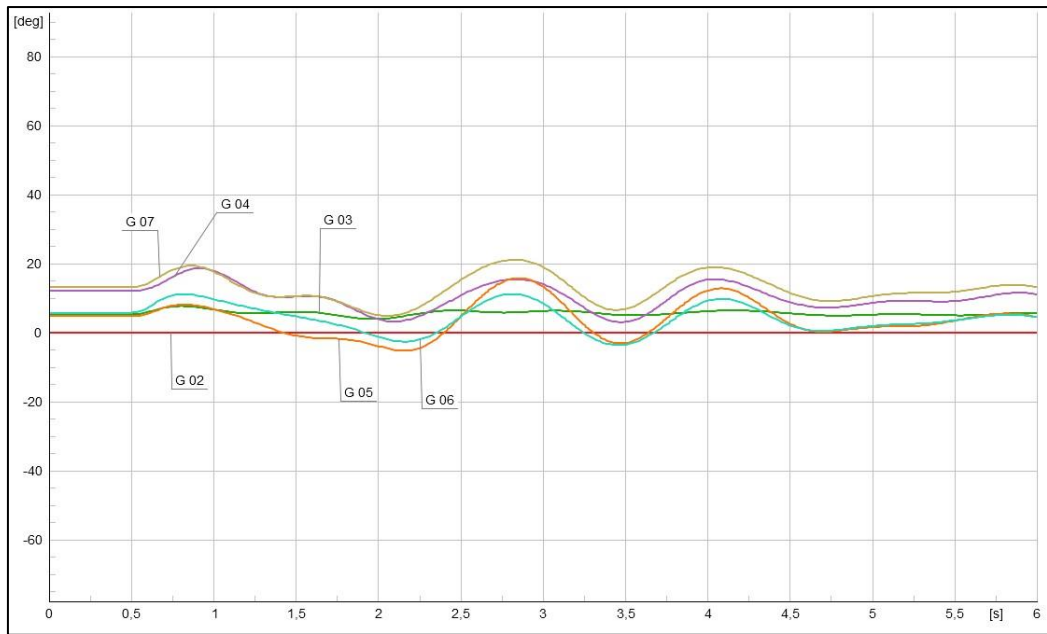


Fig. 4.4: Grupo coherente 1

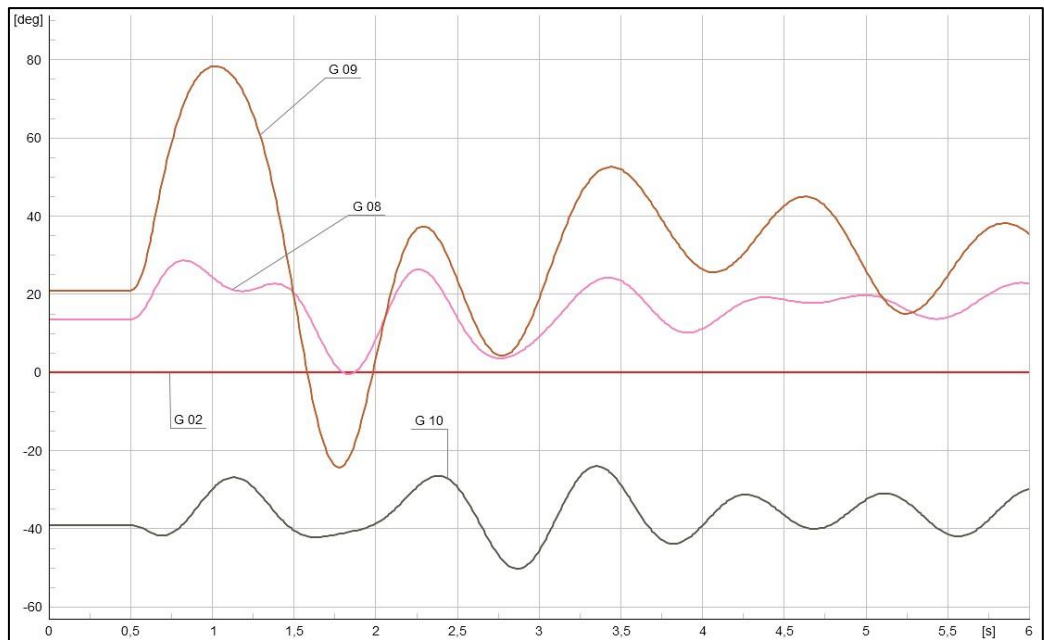


Fig. 4.5: Grupo coherente 2

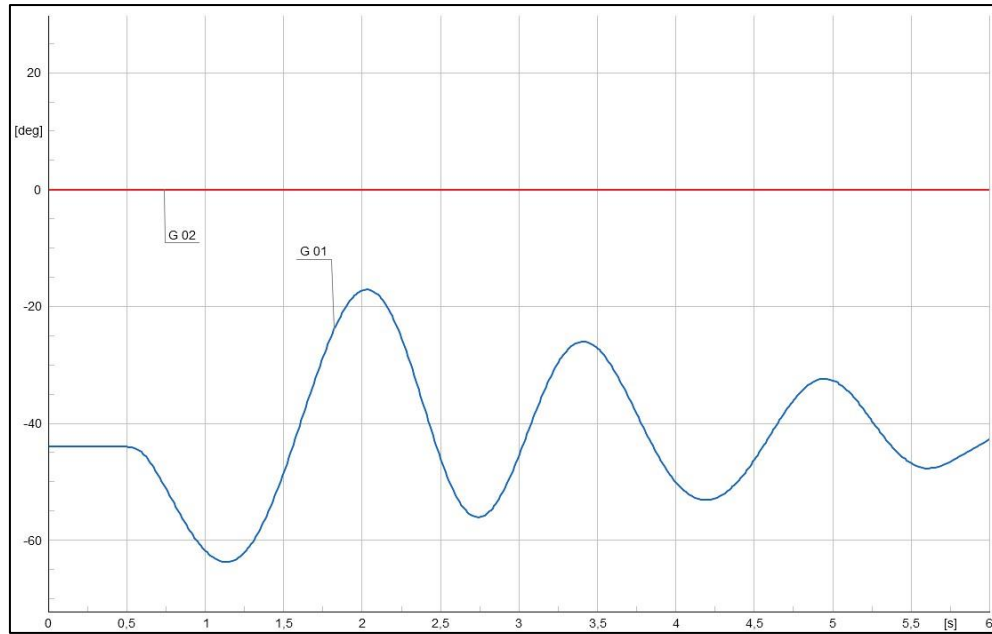


Fig. 4.6: Máquina aislada

Se concluye que, si bien ambos métodos no son exactamente iguales, se logra obtener cierta concordancia entre los grupos coherentes de generadores obtenidos mediante ambos métodos.

El índice de tolerancia considerado para cada método se determinó a partir del análisis de generalidades, donde los índices seleccionados tienen como objetivo identificar grupos con cierto grado de coherencia, no exactamente coherentes. Por ello, en las Fig. 4.4 y Fig. 4.5, aunque ciertas máquinas dentro del grupo no presentan un comportamiento idéntico, muestran un grado de similitud acorde con el criterio de tolerancia establecido.

Para el método de vectores propios, se selecciona un valor de $r=2$, ya que con este factor los grupos coherentes obtenidos muestran mayor concordancia con los resultados de la simulación en el dominio del tiempo y con las gráficas de los ángulos rotóricos, a diferencia de los valores $r=3$ o $r=4$, donde los grupos obtenidos difieren significativamente y su agrupación no refleja fielmente lo mostrado en las gráficas.

En la Tabla B.0.4 del Anexo B, se muestra una tabla resumen de los grupos de generadores coherentes formados y la máquina aislada mediante ambos métodos.

5. Estudio de coherencia Sistema Eléctrico Nacional

5.1. Introducción

El SEN, nace en el año 2017, año correspondiente cuando los ex sistemas SING y SIC del país, se unificaron. El SEN es un sistema único que se extiende a lo largo de 3.100 km, desde la ciudad de Arica en el norte, hasta la Isla de Chiloé en el sur [48]. En el presente capítulo, se utiliza dicho sistema para estudiar la existencia de “coherencia” en máquinas generadoras. Este estudio, al igual que en el sistema anterior, se lleva a cabo mediante dos métodos, presentados en las secciones 4.3 y 4.4 con el propósito de determinar si ambas metodologías convergen en los mismos “grupos coherentes”. Además, se incluye una breve descripción del SEN a modo de contextualización, para luego explicar el desarrollo de los métodos y presentar los resultados obtenidos en el estudio.

5.2. Descripción general

El CEN publica el Reporte Energético Mensual, el cual incluye indicadores del SEN, como la capacidad instalada, la generación de energía eléctrica y la variación de costos marginales, entre otros. En esta edición, se presentan las cifras correspondientes al mes de julio, se considera dicho mes ya que como se indicó anteriormente es la base a considerar para el presente estudio. La capacidad instalada (potencia máxima bruta) del SEN, al cierre de julio de 2024, alcanzó los 35.768,4 MW, (considerando 32 proyectos en pruebas o puesta en servicio (PES), los cuales poseen una capacidad total de 1.290,6 MW). De esta capacidad, el 35,4% proviene de centrales termoeléctricas, y el 20,7% por centrales hidroeléctricas [48]. Estos detalles se presentan en la Tabla 5.1 y en la Fig. 5.1.

Tipo de Tecnología	MW	[%]
Hídrica	7395,5	20,7
Embalse	3370,6	9,4
Pasada	4024,9	11,3
Térmica	12645,4	35,4
Gas Natural	4290,3	12,0
Carbón	3512,6	9,8
Diesel	3097	8,7
Termosolar	114,4	0,3
Otros Térmicos	1631,1	4,6
Eólica	5127,5	14,3
Solar	10505,1	29,4
Geotérmica	94,9	0,3

Tabla 5.1: Capacidad instalada según tecnología al mes de julio 2024 [48]

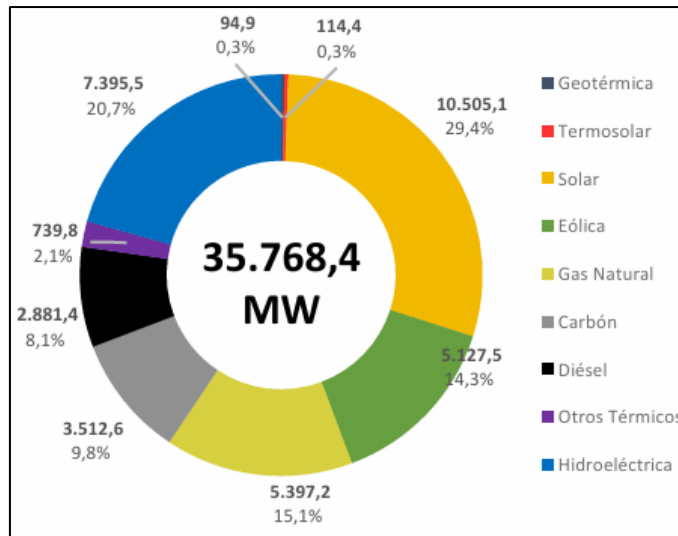


Fig. 5.1: Gráfico capacidad instalada según tecnología al mes de julio 2024 [48]

Por su parte, la generación bruta de energía eléctrica en el SEN durante el mes de julio fue de 7.340,3 GWh, aumentando un 2,3% en comparación con el mismo mes del año 2023. Asimismo, la ERNC generada durante el mes fue de 2.721,8 GWh, lo que representa un 37,1% de la generación total del mes [48]. El detalle correspondiente al mes de julio se muestra en la Fig. 5.2, y la participación de las distintas tecnologías en dicho mes, en la Fig. 5.3.

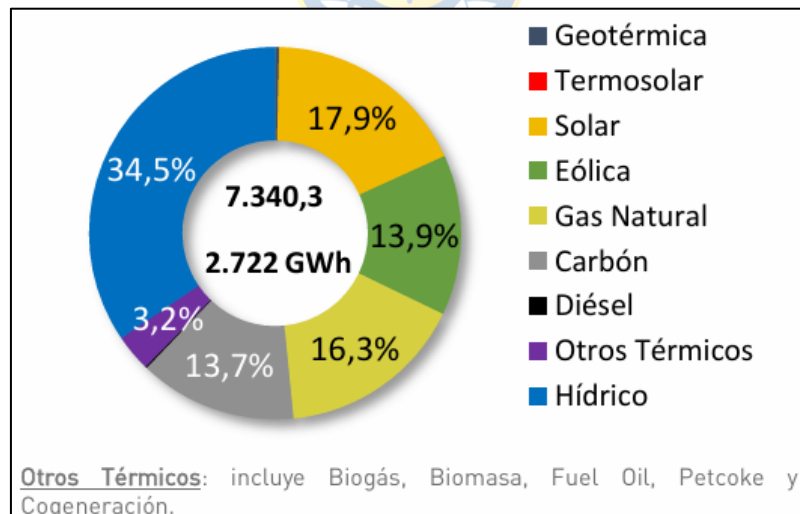


Fig. 5.2: Generación por tecnología mes de julio 2024 [48]

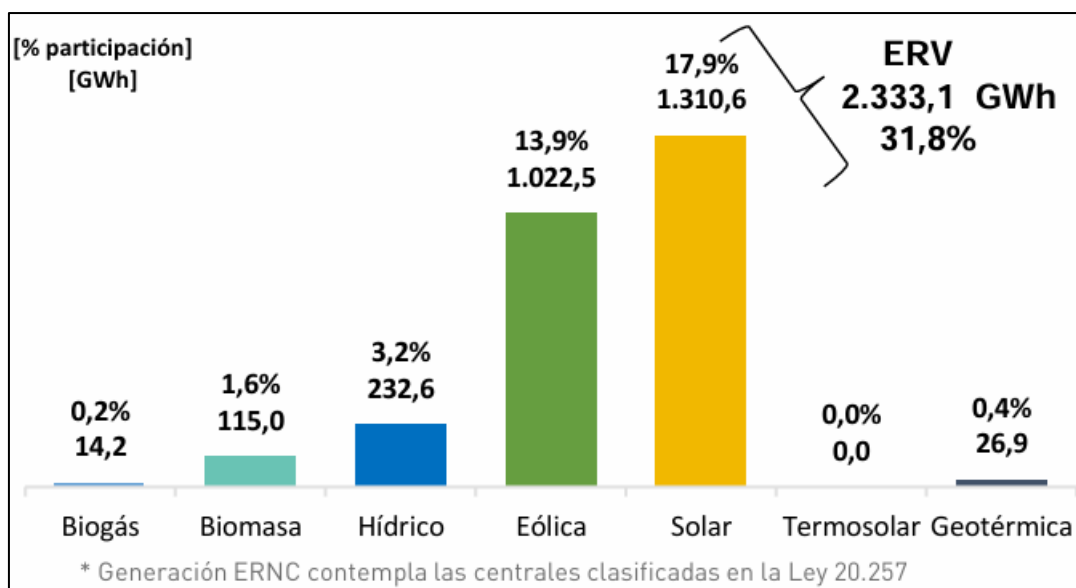


Fig. 5.3: Porcentaje de participación de tecnologías mes de julio 2024 [48]

Con base en lo anterior, se concluye que las energías renovables desempeñan un papel fundamental en la generación de energía dentro del SEN. Por ello, se espera que, en el futuro, estas fuentes tengan una participación mayoritaria en el SEN, en línea con el plan de descarbonización, el cual busca establecer las condiciones necesarias para el retiro o la reconversión ordenada y eficiente de las centrales a carbón que aún operan en el sistema.

En la figura Fig. 5.4 se muestra el proceso del plan de descarbonización, el cual busca preparar al sistema para afrontar los desafíos de un futuro altamente renovable. Desde el inicio del proceso de descarbonización en 2018 hasta la fecha, se han retirado 11 de las 28 centrales originales. En general, estas correspondían a unidades más antiguas y, por ende, con un despacho y requerimiento sistémico menor en comparación con otras unidades.

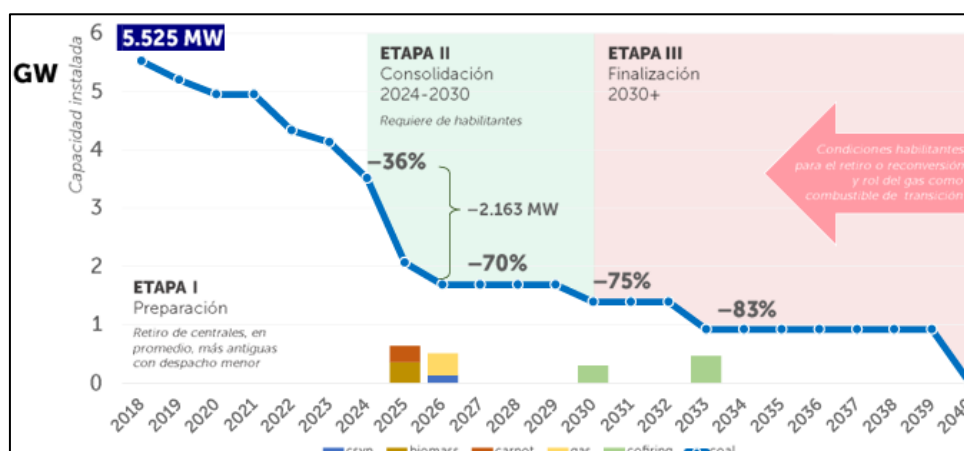


Fig. 5.4: Plan descarbonización [49]

5.3. Identificación coherencia lenta en el SEN

La aplicación del estudio de coherencia lenta en el SEN se lleva a cabo mediante la misma metodología utilizada en el Sistema de New England. Sin embargo, se explica el procedimiento paso a paso, ya que ciertos criterios varían en este caso.

Este método se implementa mediante el desarrollo de comandos en DPL y Python, junto con el uso de Excel, siguiendo las siguientes etapas:

1. Primero, mediante un comando en DPL directamente desde DIgSILENT Power Factory, se realiza un evento de cortocircuito trifásico al circuito 1 de la línea que une Nueva Pan de Azúcar- Polpaico en 500 [kV], en el cual se aplica un cortocircuito trifásico con aislamiento y posterior despeje de falla. Cabe destacar que dicho evento es el más crítico en el SEN; por ello, se escoge para evaluar al sistema ante la falla más severa y ver cómo se comporta la coherencia ante dicho evento en los dos escenarios escogidos.
2. Con el comando en DPL se procede a calcular los valores propios y se extrae la inercia de todos los generadores en servicio.
3. Luego, manualmente, se visualizan y seleccionan los r modos oscilatorios con frecuencias más bajas del sistema (valores propios complejos conjugados), correspondientes a los modos lentos, que tienen los mayores factores de participación del ángulo del rotor del generador como se realiza en [50].
4. Por consiguiente, para cada modo seleccionado respecto del r definido, se calcula su vector propio derecho y se procede a encontrar la máquina representante a través de la obtención del factor de participación de cada generador.
5. Para la obtención de los vectores propios derechos de cada modo seleccionado, se obtiene y estudia el parámetro “Observability”, el cual indica el grado de actividad de una variable de estado cuando se excita en un modo particular.

Toda la información mencionada, correspondiente a la matriz de los generadores sincrónicos del sistema junto con su vector propio (factor “Observability”) en cada modo seleccionado, se transfiere manualmente a una hoja de cálculo de Excel, donde se procede a leer la información indicada y a calcular el factor dcv indicado anteriormente en la ecuación (3.3).

Finalmente, mediante la obtención de los factores dcv (cosenos directores) se procede a su evaluación para encontrar los grupos de generadores coherentes, donde un dcv cercano a la unidad

indica alta coherencia, en este caso se considera un factor mayor o igual a **0.7** para la obtención de grupos coherentes, con base en el mismo objetivo que en la sección 4.3, correspondiente a buscar el factor que agrupe en menor cantidad de grupos al sistema, sin perder veracidad.

Cabe destacar que es necesario realizar este proceso durante ciertos instantes de tiempo dentro de la ventana de simulación, esto debido a que es una forma estática de estudio donde los valores que se obtienen corresponden a un instante en específico, correspondiente al tiempo en el cual finaliza la simulación, por lo que se hace necesario corroborar dicho método en varios instantes de tiempo. Se hace hincapié en la ventana de tiempo post-falla al igual que para el sistema de New England, ya que es en la zona donde el sistema comienza a recuperarse de la perturbación y las respuestas de los ángulos rotóricos de los generadores comienzan a agruparse.

5.3.1 Identificación grupos coherentes escenario ERV Máxima¹

Una vez realizados los pasos expuestos en la sección 5.3, los resultados para cada caso quedan expuestos a continuación.

Caso 1: $t = 0.63$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia
1	321	-2,416	3,484	0,555
	322	-2,416	-3,484	
2	25	-0,228	4,208	0,670
	26	-0,228	-4,208	
3	363	-3,214	4,617	0,735
	364	-3,214	-4,617	
4	47	-0,278	4,713	0,750
	48	-0,278	-4,713	
5	383	-4,197	4,908	0,781
	384	-4,197	-4,908	
6	61	-0,336	4,977	0,792
	62	-0,336	-4,977	
7	483	-8,301	5,127	0,816
	484	-8,301	-5,127	
8	31	-0,241	5,260	0,837
	32	-0,241	-5,260	

Tabla 5.2: Modos oscilatorios de baja frecuencia caso 1

¹ ERV Máxima corresponde a un escenario del SEN en el cual la máxima penetración de generación de energía es en base a energía renovable variable. Ver Anexo C. Datos SEN.

Ahora corresponde definir el número de modos con oscilaciones de menor frecuencia a considerar (modos más lentos). En este método se considerarán los 8 modos más lentos del sistema, es decir, $r = 8$. Dicho coeficiente “r” fue seleccionado basándose principalmente en [15], donde este valor fue utilizado para identificar grupos coherentes en el anterior SING. En este caso, los 8 modos más lentos corresponden a los presentados en la Tabla 5.2. Para cada modo, el factor de participación de cada generador y los vectores propios derechos se muestran en la Fig. D.0.1 del Anexo C.

Utilizando la matriz de cosenos directores resultante en este caso, los grupos coherentes se indican en la Tabla 5.3 donde cada color representa un grupo o una máquina aislada. El generador “G12” no presenta coloración, ya que es la máquina de referencia del sistema.

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.3: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 1

Caso 2: $t = 0.64$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia
1	29	-0,236	4,147	0,660
	30	-0,236	-4,147	
2	339	-2,523	4,217	0,671
	340	-2,523	-4,217	
3	379	-3,216	4,658	0,741
	380	-3,216	-4,658	
4	49	-0,305	4,758	0,757
	50	-0,305	-4,758	
5	397	-4,244	4,838	0,770
	398	-4,244	-4,838	
6	59	-0,335	5,010	0,797
	60	-0,335	-5,010	
7	495	-7,910	5,053	0,804
	496	-7,910	-5,053	
8	31	-0,238	5,268	0,838
	32	-0,238	-5,268	

Tabla 5.4: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 2

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.5: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 2

Caso 3: $t = 0.65$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia
1	47	-0,277	4,155	0,661
	48	-0,277	-4,155	
2	357	-2,457	4,582	0,729
	358	-2,457	-4,582	
3	389	-3,068	4,718	0,751
	390	-3,068	-4,718	
4	61	-0,325	4,785	0,762
	62	-0,325	-4,785	
5	419	-4,217	4,928	0,784
	420	-4,217	-4,928	
6	521	-7,826	5,032	0,801
	522	-7,826	-5,032	
7	95	-0,438	5,046	0,803
	96	-0,438	-5,046	
8	37	-0,243	5,281	0,840
	38	-0,243	-5,281	

Tabla 5.6: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 3

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.7: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 3

Caso 4: $t = 0.66$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia
1	53	-0,298	4,120	0,656
	54	-0,298	-4,120	
2	397	-3,072	4,706	0,749
	398	-3,072	-4,706	
3	361	-2,501	4,732	0,753
	362	-2,501	-4,732	
4	61	-0,328	4,787	0,762
	62	-0,328	-4,787	
5	419	-4,178	4,946	0,787
	420	-4,178	-4,946	
6	525	-7,798	5,021	0,799
	526	-7,798	-5,021	
7	91	-0,443	5,045	0,803
	92	-0,443	-5,045	
8	41	-0,245	5,288	0,842
	42	-0,245	-5,288	

Tabla 5.8: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 4

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.9: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 4

Caso 5: $t = 0.67$ segundos

Modo	Valor Propio	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia
1	53	-0,298	4,120	0,656
	54	-0,298	-4,120	
2	397	-3,072	4,706	0,749
	398	-3,072	-4,706	
3	361	-2,501	4,732	0,753
	362	-2,501	-4,732	
4	61	-0,328	4,787	0,762
	62	-0,328	-4,787	
5	419	-4,178	4,946	0,787
	420	-4,178	-4,946	
6	525	-7,798	5,021	0,799
	526	-7,798	-5,021	
7	91	-0,443	5,045	0,803
	92	-0,443	-5,045	
8	41	-0,245	5,288	0,842
	42	-0,245	-5,288	

Tabla 5.10: Modos oscilatorios de más baja frecuencia caso 5

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.11: Grupos coherentes y máquinas aisladas caso 5

Finalmente se identifican como grupos coherentes, los cuales están presentes en la mayoría de los casos anteriormente analizados. Por ello, en la Tabla 5.12, el grupo 1 (amarillo) es el único que muestra coherencia en los diferentes instantes de tiempo considerados y es necesario corroborar el grupo 2 (celeste), ya que su composición en algunos instantes de tiempo de estudio varía, al igual que las máquinas aisladas que se destacan en blanco. Dichos grupos serán corroborados mediante el método de simulación en el tiempo acompañado del factor de correlación como se realizó en [44]; ya que como se indicó anteriormente es un método más preciso en comparación con otros, al comparar

netamente el comportamiento de las curvas de los ángulos rotóricos de los generadores (“firel”), a lo largo del período de estudio.

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.12: Grupos coherentes finales coherencia lenta

5.4. Identificación coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo del SEN

La aplicación del estudio de coherencia mediante simulación en el tiempo en el SEN se lleva a cabo mediante el desarrollo de comandos en DPL, Python y el uso de Excel, al igual que la metodología anterior.

Primero, mediante un comando en DPL, directamente desde DIgSILENT Power Factory, se procede a realizar un evento de cortocircuito trifásico al circuito 1 de la línea que une Nueva Pan de Azúcar - Polpaico en 500 [kV], además, se extrae la inercia de todos los generadores en servicio para su consideración como información relevante.

Luego, de forma manual, se procede a visualizar el gráfico RMS correspondiente a los ángulos rotóricos de los generadores en estudio respecto de la máquina de referencia (parámetro “firel”). Por consiguiente, mediante un comando propio de DIgSILENT se procede a obtener dichos ángulos rotóricos de cada generador durante ciertos instantes de tiempo, dentro del rango de tiempo simulado (Fig. D.0.6, Fig. D.0.7 y Fig. D.0.8 del Anexo D).

Toda la información expuesta en dichas figuras es enviada manualmente a una hoja de cálculo de Excel, donde se procede a leer la información indicada y a calcular el factor R_{ij} indicado anteriormente en la ecuación (3.1), correspondiente al factor de correlación.

Finalmente, mediante la obtención de los factores R_{ij} se procede a realizar la matriz de los factores de correlación entre generadores, y luego analizarla con el fin de encontrar los grupos de generadores coherentes, donde un R_{ij} cercano a la unidad indica alta coherencia, en este caso se considera una tolerancia mayor o igual a **0.7** con el fin de obtener la menor cantidad de grupos en el sistema sin comprometer la precisión del análisis.

5.4.1 Resultados coherencia escenario de máxima penetración de ERV²

En base a la matriz de cosenos directores obtenida, en la Tabla 5.13 se presentan los grupos coherentes a modo resumen, donde cada generador colorido corresponde a un grupo o máquina aislada.

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla 5.13: Grupos coherentes y máquinas aisladas mediante simulación en el tiempo SEN ERV máxima

Dichos grupos corresponden a los “grupos coherentes” finales, donde los generadores destacados en amarillo corresponden al grupo 1, los generadores destacados en verde al grupo 2, los generadores destacados en azul al grupo 3, los generadores destacados en rojo al grupo 4 y los demás colores corresponden a máquinas aisladas.

En la Fig. 5.5 se muestran las curvas del ángulo de rotor correspondientes al grupo coherente 1 (“firel”). En la Fig. 5.6, las curvas rotóricas del grupo coherente 2. Por su parte, en la Fig. 5.7 se expone el grupo coherente 3, en la Fig. 5.8 el grupo 4, y finalmente, en la Fig. 5.9, se presentan las máquinas aisladas. En la Fig. 5.10 se muestran los generadores “G 20” (HP Calafquén (U1-U2)) y “G 42” (HP Malalcahuello (U1-U2)) que forman el grupo coherente 2 mediante el método de coherencia lenta, se procede a comparar con el generador “G 66” (HP Queltehues U1) el cual presenta coherencia mediante el método de simulación en el tiempo con ambos generadores anteriores. Se corrobora que el método de simulación en el dominio del tiempo es más preciso que el método de coherencia lenta, ya que dicha Fig. 5.10 muestra coherencia entre los generadores “G20”, “G 42” Y “G 66” tal como resultó al usar la técnica de simulación en el dominio del tiempo, a diferencia del método de coherencia lenta, que solo agrupaba los generadores “G 20” Y “G 42”. En la Tabla D.0.1 quedan los grupos de generadores obtenidos mediante ambos métodos utilizados.

² ERV Máxima corresponde a un escenario del SEN en el cual la máxima penetración de generación de energía es en base a energía renovable variable. Ver Anexo C. Datos SEN.

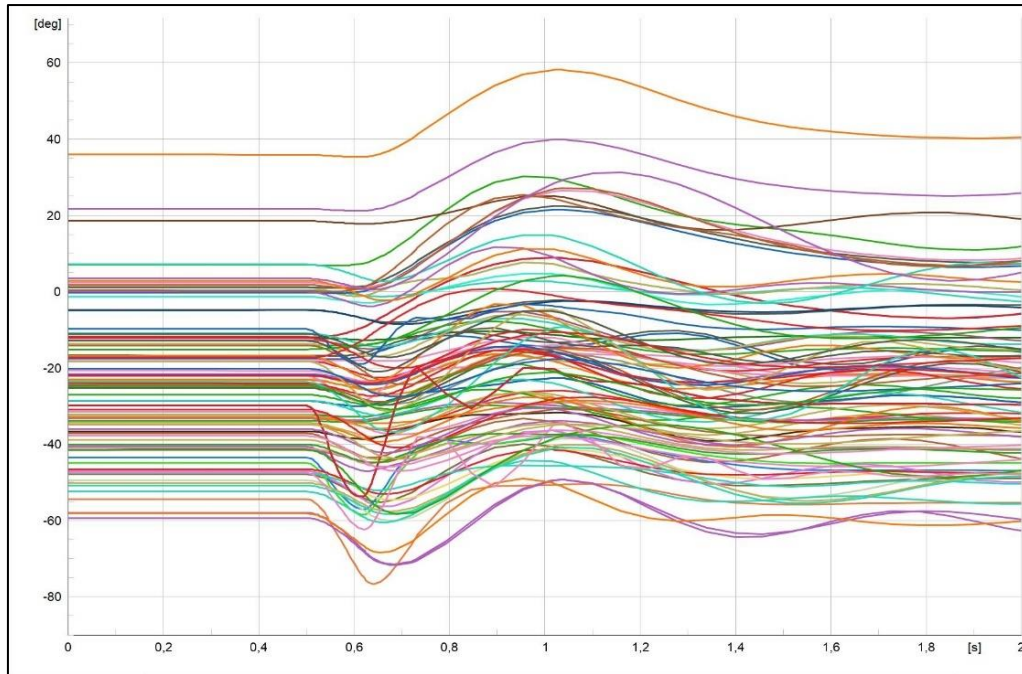


Fig. 5.5: Grupo coherente 1 (amarillo) SEN ERV Máxima

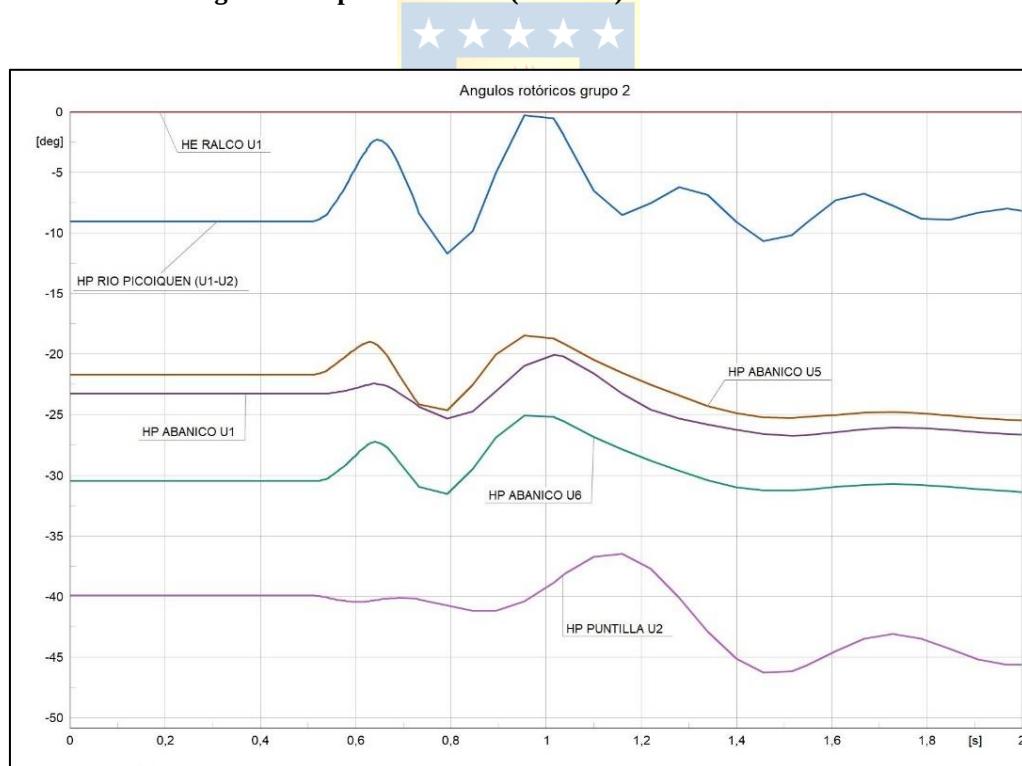


Fig. 5.6: Grupo coherente 2 (verde) SEN ERV Máxima

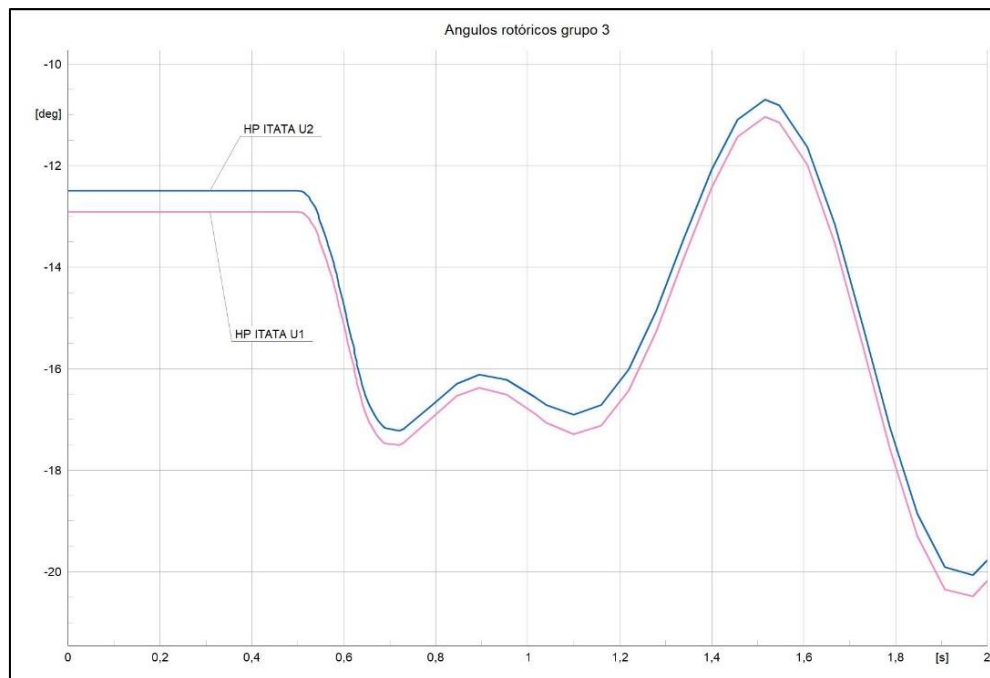


Fig. 5.7: Grupo coherente 3 (azul) SEN ERV Máxima

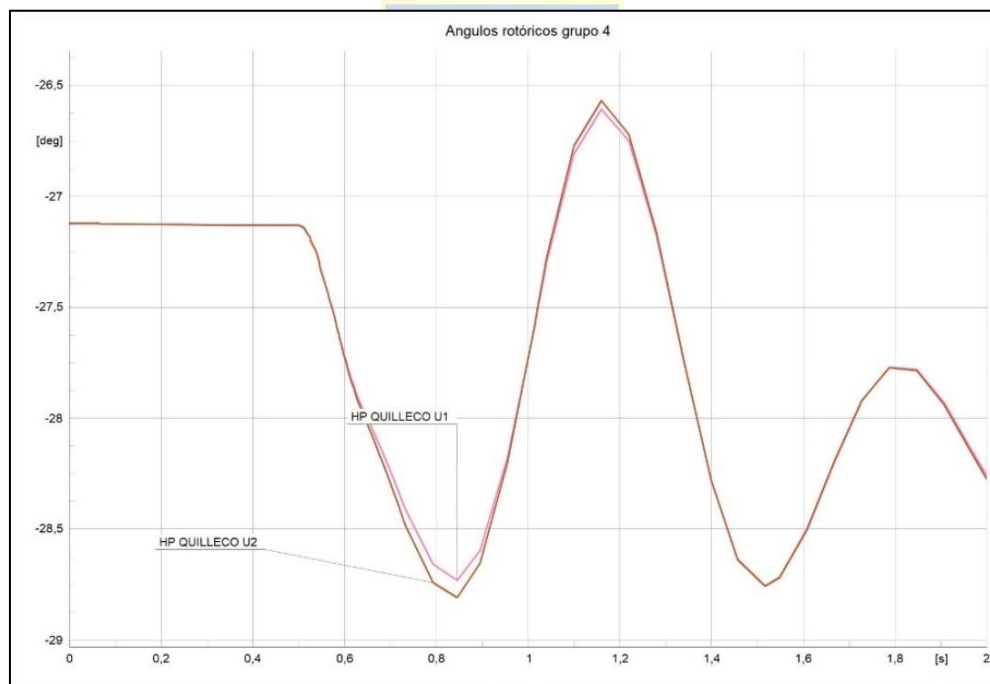


Fig. 5.8: Grupo coherente 4 (rojo) SEN ERV Máxima

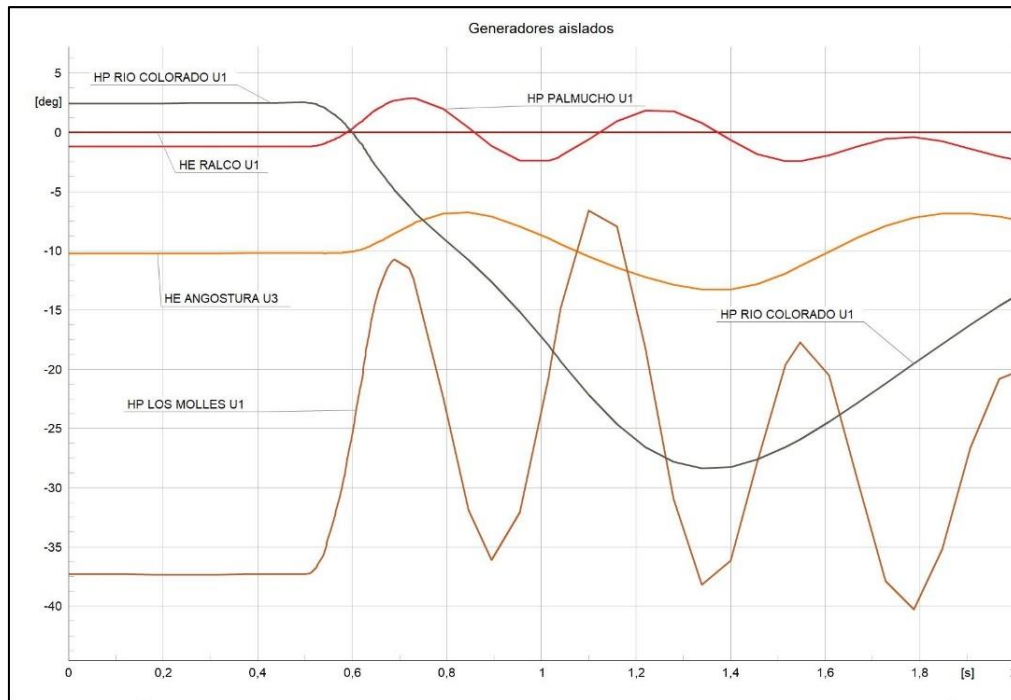


Fig. 5.9: Máquinas aisladas SEN ERV Máxima

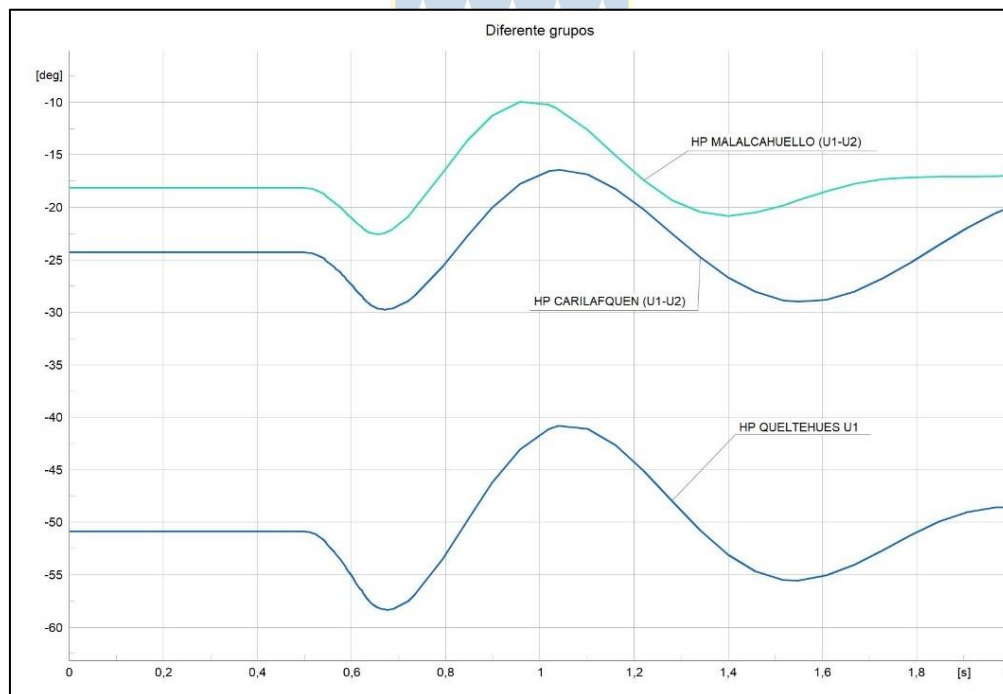


Fig. 5.10: Comparación grupos ambos métodos

5.4.2 Resultados coherencia escenario penetración mínima de ERV³

Se procede a buscar coherencia en otro escenario, donde hay mayor generación sincrónica y, por lo tanto, una mayor inercia, con el fin de identificar posibles diferencias. Se utilizó únicamente la técnica de coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo, ya que, como se destacó anteriormente, es un método más preciso.

Con base en la matriz de cosenos directores obtenida, en la Tabla 5.14 se presentan los grupos coherentes a modo resumen, donde cada generador coloreado corresponde a un grupo o a una máquina aislada. Cabe destacar que en el presente escenario se consideran 181 generadores sincrónicos, a diferencia del escenario de la sección 5.4.1, que consta de 115 generadores sincrónicos. Por ello, para simplificar el estudio, se procede a modificar los nombres de cada generador en servicio del SEN por un nombre referencial. Dicha variación queda expuesta en la Fig. C.0.2 del Anexo C.

G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115	G 116	G 117	G 118	G 119	G 120
G 121	G 122	G 123	G 124	G 125	G 126	G 127	G 128	G 129	G 130	G 131	G 132	G 133	G 134	G 135
G 136	G 137	G 138	G 139	G 140	G 141	G 142	G 143	G 144	G 145	G 146	G 147	G 148	G 149	G 150
G 151	G 152	G 153	G 154	G 155	G 156	G 157	G 158	G 159	G 160	G 161	G 162	G 163	G 164	G 165
G 166	G 167	G 168	G 169	G 170	G 171	G 172	G 173	G 174	G 175	G 176	G 177	G 178	G 179	G 180
G 181														

Tabla 5.14: Grupos coherentes y máquinas aisladas mediante simulación en el tiempo SEN ERV mínima

Dichos grupos corresponden a los “grupos coherentes” finales, donde los generadores destacados en amarillo pertenecen al grupo 1, los generadores destacados en verde al grupo 2 y los demás colores corresponden a máquinas aisladas.

En la Fig. 5.11 se muestran las curvas del ángulo de rotor correspondientes al grupo coherente 1 (“fire1”). En la Fig. 5.12 se muestran las curvas rotóricas correspondientes al grupo coherente 2 y, por su parte, en la Fig. 5.13 se expone la máquina aislada.

³ ERV Máxima corresponde a un escenario del SEN en el cual la mínima penetración de generación de energía es en base a energía renovable variable. Ver Anexo C. Datos SEN.

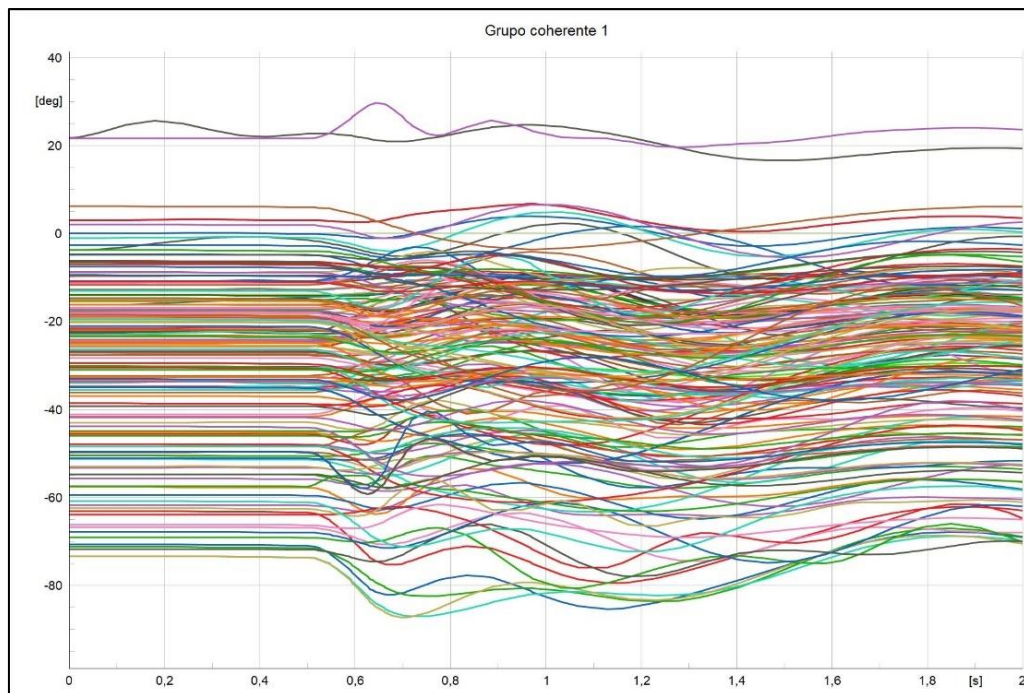


Fig. 5.11: Grupo coherente 1 (amarillo) SEN ERV Mínima

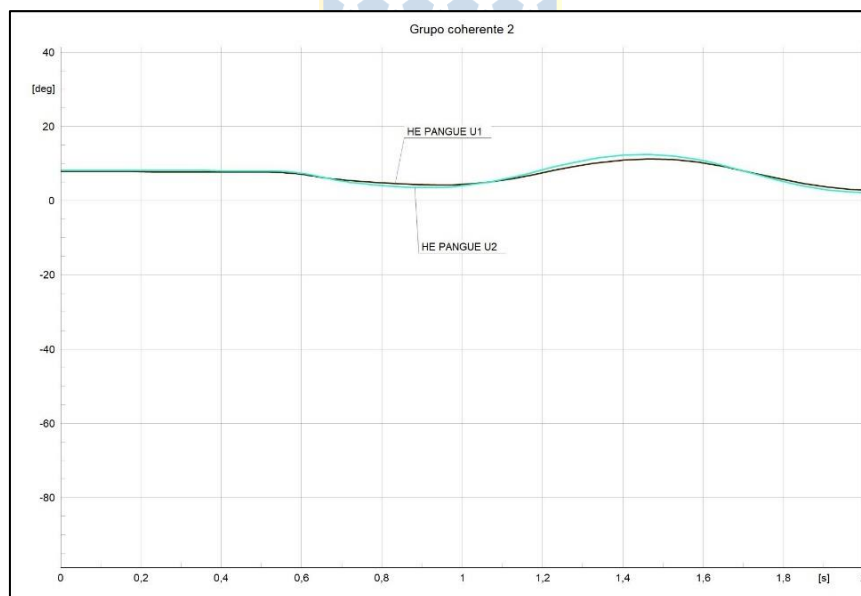


Fig. 5.12: Grupo coherente 2 (verde) SEN ERV Mínima

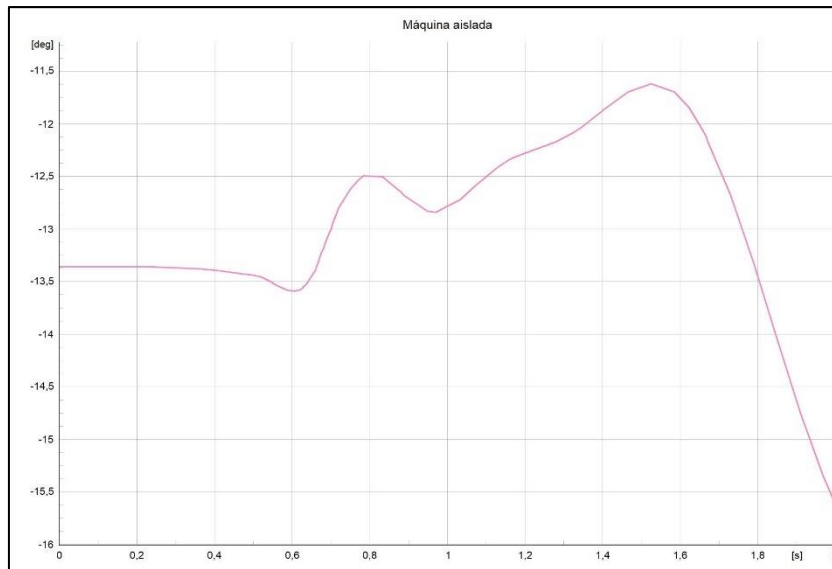


Fig. 5.13: Máquina aislada SEN ERV Mínima

Se enfatiza el grupo formado por los generadores “G 24” y “G 25”, correspondientes a HE Pangue U1 y HE Pangue U2, ya que, en el escenario de máxima penetración de ERV, estos generadores, mediante la presente técnica utilizada, se agrupan con otros, formando el grupo coherente más grande, identificado como el grupo 1 (amarillo) de la sección 5.4.1. Por el contrario, en el escenario de mínima penetración de ERV expuesto en esta sección y utilizando la misma técnica, los generadores “G 24” y “G 25” conforman un grupo aparte compuesto únicamente por ellos. En la Fig. 5.14 se presentan los generadores correspondientes al grupo coherente 1, obtenido mediante la técnica de simulación en el tiempo descrita en la sección 5.4.1 para el escenario de máxima penetración de ERV. En esta figura se corrobora la coherencia entre los generadores HE Pangue U1, HE Pangue U2, HE Colbún U1 y HE Ancoa U2. Por otro lado, En la Fig. 5.15 se muestran los mismos generadores, pero en el escenario de mínima penetración de ERV analizado en la sección 5.4.2 . En esta figura se verifica que el grupo 2, conformado exclusivamente por los generadores HE Pangue U1 y HE Pangue U2, separados de los demás, es correcto. Esto se debe a que la coherencia que existía entre HE Pangue U1 y HE Pangue U2 con otras unidades, como HE Colbún U1 y HE Ancoa U2 expuestas en la Fig. 5.14 pertenecientes al primer escenario (ERV máxima) no existe en el segundo escenario (ERV mínima).

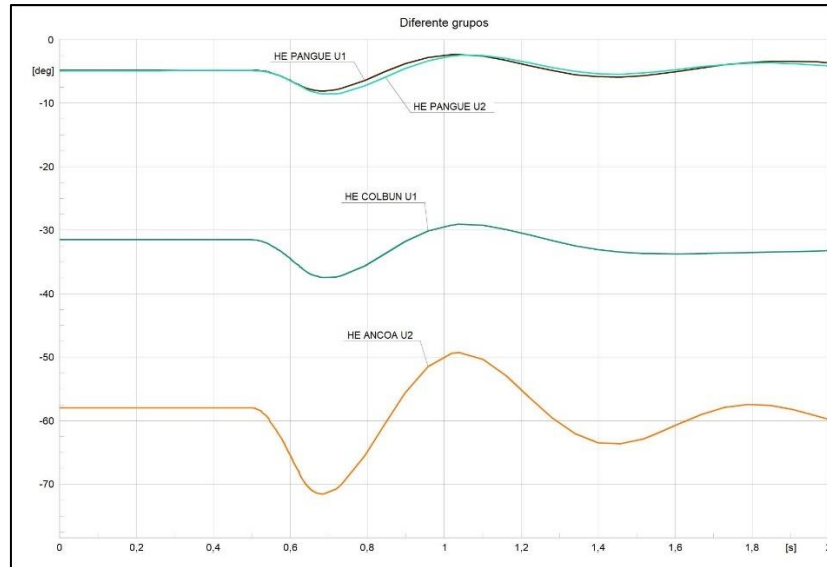


Fig. 5.14: Generadores coherentes escenario ERV máxima

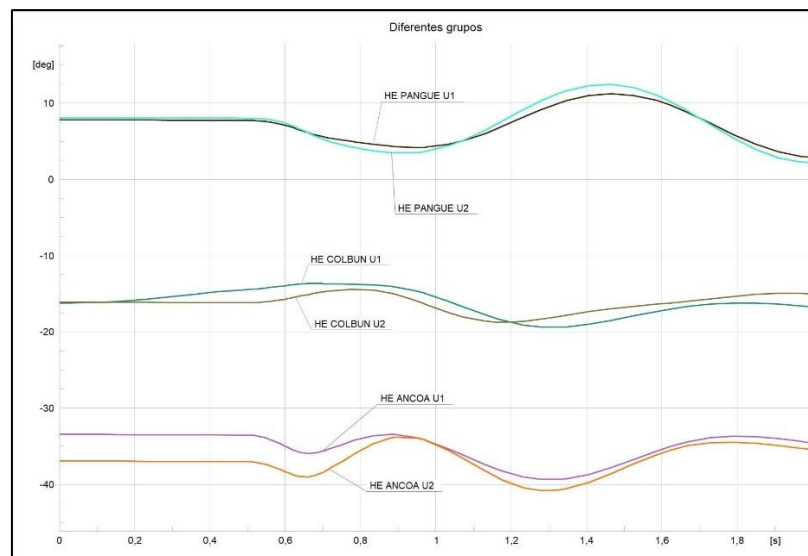


Fig. 5.15: Generadores coherentes escenario ERV mínima

Se concluye que, si bien ambas metodologías arrojan resultados de generadores coherentes semejantes, la técnica basada en simulación en el dominio del tiempo entrega resultados más precisos, esto se debe a que compara exclusivamente el valor de los ángulos rotóricos de los generadores en intervalos de tiempo específicos dentro de una ventana temporal general, definida al momento de simulación. En cambio, la metodología de coherencia lenta se basa en los modos más lentos del sistema (modos con oscilaciones de baja frecuencia), donde el factor “r” escogido (modos más lentos a considerar) influye directamente en los generadores que resultarán agrupados como coherentes, lo que puede generar errores en la elección de dicho factor y, en consecuencia, producir agrupaciones de generadores coherentes con menor precisión.

6. Conclusiones

6.1. Conclusiones

La presente memoria de título se centra en la búsqueda de metodologías para la obtención de grupos coherentes precisos en los Sistemas Eléctricos.

La primera metodología corresponde a la coherencia lenta, la cual se basa en los “r” modos oscilatorios más lentos, correspondientes a los modos oscilatorios con frecuencias más bajas del sistema que tienen los mayores factores de participación del ángulo del rotor del generador; dicho método se acompaña de un factor denominado “factor de los cosenos directores” , el cual compara, mediante una fórmula, los vectores propios derechos del sistema en base al componente “PHI” de cada generador el cual representa la componente de variación angular.

La segunda metodología denominada coherencia mediante simulación en el tiempo, compara exclusivamente el comportamiento de las curvas de los ángulos rotóricos (“firel”) entre todos los generadores sincrónicos del sistema. Al igual que la técnica anterior, utiliza una formula denominada factor de correlación, donde, tras obtener los valores de los ángulos rotóricos de los generadores sincrónicos en servicio en distintos instantes de tiempo, estos se sustituyen en la ecuación, la cual entrega un factor. La tolerancia del factor resultante en ambas metodologías se establece en 0.7, donde un valor igual o mayor indica coherencia entre generadores.

Se hace uso de dos sistemas, el primero correspondiente al Sistema de Nueva Inglaterra y el segundo al SEN el cual fue evaluado en dos escenarios distintos para corroborar la metodología de coherencia mediante simulación en el tiempo. A cada sistema se le aplica una contingencia de gran severidad para evaluar la aplicación de las metodologías.

Para el sistema de Nueva Inglaterra ambas metodologías arrojaron resultados convincentes ya que es un sistema más pequeño en relación con el SEN. Se logra obtener los mismos grupos coherentes tanto para la metodología de coherencia lenta como para la metodología de coherencia mediante simulación en el tiempo. Por su parte en el SEN, la metodología de coherencia lenta no arrojó resultados precisos, ya que separó en un grupo generadores que, en realidad, pertenecían a otro grupo. Esto se debe a que dicha metodología es muy sensible al valor “r” a escoger.

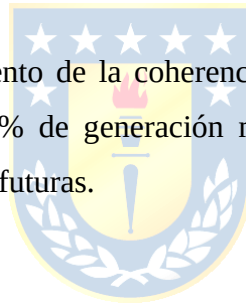
La metodología de coherencia mediante simulación en el dominio del tiempo arroja resultados precisos pudiendo corroborar el grupo erróneo obtenido mediante la primera metodología y pudiendo corroborar los grupos obtenidos mediante las gráficas resultantes (firel). Por su parte, en el SEN, los resultados que se obtuvieron al variar el escenario fueron, si bien se mantuvieron generadores dentro

de un grupo, ciertas máquinas cambiaron su comportamiento saliendo de grupos formados en un escenario, lo que indica que los grupos coherentes pueden modificarse al cambiar el escenario de operación.

6.2. Trabajos futuros

Como una manera de complementar este trabajo, se identifican las siguientes líneas de desarrollo:

- Comprobar los grupos coherentes obtenidos en el presente estudio, mediante la utilización de una técnica de coherencia más avanzada expuesta en la literatura, tales como la coherencia por condiciones estructurales de la red, la coherencia por acoplamiento débil o el método modal coherente, entre otros.
- Obtener para el método de coherencia lenta un valor para r (modos más lentos a considerar) el cual permita al método a entregar resultados más precisos para sistemas de grandes dimensiones.
- Analizar el comportamiento de la coherencia angular en sistemas con un grado de inserción superior al 63% de generación mediante ERV, utilizando modelaciones basadas en proyecciones futuras.



Bibliografía

- [1] “Sesión 3 Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustible de transición.” Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/seguridad_abastecimiento_-_11_enero.pdf. [Accessed: Jul. 18, 2024].
- [2] “Modelación del SEN | Coordinador Eléctrico Nacional,” Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía, Nov. 24, 2020. Available: <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/>. [Accessed: Jul. 18, 2024].
- [3] “ERNC y otro récord: generación eléctrica en base a este tipo de energía llegó al 41% en lo que va de 2024 | Ministerio de Energía,” energia.gob.cl. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ernc-y-otro-record-generacion-electrica-en-base-este-tipo-de-energia-llego-al-41-en-lo-que-va-de-2024>. [Accessed: Jul. 18, 2024].
- [4] “Política Energética de Chile 2050 | Ministerio de Energía,” energia.gob.cl. Available: <https://energia.gob.cl/iniciativas/politica-energetica-de-chile-2050>.
- [5] Hassan Bevrani, Toshifumi Ise, Yushi Miura, Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 54, 2014, Pages 244-254, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009>.
- [6] “Coordinador Eléctrico Nacional (CEN),” Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía, Jul. 30, 2018. Available: <https://www.coordinador.cl/coordinador/>.
- [7] “Las ventajas de las renovables,” Generadoras de Chile. Available: <https://generadoras.cl/prensa/las-ventajas-de-las-renovables#:~:text=Chile%20es%20un%20pa%C3%ADs%20muy%20rico%20en%20fuentes>. [Accessed: Jul. 18, 2024].
- [8] J. F. Quisilema Quiñaluiza, “Análisis de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia por el método de Runge-Kutta,” Revista Vínculos: Ciencia, tecnología y sociedad, vol. 18, no. 1, p. 1, 2021, Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8901266>. [Accessed: Jul. 18, 2024].
- [9] C. M. Feltan, “ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS GENERADOR–BARRA INFINITA POR EL MÉTODO DE ÁREAS IGUALES,” Revista de Ciencia y Tecnología, vol. 4, no. 1, pp. 33–39, Jun. 2001, Available:

<https://www.fceqyn.unam.edu.ar/recyt/index.php/recyt/article/view/316>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[10] F. González-Longatt, M. Francisco, and González-Longatt, "SISTEMAS DE POTENCIA II Estabilidad Capítulo 2 Criterio de Áreas Iguales ELC-30524 Sistemas de Potencia II." Available: https://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/PPTCapitulo2.2SP2.pdf.

[11] C. Gallardo, D Andagoya, G. Salazar, and H. Arcos, "Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica.," Revista Politécnica, vol. 33, no. 1, 2014, Available: https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/116. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[12] D. A. Antamba Ávila, "Estabilidad angular de un sistema eléctrico de potencia considerando la integración de regulaciones de velocidad y voltaje.," dspace.ups.edu.ec, Nov. 01, 2018. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16461>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[13] D. E. Ortiz Villalba, "Propuesta metodológica para el análisis de estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con baja inercia.," repositorio.uchile.cl, 2023, Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/193170>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[14] H. Verdejo Fredes, "Análisis estocástico de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.," repositorio.uchile.cl, 2012, Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111173>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[15] E. S. Martín and Ri. Andrés, "Desarrollo de un equivalente reducido del SING para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación.," repositorio.uchile.cl, 2012, Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111319>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[16] K. U. Hernández Moguel, "ESTABILIDAD ANGULAR Y DE VOLTAJE DEL SISTEMA DE POTENCIA EN LA PRESENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y EÓLICA.," repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx, Dec. 2018, Available: <http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/handle/123456789/2204>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[17] C. G. Tapia Abugoch, "Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del sistema eléctrico chileno considerando la política energética 2050.," repositorio.uchile.cl, 2020, Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/176983>. [Accessed: Jul. 19, 2024].

[18] K. Watt Arnaud, "Simulación Dinámica para Distintos Escenarios de Alta Penetración Eólica en el SIC.," repositorio.uchile.cl, 2008, Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/104853>.

[Accessed: Jul. 19, 2024].

[19] N. Hatziaargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.3041774> .

[20] Koochi, M.H.R., Esmaeili, S. and Ledwich, G. (2019), Taxonomy of coherency detection and coherency-based methods for generators grouping and power system partitioning. IET Gener. Transm. Distrib., 13: 2597-2610. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.7028>.

[21] Kai, S., Che, Y., Zhang, F., Wu, G., Zhou, Z., Huang, P.: A review of power system dynamic equivalents for transient stability studies. J. Eng. 2022, 761–772 (2022). <https://doi.org/10.1049/tje2.12157>.

[22] R. Podmore, “Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1344–1354, Jul. 1978, doi: <https://doi.org/10.1109/tpas.1978.354620>.

[23] U. Di Caprio, Practical and structural coherency in multimachine power systems, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 7, Issue 3, 1985, Pages 147-153, ISSN 0142-0615, [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(85\)90043-2](https://doi.org/10.1016/0142-0615(85)90043-2).

[24] J. Chow, J. Cullum, and R. Willoughby, “A Sparsity-Based Technique for Identifying Slow-Coherent Areas in Large Power Systems,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 3, pp. 463–473, Mar. 1984, doi: <https://doi.org/10.1109/tpas.1984.318724>. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4112542>. [Accessed: Sep. 15, 2024].

[25] R. Nath, S. S. Lamba and K. s. P. Rao, "Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1443-1449, June 1985, doi: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1985.319158>.

[26] H. Kim, G. Jang and K. Song, "Dynamic reduction of the large-scale power systems using relation factor," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1696-1699, Aug. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.831697>.

[27] B. D. Spalding, H. Yee, and D. B. Goudie, “Coherency recognition for transient stability studies using singular points,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 96, no. 4, pp. 1368–1375, Jul. 1977, doi: <https://doi.org/10.1109/t-pas.1977.32463> .

- [28] J. Manuel, “Técnicas modernas para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos interconectados mediante la aplicación de equivalentes dinámicos,” Uanl.mx, 2024, doi: <http://cd.dgb.uanl.mx/handle/201504211/15967>. [Accessed: Sep. 15, 2024]
- [29] “Inercia,” Enciclopedia Significados. Available: <https://www.significados.com/inercia/#Inercia%20t%C3%A9rmica%20y%20mec%C3%A1nica>. [Accessed: Jul. 19, 2024].
- [30] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X>. [Accessed: Jan. 28, 2020].
- [31] P. Tielens and D. Hertem, “Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables,” undefined, 2012. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/Grid-Inertia-and-Frequency-Control-in-Power-Systems-Tielens-Hertem/1cd19e3ae4b3ff6919570cf6faa693a13d21652a>.
- [32] P.P. Zarina, S. Mishra, P.C. Sekhar, Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 60, 2014, Pages 258-267, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.033>.
- [33] “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources.” Available: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-292051-ea.pdf>. [Accessed: Sep. 15, 2024].
- [34] “NERC | Report Title | Report Date I Integrating Inverter- Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems Reliability Guideline,” 2017. Available: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Item_4a_Integrating%20Inverter-Based_Resources_into_Low_Short_Circuit_Strength_Systems_-_2017-11-08-FINAL.pdf.
- [35] “Servimos a Chile con Energía @coord_electrico YouTube LinkedIn Transición Energética y Descarbonización Estudios de Inercia y Cortocircuito.” Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Webinar-Estudio-Inercia-y-Coci-SEN-28012022.pdf>. [Accessed: Sep. 15,

2024].

[36] P. Kundur, “Power System Stability and Control”. New York, United States of America: McGraw-Hill, 1994.

[37] “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies | IEEE Power & Energy Society Resource Center,” resourcecenter.ieee-pes.org. Available: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr77_psdp_stability_051320.

[38] “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2004.825981>.

[39] T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage Stability Electric Power System. Norwell, MA: Kluwer, 1998.

[40] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, 1993, doi: <https://doi.org/10.1109/59.260881>.

[41] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, “Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1314–1324, 1996, doi: <https://doi.org/10.1109/59.535672>.

[42] R. Kumar, A. Mittal, N. Sharma, I. V. Duggal, and A. Kumar, “PV and QV Curve Analysis Using Series and Shunt Compensation,” *2020 IEEE 9th Power India International Conference (PIICON)*, Feb. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/piicon49524.2020.9112917>.

[43] “TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS A Unified Approach to Assessment and Control.” Available: <https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/13288/1/Book1-ROOT.pdf>. [Accessed: Nov. 14, 2019].

[44] M. R. Aghamohammadi and S. M. Tabandeh, “A new approach for online coherency identification in power systems based on correlation characteristics of generators rotor oscillations,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 470–484, Dec. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.019>.

[45] G. J. Rogers, Power System Oscillations.

- [46] Zhenyao Li, August 26, 2024, "Simulation Data of 10-Machine 39-Bus Power System", IEEE Dataport, doi: <https://dx.doi.org/10.21227/cc5n-jb08>.
- [47] M. H. Haque and A. H. M. A. Rahim, "Identification of coherent generators using energy function," IEE Proceedings C Generation Transmission and Distribution, vol. 137, no. 4, pp. 255–255, Jan. 1990, doi: <https://doi.org/10.1049/ip-c.1990.0034>.
- [48] "Sistema Eléctrico Nacional (SEN) I Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)," *Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía*, Jul. 30, 2018. <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.
- [49] "Plan de Descarbonización | Ministerio de Energía," *Energia.gob.cl*, 2022. <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-descarbonizacion>.
- [50] X. Wang, V. Vittal, and G. T. Heydt, "Tracing Generator Coherency Indices Using the Continuation Method: A Novel Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1510–1518, Aug. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.852077>.



Anexo A. Estabilidad en un SEP

A.1. Introducción

El concepto de estabilidad en un SEP ha sido, a lo largo de los años, un aspecto fundamental. Debido a su importancia, se han realizado numerosos estudios y análisis para comprender su comportamiento y enfrentar los desafíos actuales y futuros. Entre estos desafíos destacan la incorporación de nuevas tecnologías en la generación de energía eléctrica, sujetas a regulaciones específicas, así como problemas que pueden comprometer la estabilidad del sistema, como la reducción de la inercia en los SEP.

En este capítulo, se define el concepto de estabilidad en el contexto de los SEP, se presentan las distintas clasificaciones junto con sus definiciones y, finalmente, se exponen los principales métodos utilizados en los estudios de estabilidad dentro de un SEP.

A.2. Definición y conceptos generales de estabilidad [19] [36]

Según [19], la estabilidad de un sistema eléctrico se define como su capacidad para recuperar el equilibrio operativo tras una perturbación, partiendo de una condición inicial específica. De manera más general, en [36] se describe como la propiedad que permite a un sistema eléctrico mantenerse en equilibrio bajo condiciones normales y restablecer un estado aceptable después de una alteración.

A lo largo del tiempo, los sistemas eléctricos han experimentado una transformación significativa, impulsada principalmente por la creciente integración de tecnologías basadas en convertidores electrónicos de potencia. Entre ellas destacan la generación fotovoltaica y eólica, los sistemas de almacenamiento de energía, los dispositivos FACTS, las líneas HVDC y las cargas conectadas mediante electrónica de potencia.

Estos cambios han modificado la respuesta dinámica de los SEP, haciéndolos cada vez más dependientes de dispositivos electrónicos de rápida acción, lo que ha alterado su comportamiento operativo. En este contexto, la Fig. A.0.1 muestra distintos fenómenos dinámicos en los sistemas eléctricos. Se observa que los controles de los convertidores electrónicos de generación (CIG) operan en escalas de tiempo entre microsegundos y milisegundos, lo que abarca fenómenos electromagnéticos y ondulatorios. En contraste, la dinámica de la generación convencional se desarrolla en un rango de milisegundos a segundos. Dado el crecimiento de los CIG, los fenómenos de respuesta rápida cobrarán mayor relevancia en los estudios sobre estabilidad del sistema eléctrico

en el futuro, en comparación con aquellos asociados a escalas de tiempo más amplias, como los de la generación convencional.

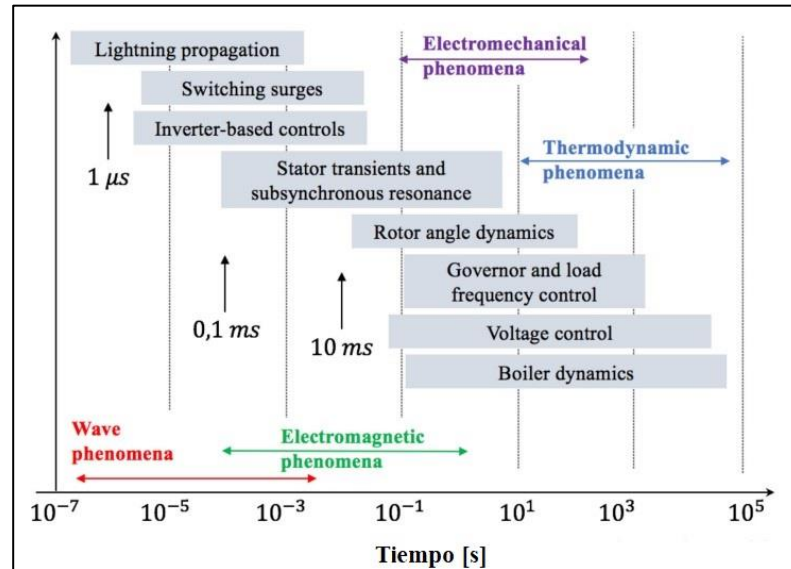


Fig. A.0.1: Escala de tiempo del SEP [37]

A.3. Clasificación de tipos de estabilidad

Si bien la estabilidad del sistema eléctrico puede considerarse un problema integral, su análisis no puede abordarse de manera efectiva sin diferenciar las distintas formas de inestabilidad que pueden afectarlo. Debido a la complejidad y la gran cantidad de variables involucradas en estos estudios, resulta conveniente aplicar suposiciones simplificadoras que permitan examinar casos específicos con el nivel de detalle y las herramientas analíticas adecuadas.

El estudio de la estabilidad, que incluye la identificación de los factores que la comprometen y el diseño de estrategias para mejorar el desempeño del sistema, se ve favorecido por la categorización de sus distintos tipos [36]. En la Fig. A.0.2 se presenta una clasificación de las diferentes formas de estabilidad en sistemas eléctricos, la cual difiere de la propuesta en [38] debido a la incorporación de dos nuevas categorías: “estabilidad impulsada por convertidor” y “estabilidad por resonancia”. La inclusión de estas clases responde al creciente impacto de los CIG en la operación del sistema eléctrico.

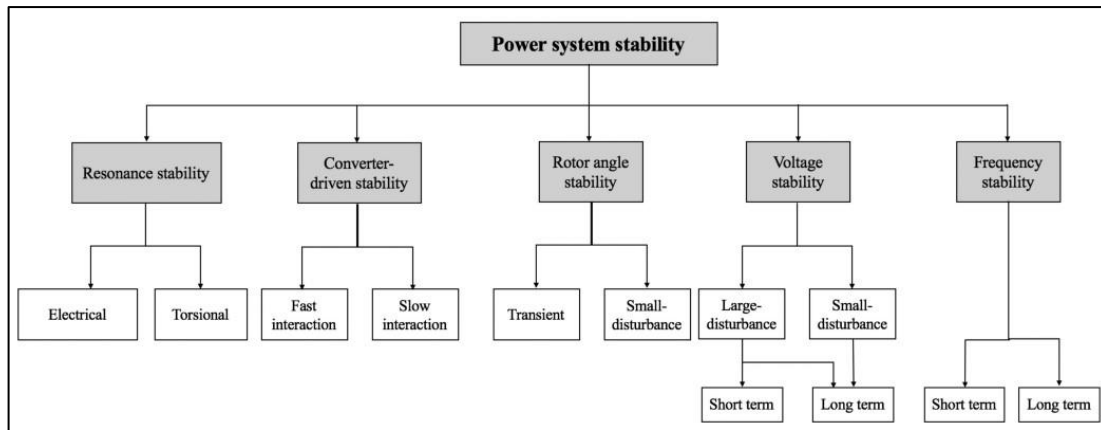


Fig. A.0.2: Clasificación de estabilidad en un SEP [19]

A.3.1 Estabilidad Angular

La estabilidad del ángulo del rotor hace referencia a la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas dentro de un sistema eléctrico para mantener el sincronismo bajo condiciones normales de operación y restablecerlo tras una perturbación, ya sea de pequeña o gran magnitud [36]. Para que una máquina conserve el sincronismo, el par electromagnético debe equilibrarse con el par mecánico. Por ello, este tipo de estabilidad depende directamente de la capacidad de las máquinas síncronas para preservar o recuperar dicho equilibrio [19].

Cuando el sistema experimenta una perturbación, este balance se altera, provocando que los rotores de las máquinas aceleren o desaceleren conforme a las leyes del movimiento rotacional. Si un generador aumenta temporalmente su velocidad con respecto a otro, su ángulo de rotor se desplazará en relación con el de la máquina más lenta. Esta variación angular genera una redistribución de la carga entre ambas unidades, en función de la relación potencia-ángulo, lo que tiende a reducir la diferencia de velocidad y, en consecuencia, la separación angular.

Para facilitar su estudio y comprender mejor la dinámica de estos fenómenos, la estabilidad del ángulo del rotor se clasifica en dos subcategorías [19].

A. Estabilidad angular de pequeña perturbación

La estabilidad del ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones, también conocida como estabilidad de pequeñas señales, se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para conservar el sincronismo cuando enfrenta perturbaciones de baja magnitud. Estas perturbaciones se consideran

suficientemente pequeñas cuando permiten la linealización de las ecuaciones del sistema para su análisis.

La pérdida de estabilidad en este contexto puede manifestarse de dos maneras: un incremento progresivo del ángulo del rotor de forma aperiódica debido a la insuficiencia del par de sincronización, o la aparición de oscilaciones del rotor con amplitud creciente como resultado de la falta de un par de amortiguamiento adecuado [36].

La respuesta del sistema a este tipo de perturbaciones está determinada por diversos factores, entre ellos el estado operativo inicial, la robustez de la red de transmisión y las características de los sistemas de control de excitación de los generadores [36].

B. Estabilidad angular transitoria

Al igual que la estabilidad del ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones, la estabilidad transitoria o estabilidad del ángulo del rotor ante grandes perturbaciones se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo. Sin embargo, en este caso, el sistema es sometido a perturbaciones severas, como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida repentina de generación, lo que genera oscilaciones significativas en la respuesta del ángulo del rotor de los generadores [19].

La estabilidad transitoria depende tanto del estado operativo inicial del sistema como de la magnitud de la perturbación. Si bien pueden ocurrir alteraciones de distinta gravedad y frecuencia, el sistema eléctrico está diseñado y operado para ser estable ante un conjunto determinado de contingencias.

En la Fig. A.0.3 se ilustra el comportamiento de una máquina sincrónica, mostrando las respuestas del ángulo del rotor en distintos escenarios de estabilidad e inestabilidad.

En el Caso 1, considerado estable, el ángulo del rotor aumenta hasta alcanzar un valor máximo, para luego disminuir y oscilar con una amplitud decreciente hasta estabilizarse.

En el Caso 2, el ángulo del rotor sigue incrementándose de forma continua hasta que se pierde el sincronismo. Este tipo de inestabilidad, conocida como inestabilidad de primera oscilación, ocurre debido a un torque sincronizante insuficiente.

En el Caso 3, el sistema inicialmente se mantiene estable, pero con el tiempo desarrolla oscilaciones de amplitud creciente, lo que eventualmente lo conduce a la inestabilidad [36].

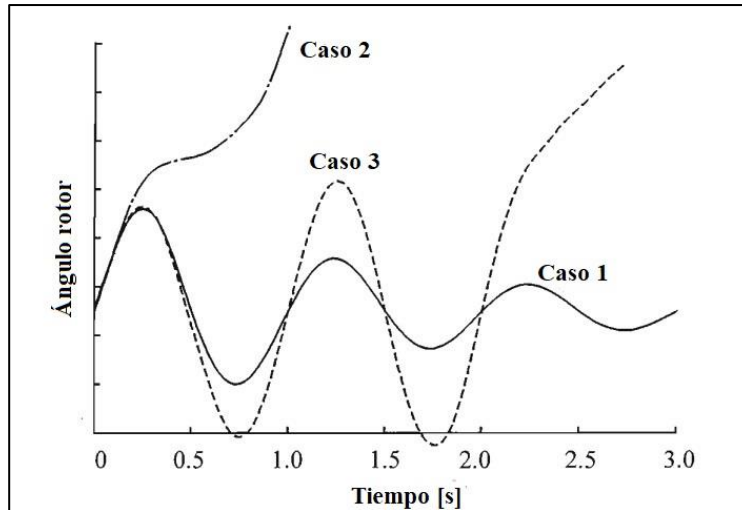


Fig. A.0.3: Respuesta ángulo de rotor [36]

A.3.2 Estabilidad de voltaje

La estabilidad del voltaje en un SEP se define como su capacidad para mantener o restablecer niveles de voltaje adecuados en todas sus barras tras una perturbación [38]. Esta estabilidad está influenciada principalmente por el desempeño de los sistemas de generación y transmisión [39].

Cuando se presenta una inestabilidad en el voltaje, pueden generarse situaciones como la pérdida de carga en determinadas zonas del SEP o la desconexión de líneas de transmisión y otros componentes de la red. Estos eventos, provocados por la activación de los sistemas de protección, pueden desencadenar apagones en cascada [37].

Es útil clasificar la estabilidad de voltaje en las siguientes subcategorías.

A. Estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones

La estabilidad del voltaje frente a grandes perturbaciones hace referencia a la capacidad del sistema para regular los niveles de voltaje tras eventos significativos, como la pérdida de generación o fallas en los circuitos. Esta estabilidad depende de las características del sistema, así como de la interacción entre los controles y protecciones, tanto continuos como discretos.

Para evaluar la estabilidad del voltaje ante perturbaciones de gran magnitud, es necesario analizar la respuesta no lineal del sistema eléctrico a lo largo de un período suficiente que permita observar el comportamiento y la interacción de diversos dispositivos inmersos en el sistema, como motores, generadores, convertidores, entre otros. Este análisis puede requerir un rango temporal que varía desde algunos segundos hasta varios minutos [38].

B. Estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones

La estabilidad del voltaje frente a pequeñas perturbaciones se define como la capacidad del sistema para mantener niveles de voltaje estables cuando enfrenta variaciones sutiles, como incrementos graduales en la demanda de carga.

Este tipo de estabilidad está condicionado por las propiedades de las cargas, así como por la acción de controles continuos y discretos en un momento determinado. Su análisis permite prever cómo responderán los voltajes del sistema ante cambios menores. Para ello, bajo ciertos supuestos, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas, facilitando la identificación de factores que afectan la estabilidad mediante el cálculo de sensibilidades [40], [41].

Tal como se mencionó anteriormente, el intervalo de tiempo relevante para los estudios de estabilidad de voltaje varía desde unos segundos hasta varios minutos, lo que implica que este fenómeno puede manifestarse tanto a corto como a largo plazo.

C. Estabilidad de voltaje a corto plazo

La estabilidad de voltaje a corto plazo está relacionada con la respuesta dinámica de ciertos componentes de carga de acción rápida, como motores de inducción, cargas con control electrónico, enlaces HVDC y generadores basados en inversores. Este fenómeno se analiza en un intervalo de tiempo del orden de segundos y requiere la resolución de ecuaciones diferenciales del sistema. Además, presenta similitudes con la estabilidad del ángulo del rotor, por lo que se deben emplear modelos con un nivel de detalle equivalente al de otras categorías de estabilidad [19].

En este contexto, el modelado dinámico de las cargas juega un papel fundamental, ya que las fallas por cortocircuito cercanas a ellas representan una de las principales causas de inestabilidad en el voltaje a corto plazo [19]. Un ejemplo común de este tipo de inestabilidad es la detención de motores de inducción tras una perturbación severa, ya sea por la pérdida de equilibrio entre el torque electromagnético y mecánico o por la imposibilidad de retornar a un estado estable debido a retrasos en la eliminación de fallas.

D. Estabilidad de voltaje a largo plazo

La estabilidad de voltaje a largo plazo está asociada con la respuesta de equipos de acción más lenta, como transformadores con cambio de taps, cargas reguladas termostáticamente y limitadores de excitación. Dado que el período de estudio en este caso abarca varios minutos, es fundamental emplear simulaciones a largo plazo para analizar la dinámica del sistema [19].

Este tipo de estabilidad se ve comprometido cuando se pierde el equilibrio a largo plazo, lo que ocurre cuando se excede el límite de transferencia de potencia entre el sistema y las cargas dinámicas. Como consecuencia, los sistemas de protección pueden activarse, provocando la desconexión de líneas de transmisión o la salida de generadores.

A.3.3 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se define como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener su frecuencia dentro de un rango determinado tras una perturbación severa que genere un desequilibrio significativo entre la generación y la demanda de energía. Cuando esta estabilidad se ve comprometida, pueden producirse oscilaciones de frecuencia sostenidas, lo que podría derivar en la desconexión de unidades generadoras y/o cargas [38].

En general, los problemas de estabilidad de frecuencia están relacionados con una respuesta deficiente de los equipos eléctricos, una baja inercia en el sistema y la insuficiencia de mecanismos de emergencia o reservas de generación [38].

Es importante señalar que los límites de variación de la frecuencia dependen de sistemas de control como la respuesta inercial, el control primario y el control secundario de frecuencia. Los generadores sincrónicos desempeñan un papel fundamental en la estabilidad de frecuencia, ya que los CIGs, comúnmente asociados con fuentes renovables, no aportan una respuesta inercial de forma natural. Sin embargo, pueden simular este comportamiento al reservar un margen de potencia y así contribuir a la respuesta de frecuencia primaria.

A.3.4 Estabilidad de resonancia [19]

La resonancia se produce cuando el intercambio de energía ocurre de manera periódica y oscilatoria, lo que en los sistemas eléctricos se manifiesta como un aumento en las magnitudes de voltaje, corriente o torque. Si estos valores superan ciertos umbrales, se considera que ha ocurrido una inestabilidad por resonancia.

El término estabilidad de resonancia abarca dos tipos principales: la resonancia electromecánica (resonancia torsional) y la resonancia puramente eléctrica (resonancia eléctrica). La resonancia torsional se origina por la interacción entre la compensación en serie y las frecuencias torsionales mecánicas del eje turbina-generator. Por otro lado, la resonancia eléctrica surge debido a la interacción entre la compensación en serie y las características eléctricas del generador.

A continuación, se describen ambas categorías en detalle.

A. Resonancia torsional

Las oscilaciones subsíncronas se dividen principalmente en dos categorías: resonancia subsíncrona (Sub-Synchronous Resonance, SSR) y oscilaciones subsíncronas dependientes del dispositivo (Device-Dependent Sub-Synchronous Oscillations, DDSSO).

La SSR ocurre cuando el sistema eléctrico intercambia una cantidad significativa de energía con una turbina-generador en uno o más de los modos de oscilación torsional subsíncronos naturales del eje mecánico de la turbina-generador. En este fenómeno, la capacidad de amortiguamiento es un factor clave, ya que una amortiguación inadecuada puede generar problemas mecánicos severos en el eje turbina-generador.

Por otro lado, las DDSSO surgen debido a la interacción entre dispositivos de control de respuesta rápida, como líneas HVDC, SVC, STATCOM y PSS, con los modos mecánicos torsionales de turbinas-generadores cercanas. No obstante, en ciertos casos, esta interacción puede resultar beneficiosa al mejorar la amortiguación torsional del sistema.

B. Resonancia eléctrica

En los sistemas de energía con turbinas impulsadas por generadores convencionales, los problemas relacionados con la SSR se limitan a las interacciones torsionales y la resonancia. El fenómeno de autoexcitación o efecto generador de inducción no afecta a los generadores síncronos convencionales. Sin embargo, los generadores de inducción de velocidad variable, como los utilizados en los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), son altamente susceptibles a la autoexcitación tipo SSR.

Esto ocurre porque un generador DFIG está directamente conectado a la red, lo que puede generar una resonancia eléctrica entre el generador y la compensación en serie. Como consecuencia, pueden producirse grandes oscilaciones de corriente y voltaje en el sistema eléctrico, lo que aumenta el riesgo de daños en los equipos eléctricos. Además, esta resonancia también puede generar perturbaciones significativas en el torque eléctrico, lo que podría ocasionar fallas mecánicas en el conjunto turbina-generador.

A.3.5 Estabilidad impulsada por convertidor [19]

El funcionamiento de un CIG típico se basa en bucles de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, como el PLL y los bucles de control de corriente interna. Debido a esto, la amplia escala temporal asociada con los controles de los CIG_s puede generar acoplamientos cruzados tanto

con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red. Esto, a su vez, puede derivar en oscilaciones inestables dentro del sistema de energía en un amplio rango de frecuencias. Dependiendo del nivel de frecuencia, dichas interacciones pueden clasificarse como lentas o rápidas.

A. Estabilidad impulsada por el convertidor de interacción rápida

Este fenómeno genera problemas de estabilidad en sistemas impulsados por interacciones dinámicas de alta velocidad entre los sistemas de control, como los HVDC con componentes de respuesta rápida del sistema eléctrico, la dinámica del estator de generadores síncronos u otros dispositivos basados en electrónica de potencia. Esta inestabilidad puede manifestarse en un amplio rango de frecuencias, que abarca desde Hertz (Hz) hasta kiloHertz (kHz).

B. Estabilidad impulsada por convertidor de interacción lenta

Estos tipos de inestabilidad surgen debido a interacciones dinámicas lentas entre los sistemas de control de dispositivos basados en electrónica de potencia y los componentes de respuesta lenta del sistema eléctrico.

Es importante señalar que estos fenómenos se caracterizan por oscilaciones en un rango de frecuencias bajas, generalmente inferiores a 10 Hz.

A.4. Métodos de estudio de estabilidad

Para el estudio y análisis de estabilidad de un SEP principalmente estabilidad de voltaje y estabilidad angular, existen métodos a utilizar los cuales depende de si dicho análisis del sistema corresponde a un análisis dinámico o a un análisis estático.

A.4.1 Análisis dinámico [43]

El análisis dinámico permite determinar si un sistema podrá alcanzar un estado operativo estable después de una falla o evento, asumiendo que antes de la perturbación se encontraba en equilibrio.

La dinámica del sistema puede dividirse en dos subconjuntos: uno rápido, generalmente asociado con la dinámica angular electromecánica de las máquinas sincrónicas, y otro más lento, vinculado a la estabilidad durante el proceso de restauración del voltaje y la carga, influenciado por la acción de dispositivos automáticos de control de voltaje de respuesta retardada.

Este análisis proporciona diversas técnicas, las cuales se describen a continuación.

A. Análisis modal [15] [36]

El análisis modal es una herramienta matemática utilizada para evaluar la estabilidad de pequeña señal en un SEP. Aunque esta técnica forma parte del análisis dinámico, es importante señalar que no implica simulaciones en el dominio del tiempo. Su fundamento radica en la linealización del modelo no lineal del sistema en torno a un punto de equilibrio.

Una vez obtenido el modelo linealizado, se examina el amortiguamiento de las oscilaciones, determinado por los modos de oscilación del sistema y basado en sus valores propios.

Este método permite identificar las áreas más vulnerables del sistema, es decir, aquellas con mayor propensión a experimentar problemas de estabilidad. Un valor propio real indica un modo no oscilatorio; si es negativo, representa un modo decreciente cuya rapidez de disipación aumenta con su magnitud. En cambio, un valor propio real positivo señala una inestabilidad aperiódica.

Por otro lado, un valor propio complejo siempre aparece en pares conjugados, cada uno asociado a un modo de oscilación, cuyo comportamiento queda definido por la ecuación (A.1)

$$\lambda = \sigma + j\omega \quad (A.1)$$

Donde λ representa el valor propio complejo, σ corresponde a la parte real y actúa como medida del amortiguamiento del modo, mientras que ω , la parte imaginaria, indica la velocidad angular de la oscilación asociada al modo. En la Fig. A.0.4 se presenta la respuesta asociada a la naturaleza de cada valor propio.

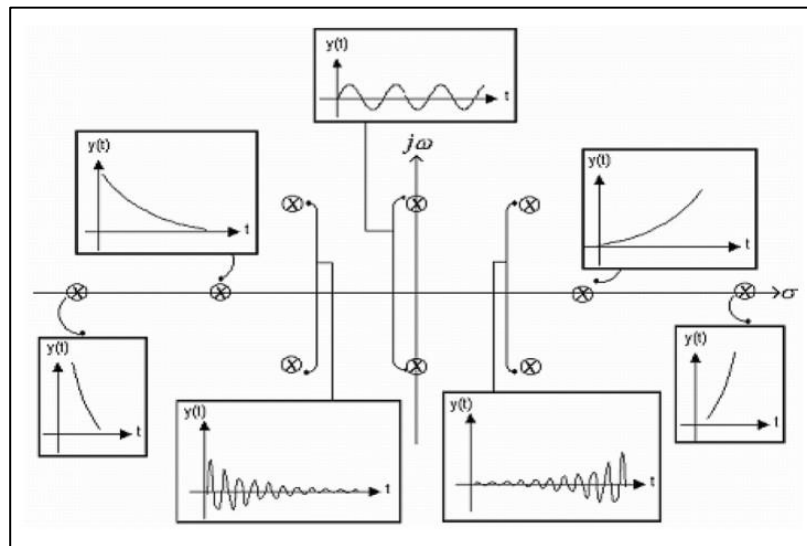


Fig. A.0.4: Respuesta asociada a cada valor propio [36]

A.4.1 Análisis estático [43]

Bajo la premisa de que el sistema se encuentra en un estado operativo estable antes de la falla, el análisis estático se centra en evaluar las propiedades del estado de equilibrio posterior al evento. Este análisis verifica que dicho equilibrio sea viable y que las condiciones de operación resultantes sean aceptables. En otras palabras, se busca garantizar que, tras la contingencia, el equilibrio sea localmente estable y que las magnitudes de voltaje y corriente en estado estacionario cumplan con un conjunto de restricciones establecidas.

El análisis estático abarca diversas técnicas de estudio, las cuales se detallan a continuación.

A. Curvas P-V

Las curvas P-V se emplean para analizar la variación del voltaje en una barra en función de los cambios en la potencia activa en ese mismo punto. Estas curvas se generan mediante un conjunto de iteraciones y resultan fundamentales para evaluar la estabilidad del voltaje, permitiendo determinar los márgenes de colapso de voltaje.

Además, estas curvas se utilizan frecuentemente para establecer los límites de carga admisibles que garantizan un funcionamiento estable del sistema eléctrico [42]. En la Fig. A.0.5 se presenta una familia de curvas P-V que ilustran la relación entre la potencia activa y el voltaje en un sistema. La línea discontinua indica los puntos operativos críticos, destacando que solo aquellos ubicados por encima de dicha línea representan condiciones de operación satisfactorias [36].

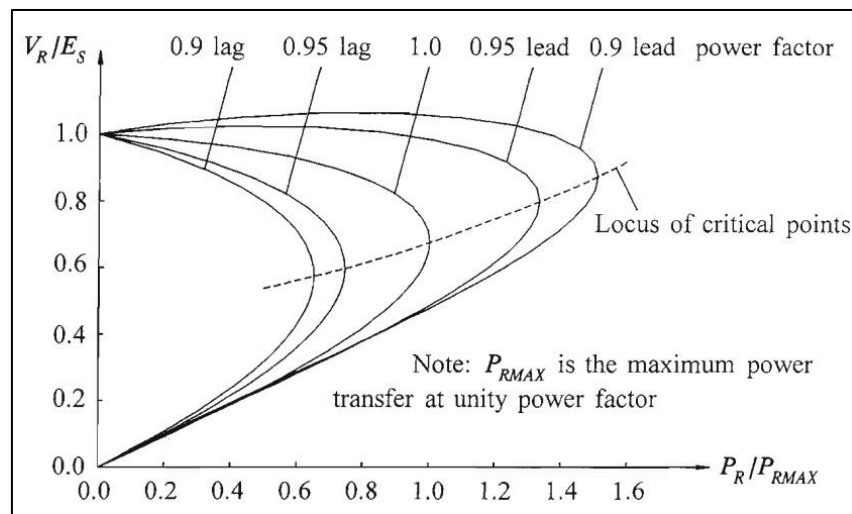


Fig. A.0.5: Curvas P-V para un SEP [36]

B. Curvas Q-V [42]

Las curvas Q-V permiten evaluar la sensibilidad y variación del voltaje en una barra en función de las inyecciones o absorciones de potencia reactiva.

Estas curvas se generan a través de cálculos sucesivos de flujo de potencia, registrando los valores requeridos para mantener distintos niveles de voltaje en la barra de interés. En la Fig. A.0.6 se presentan las curvas Q-V de un sistema en estudio, donde la sección inferior de la curva indica el límite de estabilidad del voltaje y define la potencia reactiva mínima necesaria para garantizar un funcionamiento estable.

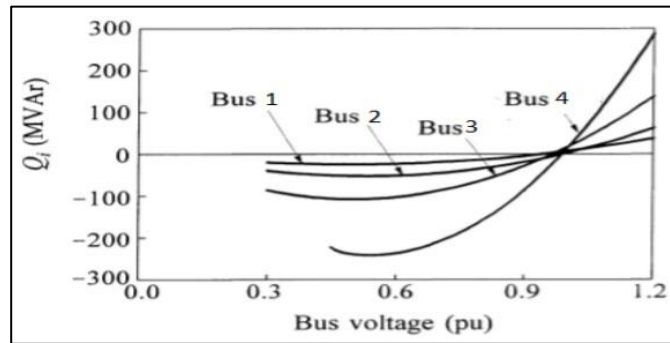


Fig. A.0.6: Curvas Q-V para un SEP [42]

C. Criterio de áreas iguales [9], [10]

El criterio de las áreas iguales es considerado uno de los métodos práctico más sencillo para examinar la estabilidad en régimen transitorio de un SEP, al no ser necesario resolver la llamada ecuación de oscilación.

La Fig. A.0.7 presenta el diagrama unifilar de un sistema sencillo compuesto por un generador conectado a una barra infinita. Además, se incluyen los circuitos equivalentes correspondientes a dicho diagrama.

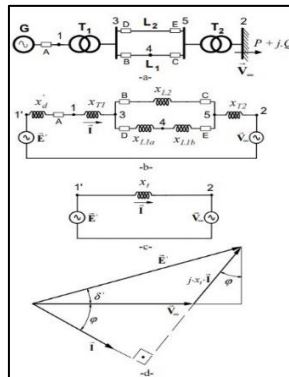


Fig. A.0.7: Sistema generador-barra infinita

A partir de una serie de ecuaciones, se obtiene la ecuación (A.2) la cual indica la potencia activa P_e transferida desde el generador hasta la barra infinita, con base en la Fig. A.0.7.

$$P_e = \frac{V_\infty * E'}{x_t} * \text{sen } \delta' = \hat{P}_e * \text{sen } \delta \quad (\text{A.2})$$

Con E' siendo el módulo de la fem transitoria, V_∞ voltaje de la red infinita, x_t reactancia de transferencia y δ' ángulo entre los voltajes E' y V_∞ .

El comportamiento de la ecuación (A.4) se ilustra gráficamente en la Fig. A.0.8. Para valores específicos de E' y V_∞ , dicha figura muestra que la potencia máxima transferible del generador a la barra infinita es inversamente proporcional a la reactancia de transferencia x_t . En consecuencia, si el sistema experimenta una perturbación que modifique la reactancia de transferencia, la característica potencia-ángulo también cambiará, afectando la capacidad del sistema para transferir potencia desde el generador hasta la barra infinita.

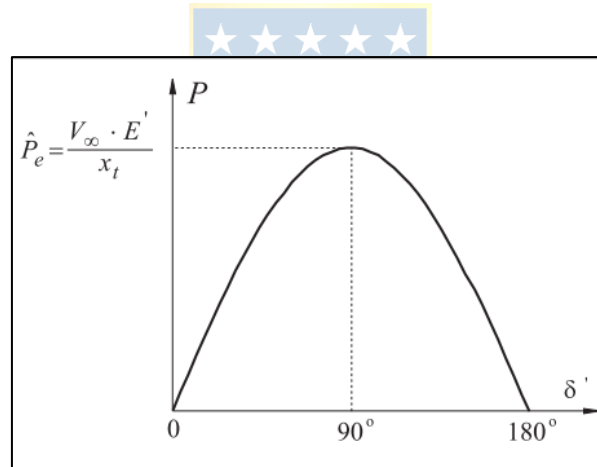


Fig. A.0.8: Característica potencia-ángulo [9]

En la Fig. A.0.9, la curva I representa la operación normal de la característica potencia-ángulo, donde también se indica la potencia mecánica P_m transferida desde la máquina primaria al generador. Dado que esta potencia es independiente del ángulo, se representa mediante una línea horizontal.

Por otro lado, la curva II corresponde a la característica resultante después de una perturbación en el sistema. En esta, el área encerrada en azul representa un desequilibrio de momentos que tiende a acelerar el sistema, por lo que se denomina “área acelerante” A_a . Por su parte, la región encerrada en rojo se conoce como “área frenante” A_f .

El área máxima posible de frenado $A_{f\max}$ es la que se extiende desde δ'_1 hasta δ'_u . En consecuencia, el área acelerante y de frenado máximo quedan definidas por las ecuaciones (A.3) y (A.4) respectivamente.

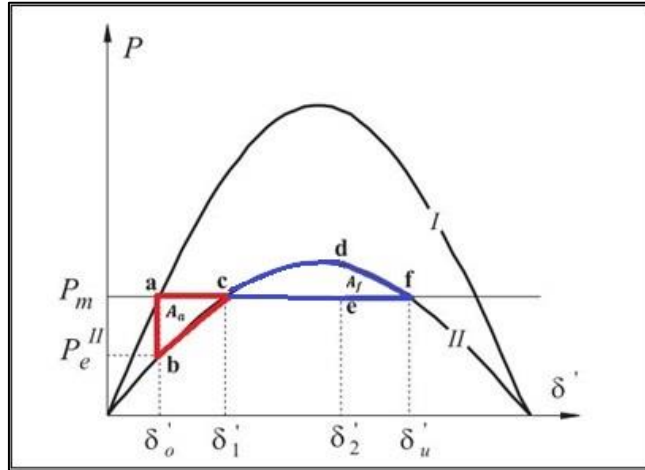


Fig. A.0.9: Característica potencia-ángulo cuando se produce una perturbación en la red [9]

$$A_a = \int_{\delta'_0}^{\delta'_1} (P_m - P_e^{II}) * d\delta' \quad (A.3)$$

$$A_{f\max} = \int_{\delta'_1}^{\delta'_u} (P_m - P_e^{II}) * d\delta' \quad (A.4)$$

Cabe destacar que se asegura estabilidad en el sistema para la condición donde se cumple que $A_a < A_{f\max}$. Por su parte si $A_a > A_{f\max}$ el sistema será inestable, mientras que el caso crítico queda dado cuando $A_a = A_{f\max}$.

Anexo B. Datos Sistema New England

Nombre	Terminal i	Terminal j	Largo [km]
Línea 01 - 02	Barra 01	Barra 02	163,0643
Línea 01 - 39	Barra 01	Barra 39	99,1875
Línea 02 - 03	Barra 02	Barra 03	59,90925
Línea 02 - 25	Barra 02	Barra 25	34,1205
Línea 03 - 04	Barra 03	Barra 04	84,50775
Línea 03 - 18	Barra 03	Barra 18	52,76775
Línea 04 - 05	Barra 04	Barra 05	50,784
Línea 04 - 14	Barra 04	Barra 14	51,18075
Línea 05 - 06	Barra 05	Barra 06	10,3155
Línea 05 - 08	Barra 05	Barra 08	44,436
Línea 06 - 07	Barra 06	Barra 07	36,501
Línea 06 - 11	Barra 06	Barra 11	32,5335
Línea 07 - 08	Barra 07	Barra 08	18,2505
Línea 08 - 09	Barra 08	Barra 09	144,0202
Línea 09 - 39	Barra 09	Barra 39	99,1875
Línea 10 - 11	Barra 10	Barra 11	17,06025
Línea 10 - 13	Barra 10	Barra 13	17,06025
Línea 13 - 14	Barra 13	Barra 14	40,07175
Línea 14 - 15	Barra 14	Barra 15	86,09475
Línea 15 - 16	Barra 15	Barra 16	37,2945
Línea 16 - 17	Barra 16	Barra 17	35,31075
Línea 16 - 19	Barra 16	Barra 19	77,36625
Línea 16 - 21	Barra 16	Barra 21	53,56125
Línea 16 - 24	Barra 16	Barra 24	23,40825
Línea 17 - 18	Barra 17	Barra 18	32,5335
Línea 17 - 27	Barra 17	Barra 27	68,63775
Línea 21 - 22	Barra 21	Barra 22	55,545
Línea 22 - 23	Barra 22	Barra 23	38,088
Línea 23 - 24	Barra 23	Barra 24	138,8625
Línea 25 - 26	Barra 25	Barra 26	128,1503
Línea 26 - 27	Barra 26	Barra 27	58,32225
Línea 26 - 28	Barra 26	Barra 28	188,0595
Línea 26 - 29	Barra 26	Barra 29	247,9688
Línea 28 - 29	Barra 28	Barra 29	59,90925

Tabla B.0.1: Parámetros líneas

Nombre	Barra	P en MW	Q en Mvar	S en MVA	Factor de P
Carga 03	Barra 03	322	2,4	322	1
Carga 04	Barra 04	500	184	532,8	0,938
Carga 07	Barra 07	233,8	84	248,4	0,941
Carga 08	Barra 08	522	176	550,9	0,948
Carga 12	Barra 12	7,5	88	88,3	0,085
Carga 15	Barra 15	320	153	354,7	0,902
Carga 16	Barra 16	329	32,3	330,6	0,995
Carga 18	Barra 18	158	30	160,8	0,982
Carga 20	Barra 20	628	103	636,4	0,987
Carga 21	Barra 21	274	115	297,2	0,922
Carga 23	Barra 23	247,5	84,6	261,6	0,946
Carga 24	Barra 24	308,6	-92,2	322,1	0,958
Carga 25	Barra 25	224	47,2	228,9	0,979
Carga 26	Barra 26	139	17	140	0,993
Carga 27	Barra 27	281	75,5	291	0,966
Carga 28	Barra 28	206	27,6	207,8	0,991
Carga 29	Barra 29	283,5	26,9	284,8	0,996
Carga 31	Barra 31	9,2	4,6	10,3	0,894
Carga 39	Barra 39	1104	250	1132	0,975

Tabla B.0.2: Parámetros cargas

Nombre	P en MW	S en MVA	Voltaje p.u.	Tecnología	H en s
G 01	1000	10000	1,03	Others	5
G 02	0	700	0,982	Nuclear	4,329
G 03	650	800	0,983	Nuclear	4,475
G 04	632	800	0,997	Coal	3,575
G 05	254	300	1,012	Coal	4,333
G 06	650	800	1,049	Nuclear	4,35
G 07	560	700	1,064	Coal	3,771
G 08	540	700	1,028	Nuclear	3,471
G 09	830	1000	1,026	Nuclear	3,45
G 10	250	1000	1,048	Hydro	4,2

Tabla B.0.3: Parámetros generadores

Ángulos rotóricos											Ángulos rotóricos										
Tiempo [s]	G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	Tiempo [s]	G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10
0,62	-45,671	0	6,307	13,039	5,76	7,842	14,885	19,103	33,713	-40,857	1,292	-60,683	0	5,626	11,166	2,229	6,567	10,969	21,837	60,659	-31,144
0,625	-45,833	0	6,383	13,133	5,856	8,008	15,025	19,527	34,774	-40,976	1,302	-60,287	0	5,644	11,026	2,051	6,474	10,864	21,978	59,245	-31,622
0,632	-46,056	0	6,482	13,262	5,989	8,226	15,21	20,083	36,191	-41,122	1,312	-59,869	0	5,665	10,9	1,873	6,382	10,771	22,114	57,769	-32,113
0,642	-46,406	0	6,627	13,463	6,19	8,545	15,487	20,898	38,312	-41,314	1,322	-59,429	0	5,688	10,787	1,697	6,29	10,69	22,244	56,229	-32,612
0,652	-46,778	0	6,764	13,677	6,392	8,85	15,762	21,682	40,421	-41,468	1,332	-58,966	0	5,712	10,687	1,523	6,198	10,62	22,364	54,625	-33,118
0,662	-47,17	0	6,892	13,903	6,59	9,137	16,036	22,434	42,506	-41,588	1,342	-58,482	0	5,739	10,6	1,351	6,106	10,562	22,471	52,958	-33,628
0,672	-47,581	0	7,011	14,142	6,779	9,404	16,308	23,151	44,558	-41,673	1,352	-57,977	0	5,767	10,526	1,181	6,016	10,515	22,563	51,227	-34,139
0,682	-48,008	0	7,12	14,391	6,96	9,653	16,577	23,832	46,57	-41,724	1,362	-57,452	0	5,796	10,463	1,014	5,925	10,478	22,635	49,432	-34,65
0,692	-48,449	0	7,221	14,648	7,129	9,881	16,841	24,473	48,536	-41,739	1,372	-56,907	0	5,825	10,413	0,85	5,835	10,451	22,686	47,575	-35,156
0,702	-48,902	0	7,312	14,911	7,286	10,089	17,099	25,073	50,449	-41,718	1,382	-56,342	0	5,855	10,375	0,69	5,745	10,433	22,712	45,657	-35,657
0,712	-49,364	0	7,394	15,178	7,431	10,278	17,35	25,63	52,307	-41,66	1,392	-55,759	0	5,885	10,347	0,534	5,655	10,424	22,71	43,679	-36,15
0,722	-49,836	0	7,467	15,447	7,563	10,447	17,592	26,143	54,104	-41,565	1,402	-55,157	0	5,914	10,329	0,382	5,565	10,422	22,677	41,643	-36,632
0,732	-50,314	0	7,531	15,716	7,682	10,596	17,824	26,609	55,838	-41,434	1,412	-54,538	0	5,943	10,32	0,234	5,476	10,427	22,612	39,552	-37,102
0,742	-50,798	0	7,587	15,983	7,788	10,727	18,044	27,028	57,507	-41,267	1,422	-53,902	0	5,97	10,32	0,092	5,387	10,439	22,511	37,407	-37,557
0,752	-51,285	0	7,634	16,245	7,88	10,84	18,251	27,4	59,109	-41,063	1,432	-53,25	0	5,996	10,328	-0,046	5,298	10,455	22,372	35,213	-37,996
0,762	-51,775	0	7,672	16,502	7,958	10,934	18,444	27,723	60,642	-40,825	1,442	-52,582	0	6,021	10,342	-0,178	5,21	10,476	22,193	32,973	-38,416
0,772	-52,266	0	7,702	16,752	8,024	11,011	18,622	27,997	62,107	-40,553	1,452	-51,899	0	6,043	10,362	-0,304	5,121	10,501	21,974	30,691	-38,818
0,782	-52,757	0	7,724	16,991	8,077	11,071	18,784	28,224	63,502	-40,248	1,462	-51,203	0	6,062	10,387	-0,424	5,033	10,528	21,711	28,371	-39,198
0,792	-53,247	0	7,738	17,22	8,117	11,116	18,93	28,403	64,828	-39,913	1,472	-50,493	0	6,079	10,416	-0,538	4,945	10,556	21,404	26,02	-39,557
0,802	-53,736	0	7,745	17,436	8,145	11,145	19,057	28,535	66,085	-39,548	1,482	-49,771	0	6,093	10,447	-0,646	4,857	10,585	21,053	23,642	-39,893
0,812	-54,221	0	7,743	17,639	8,161	11,16	19,166	28,622	67,273	-39,156	1,492	-49,036	0	6,104	10,48	-0,748	4,77	10,614	20,656	21,243	-40,205
0,822	-54,703	0	7,735	17,826	8,166	11,161	19,257	28,664	68,394	-38,738	1,502	-48,291	0	6,111	10,513	-0,843	4,682	10,642	20,214	18,831	-40,493
0,832	-55,18	0	7,719	17,998	8,16	11,149	19,328	28,663	69,448	-38,298	1,512	-47,536	0	6,114	10,546	-0,932	4,595	10,667	19,727	16,411	-40,757
0,842	-55,652	0	7,697	18,152	8,144	11,125	19,379	28,621	70,436	-37,837	1,522	-46,772	0	6,113	10,577	-1,014	4,508	10,69	19,196	13,992	-40,996
0,852	-56,117	0	7,668	18,288	8,117	11,09	19,411	28,54	71,36	-37,357	1,532	-45,999	0	6,108	10,605	-1,09	4,42	10,709	18,622	11,58	-41,211
0,862	-56,575	0	7,633	18,405	8,082	11,044	19,423	28,421	72,22	-36,862	1,542	-45,218	0	6,099	10,629	-1,16	4,333	10,723	18,006	9,184	-41,401
0,872	-57,026	0	7,592	18,502	8,038	10,988	19,415	28,268	73,018	-36,353	1,552	-44,443	0	6,086	10,649	-1,223	4,246	10,731	17,351	6,812	-41,568
0,882	-57,467	0	7,546	18,58	7,985	10,924	19,387	28,082	73,755	-35,833	1,562	-43,637	0	6,069	10,662	-1,281	4,158	10,733	16,659	4,471	-41,711
0,892	-57,9	0	7,495	18,637	7,925	10,851	19,339	27,867	74,433	-35,306	1,572	-42,838	0	6,046	10,669	-1,332	4,071	10,729	15,933	2,171	-41,832
0,902	-58,322	0	7,439	18,674	7,857	10,772	19,272	27,625	75,052	-34,774	1,582	-42,035	0	6,02	10,668	-1,378	3,983	10,717	15,175	-0,081	-41,932
0,912	-58,733	0	7,38	18,69	7,782	10,685	19,187	27,359	75,614	-34,239	1,592	-41,229	0	5,989	10,659	-1,419	3,895	10,697	14,391	-2,276	-42,01
0,922	-59,132	0	7,316	18,685	7,701	10,592	19,083	27,071	76,121	-33,704	1,602	-40,42	0	5,954	10,64	-1,455	3,806	10,669	13,582	-4,406	-42,069
0,932	-59,519	0	7,249	18,659	7,614	10,495	18,961	26,765	76,574	-33,173	1,612	-39,61	0	5,914	10,612	-1,487	3,716	10,631	12,755	-6,463	-42,11
0,942	-59,893	0	7,179	18,613	7,521	10,392	18,822	26,444	76,973	-32,648	1,622	-38,799	0	5,871	10,573	-1,514	3,626	10,584	11,913	-8,439	-42,134
0,952	-60,253	0	7,107	18,547	7,422	10,286	18,666	26,111	77,32	-32,131	1,632	-37,989	0	5,823	10,523	-1,538	3,535	10,528	11,061	-10,327	-42,142
0,962	-60,599	0	7,033	18,461	7,319	10,176	18,495	25,769	77,616	-31,625	1,642	-37,18	0	5,772	10,462	-1,558	3,444	10,462	10,205	-12,119	-42,136
0,972	-60,929	0	6,957	18,356	7,211	10,063	18,31	25,42	77,862	-31,133	1,652	-36,373	0	5,717	10,389	-1,576	3,35	10,387	9,348	-13,808	-42,117
0,982	-61,244	0	6,88	18,233	7,099	9,948	18,11	25,068	78,059	-30,657	1,662	-35,569	0	5,659	10,304	-1,592	3,256	10,301	8,498	-15,389	-42,087
0,992	-61,543	0	6,802	18,091	6,982	9,831	17,898	24,716	78,208	-30,2	1,672	-34,769	0	5,597	10,206	-1,606	3,16	10,205	7,658	-16,855	-42,046
1,002	-61,825	0	6,724	17,933	6,862	9,713	17,673	24,366	78,309	-29,764	1,682	-33,974	0	5,533	10,097	-1,619	3,063	10,1	6,834	-18,201	-41,996
1,012	-62,089	0	6,646	17,759	6,738	9,593	17,438	24,021	78,363	-29,351	1,692	-33,186	0	5,467	9,976	-1,632	2,964	9,985	6,033	-19,421	-41,939
1,022	-62,336	0	6,568	17,569	6,61	9,473	17,193	23,685	78,371	-28,964	1,702	-32,404	0	5,398	9,843	-1,645	2,863	9,861	5,258	-20,513	-41,876
1,032	-62,564	0	6,491	17,366	6,479	9,353	16,94	23,358	78,333	-28,604	1,712	-31,631	0	5,328	9,698	-1,658	2,759	9,728	4,515	-21,472	-41,807
1,042	-62,772	0	6,416	17,149	6,345	9,232	16,68	23,044	78,249	-28,273	1,722	-30,867	0	5,256	9,541	-1,673	2,654	9,586	3,809	-22,295	-41,735
1,052	-62,961	0	6,342	16,921	6,208	9,112	16,413	22,745	78,121	-27,973	1,732	-30,113	0	5,183	9,374	-1,689	2,546	9,436	3,145	-22,979	-41,659
1,062	-63,132	0	6,271	16,683	6,067	8,993	16,142	22,463	77,947	-27,705	1,742	-29,37	0	5,109	9,197	-1,708	2,436	9,279	2,527	-23,523	-41,581
1,072	-63,283	0	6,201	16,435	5,924	8,874	15,866	22,198	77,729	-27,471	1,752	-28,64	0	5,034	9,01	-1,73	2,322	9,114	1,96	-23,925	-41,501
1,082	-63,413	0	6,134	16,178	5,778	8,756	15,589	21,954	77,466	-27,271	1,762	-27,922	0	4,96	8,813	-1,756	2,207	8,944	1,447	-24,186	-41,42
1,092	-63,521	0	6,071	15,917	5,629	8,639	15,31	21,732	77,158	-27,108	1,772	-27,219	0	4,886	8,609	-1,785	2,088	8,767	0,992	-24,304	-41,339
1,102	-63,608	0	6,01	15,649	5,477	8,523	15,03	21,532	76,805	-26,981	1,782	-26,532	0	4,813	8,397	-1,819	1,966	8,586	0,598	-24,281	-41,257
1,112	-63,673	0	5,953	15,377	5,323	8,408	14,752	21,355	76,406	-26,891	1,792	-25,861	0	4,741	8,178	-1,857	1,841	8,401	0,269	-24,118	-41,176
1,122	-63,715	0	5,899	15,103	5,167	8,295	14,476	21,202	75,962	-26,838	1,802	-25,207	0	4,671	7,954	-1,9	1,713	8,212	0,066	-23,871	-41,094
1,132	-63,734	0	5,85	14,827	5,008	8,183	14,204	21,074	75,472	-26,823	1,812	-24,572	0	4,602	7,725	-1,9					

Tiempo [s] / dcV	Generadores (Método Coherencia Lenta)									
0,63/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
0,64/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
0,65/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
0,66/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
0,67/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10
Tiempo [s] / Coeficiente de correlación	Generadores (Método simulación en el tiempo)									
[0.62-3.0]/0,7	G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08	G09	G10

Tabla B.0.4: Comparación coherencia para ambos métodos

Generadores	Ángulos rotóricos [deg]	
	Pre-falla	Post_falla
G 01	-44,01	-47,51
G 02	0	0
G 03	5,3	6,99
G 04	12,15	14,1
G 05	4,89	6,75
G 06	5,84	9,36
G 07	13,27	16,26
G 08	13,5	23,03
G 09	20,96	44,22
G 010	-39,09	-41,66

Tabla B.0.5: Ángulos rotóricos generadores Sistema New England

Generadores	Inercia [s]
G 01	5
G 02	4,33
G 03	4,47
G 04	3,57
G 05	4,33
G 06	4,35
G 07	3,77
G 08	3,47
G 09	3,45
G 10	4,2

Tabla B.0.6: Inercia generadores Sistema New England

Anexo C.Datos SEN

C.1 Modelación de escenarios del SEN [2]

La base de datos operacional, modelada en DigSILENT PowerFactory 2022, incluye 11 escenarios de operación ("Operation Scenarios"), los cuales se agrupan en cuatro subcategorías: Día Laboral, Sábado, Domingo y Penetración ERV.

En los tres primeros grupos (Día Laboral, Sábado y Domingo), se establecen escenarios correspondientes a Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja. En el caso de Penetración ERV, se consideran dos escenarios: uno con máxima penetración ERV y otro con mínima penetración ERV.

Para la selección de los escenarios a modelar, se tomaron en cuenta los valores de demanda y generación bruta obtenidos a partir de registros históricos del SCADA, dentro del período comprendido entre el 15 de junio de 2024 y el 14 de julio de 2024.

A continuación, se presenta el criterio utilizado para determinar el día y la hora en la obtención de los registros mencionados.

C.1.1 Día Laboral

- ❖ Demanda Alta: corresponde al máximo valor de generación bruta, considerando PMGD, entre los días lunes a viernes.
- ❖ Demanda Baja: corresponde al mínimo valor de generación bruta, considerando PMGD, entre los días lunes a viernes.
- ❖ Demanda Media: Se promedian los valores mínimo y máximo anteriores, y se busca el día y la hora del día que más se aproxime a este valor. Se prioriza que la hora sea entre las 10:00 horas y las 19:00 horas (con sol).

C.1.2 Sábado

- ❖ Demanda Alta: corresponde al máximo valor de generación bruta, considerando PMGD, en un día sábado.
- ❖ Demanda Baja: corresponde al mínimo valor de generación bruta, considerando PMGD, en un día sábado.

- ❖ Demanda Media: Se promedian los valores mínimo y máximo anteriores, y se busca la hora del día que más se parezca con este valor. Se prioriza que la hora sea entre las 10:00 horas y las 19:00 horas (con sol).

C.1.3 Día Domingo

- ❖ Demanda Alta: corresponde al máximo valor de generación bruta, considerando PMGD, en un día domingo.
- ❖ Demanda Baja: corresponde al mínimo valor de generación bruta, considerando PMGD, en un día domingo.
- ❖ Demanda Media: Se promedian los valores mínimo y máximo anteriores, y se busca la hora del día que más se aproxime a este valor. Se prioriza que la hora sea entre las 10:00 horas y las 19:00 horas (con sol).

C.1.4 Penetración ERV

- ❖ Máxima penetración ERV: corresponde al valor máximo de la suma de generación eólica y solar en la ventana entre el día 15 del mes anterior y el día 14 del mes de publicación.
- ❖ Mínima penetración ERV: corresponde al valor mínimo- de la suma de generación eólica y solar en la ventana entre el día 15 del mes anterior y el día 14 del mes de publicación.

Una vez descritos los escenarios, en la Tabla C.0.1 se indica el perfil que tiene cada escenario anteriormente expuesto.

Para el presente estudio, se considerarán únicamente dos escenarios. El primero corresponde al escenario de máxima penetración ERV, ya que presenta una inercia significativamente baja en comparación con los demás. El segundo corresponde al escenario de mínima penetración ERV, caracterizado por una alta inercia. La selección de estos escenarios tiene como objetivo evaluar la coherencia del análisis en condiciones operativas completamente opuestas.

Además, con el propósito de simplificar el estudio, se han asignado nombres referenciales a cada generador en servicio dentro del SEN. Esta modificación se ilustra en las Fig. C.0.1 y Fig. C.0.2, correspondientes a los escenarios escogidos.

Día Laboral					
Demanda alta	11515 [MW]	Demanda media	9656 [MW]	Demanda baja	7891 [MW]
Gen. Hidráulica	35%	Gen. Hidráulica	19%	Gen. Hidráulica	40%
Gen. Térmica	22%	Gen. Térmica	35%	Gen. Térmica	41%
Gen. Solar	30%	Gen. Solar	37%	Gen. Solar	0%
Gen. Eólica	12%	Gen. Eólica	9%	Gen. Eólica	19%
Inercia	52,4 GVAs	Inercia	52,6 GVAs	Inercia	54,9 GVAs
Sábado					
Demanda alta	11103 [MW]	Demanda media	9563 [MW]	Demanda baja	8762 [MW]
Gen. hidráulica	39%	Gen. Hidráulica	29%	Gen. Hidráulica	34%
Gen. Térmica	50%	Gen. Térmica	42%	Gen. Térmica	52%
Gen. Solar	3%	Gen. Solar	14%	Gen. Solar	0%
Gen. Eólica	8%	Gen. Eólica	14%	Gen. Eólica	14%
Inercia	69,2 GVAs	Inercia	56,1 GVAs	Inercia	54,1 GVAs
Domingo					
Demanda alta	10679[MW]	Demanda media	8472 [MW]	Demanda baja	7854 [MW]
Gen. hidráulica	34%	Gen. Hidráulica	27%	Gen. Hidráulica	32%
Gen. Térmica	46%	Gen. Térmica	21%	Gen. Térmica	31%
Gen. Solar	3%	Gen. Solar	31%	Gen. Solar	18%
Gen. Eólica	16%	Gen. Eólica	21%	Gen. Eólica	19%
Inercia	62,1 GVAs	Inercia	40,6 GVAs	Inercia	40,8 GVAs
Máxima penetración ERV			Mínima penetración ERV		
Demanda alta	10028 [MW]		Demanda	10988 [MW]	
Gen. hidráulica	19%		Gen. Hidráulica	45%	
Gen. Térmica	18%		Gen. Térmica	51%	
Gen. Solar	38%		Gen. Solar	1%	
Gen. Eólica	25%		Gen. Eólica	3%	
Inercia	37,1 GVAs		Inercia	67,4 GVAs	

Tabla C.0.1: Perfil escenarios escogidos

Generador referenciado	Generador SEN	Generador referenciado	Generador SEN
G 01	GEO CERRO PABELLON U1	G 59	HP PULELFU U1
G 02	GEO CERRO PABELLON U2	G 60	HP PULELFU U2
G 03	GEO CERRO PABELLON U3	G 61	HP PULLINQUE U1
G 04	HE ANCOA U2	G 62	HP PULLINQUE U2
G 05	HE ANGOSTURA U3	G 63	HP PULLINQUE U3
G 06	HE ANTUCO U2	G 64	HP PUNTILLA U2
G 07	HE CANUTILLAR U1	G 65	HP PUNTILLA U3
G 08	HE COLBUN U1	G 66	HP QUELTEHUES U1
G 09	HE MACHICURA U2	G 67	HP QUELTEHUES U2
G 10	HE PANGUE U1	G 68	HP QUILLECO U1
G 11	HE PANGUE U2	G 69	HP QUILLECO U2
G 12	HE RALCO U1	G 70	HP RIO COLORADO U1
G 13	HE RALCO U2	G 71	PICOI\HP RIO PICOIQUEN (U1-U2)
G 14	HP ABANICO U1	G 72	HP RUCATAYO U1
G 15	HP ABANICO U5	G 73	HP RUCUE U2
G 16	HP ABANICO U6	G 74	HP SAN IGNACIO U1
G 17	HP ALFALFA U1	G 75	HP SAUZAL U2
G 18	HP CALLAO U1	G 76	HP SAUZAL U3
G 19	HP CAPULLO U1	G 77	HP SAUZALITO U1
G 20	HP CARILAFQUEN (U1-U2)	G 78	HP VOLCAN U1
G 21	HP CHACABUQUITO U1	G 79	TER ACONCAGUA U1
G 22	HP CHACABUQUITO U2	G 80	ANG\TER ANGAMOSU1
G 23	HP CHACAYES U1	G 81	ANG\TER ANGAMOSU2
G 24	HP CORRENTOSO U1	G 82	TER CAMPICHE U1
G 25	HP CUMBRES U2	G 83	TER CELCO U1
G 26	HP CURILLINQUE U1	G 84	TER CMPC PACIFICO U1
G 27	HP FLORENDA III U1	G 85	TER CMPC PACIFICO U2
G 28	LajaEC\HP GUAYACAN (U1-U2)	G 86	CSTAF\TER CMPC SANTA FE U2
G 29	HP ISLA U2	G 87	CSTAF\TER CMPC SANTA FE U3
G 30	HP ITATA U1	G 88	CTE\TER COCHRANE U1
G 31	HP ITATA U2	G 89	CTE\TER COCHRANE U2
G 32	HP LA MINA U1	G 90	TER CORONEL U1
G 33	HP LAJAI U1	G 91	PBIOBI\TER ENERGIA BIOBIO
G 34	HP LAJAI U2	G 92	TER GUACOLDA U3
G 35	HP LIRCAY U2	G 93	TER GUACOLDA U5
G 36	HP LOMAALTA U1	G 94	TER IEM U1
G 37	HP LOS HIERROS U1	G 95	KLR\TER KELARCC1-TG1
G 38	HP LOS HIERROS U2	G 96	TER LAUTARO U1
G 39	HP LOS MOLLES U1	G 97	TER LAUTARO U2
G 40	HP LOS QUILOS U1	G 98	TER LOMA LOS COLORADOS (U1-U2)
G 41	HP LOS QUILOS U2	G 99	TER LOMA LOS COLORADOS II (U1-U3)
G 42	HP MALALCAHUELLO (U1-U2)	G 100	TER LOMA LOS COLORADOS II (U4-U5)
G 43	HP MAMPIL U2	G 101	TER LOMA LOS COLORADOS II (U6-U7)
G 44	HP MARIPOSAS U1	G 102	TER LOMA LOS COLORADOS II (U8-U14)
G 45	CHMOCH\HP MOCHO U1	G 103	TER MAPA TG7
G 46	HP NALCAS G1	G 104	TER MAPA TG8
G 47	HP NALCAS G2	G 105	TER MASISA U1
G 48	HP NALCAS G3	G 106	TER NUEVA ALDEA U2
G 49	HP OJOS DE AGUA U1	G 107	TER NUEVA RENCA CC1-TG
G 50	HP PALMAR U1	G 108	TER NUEVA RENCA CC1-TV
G 51	HP PALMAR U2	G 109	ME\TER PAM
G 52	HP PALMUCHO U1	G 110	TER PETROPOWER U1
G 53	HP PILMAIQUEN U1	G 111	TER SAN ISIDRO II CC1-TG
G 54	HP PILMAIQUEN U2	G 112	TER SAN ISIDRO II CC1-TV
G 55	HP PILMAIQUEN U3	G 113	TER SANTA FE U1
G 56	HP PILMAIQUEN U4	G 114	CTO\TER TOCOPILLA U16-TG-TV
G 57	HP PILMAIQUEN U5	G 115	TER VINALES U1
G 58	HP PROVIDENCIA U1		

Fig. C.0.1: Generadores referenciados SEN ERV máxima

Generador referenciado	Generador SEN	Generador referenciado	Generador SEN	Generador referenciado	Generador SEN
G 01	GEO CERRO PABELLON U1	G 61	HP JUNCAL U1	G 121	TER ATACAMA CC1-TG2
G 02	GEO CERRO PABELLON U2	G 62	HP LA CONFLUENCIA U2	G 122	TER ATACAMA CC1-TV
G 03	GEO CERRO PABELLON U3	G 63	HP LAMINA U2	G 123	TER CAMPICHE U1
G 04	HE ANCOA U1	G 64	HP LAJA I U1	G 124	TER CANDELARIA U1
G 05	HE ANCOA U2	G 65	HP LAJA I U2	G 125	TER CANDELARIA U2
G 06	HE ANGOSTURA U1	G 66	HP LICAN (U1-U2)	G 126	TER CELCO U1
G 07	HE ANGOSTURA U2	G 67	HP LIRCAY U1	G 127	TER CHOLGUAN U1
G 08	HE ANGOSTURA U3	G 68	HP LIRCAY U2	G 128	TER CMPC PACIFICO U1
G 09	HE ANTUCO U1	G 69	HP LOMA ALTA U1	G 129	TER CMPC SANTA FE U2
G 10	HE ANTUCO U2	G 70	HP LOS HIERROS U1	G 130	TER CMPC SANTA FE U3
G 11	HE CANUTILLAR U1	G 71	HP LOS HIERROS U2	G 131	TER COCHRANE U1
G 12	HE CANUTILLAR U2	G 72	HP LOS MOLLES U1	G 132	TER COCHRANE U2
G 13	HE CIPRESES U1	G 73	HP LOS MOLLES U2	G 133	TER CR CHAGUAL (LOS CONDORES) U1
G 14	HE CIPRESES U2	G 74	HP LOS QUILOS U2	G 134	TER DEGAÑ 2 (U1-U10)
G 15	HE CIPRESES U3	G 75	HP LOS QUILOS U3	G 135	TER DEGAÑ TIPO 1-1
G 16	HE COLBUN U1	G 76	HP MALALCAHUELLO (U1-U2)	G 136	TER DEGAÑ TIPO 1-2
G 17	HE COLBUN U2	G 77	HP MAMPILU U1	G 137	TER DEGAÑ TIPO 3 (6U)
G 18	HE EL TORO U1	G 78	HP MAMPILU U2	G 138	TER ENERGIA BIOBIO
G 19	HE EL TORO U2	G 79	HP MARIPOSAS U1	G 139	TER GUACOLDA U1
G 20	HE EL TORO U3	G 80	HP MOCHO U1	G 140	TER GUACOLDA U2
G 21	HE EL TORO U4	G 81	HP NALCAS G1	G 141	TER GUACOLDA U3
G 22	HE MACHICURA U1	G 82	HP NALCAS G2	G 142	TER GUACOLDA U4
G 23	HE MACHICURA U2	G 83	HP NALCAS G3	G 143	TER GUACOLDA U5
G 24	HE PANGUE U1	G 84	HP OJOS DE AGUA U1	G 144	TER HORRITOS U1
G 25	HE PANGUE U2	G 85	HP PALMAR U1	G 145	TER HUASCO U4
G 26	HE PEHUENCHE U1	G 86	HP PALMAR U2	G 146	TER LAUTARO U1
G 27	HE PEHUENCHE U2	G 87	HP PALMUCHO U1	G 147	TER LOMA LOS COLORADOS (U1-U2)
G 28	HE RALCO U1	G 88	HP PEHUEN U1	G 148	TER LOMA LOS COLORADOS II (U1-U3)
G 29	HE RALCO U2	G 89	HP PEHUEN U2	G 149	TER LOMA LOS COLORADOS II (U4-U5)
G 30	HE RAPEL U1	G 90	HP PILMAIQUEN U1	G 150	TER LOMA LOS COLORADOS II (U6-U7)
G 31	HE RAPEL U2	G 91	HP PILMAIQUEN U2	G 151	TER LOMA LOS COLORADOS II (U8-U14)
G 32	HE RAPEL U3	G 92	HP PILMAIQUEN U3	G 152	TER LOS VIENTOS U1
G 33	HE RAPEL U5	G 93	HP PILMAIQUEN U5	G 153	TER MAPA TG7
G 34	HP ABANICO U1	G 94	HP PROVIDENCIA U1	G 154	TER MAPA TG8
G 35	HP ABANICO U5	G 95	HP PULELFU U1	G 155	TER MASISA U1
G 36	HP ABANICO U6	G 96	HP PULELFU U2	G 156	TER MEJILLONES CTM3-TG
G 37	HP ALFALFA U1	G 97	HP PULLINQUE U1	G 157	TER MEJILLONES CTM3-TV
G 38	HP BLANCO U1	G 98	HP PULLINQUE U2	G 158	TER NEHUENCO 9B U1
G 39	HP CALLAO U1	G 99	HP PULLINQUE U3	G 159	TER NEHUENCO CC1-TG
G 40	HP CAPULLO U1	G 100	HP PUNTILLA U2	G 160	TER NEHUENCO CC1-TV
G 41	HP CARILAFQUEN (U1-U2)	G 101	HP QUEL TEHUES U1	G 161	TER NEHUENCO II CC1-TG
G 42	HP CHACABUQUITO U1	G 102	HP QUEL TEHUES U2	G 162	TER NEHUENCO II CC1-TV
G 43	HP CHACABUQUITO U2	G 103	HP QUILLECO U1	G 163	TER NEWEN U1
G 44	HP CHACAYES U1	G 104	HP RIO COLORADO U1	G 164	TER NUEVA ALDEA U2
G 45	HP CHACAYES U2	G 105	HP RIO COLORADO U2	G 165	TER NUEVA RENCA CC1-TG
G 46	HP CHAPIQUIÑA U1	G 106	HP RIO PICOIQUEN (U1-U2)	G 166	TER PAM
G 47	HP CHAPIQUIÑA U2	G 107	HP RUCATAYO U1	G 167	TER PETROPOWER U1
G 48	HP CONVENTO VIEJO U1	G 108	HP RUCUE U1	G 168	TER QUINTERO U1
G 49	HP CONVENTO VIEJO U2	G 109	HP RUCUE U2	G 169	TER QUINTERO U2
G 50	HP CORRENTOSO U1	G 110	HP SAN IGNACIO U1	G 170	TER SAN ISIDRO CC1-TG
G 51	HP CUMBRES U1	G 111	HP SAUZAL U1	G 171	TER SAN ISIDRO CC1-TV
G 52	HP CUMBRES U2	G 112	HP SAUZAL U3	G 172	TER SAN ISIDRO II CC1-TG
G 53	HP CURILLINQUE U1	G 113	HP SAUZALITO U1	G 173	TER SAN ISIDRO II CC1-TV
G 54	HP FLORIDA II (U1-U2)	G 114	HP VOLCAN U1	G 174	TER SANTA FE U1
G 55	HP FLORIDA III U1	G 115	TERACONCAGUA U1	G 175	TER SANTA LIDIA U1
G 56	HP GUAYACAN (U1-U2)	G 116	TER ANDINA U1	G 176	TER TALTAL U1
G 57	HP ISLA U1	G 117	TER ANGAMOS U1	G 177	TER TALTAL U2
G 58	HP ISLA U2	G 118	TER ANGAMOS U2	G 178	TER TENO GAS (U1-U26)
G 59	HP ITATA U1	G 119	TER ARAUCO U2	G 179	TER TOCOPILLA U16-TG-TV
G 60	HP ITATA U2	G 120	TER ATACAMA CC1-TG1	G 180	TER VALDIVIA U1
				G 181	TER VIÑALES U1

Fig. C.0.2: Generadores referenciados SEN ERV mínima

Anexo D.Resultados coherencia SEN

Generadores [PHI]	Factor de Participación								Vector propio derecho							
	Modo								Modo							
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	0.000015	0.005692	0.000034	0.000148	0.000073	0.000027	0.000089	0.000006	0.000002	-0.000008	-0.000009	-0.000007	-0.000023	-0.000005	-0.000009	-0.000007
G2	0.000015	0.005692	0.000034	0.000148	0.000073	0.000027	0.000089	0.000006	0.000002	-0.000008	-0.000009	-0.000007	-0.000023	-0.000005	-0.000009	-0.000007
G3	0.000036	0.020962	0.000037	0.000586	0.000172	0.000136	0.000063	0.000025	0.000001	-0.000009	-0.000001	-0.000007	-0.000025	-0.000006	-0.000001	-0.000008
G4	0.000006	0.000231	0.000011	0.000111	0.000156	0.000086	0.000067	0.000029	0.000001	-0.000001	-0.000006	0.000003	-0.000014	0.000006	-0.000009	0.000006
G5	0.000027	0.001153	0.000389	0.000225	0.000609	0.000913	0.000721	0.000029	0.000001	0	-0.000007	-0.000001	-0.000019	-0.000002	-0.000008	-0.000001
G6	0.000152	0.006402	0.001469	0.00189	0.000678	0.000953	0.000938	0.000398	0	0.000001	-0.000009	0.000002	-0.000022	0.000002	-0.000008	0.000003
G7	0.000025	0.000393	0.000187	0.000339	0.00014	0.001939	0.000277	0.001029	0	0	-0.000007	0.000002	-0.000018	0.000004	-0.000008	-0.000007
G8	0.000725	0.010188	0.043261	0.003874	0.842366	0.026289	0.005925	0.000736	0	0	-0.000038	0.000004	-0.000006	0.000007	-0.000016	0.000004
G9	0.000022	0.001051	0.000077	0.000327	0.000582	0.000251	0.000233	0.000076	0.000002	-0.000001	-0.000006	0.000002	-0.000015	0.000005	-0.000009	0.000006
G10	0.00028	0.26547	0.007352	1	0.013615	0.189928	0.021141	0.002768	0.000006	0.000003	-0.000014	-0.000059	-0.000039	-0.000017	-0.000043	-0.000015
G11	0.000253	0.122402	0.000825	0.364373	0.015463	1	0.025193	0.006256	0.000006	0.000002	-0.000015	0.000029	-0.00004	-0.000038	-0.000047	-0.000021
G12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G13	0.000049	0.001804	0.000856	0.000275	0.002342	0.001061	0.000629	0.000045	0	0	-0.000002	0	-0.000004	0	-0.000002	0
G14	0.000004	0.000244	0.000026	0.000015	0.000034	0.000104	0.000144	0.000004	0.000002	-0.000001	-0.000002	0	-0.000013	0.000001	-0.000006	0
G15	0.000003	0.000177	0.000021	0.00001	0.000016	0.000061	0.000082	0.000003	0.000002	-0.000001	-0.000003	0	-0.000015	0.000001	-0.000006	-0.000001
G16	0.000003	0.000172	0.000002	0.000012	0.000015	0.000073	0.000075	0.000003	0.000002	-0.000001	-0.000003	0	-0.000014	0.000001	-0.000006	0
G17	0.000032	0.001706	0.000006	0.000266	0.000294	0.002389	0.000129	0.000052	0.000006	-0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000018	0.000004	-0.000009	0.000005
G18	0.000001	0.000022	0.000008	0.000015	0.000004	0.000005	0.000007	0.000049	0.000001	0	-0.000008	0.000002	-0.000019	0.000004	-0.000009	-0.000009
G19	0.000002	0.000035	0.000013	0.000023	0.000007	0.000141	0.000019	0.000082	0.000001	0	-0.000006	0.000001	-0.000017	0.000003	-0.000008	-0.000009
G20	0.000025	0.000354	0.000131	0.002782	0.000049	0.030144	0.00005	1	0	0.000003	-0.000012	0.000011	-0.000024	0.000018	-0.000009	-0.000055
G21	0.000001	0.00004	0.000001	0.000003	0.000007	0.00004	0.000004	0.000001	0.000003	-0.000001	-0.000002	0.000001	-0.000015	0.000004	-0.000008	0.000004
G22	0.000001	0.00004	0.000001	0.000003	0.000007	0.00004	0.000004	0.000001	0.000003	-0.000001	-0.000002	0.000001	-0.000015	0.000004	-0.000008	0.000004
G23	0.000017	0.000923	0.000039	0.000159	0.000261	0.001	0.000102	0.000036	0.000003	-0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000018	0.000005	-0.000009	0.000005
G24	0.000001	0.000028	0.000006	0.000001	0.000003	0.000062	0.000007	0.000035	0.000001	0	-0.000006	0.000001	-0.000017	0.000003	-0.000008	-0.000009
G25	0.000002	0.000031	0.000009	0.000017	0.000006	0.000101	0.000022	0.000056	0.000001	0	-0.000005	0.000001	-0.000016	0.000003	-0.000006	-0.000008
G26	0.000028	0.01453	0.000081	0.000582	0.000722	0.004694	0.000095	0.00014	0.000001	-0.000001	-0.000004	0.000003	-0.000005	0.000007	-0.000006	0.000007
G27	0.000001	0.000036	0.000005	0.000004	0.000003	0.000039	0.000009	0.000001	0.000003	-0.000001	0.000007	0.000002	-0.000004	0.000005	-0.000005	0.000003
G28	0.000006	0.000264	0.000015	0.000154	0.000199	0.011273	0.000022	0.000045	0.000001	-0.000001	-0.000006	0.000004	-0.000023	0.000008	-0.000009	0.000001
G29	0.000023	0.00064	0.000097	0.000579	0.000714	0.004689	0.000201	0.000167	0.000001	0	-0.000007	0.000004	-0.000017	0.000008	-0.000008	0.000009
G30	0.000016	0.00017	0.000001	0.000002	0.000039	0.000151	0.000074	0.000006	0.000003	-0.000001	-0.000007	0.000001	-0.000019	0.000002	-0.000008	0
G31	0.000016	0.000169	0.000081	0.000002	0.000038	0.000152	0.000073	0.000006	0.000003	-0.000001	-0.000007	0.000001	-0.000019	0.000002	-0.000008	0
G32	0.000006	0.000359	0.00003	0.000059	0.000286	0.000505	0.83028	0.000011	0.000002	-0.000001	-0.000003	0.000002	-0.000002	0.000005	-0.000005	0.000004
G33	0.000006	0.000359	0.00003	0.000059	0.000286	0.000505	0.83028	0.000011	0.000002	-0.000001	-0.000003	0.000002	-0.000002	0.000005	-0.000005	0.000004
G34	0.000005	0.000261	0.000034	0.000032	0.000035	0.000196	0.000157	0.000005	0.000003	-0.000001	-0.000004	0	-0.000013	0.000002	-0.000005	0
G35	0.000002	0.000087	0.000003	0.000014	0.000015	0.00014	0.000047	0.000005	0.000003	-0.000001	-0.000003	0.000002	-0.000004	0.000005	0	0.000005
G36	0.000014	0.00076	0.000034	0.000065	0.000199	0.000603	0.000492	0.000011	0.000003	-0.000001	-0.000003	0.000001	-0.000006	0.000003	-0.000005	0.000003
G37	0.000003	0.000124	0.000004	0.000011	0.000033	0.000097	0.000074	0.000002	0.000003	-0.000001	-0.000003	0.000001	-0.000008	0.000003	-0.000006	0.000003
G38	0.000003	0.000124	0.000004	0.000011	0.000033	0.000099	0.000075	0.000002	0.000003	-0.000001	-0.000003	0.000001	-0.000008	0.000003	-0.000006	0.000003
G39	0.000003	0.000139	0.000013	0.000039	0.000013	0.000071	0.000021	0.000004	0.000003	-0.000001	-0.000004	0.000002	-0.000018	0.000005	-0.000009	0.000004
G40	0.000003	0.000157	0.000001	0.000014	0.000036	0.000166	0.000002	0.000004	0.000003	-0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000019	0.000004	-0.000006	0.000004
G41	0.000003	0.000156	0.000001	0.000013	0.000035	0.000163	0.000002	0.000004	0.000003	-0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000019	0.000004	-0.000006	0.000004
G42	0.000004	0.000527	0.000024	0.000229	0.000001	0.002194	0.000016	0.005383	0.000001	0.000002	-0.000009	0.000006	-0.000022	0.000001	-0.000009	-0.000283
G43	0.000009	0.000338	0.000088	0.000071	0.000067	0.000407	0.000132	0.000015	0.000001	0	-0.000006	0.000001	-0.000017	0.000002	-0.000006	0.000001
G44	0.000001	0.000026	0.000001	0.000004	0.000002	0.000041	0.000007	0.000001	0.000003	-0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000001	0.000005	-0.000003	0.000005
G45	0.000009	0.000412	0.000055	0.000149	0.00002	0.000013	0.000026	0.000466	0	0.000001	-0.000009	0.000003	-0.00002	0.000005	-0.000008	-0.000011
G46	0	0.000009	0.000002	0.000003	0.000001	0.000016	0.000002	0.000009	0.000002	0	-0.000005	0.000001	-0.000016	0.000003	-0.000008	-0.000008
G47	0	0.000009	0.000002	0.000003	0.000001	0.000016	0.000002	0.000009	0.000002	0	-0.000005	0.000001	-0.000016	0.000003	-0.000008	-0.000008
G48	0	0.000004	0.000001	0.000001	0	0.000005	0	0.000003	0.000002	0	-0.000005	0.000001	-0.000016	0.000002	-0.000007	-0.000008
G49	0.000002	0.000078	0.000003	0.000012	0.000015	0.000107	0.000025	0.000003	0.000003	-0.000001	-0.000003					

Generadores [PHI]	Factor de Participación								Vector propio derecho							
	Modo								Modo							
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	0.005694	0.000025	0.000030	0.000084	0.000053	0.000143	0.000042	0.000004	-0.000008	0.000001	-0.000009	-0.000007	-0.000035	-0.000005	-0.000009	-0.000007
G2	0.005693	0.000024	0.000030	0.000084	0.000053	0.000143	0.000042	0.000004	-0.000008	0.000001	-0.000009	-0.000007	-0.000035	-0.000005	-0.000009	-0.000007
G3	0.020896	0.000061	0.000094	0.000334	0.000131	0.000614	0.000044	0.000016	-0.000009	0.000000	-0.000010	-0.000007	-0.000037	-0.000006	-0.000009	-0.000007
G4	0.000261	0.000004	0.000014	0.000111	0.000129	0.000796	0.000057	0.000036	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000004	-0.000020	0.000009	-0.000006	0.000010
G5	0.001593	0.000028	0.000284	0.000061	0.000419	0.000278	0.000480	0.000004	0.000000	0.000000	-0.000005	-0.000001	-0.000020	-0.000002	-0.000008	-0.000001
G6	0.006736	0.000224	0.000164	0.003025	0.000623	0.016357	0.001246	0.000388	0.000000	0.000000	-0.000016	0.000008	-0.000027	0.000015	-0.000002	0.000011
G7	0.000519	0.000029	0.000209	0.000329	0.000101	0.001752	0.000193	0.001076	0.000000	0.000000	-0.000010	0.000003	-0.000028	0.000005	-0.000007	-0.000007
G8	0.008307	0.001540	0.035398	0.003499	0.833223	0.021900	0.005005	0.000630	0.000000	-0.000003	-0.000046	0.000006	-0.000085	0.000010	-0.000014	0.000004
G9	0.001121	0.000016	0.000082	0.000325	0.000492	0.002217	0.000181	0.000069	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000003	-0.000021	0.000007	-0.000007	0.000007
G10	0.175836	0.000469	0.007260	1.000000	0.013267	0.157974	0.016440	0.020207	0.000003	0.000004	-0.000016	-0.000080	-0.000058	-0.000021	-0.000042	-0.000016
G11	0.095150	0.000437	0.007836	0.277803	0.014916	1.000000	0.011966	0.004646	0.000001	0.000004	-0.000017	0.000037	-0.000060	-0.000050	-0.000045	-0.000023
G12	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
G13	0.001608	0.000057	0.000789	0.000184	0.002199	0.000609	0.000566	0.000030	0.000000	0.000000	-0.000002	0.000000	-0.000007	0.000000	-0.000002	0.000000
G14	0.000253	0.000003	0.000025	0.000015	0.000026	0.000090	0.000106	0.000003	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000000	-0.000019	0.000002	-0.000005	0.000000
G15	0.000183	0.000003	0.000020	0.000009	0.000011	0.000052	0.000057	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000000	-0.000023	0.000002	-0.000006	0.000000
G16	0.000179	0.000003	0.000019	0.000011	0.000011	0.000061	0.000053	0.000002	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000000	-0.000021	0.000002	-0.000006	0.000000
G17	0.001835	0.000015	0.000070	0.000292	0.000335	0.002164	0.000097	0.000058	-0.000001	0.000001	-0.000002	0.000003	-0.000026	0.000007	-0.000007	0.000006
G18	0.000026	0.000001	0.000008	0.000013	0.000003	0.000072	0.000005	0.000048	0.000000	0.000000	-0.000009	0.000002	-0.000029	0.000005	-0.000007	-0.000009
G19	0.000043	0.000002	0.000013	0.000022	0.000005	0.000122	0.000013	0.000082	0.000000	0.000001	-0.000007	0.000002	-0.000026	0.000005	-0.000006	-0.000009
G20	0.000514	0.000027	0.000126	0.000240	0.000337	0.024964	0.000337	1.000000	0.000003	0.000001	-0.000015	0.000014	-0.000036	0.000026	-0.000008	-0.000010
G21	0.000044	0.000001	0.000002	0.000004	0.000006	0.000039	0.000002	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000023	0.000006	-0.000006	0.000004
G22	0.000045	0.000001	0.000002	0.000004	0.000006	0.000038	0.000002	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000023	0.000006	-0.000006	0.000004
G23	0.000089	0.000009	0.000039	0.000176	0.000222	0.001294	0.000078	0.000034	-0.000001	0.000001	-0.000002	0.000003	-0.000026	0.000007	-0.000007	0.000006
G24	0.000032	0.000001	0.000006	0.000010	0.000002	0.000055	0.000005	0.000035	0.000000	0.000001	-0.000007	0.000002	-0.000026	0.000004	-0.000007	-0.000009
G25	0.000036	0.000001	0.000010	0.000016	0.000005	0.000088	0.000014	0.000056	0.000000	0.000001	-0.000007	0.000002	-0.000025	0.000004	-0.000005	-0.000008
G26	0.001483	0.000019	0.000090	0.000596	0.000573	0.004239	0.000548	0.000161	-0.000001	0.000000	-0.000004	0.000004	-0.000007	0.000009	-0.000005	0.000008
G27	0.000039	0.000000	0.000005	0.000005	0.000003	0.000038	0.000007	0.000001	-0.000001	0.000002	0.000009	0.000003	-0.000006	0.000006	-0.000001	0.000004
G28	0.000282	0.000004	0.000027	0.000157	0.000092	0.001142	0.000018	0.000041	-0.000001	0.000000	-0.000007	0.000005	-0.000034	0.000011	-0.000008	0.000010
G29	0.000658	0.000020	0.001094	0.000588	0.000589	0.004094	0.000159	0.000180	0.000000	0.000000	-0.000008	0.000005	-0.000024	0.000011	-0.000007	0.000012
G30	0.000171	0.000012	0.000078	0.000020	0.000030	0.001030	0.000055	0.000004	-0.000001	0.000002	-0.000008	0.000001	-0.000028	0.000004	-0.000007	0.000001
G31	0.000171	0.000012	0.000078	0.000020	0.000030	0.001031	0.000054	0.000004	-0.000001	0.000002	-0.000008	0.000001	-0.000028	0.000004	-0.000007	0.000001
G32	0.000349	0.000004	0.000028	0.000073	0.000395	0.000517	0.816396	0.000013	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000003	0.000005	0.000007	-0.000291	0.000004
G33	0.000282	0.000004	0.000033	0.000030	0.000024	0.000161	0.000103	0.000007	-0.000001	0.000001	-0.000004	0.000001	-0.000021	0.000003	-0.000004	0.000000
G34	0.000277	0.000004	0.000033	0.000030	0.000025	0.000163	0.000107	0.000007	-0.000001	0.000001	-0.000004	0.000001	-0.000020	0.000003	-0.000004	0.000000
G35	0.000093	0.000001	0.000003	0.000016	0.000012	0.000134	0.000038	0.000008	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000003	-0.000005	0.000008	0.000005	0.000009
G36	0.000001	0.000009	0.000037	0.000077	0.000152	0.000574	0.000532	0.000012	-0.000001	0.000002	-0.000002	0.000002	-0.000008	0.000005	0.000002	0.000003
G37	0.000132	0.000001	0.000005	0.000012	0.000027	0.000090	0.000072	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000002	-0.000011	0.000005	0.000001	0.000003
G38	0.000132	0.000001	0.000005	0.000012	0.000027	0.000089	0.000073	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000002	-0.000012	0.000005	0.000001	0.000003
G39	0.000343	0.000019	0.000014	0.000002	0.000028	0.000005	0.000019	0.000000	-0.000004	0.000006	-0.000003	-0.000002	-0.000029	0.000000	-0.000007	-0.000001
G40	0.000170	0.000002	0.000010	0.000018	0.000030	0.000161	0.000014	0.000004	-0.000002	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000027	0.000006	-0.000007	0.000004
G41	0.000170	0.000002	0.000011	0.000018	0.000030	0.000160	0.000014	0.000004	-0.000002	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000027	0.000006	-0.000007	0.000004
G42	0.000494	0.000004	0.000023	0.000194	0.000007	0.001814	0.000011	0.000002	0.000001	0.000001	-0.000011	0.000008	-0.000033	0.000015	-0.000008	0.000295
G43	0.000366	0.000009	0.000084	0.000063	0.000054	0.000324	0.000094	0.000010	0.000000	0.000000	-0.000006	0.000001	-0.000026	0.000003	-0.000007	0.000001
G44	0.000029	0.000000	0.000001	0.000005	0.000002	0.000039	0.000006	0.000002	-0.000001	0.000002	-0.000002	0.000003	-0.000001	0.000007	-0.000002	0.000009
G45	0.000434	0.000010	0.000058	0.000133	0.000016	0.000686	0.000020	0.000467	0.000001	0.000000	-0.000011	0.000004	-0.000030	0.000007	-0.000008	-0.000011
G46	0.000010	0.000000	0.000002	0.000003	0.000001	0.000015	0.000001	0.000009	0.000000	0.000001	-0.000006	0.000002	-0.000024	0.000004	-0.000006	-0.000008
G47	0.000010	0.000000	0.00													

Generadores [PHI]	Factor de Participación								Vector propio derecho							
	Modo								Modo							
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	0.00563	0.00003	0.000051	0.000082	0.00005	0.000031	0.000292	0.000004	-0.000009	0.000001	-0.000004	-0.000009	-0.000046	-0.000011	-0.00001	-0.000011
G2	0.005629	0.00003	0.000051	0.000082	0.00005	0.000031	0.000292	0.000004	-0.000009	0.000001	-0.000004	-0.000009	-0.000046	-0.000011	-0.00001	-0.000011
G3	0.020615	0.000074	0.000162	0.000322	0.000125	0.000036	0.000199	0.000018	-0.00001	0	-0.000005	-0.000001	-0.000047	-0.000011	-0.000011	-0.000012
G4	0.000254	0.000004	0.000014	0.000092	0.000123	0.000069	0.0001058	0.000034	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000005	-0.000003	-0.000009	0.000008	0.000018
G5	0.005357	0.000125	0.001846	0.001808	0.002987	0.002076	0.000485	0.000874	0.000002	0	-0.00001	0.000005	-0.000061	-0.000009	0.000009	0.000017
G6	0.008795	0.000454	0.003242	0.003164	0.000853	0.001105	0.030278	0.000642	0	0.000001	-0.000021	0.000001	-0.00008	-0.000002	0.000019	0.000023
G7	0.000733	0.000044	0.000311	0.000372	0.000059	0.000136	0.000171	0.001022	0	0	-0.000009	0.000003	-0.000051	-0.000008	0	-0.000011
G8	0.011315	0.004957	0.068305	0.003575	0.771635	0.00765	0.032628	0.000679	0	-0.000003	-0.000049	0.000008	0.000316	-0.000022	0.000016	0.00001
G9	0.00133	0.000024	0.000113	0.000258	0.000539	0.000135	0.000296	0.000068	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000003	-0.000039	-0.00001	0.000006	0.000011
G10	0.194712	0.00115	0.011476	1	0.013984	0.011963	0.319	0.004052	0.000002	0.000004	-0.000008	-0.00011	-0.000078	-0.000057	-0.000041	-0.000032
G11	0.112397	0.001161	0.012227	0.438542	0.015419	0.013696	1	0.008669	0.000001	0.000004	-0.000009	0.000048	-0.00008	-0.00006	-0.00007	-0.000045
G12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G13	0.001872	0.000082	0.00149	0.000234	0.002665	0.000321	0.002038	0.000058	0	0	-0.000001	0	-0.000013	-0.000002	-0.000001	-0.000001
G14	0.000307	0.000006	0.000047	0.000014	0.000016	0.000095	0.000139	0.000005	-0.000001	0.000001	-0.000001	0	-0.00003	-0.000009	0	-0.000001
G15	0.00022	0.000005	0.000035	0.000009	0.000005	0.000049	0.000087	0.000003	-0.000001	0.000001	-0.000001	-0.000001	-0.000034	-0.00001	-0.000001	-0.000002
G16	0.000213	0.000004	0.000034	0.000011	0.000006	0.000047	0.000103	0.000004	-0.000001	0.000001	-0.000002	0	-0.000033	-0.00001	-0.000001	-0.000001
G17	0.00194	0.00001	0.000065	0.000197	0.000235	0.000138	0.002377	0.000044	-0.000002	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000049	-0.00001	0.000005	0.000007
G18	0.000037	0.000002	0.000012	0.000015	0.000001	0.000004	0.000093	0.000046	0	0.000001	-0.000008	0.000003	-0.000048	-0.000009	0	-0.000014
G19	0.000063	0.000003	0.000002	0.000025	0.000001	0.00001	0.000159	0.000079	0	0.000001	-0.000006	0.000003	-0.000042	-0.000008	-0.000001	-0.000014
G20	0.006574	0.000043	0.000196	0.002936	0.000034	0.00003	0.034098	1	0.000003	0.000002	-0.00001	0.000017	-0.000053	-0.00001	-0.000006	0.000085
G21	0.000048	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000005	0.000039	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000042	-0.000009	0.000005	0.000005
G22	0.000048	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000005	0.000039	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000043	-0.000009	0.000005	0.000005
G23	0.001039	0.000009	0.000051	0.000128	0.000175	0.000071	0.001532	0.000028	-0.000001	0.000001	-0.000004	0.000003	-0.000049	-0.00001	0.000006	0.000008
G24	0.000042	0.000002	0.00001	0.000011	0.000002	0.000004	0.000072	0.000034	-0.000001	0.000001	-0.000006	0.000002	-0.000042	-0.000008	-0.000001	-0.000014
G25	0.00005	0.000002	0.000015	0.000018	0.000002	0.00001	0.000114	0.000054	0	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.000042	-0.000006	-0.000001	-0.000013
G26	0.001494	0.000026	0.000118	0.000495	0.000746	0.000453	0.005713	0.00152	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000004	-0.000027	-0.000008	0.000009	0.000015
G27	0.000039	0	0.000002	0.000003	0.000005	0.000011	0.000039	0.000001	-0.000001	0.000001	0.000004	0.000003	-0.000023	-0.000006	0.000007	0.000006
G28	0.000259	0.000003	0.000003	0.000123	0.000066	0.000028	0.001439	0.000031	-0.000001	0	-0.000009	0.000006	-0.000058	-0.000011	0.000012	0.000017
G29	0.00074	0.000029	0.000137	0.000486	0.000632	0.000127	0.00583	0.000172	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000006	-0.00005	-0.000009	0.000011	0.000021
G30	0.000195	0.000015	0.000104	0.000018	0.000032	0.000045	0.000216	0.000008	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000035	-0.000009	0.000002	0.000001
G31	0.000194	0.000015	0.000104	0.000018	0.000032	0.000044	0.000217	0.000008	-0.000001	0.000002	-0.000004	0.000001	-0.000035	-0.000009	0.000002	0.000001
G32	0.000369	0.000008	0.000062	0.000059	0.000552	0.005646	0.000697	0.000012	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000004	-0.000018	-0.000017	0.000007	0.000008
G33	0.000344	0.000007	0.000065	0.000028	0.000004	0.00008	0.000256	0.000011	-0.000001	0.000001	-0.000003	0	-0.000038	-0.000007	0	-0.000001
G34	0.000338	0.000007	0.000065	0.000028	0.000004	0.000082	0.000258	0.000011	-0.000001	0.000001	-0.000003	0	-0.000038	-0.000007	0	-0.000001
G35	0.000097	0.000001	0.000004	0.000013	0.000002	0.000042	0.000174	0.000008	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000027	0.000003	0.000005	0.000017
G36	0.00089	0.000011	0.000044	0.000055	0.000262	0.000591	0.000701	0.000012	-0.000002	0.000001	-0.000003	0.000001	-0.000027	0	0.000003	0.000005
G37	0.000143	0.000002	0.000003	0.000009	0.000039	0.00008	0.000112	0.000002	-0.000002	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000034	-0.000003	0.000003	0.000004
G38	0.000144	0.000002	0.000004	0.000009	0.000038	0.00008	0.00011	0.000002	-0.000002	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000033	-0.000003	0.000003	0.000004
G39	0.000359	0.000026	0.000025	0.000003	0.000003	0.000017	0.000024	0.000001	-0.000005	0.000004	0.000001	-0.000004	-0.000039	-0.00001	-0.000003	-0.000005
G40	0.000195	0.000003	0.000012	0.000009	0.000025	0.000006	0.000158	0.000002	-0.000002	0.000002	0	0.000001	-0.000045	-0.000009	0.000004	0.000005
G41	0.000194	0.000003	0.000012	0.000009	0.000025	0.000006	0.000157	0.000002	-0.000002	0.000002	0	0.000001	-0.000044	-0.000011	0.000004	0.000005
G42	0.000562	0.000006	0.000036	0.000236	0.000004	0.000009	0.000244	0.055224	0.000001	0.000001	-0.000008	0.000009	-0.000051	-0.00001	-0.000003	-0.000045
G43	0.000479	0.000015	0.000146	0.000061	0.000051	0.000076	0.000549	0.000018	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000001	-0.000041	-0.000009	0.000001	0.000001
G44	0.00003	0	0.000001	0.000004	0.000005	0.000008	0.000051	0.000002	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000019	-0.000002	0.000005	0.000016
G45	0.000051	0.000015	0.000084	0.000152	0.000014	0.000014	0.000865	0.000442	0	0.000001	-0.000009	0.000005	-0.000049	-0.000009	0.000001	-0.000017
G46	0.000015	0	0.000003	0.000003	0.000001	0.000001	0.000021	0.00001	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.00004	-0.000007	-0.000001	-0.000013
G47	0.000015	0	0.000003	0.000003	0.000001	0.000001	0.000021	0.00001	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.00004	-0.000007	-0.000001	-0.000013
G48	0.000005	0	0.000001	0.000001	0	0	0.000006	0.000003	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.000041	-0.000007	-0.000001	-0.000014
G49	0.000089	0.000001	0.000003	0.000001												

Generadores [PHI]	Factor de Participación								Vector propio derecho							
	Modo								Modo							
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	0.00563	0.00003	0.000051	0.000082	0.00005	0.000031	0.000292	0.000004	-0.000009	0.000001	-0.000004	-0.000009	-0.000046	-0.000011	-0.00001	-0.000011
G2	0.005629	0.00003	0.000051	0.000082	0.00005	0.000031	0.000292	0.000004	-0.000009	0.000001	-0.000004	-0.000009	-0.000046	-0.000011	-0.00001	-0.000011
G3	0.020615	0.000074	0.000162	0.000322	0.000125	0.000036	0.001199	0.000018	-0.00001	0	-0.000005	-0.00001	-0.000047	-0.000011	-0.000011	-0.000012
G4	0.000254	0.000004	0.000014	0.000092	0.000123	0.000069	0.001058	0.000034	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000005	-0.000053	-0.000009	0.000008	0.000018
G5	0.005357	0.000125	0.001846	0.001808	0.002987	0.002076	0.04855	0.000874	0.000002	0	-0.00001	0.000005	-0.000061	-0.000009	0.000009	-0.000017
G6	0.008795	0.000454	0.003242	0.003164	0.000853	0.001105	0.030278	0.000642	0	0.000001	-0.000021	0.00001	-0.00008	-0.000002	0.000019	0.000023
G7	0.000733	0.000044	0.000311	0.000372	0.000059	0.000136	0.002171	0.001022	0	0	-0.000009	0.000003	-0.000051	-0.000008	0	-0.000011
G8	0.011315	0.004957	0.068305	0.003575	0.771635	0.00765	0.038268	0.000679	0	-0.000003	-0.000049	0.000008	0.000316	-0.000022	0.000016	0.00001
G9	0.00133	0.000024	0.000113	0.000258	0.000539	0.000135	0.002966	0.000068	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000003	-0.000039	-0.00001	0.000006	0.000011
G10	0.194712	0.00115	0.011476	1	0.013984	0.011963	0.319	0.04052	0.000002	0.000004	-0.000008	-0.000011	-0.000078	-0.000057	-0.000041	-0.000032
G11	0.112397	0.001161	0.012227	0.438542	0.015419	0.013696	1	0.008669	0.000001	0.000004	-0.000009	0.000048	-0.00008	-0.00006	-0.00007	-0.000045
G12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G13	0.001872	0.000082	0.000149	0.000234	0.002665	0.000321	0.002038	0.000058	0	0	-0.000001	0	-0.000013	-0.000002	-0.000001	-0.000001
G14	0.000307	0.000006	0.000047	0.000014	0.000016	0.000095	0.000139	0.000005	-0.000001	0.000001	-0.000001	0	-0.00003	-0.000009	0	-0.000001
G15	0.000022	0.000005	0.000035	0.000009	0.000005	0.000049	0.000087	0.000003	-0.000001	0.000001	-0.000001	-0.000001	-0.000034	-0.00001	-0.000001	-0.000002
G16	0.000213	0.000004	0.000034	0.000011	0.000006	0.000047	0.000103	0.000004	-0.000001	0.000001	-0.000002	0	-0.000033	-0.00001	-0.000001	-0.000001
G17	0.00194	0.00001	0.000065	0.000197	0.000235	0.000138	0.002377	0.000044	-0.000002	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000049	-0.00001	0.000005	0.000007
G18	0.000037	0.000002	0.000012	0.000015	0.000001	0.000004	0.000093	0.000046	0	0.000001	-0.000008	0.000003	-0.000048	-0.000009	0	-0.000014
G19	0.000063	0.000003	0.000002	0.000025	0.000001	0.000001	0.000159	0.000079	0	0.000001	-0.000006	0.000003	-0.000042	-0.000008	-0.000001	-0.000014
G20	0.006574	0.000043	0.000196	0.002936	0.000334	0.00003	0.034098	1	0.000003	0.000002	-0.000001	0.000017	-0.000053	-0.00001	-0.000006	-0.000058
G21	0.000048	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000005	0.000039	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000042	-0.000009	0.000005	0.000005
G22	0.000048	0.000001	0.000001	0.000002	0.000002	0.000005	0.000039	0.000001	-0.000002	0.000002	-0.000002	0.000001	-0.000043	-0.000009	0.000005	0.000005
G23	0.001039	0.000009	0.000051	0.000128	0.000175	0.000071	0.001532	0.000028	-0.000001	0.000001	-0.000004	0.000003	-0.000049	-0.00001	0.000006	0.000008
G24	0.000042	0.000002	0.000001	0.000011	0.000002	0.000004	0.000072	0.000034	-0.000001	0.000001	-0.000006	0.000002	-0.000042	-0.000008	-0.000001	-0.000014
G25	0.00005	0.000002	0.000015	0.000018	0.000002	0.000001	0.000114	0.000054	0	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.000042	-0.000006	-0.000001	-0.000013
G26	0.001484	0.000026	0.000118	0.000495	0.000746	0.000453	0.000513	0.000152	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000004	-0.000027	-0.000008	0.000009	0.000015
G27	0.000039	0	0.000002	0.000003	0.000005	0.000011	0.000039	0.000001	-0.000001	0.000001	0.000004	0.000003	-0.000023	-0.000006	0.000007	0.000006
G28	0.000259	0.000003	0.000037	0.000123	0.000066	0.000028	0.000149	0.000031	-0.000001	0	-0.000009	0.000006	-0.000058	-0.000011	0.000012	0.000017
G29	0.00074	0.000029	0.000137	0.000486	0.000632	0.000127	0.000583	0.000172	-0.000001	0.000001	-0.000007	0.000006	-0.00005	-0.000009	0.000011	0.000021
G30	0.000195	0.000015	0.000104	0.000018	0.000032	0.000045	0.000216	0.000008	-0.000001	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000035	-0.000009	0.000002	0.000001
G31	0.000194	0.000015	0.000104	0.000018	0.000032	0.000044	0.000217	0.000008	-0.000001	0.000002	-0.000004	0.000001	-0.000035	-0.000009	0.000002	0.000001
G32	0.000369	0.000008	0.000062	0.000059	0.000552	0.000546	0.000697	0.000012	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000004	-0.000018	-0.000017	0.000007	0.000008
G33	0.000344	0.000007	0.000065	0.000028	0.000004	0.00008	0.000258	0.000011	-0.000001	0.000001	-0.000003	0	-0.000038	-0.000007	0	-0.000001
G34	0.000338	0.000007	0.000065	0.000028	0.000004	0.000082	0.000258	0.000011	-0.000001	0.000001	-0.000003	0	-0.000038	-0.000007	0	-0.000001
G35	0.000097	0.000001	0.000004	0.000013	0.00002	0.000042	0.000174	0.000008	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000027	0.000003	0.000005	0.000017
G36	0.00089	0.000011	0.000044	0.000055	0.000262	0.000591	0.000701	0.000012	-0.000002	0.000001	-0.000003	0.000001	-0.000027	0	0.000003	0.000005
G37	0.000143	0.000002	0.000003	0.000009	0.000039	0.00008	0.000112	0.000002	-0.000002	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000034	-0.000003	0.000003	0.000004
G38	0.000144	0.000002	0.000004	0.000009	0.000038	0.00008	0.00011	0.000002	-0.000002	0.000002	-0.000003	0.000001	-0.000033	-0.000003	0.000003	0.000004
G39	0.000359	0.000026	0.000025	0.000003	0.00003	0.000017	0.000024	0.000001	-0.000005	0.000004	0.000001	-0.000004	-0.000039	-0.00001	-0.000003	-0.000005
G40	0.000195	0.000003	0.000012	0.000009	0.000025	0.000006	0.000158	0.000002	-0.000002	0.000002	0	0.000001	-0.000045	-0.000011	0.000004	0.000005
G41	0.000194	0.000003	0.000012	0.000009	0.000025	0.000006	0.000157	0.000002	-0.000002	0.000002	0	0.000001	-0.000044	-0.000011	0.000004	0.000005
G42	0.000562	0.000006	0.000036	0.000236	0.000004	0.000009	0.002414	0.000001	-0.000001	0.000001	-0.000008	0.000009	-0.000051	-0.00001	-0.000003	-0.000445
G43	0.000479	0.000015	0.000146	0.000061	0.000051	0.000076	0.000549	0.000018	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000001	-0.000041	-0.000009	0.000001	0.000001
G44	0.00003	0	0.000001	0.000004	0.000005	0.000008	0.000051	0.000002	-0.000001	0.000001	-0.000003	0.000003	-0.000019	0.000002	0.000005	0.000016
G45	0.00051	0.000015	0.000084	0.000152	0.000001	0.000014	0.000865	0.000442	0	0.000001	-0.000009	0.000005	-0.000049	-0.000009	0.000001	-0.000017
G46	0.000015	0	0.000003	0.000003	0.000001	0.000001	0.000021	0.00001	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.00004	-0.000007	-0.000001	-0.000013
G47	0.000015	0	0.000003	0.000003	0.000001	0.000001	0.000021	0.00001	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.00004	-0.000007	-0.000001	-0.000013
G48	0.000005	0	0.000001	0.000001	0.000001	0	0.000006	0.000003	-0.000001	0.000001	-0.000005	0.000002	-0.000041	-0.000007	-0.000001	-0.000014
G49</																

Generadores [PHI]	Factor de Participación								Vector propio derecho							
	Modo								Modo							
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	0.000013	0.005781	0.000824	0.000068	0.000038	0.000293	0.000052	0.000026	-0.000024	-0.000009	-0.000011	0.000002	0.000001	-0.00001	-0.000025	-0.000014
G2	0.000013	0.005781	0.000824	0.000068	0.000038	0.000293	0.000052	0.000026	-0.000024	-0.000009	-0.000011	0.000002	0.000001	-0.00001	-0.000025	-0.000014
G3	0.000026	0.021005	0.003085	0.000289	0.000087	0.001157	0.000133	0.000032	-0.000018	-0.00001	-0.000011	0.000001	0	-0.00001	-0.000026	-0.000014
G4	0.000004	0.000271	0.000039	0.000186	0.000006	0.000435	0.000121	0.000001	-0.000002	-0.000001	-0.000001	-0.000005	0.000001	0.000004	-0.000046	-0.000016
G5	0.000039	0.00474	0.002366	0.001989	0.000275	0.00777	0.002947	0.001312	0.000006	0.000002	0.000007	-0.000007	0	0.000009	-0.000047	-0.000016
G6	0.000069	0.004672	0.011431	0.008439	0.000709	0.013343	0.000576	0.001027	0	0	0.000002	-0.000019	0	0.000011	-0.000082	-0.000013
G7	0.00001	0.000365	0.001286	0.000716	0.00007	0.001276	0.000116	0.000126	-0.000004	0	-0.000001	-0.000003	0	0.000004	-0.00004	-0.000012
G8	0.000093	0.010494	0.009145	1	0.012888	0.016474	0.772357	0.005619	0.000007	0	0.000002	0.000115	-0.000005	0.00001	0.000403	-0.000024
G9	0.000012	0.001316	0.001042	0.000319	0.00004	0.001165	0.000531	0.000114	-0.000005	-0.000001	-0.000002	-0.000001	0.000001	0.000003	-0.000028	-0.000012
G10	0.000032	0.161761	0.126693	0.007788	0.001954	1	0.013798	0.007712	-0.000001	0	-0.000005	0.000002	0.000003	-0.000079	-0.000045	-0.000053
G11	0.000098	0.494425	1	0.006739	0.002257	0.01135	0.017236	0.009994	0	0.000009	-0.000028	0.000001	0.000003	0.000002	-0.000045	-0.000049
G12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G13	0.000031	0.001452	0.001436	0.001902	0.000143	0.001036	0.002646	0.000054	-0.000002	0	-0.000001	-0.000001	0	-0.000001	-0.000009	-0.000002
G14	0.000002	0.000289	0.000131	0.000077	0.000009	0.000068	0.000014	0.000068	0.000001	-0.000001	-0.000002	0	0.000001	-0.000001	-0.000018	-0.000009
G15	0.000001	0.000203	0.00009	0.00005	0.000007	0.000045	0.000002	0.000036	-0.000002	-0.000001	-0.000003	0	0.000001	-0.000001	-0.00002	-0.000011
G16	0.000001	0.000196	0.000095	0.000049	0.000007	0.000052	0.000001	0.000035	-0.000005	-0.000001	-0.000003	0	0.000001	-0.000001	-0.000021	-0.00001
G17	0.000004	0.001808	0.001107	0.000455	0.00001	0.000991	0.000236	0.000131	-0.000001	-0.000002	-0.000002	-0.000002	0.000001	0.000002	-0.000035	-0.000013
G18	0	0.000024	0.000054	0.000029	0.000003	0.000052	0.000002	0.000003	-0.000004	0	-0.000001	-0.000002	0	0.000004	-0.000034	-0.000012
G19	0.000001	0.000055	0.000003	0.000042	0.000005	0.000084	0.000003	0.000009	-0.000003	0	-0.000002	0	0.000001	0.000003	-0.00003	-0.000011
G20	0.000004	0.004583	0.004179	0.00033	0.000065	0.010442	0.000019	0.000025	-0.000004	0.000002	0	0.000001	0.000002	0.000013	-0.000034	-0.000013
G21	0.000001	0.000041	0.000011	0.000008	0.000001	0.000015	0.000002	0.000005	-0.000006	-0.000002	-0.000002	0	0.000001	0.000001	-0.000031	-0.000012
G22	0	0.000041	0.000021	0.000008	0.000001	0.000014	0.000002	0.000005	-0.000002	-0.000002	-0.000003	0	0.000001	0.000001	-0.00003	-0.000012
G23	0.000004	0.000972	0.000626	0.000296	0.000012	0.000637	0.000176	0.000067	-0.000002	-0.000002	-0.000002	-0.000003	0.000001	0.000003	-0.000036	-0.000013
G24	0.000001	0.000038	0.000047	0.000021	0.000002	0.000037	0.000003	0.000004	-0.000005	-0.000001	-0.000002	0	0.000001	0.000002	-0.00003	-0.000011
G25	0.000001	0.000047	0.000071	0.000033	0.000004	0.000061	0.000005	0.000009	-0.000002	0	-0.000002	-0.000001	0.000001	0.000003	-0.00003	-0.00001
G26	0.000012	0.001654	0.001576	0.000526	0.000046	0.002297	0.000754	0.000379	-0.000001	-0.000001	-0.000001	-0.000002	0	0.000005	-0.000028	-0.00001
G27	0	0.000039	0.000014	0.000004	0	0.000017	0.000005	0.00001	0.000002	-0.000001	-0.000001	0.000001	0.000001	0.000003	-0.000022	-0.00001
G28	0.000001	0.000284	0.000421	0.000267	0.000004	0.000597	0.000067	0.000025	-0.000001	-0.000001	-0.000001	-0.000007	0	0.000007	-0.000042	-0.000014
G29	0.000007	0.000923	0.001434	0.001337	0.000052	0.0022	0.000631	0.001099	-0.000003	-0.000001	-0.000001	-0.000006	0.000001	0.000006	-0.00004	-0.000012
G30	0.000062	0.000184	0.000107	0.000144	0.000023	0.000083	0.000021	0.000034	-0.000003	-0.000001	-0.000002	-0.000001	0.000002	0.000001	-0.00002	-0.000011
G31	0.000062	0.000184	0.000106	0.000143	0.000023	0.000083	0.000021	0.000033	-0.000003	-0.000001	-0.000002	-0.000001	0.000002	0.000001	-0.00002	-0.000011
G32	0.000004	0.000365	0.0002	0.000583	0.000015	0.000275	0.000542	0.89162	-0.000003	-0.000001	-0.000001	0.000002	0	0.000004	-0.000028	0.000046
G33	0.000003	0.000326	0.000198	0.000114	0.000012	0.000129	0.000011	0.000065	-0.000006	-0.000001	-0.000003	-0.000002	0.000001	0	-0.000025	-0.000009
G34	0.000003	0.000321	0.000198	0.000114	0.000012	0.00013	0.000011	0.000067	-0.000006	-0.000001	-0.000003	-0.000002	0.000001	0	-0.000027	-0.000009
G35	0	0.00009	0.000058	0.000015	0.000001	0.000064	0.00002	0.000039	0	-0.000001	-0.000002	0.000002	0.000001	0	-0.000027	-0.000009
G36	0.000004	0.000824	0.000394	0.000244	0.000017	0.000283	0.000259	0.000501	-0.000003	-0.000002	-0.000002	0.000003	0.000001	0.000001	-0.000023	-0.000005
G37	0	0.000131	0.000067	0.000031	0.000002	0.000048	0.000038	0.000073	-0.000001	-0.000002	-0.000002	0.000002	0.000001	0.000001	-0.000031	-0.000011
G38	0	0.000131	0.000067	0.000031	0.000002	0.000047	0.000038	0.000073	-0.000001	-0.000002	-0.000002	0.000002	0.000001	0.000001	-0.00003	-0.000011
G39	0.000005	0.000501	0.000032	0.000042	0.000004	0.000014	0.000033	0.000014	-0.00002	-0.000005	-0.000007	0.000004	0.000004	-0.000005	-0.000019	-0.000013
G40	0.000001	0.000169	0.000082	0.000049	0.000004	0.000052	0.000025	0.000005	-0.000004	-0.000002	-0.000003	0.000001	0.000001	0.000001	-0.000028	-0.000013
G41	0.000001	0.000168	0.000082	0.000049	0.000004	0.000051	0.000025	0.000005	-0.000004	-0.000002	-0.000003	0.000001	0.000001	0.000001	-0.000027	-0.000013
G42	0.000001	0.000377	0.000407	0.000056	0.000001	0.000829	0.000001	0.000008	-0.000004	0.000001	-0.000001	-0.000001	0.000001	0.000007	-0.000035	-0.000013
G43	0.000007	0.000467	0.000359	0.000307	0.000027	0.000279	0.000012	0.00006	-0.000007	-0.000001	-0.000002	-0.000003	0.000001	0	-0.000028	-0.000012
G44	0	0.000028	0.000018	0.000006	0	0.000019	0.000005	0.000007	0	-0.000001	-0.000002	0.000002	0.000001	0.000002	-0.000022	0
G45	0.000003	0.000016	0.000478	0.000243	0.000024	0.000523	0.000023	0.000014	-0.000004	0	-0.000001	-0.000002	-0.000003	0.000001	0.000005	-0.000014
G46	0	0.000014	0.000015	0.000006	0.000001	0.000011	0.000001	0.000001	-0.000004	-0.000001	-0.000002	0	0.000001	0.000002	-0.000029	-0.000011
G47	0	0.000014	0.000015	0.000006	0.000001	0.000011	0.000001	0.000001	-0.000004	-0.000001	-0.000002	0	0.000001	0.000002	-0.000029	-0.000011
G48	0	0.000004	0.000004	0.000002	0	0.000003	0	0	-0.000005	-0.000001	-0.000002	0	0.000001	0.000002	-0.000028	-0.000011
G49	0	0.000004	0.000051	0.000012	0.000001	0.000051	0.000021	0.000018	-0.000002	-0.000001	-0.000002					

Fig. D.0.6: Ángulos rotoricos SEN Gen 01-Gen 38 durante instantes de tiempo

Time [s]	G39	G40	G41	G42	G43	G44	G45	G46	G47	G48	G49	G50	G51	G52	G53	G54	G55	G56	G57	G58	G59	G60	G61	G62	G63	G64	G65	G66	G67	G68	G69	G70	G71	G72	G73	G74	G75
0.020	21.159	16.110	16.991	21.808	32.854	47.049	38.510	1.136	1.136	18.048	43.265	29.072	29.973	0.886	23.788	23.788	25.458	31.805	35.408	28.597	28.170	28.994	24.295	27.099	20.581	40.436	34.474	56.871	55.871	27.847	27.850	0.951	3.377	24.035	14.017	68.059	66.602
0.023	20.390	16.030	16.904	21.931	32.837	47.128	38.639	1.095	1.095	18.041	43.390	29.950	29.950	0.990	23.838	23.838	25.509	31.914	35.499	28.545	28.298	29.123	24.350	27.179	20.634	40.426	34.499	56.585	55.885	27.866	27.880	-1.129	-3.180	24.070	13.982	68.412	66.887
0.023	20.390	16.030	16.904	21.931	32.837	47.128	38.639	1.095	1.095	18.041	43.390	29.950	29.950	0.990	23.838	23.838	25.509	31.914	35.499	28.545	28.298	29.123	24.350	27.179	20.634	40.426	34.499	56.585	55.885	27.866	27.880	-1.129	-3.180	24.070	13.982	68.412	66.887
0.024	20.011	15.983	16.858	21.989	32.825	47.151	38.700	1.067	1.067	18.040	43.442	29.935	29.935	1.042	23.859	23.859	25.530	31.965	35.541	28.499	28.358	29.183	24.374	27.213	20.656	40.419	34.509	56.688	55.988	27.875	27.890	-1.218	-3.086	24.084	13.954	68.581	67.019
0.024	20.011	15.983	16.858	21.989	32.825	47.151	38.700	1.067	1.067	18.040	43.442	29.935	29.935	1.042	23.859	23.859	25.530	31.965	35.541	28.499	28.358	29.183	24.374	27.213	20.656	40.419	34.509	56.688	55.988	27.875	27.890	-1.218	-3.086	24.084	13.954	68.581	67.019
0.025	19.635	15.935	16.810	22.044	32.812	47.163	38.758	1.034	1.034	18.039	43.487	29.917	29.917	1.093	23.878	23.878	25.548	32.013	35.581	28.442	28.416	29.241	24.394	27.245	20.674	40.412	34.517	56.787	56.087	27.883	27.898	-1.308	-2.997	24.095	13.944	68.745	67.144
0.025	19.635	15.935	16.810	22.044	32.812	47.163	38.758	1.034	1.034	18.039	43.487	29.917	29.917	1.093	23.878	23.878	25.548	32.013	35.581	28.442	28.416	29.241	24.394	27.245	20.674	40.412	34.517	56.787	56.087	27.883	27.898	-1.308	-2.997	24.095	13.944	68.745	67.144
0.026	18.897	15.833	16.708	22.146	32.779	47.160	38.866	0.953	0.953	18.042	43.556	29.872	29.872	1.196	23.907	23.907	25.578	32.102	35.652	28.293	28.523	29.349	24.427	27.298	20.702	40.395	34.528	56.976	56.276	27.898	27.915	-1.487	-2.833	24.110	13.902	69.060	67.374
0.026	18.897	15.833	16.708	22.146	32.779	47.160	38.866	0.953	0.953	18.042	43.556	29.872	29.872	1.196	23.907	23.907	25.578	32.102	35.652	28.293	28.523	29.349	24.427	27.298	20.702	40.395	34.528	56.976	56.276	27.898	27.915	-1.487	-2.833	24.110	13.902	69.060	67.374
0.029	18.536	15.779	16.654	22.193	32.761	47.148	38.917	0.906	0.906	18.045	43.581	29.846	29.846	1.246	23.918	23.918	25.588	32.143	35.684	28.205	28.573	29.398	24.439	27.321	20.711	40.386	34.532	57.066	56.367	27.906	27.923	-1.577	-2.758	24.114	13.879	69.211	67.474
0.029	18.536	15.779	16.654	22.193	32.761	47.148	38.917	0.906	0.906	18.045	43.581	29.846	29.846	1.246	23.918	23.918	25.588	32.143	35.684	28.205	28.573	29.398	24.439	27.321	20.711	40.386	34.532	57.066	56.367	27.906	27.923	-1.577	-2.758	24.114	13.879	69.211	67.474
0.032	17.828	15.666	16.540	22.279	32.718	47.105	39.009	0.801	0.801	18.054	43.614	29.786	29.786	1.347	23.933	23.933	25.602	32.217	35.742	28.002	28.663	29.490	24.456	27.356	20.721	40.368	34.537	57.237	56.538	27.920	27.939	-1.758	-2.625	24.114	13.830	69.499	67.671
0.032	17.828	15.666	16.540	22.279	32.718	47.105	39.009	0.801	0.801	18.054	43.614	29.786	29.786	1.347	23.933	23.933	25.602	32.217	35.742	28.002	28.663	29.490	24.456	27.356	20.721	40.368	34.537	57.237	56.538	27.920	27.939	-1.758	-2.625	24.114	13.830	69.499	67.671
0.036	16.811	15.484	16.357	22.386	32.642	47.008	39.129	0.619	0.619	18.075	43.623	29.682	29.682	1.496	23.936	23.936	25.604	32.311	35.810	27.843	28.779	29.606	24.462	27.386	20.715	40.349	34.540	57.470	56.773	27.941	27.962	-2.031	-2.468	24.096	13.748	69.900	67.915
0.036	16.811	15.484	16.357	22.386	32.642	47.008	39.129	0.619	0.619	18.075	43.623	29.682	29.682	1.496	23.936	23.936	25.604	32.311	35.810	27.843	28.779	29.606	24.462	27.386	20.715	40.349	34.540	57.470	56.773	27.941	27.962	-2.031	-2.468	24.096	13.748	69.900	67.915
0.041	15.852	15.290	16.162	22.468	32.551	46.882	39.225	0.414	0.414	18.101	43.588	29.562	29.562	1.641	23.917	23.917	25.584	32.382	35.857	27.229	28.869	29.697	24.446	27.389	20.693	40.310	34.537	57.676	56.980	27.962	27.985	-2.305	-2.367	24.058	13.656	70.263	68.107
0.041	15.852	15.290	16.162	22.468	32.551	46.882	39.225	0.414	0.414	18.101	43.588	29.562	29.562	1.641	23.917	23.917	25.584	32.382	35.857	27.229	28.869	29.697	24.446	27.389	20.693	40.310	34.537	57.676	56.980	27.962	27.985	-2.305	-2.367	24.058	13.656	70.263	68.107
0.046	14.957	15.085	15.957	22.525	32.447	46.737	39.296	0.189	0.189	18.131	43.512	29.429	29.429	1.781	23.876	23.876	25.541	32.432	35.883	26.771	28.933	29.762	24.408	27.366	20.627	40.282	34.530	57.855	57.161	27.983	28.009	-2.581	-2.325	23.999	13.553	70.588	68.248
0.046	14.957	15.085	15.957	22.525	32.447	46.737	39.296	0.189	0.189	18.131	43.512	29.429	29.429	1.781	23.876	23.876	25.541	32.432	35.883	26.771	28.933	29.762	24.408	27.366	20.627	40.282	34.530	57.855	57.161	27.983	28.009	-2.581	-2.325	23.999	13.553	70.588	68.248
0.047	14.675	15.015	15.886	22.538	32.409	46.686	39.314	-0.111	-0.111	18.142	43.478	29.382	29.382	1.827	23.857	23.857	25.522	32.444	35.887	26.610	28.949	29.778	24.390	27.352	20.603	40.272	34.527	58.009	57.214	27.991	28.017	-2.673	-2.324	23.975	13.516	70.687	68.294
0.047	14.675	15.015	15.886	22.538	32.409	46.686	39.314	-0.111	-0.111	18.142	43.478	29.382	29.382	1.827	23.857	23.857	25.522	32.444	35.887	26.610	28.949	29.778	24.390	27.352	20.603	40.272	34.527	58.009	57.214	27.991	28.017	-2.673	-2.324	23.975	13.516	70.687	68.294
0.056	13.387	14.652	15.526	22.561	32.196	46.414	39.366	0.296	0.296	18.193	43.249	29.129	29.129	2.047	23.729	23.729	25.391	32.466	35.873	25.780	29.983	29.814	24.266	27.239	20.443	40.229	34.507	58.127	57.437	28.028	28.059	-3.133	-2.423	23.822	13.316	71.121	68.380
0.056	13.387	14.652	15.526	22.561	32.196	46.414	39.366	0.296	0.296	18.193	43.249	29.129	29.129	2.047	23.729	23.729	25.391	32.466	35.873	25.780	29.983	29.814	24.266	27.239	20.443	40.229	34.507	58.127	57.437	28.028	28.059	-3.133	-2.423	23.822	13.316	71.121	68.380
0.067	12.143	14.199	15.078	22.496	31.893	46.071	39.338	0.799	0.799	18.238	42.859	28.799	28.799	2.285	23.500	23.500	25.157	32.413	35.782	24.685	29.928	29.761	24.042	27.010	20.167	40.185	34.467	58.285	57.600	28.076	28.112	-3.681	-2.762	23.570	13.038	71.498	68.319
0.067	12.143	14.199	15.078	22.496	31.893	46.071	39.338	0.799	0.799	18.238	42.859	28.799	28.799	2.285	23.500	23.500	25.157	32.413	35.782	24.685	29.928	29.761	24.042	27.010	20.167	40.185	34.467	58.285	57.600	28.076	28.112	-3.681	-2.762	23.570	13.038	71.498	68.319
0.070	11.807	14.046	14.926	22.451	31.782	45.955	39.308	0.965	0.965	18.247	42.704	28.685	28.685	2.357	23.406	23.406	25.062	32.377	35.734	24.325	28.886	29.721	23.949	26.912	20.055	40.172	34.450	58.312	57.629	28.093	28.131	-3.862	-2.927	23.471	12.938	71.589	68.256
0.070	11.807	14.046	14.926	22.451	31.782	45.955	39.308	0.965	0.965	18.247	42.704	28.685	28.685	2.357	23.406	23.406	25.062	32.377	35.734	24.325	28.886	29.721	23.949	26.912	20.055	40.172	34.450	58.312	57.629	28.093	28.131	-3.862	-2.927	23.471	12.938	71.589	68.256
0.075	11.379	13.815	14.698	22.365	31.604	45.781	39.243	1.209	1.209	18.251	42.453	28.510	28.510	2.459	23.249	23.249	24.903	32.305	35.646	23.793	28.803	29.639	23.704	26.745	20.017	40.156	34.421	58.329	57.649	28.118	28.159	-4.133	-3.220	23.309	12.779	71.691	68.125
0.075	11.379	13.815	14.698	22.365	31.604	45.781	39.243	1.209	1.209	18.251	42.453	28.510	28.510	2.459	23.249	23.249	24.903	32.305	35.646	23.793	28.803	29.639	23.704	26.745	20.017	40.156	34.421	58.329	57.649	28.118	28.159	-4.133	-3.220	23.309	12.779	71.691	68.

Time[s]	G76	G77	G78	G79	G80	G81	G82	G83	G84	G85	G86	G87	G88	G89	G90	G91	G92	G93	G94	G95	G96	G97	G98	G99	G100	G101	G102	G103	G104	G105	G106	G107	G108	G109	G110	G111	G112	G113	G114	G115
0.020	59.045	-43.343	-44.998	-20.764	1.395	0.080	-37.512	-52.706	-3.666	-22.682	-13.798	-16.704	1.127	0.648	-19.913	-18.948	-12.702	-14.147	21.179	35.287	-33.192	-28.266	-62.358	-53.692	-53.692	-53.692	-53.692	-44.610	-40.808	-1.123	3.583	-40.664	-44.094	1.107	-15.714	-25.249	-17.427	-29.220	0.825	-73.692
0.023	59.270	-43.469	-45.132	-21.039	1.457	0.151	-37.792	-53.172	-3.774	-22.845	-13.883	-16.794	1.125	0.654	-20.123	-18.871	-12.454	-14.094	21.191	35.304	-33.553	-28.621	-62.401	-53.501	-53.501	-53.501	-53.501	-44.711	-40.986	-1.277	3.454	-40.914	-44.351	1.237	-15.888	-25.458	-17.649	-29.393	0.751	-74.092
0.023	59.270	-43.469	-45.132	-21.039	1.457	0.151	-37.792	-53.172	-3.774	-22.845	-13.883	-16.794	1.125	0.654	-20.123	-18.871	-12.454	-14.094	21.191	35.304	-33.553	-28.621	-62.401	-53.501	-53.501	-53.501	-53.501	-44.711	-40.986	-1.277	3.454	-40.914	-44.351	1.237	-15.888	-25.458	-17.649	-29.393	0.751	-74.092
0.024	59.375	-43.525	-45.195	-21.172	1.493	0.191	-37.927	-53.397	-3.807	-22.920	-13.921	-16.834	1.128	0.662	-20.219	-18.807	-12.328	-14.068	21.201	35.315	-33.726	-28.789	-62.374	-53.336	-53.336	-53.336	-53.336	-44.754	-41.071	-1.351	3.393	-41.036	-44.475	1.308	-15.971	-25.560	-17.757	-29.476	0.718	-74.288
0.024	59.375	-43.525	-45.195	-21.172	1.493	0.191	-37.927	-53.397	-3.807	-22.920	-13.921	-16.834	1.128	0.662	-20.219	-18.807	-12.328	-14.068	21.201	35.315	-33.726	-28.789	-62.374	-53.336	-53.336	-53.336	-53.336	-44.754	-41.071	-1.351	3.393	-41.036	-44.475	1.308	-15.971	-25.560	-17.757	-29.476	0.718	-74.288
0.025	59.475	-43.577	-45.254	-21.302	1.530	0.232	-38.060	-53.618	-3.834	-22.969	-13.957	-16.872	1.134	0.673	-20.309	-18.726	-12.201	-14.042	21.212	35.330	-33.894	-28.952	-62.320	-53.128	-53.128	-53.128	-53.128	-44.791	-41.153	-1.422	3.334	-41.155	-44.596	1.383	-16.051	-25.659	-17.862	-29.567	0.687	-74.481
0.025	59.475	-43.577	-45.254	-21.302	1.530	0.232	-38.060	-53.618	-3.834	-22.969	-13.957	-16.872	1.134	0.673	-20.309	-18.726	-12.201	-14.042	21.212	35.330	-33.894	-28.952	-62.320	-53.128	-53.128	-53.128	-53.128	-44.791	-41.153	-1.422	3.334	-41.155	-44.596	1.383	-16.051	-25.659	-17.862	-29.567	0.687	-74.481
0.028	59.668	-43.669	-45.384	-21.553	1.613	0.324	-38.316	-54.044	-3.876	-23.111	-14.020	-16.940	1.155	0.703	-20.473	-18.520	-11.945	-13.988	21.241	35.363	-34.213	-29.260	-62.137	-52.955	-52.955	-52.955	-52.957	-44.851	-41.308	-1.560	3.224	-41.385	-44.830	1.545	-16.204	-25.849	-18.065	-29.711	0.633	-74.858
0.028	59.668	-43.669	-45.384	-21.553	1.613	0.324	-38.316	-54.044	-3.876	-23.111	-14.020	-16.940	1.155	0.703	-20.473	-18.520	-11.945	-13.988	21.241	35.363	-34.213	-29.260	-62.137	-52.955	-52.955	-52.955	-52.957	-44.851	-41.308	-1.560	3.224	-41.385	-44.830	1.545	-16.204	-25.849	-18.065	-29.711	0.633	-74.858
0.029	59.743	-43.709	-45.414	-21.674	1.658	0.374	-38.439	-54.249	-3.890	-23.164	-14.048	-16.969	1.159	0.722	-20.546	-18.396	-11.818	-13.961	21.258	35.388	-34.368	-29.405	-62.013	-52.777	-52.777	-52.777	-52.778	-44.874	-41.381	-1.628	3.172	-41.496	-44.942	1.631	-16.277	-25.941	-18.164	-29.785	0.613	-75.043
0.029	59.743	-43.709	-45.414	-21.674	1.658	0.374	-38.439	-54.249	-3.890	-23.164	-14.048	-16.969	1.159	0.722	-20.546	-18.396	-11.818	-13.961	21.258	35.388	-34.368	-29.405	-62.013	-52.777	-52.777	-52.777	-52.778	-44.874	-41.381	-1.628	3.172	-41.496	-44.942	1.631	-16.277	-25.941	-18.164	-29.785	0.613	-75.043
0.032	59.899	-43.781	-45.508	-21.908	1.755	0.480	-38.677	-54.645	-3.905	-23.253	-14.096	-17.021	1.207	0.770	-20.677	-18.110	-11.556	-13.905	21.298	35.436	-34.660	-29.679	-61.702	-51.546	-51.546	-51.546	-51.548	-44.906	-41.518	-1.750	3.076	-41.711	-45.158	1.814	-16.414	-26.118	-18.353	-29.926	0.578	-75.201
0.032	59.899	-43.781	-45.508	-21.908	1.755	0.480	-38.677	-54.645	-3.905	-23.253	-14.096	-17.021	1.207	0.770	-20.677	-18.110	-11.556	-13.905	21.298	35.436	-34.660	-29.679	-61.702	-51.546	-51.546	-51.546	-51.548	-44.906	-41.518	-1.750	3.076	-41.711	-45.158	1.814	-16.414	-26.118	-18.353	-29.926	0.578	-75.201
0.036	60.099	-43.863	-46.032	-22.238	1.917	0.658	-39.012	-55.202	-3.895	-23.345	-14.148	-17.079	1.283	0.862	-20.833	-17.598	-11.160	-13.816	21.374	35.531	-35.064	-30.048	-61.093	-50.240	-50.240	-50.240	-50.242	-44.924	-41.701	-1.918	2.951	-42.015	-45.460	2.113	-16.590	-26.365	-18.618	-30.119	0.548	-75.918
0.036	60.099	-43.863	-46.032	-22.238	1.917	0.658	-39.012	-55.202	-3.895	-23.345	-14.148	-17.079	1.283	0.862	-20.833	-17.598	-11.160	-13.816	21.374	35.531	-35.064	-30.048	-61.093	-50.240	-50.240	-50.240	-50.242	-44.924	-41.701	-1.918	2.951	-42.015	-45.460	2.113	-16.590	-26.365	-18.618	-30.119	0.548	-75.918
0.041	60.261	-43.927	-45.730	-22.544	2.101	0.857	-39.322	-55.714	-3.846	-23.387	-14.176	-17.113	1.385	0.980	-20.943	-17.000	-10.758	-13.718	21.468	35.649	-35.426	-30.368	-60.327	-48.709	-48.709	-48.709	-48.711	-44.906	-41.858	-2.064	2.850	-42.298	-45.737	2.440	-16.761	-26.590	-18.862	-30.291	0.544	-76.406
0.041	60.261	-43.927	-45.730	-22.544	2.101	0.857	-39.322	-55.714	-3.846	-23.387	-14.176	-17.113	1.385	0.980	-20.943	-17.000	-10.758	-13.718	21.468	35.649	-35.426	-30.368	-60.327	-48.709	-48.709	-48.709	-48.711	-44.906	-41.858	-2.064	2.850	-42.298	-45.737	2.440	-16.761	-26.590	-18.862	-30.291	0.544	-76.406
0.046	60.384	-43.966	-45.810	-22.826	2.305	1.078	-39.604	-56.180	-3.760	-23.378	-14.182	-17.123	1.512	1.124	-21.008	-16.331	-10.350	-13.611	21.581	35.792	-35.747	-30.639	-59.416	-46.982	-46.982	-46.982	-46.983	-44.855	-41.988	-2.184	2.772	-42.557	-45.988	2.795	-16.897	-26.793	-19.084	-30.442	0.567	-76.870
0.046	60.384	-43.966	-45.810	-22.826	2.305	1.078	-39.604	-56.180	-3.760	-23.378	-14.182	-17.123	1.512	1.124	-21.008	-16.331	-10.350	-13.611	21.581	35.792	-35.747	-30.639	-59.416	-46.982	-46.982	-46.982	-46.983	-44.855	-41.988	-2.184	2.772	-42.557	-45.988	2.795	-16.897	-26.793	-19.084	-30.442	0.567	-76.870
0.047	60.417	-43.975	-45.832	-22.914	2.377	1.156	-39.693	-56.325	-3.724	-23.365	-14.178	-17.121	1.560	1.177	-21.019	-16.096	-10.214	-13.573	21.622	35.844	-35.844	-30.718	-59.082	-46.367	-46.367	-46.367	-46.369	-44.832	-42.026	-2.219	2.752	-42.639	-46.066	2.920	-16.936	-26.856	-19.153	-30.487	0.580	-77.018
0.047	60.417	-43.975	-45.832	-22.914	2.377	1.156	-39.693	-56.325	-3.724	-23.365	-14.178	-17.121	1.560	1.177	-21.019	-16.096	-10.214	-13.573	21.622	35.844	-35.844	-30.718	-59.082	-46.367	-46.367	-46.367	-46.369	-44.832	-42.026	-2.219	2.752	-42.639	-46.066	2.920	-16.936	-26.856	-19.153	-30.487	0.580	-77.018
0.056	60.520	-43.984	-45.909	-23.314	2.774	1.582	-40.090	-56.973	-3.481	-23.215	-14.123	-17.073	1.841	1.486	-21.001	-14.844	-9.523	-13.362	21.861	36.149	-36.259	-31.029	-57.218	-43.052	-43.052	-43.052	-43.054	-44.664	-41.268	-2.346	2.690	-43.009	-46.412	3.585	-17.092	-27.131	-19.460	-30.677	0.695	-77.711
0.056	60.520	-43.984	-45.909	-23.314	2.774	1.582	-40.090	-56.973	-3.481	-23.215	-14.123	-17.073	1.841	1.486	-21.001	-14.844	-9.523	-13.362	21.861	36.149	-36.259	-31.029	-57.218	-43.052	-43.052	-43.052	-43.054	-44.664	-41.268	-2.346	2.690	-43.009	-46.412	3.585	-17.092	-27.131	-19.460	-30.677	0.695	-77.711
0.067	60.509	-43.924	-45.931	-23.700	3.321	2.167	-40.466	-57.579	-3.064	-22.863	-13.972	-16.930	2.271	1.949	-20.820	-13.254	-8.683	-13.062	22.215	36.601	-36.599	-31.217	-54.619	-38.697	-38.697	-38.697	-38.699	-44.241	-41.241	-2.395	2.707	-43.366	-46.732	4.474	-17.183	-27.377	-19.742	-30.823	0.933	-78.435
0.067	60.509	-43.924	-45.931	-23.700	3.321	2.167	-40.466	-57.579	-3.064	-22.863	-13.972	-16.930	2.271	1.949	-20.820	-13.254	-8.683	-13.062	22.215	36.601	-36.599	-31.217	-54.619	-38.697	-38.697	-38.697	-38.699	-44.241	-41.241	-2.395	2.707	-43.366	-46.732	4.474	-17.183	-27.377	-19.742	-30.823	0.933	-78.435
0.070	60.473	-43.888	-45.922	-23.806	3.520	2.379	-40.567	-57.739	-2.897	-22.703	-13.902	-16.862	2.436	2.124	-20.723	-12.721	-8.402	-12.946	22.348	36.773	-36.674	-31.235	-53.686	-37.198	-37.198	-37.198	-37.200	-44.243	-42.242	-2.398	2.735	-43.465	-46.815	4.791	-17.190	-27.438	-19.816	-30.852	1.036	-78.650
0.070	60.473	-43.888	-45.922	-23.806	3.520	2.379	-40.567	-57.739	-2.897	-22.703	-13.902	-16.862	2.436	2.124	-20.723	-12.721	-8.402	-12.946	22.348	36.773	-36.674	-31.235	-53.686	-37.198	-37.198	-37.198	-37.200	-44.243	-42.242	-2.398	2.735	-43.465	-46.815	4.791	-17.190	-27.438	-19.816	-30.852	1.036	-78.650
0.075																																								

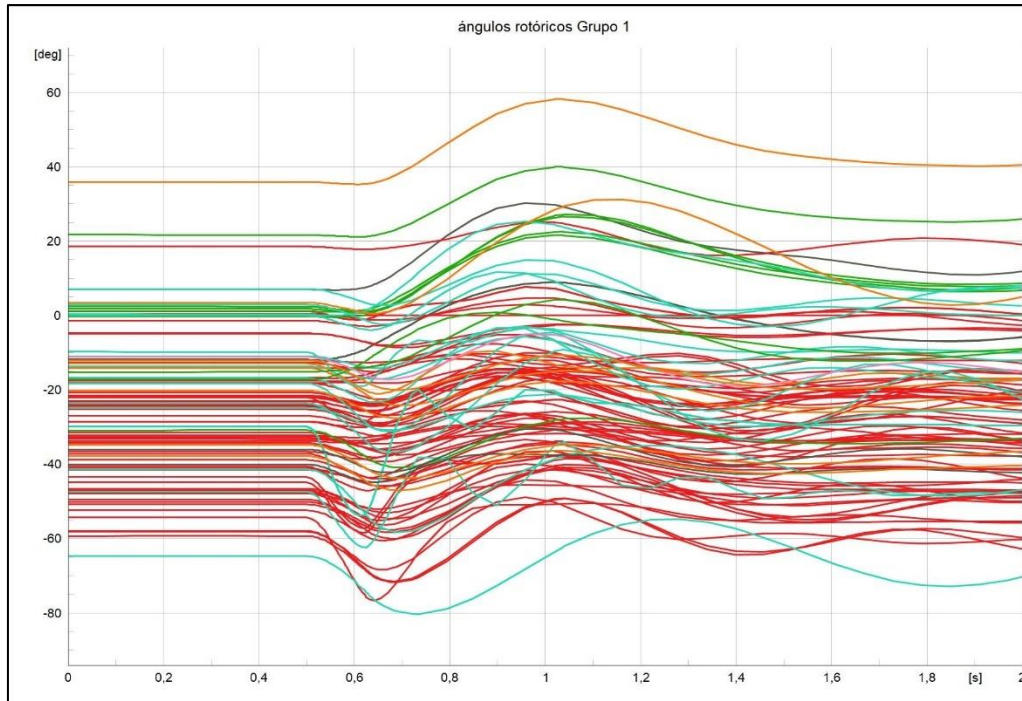


Fig. D.0.9: Grupo 1 colores por tecnología método simulación en el tiempo ERV máxima

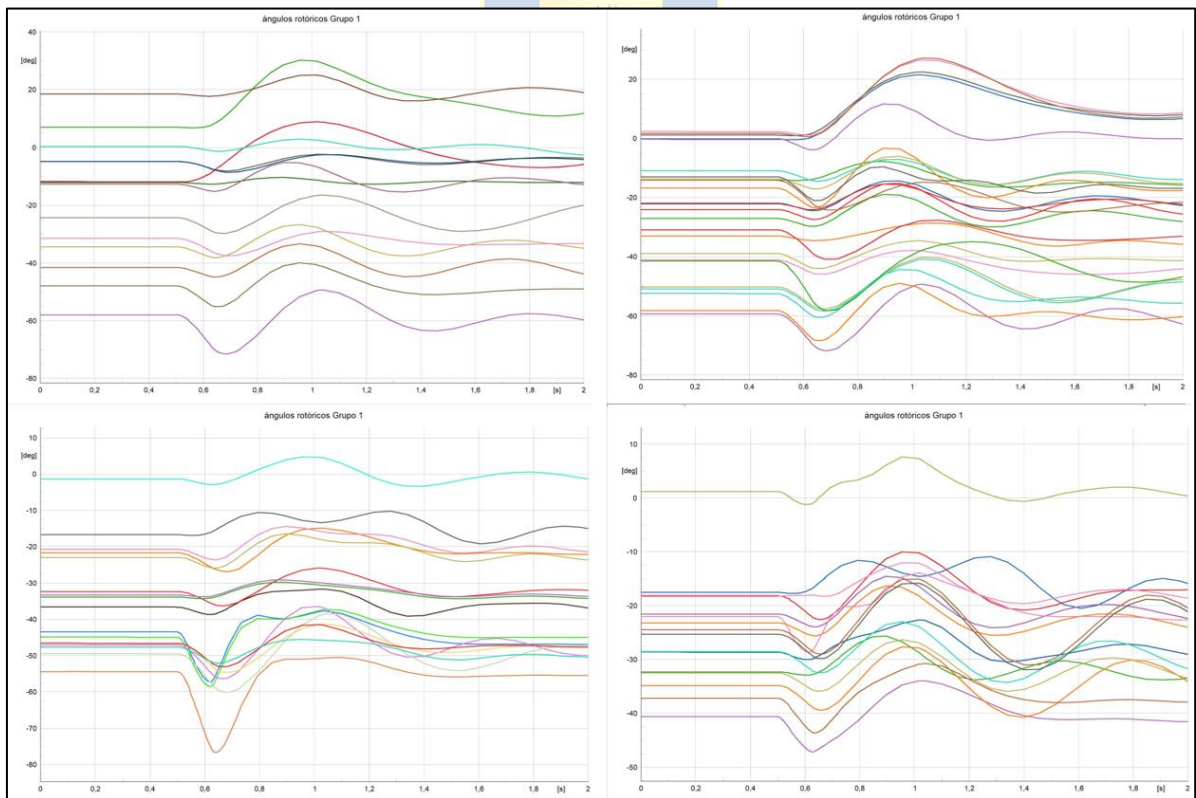


Fig. D.0.10: Descomposición grupo coherente 1 simulación en el tiempo ERV máxima

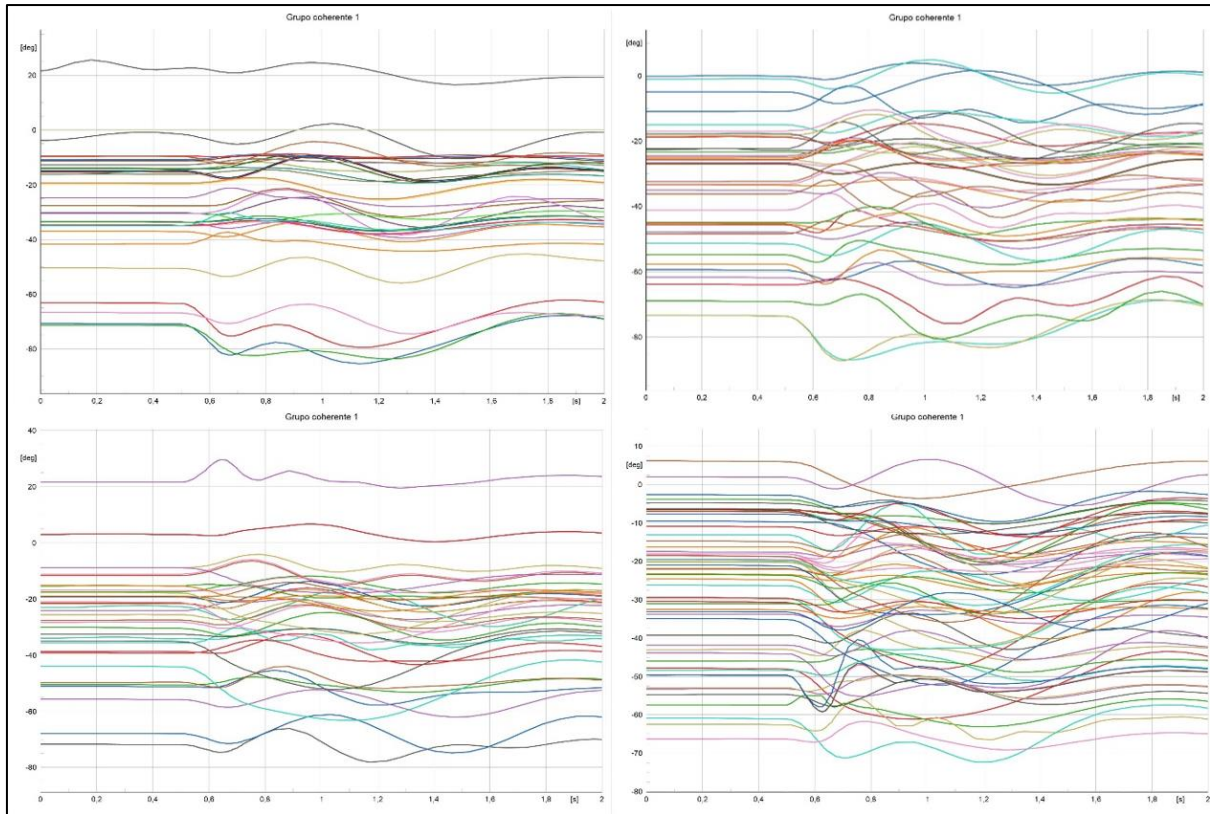


Fig. D.0.11: Descomposición grupo coherente 1 simulación en el tiempo ERV mínima

		Nombre	Inercia				
TER TALTAL U1	5,5	HP CARILAFQUEN (U1-U2)	4,2353	HP NALCAS G2	0,9	TER CAMPICHE U1	6,8
GEO CERRO PABELLON U1	1,376	HP CHACABUQUITO U1	0,75	HP NALCAS G3	0,5	TER CANDELARIA U1	5
GEO CERRO PABELLON U2	1,376	HP CHACABUQUITO U2	0,75	HP OJOS DE AGUA U1	1,14	TER CANDELARIA U2	5
GEO CERRO PABELLON U3	3,4	HP CHACAYES U1	2,2041	HP PALMAR U1	0,72	TER CELCO U1	1,94
HE ANCOA U1	3,485	HP CHACAYES U2	2,2041	HP PALMAR U2	0,72	TER CHOLGUAN U1	0,77
HE ANCOA U2	3,485	HP CHAPIQUINA U1	3,76	HP PALMUCHO U1	2,2185	TER CMPC PACIFICO U1	1,84
HE ANGOSTURA U1	4,05	HP CHAPIQUINA U2	3,76	HP PEUCHEN U1	2,03	TER CMPC SANTA FE U2	2,26
HE ANGOSTURA U2	4,05	HP CONVENTO VIEJO U1	1,2684	HP PEUCHEN U2	2,03	TER CMPC SANTA FE U3	2,26
HE ANGOSTURA U3	4,05	HP CONVENTO VIEJO U2	1,2684	HP PILMAIQUEN U1	1,956	TER COCHRANE U1	3,86
HE ANTUCO U1	4,7	HP CORRENTOSO U1	1	HP PILMAIQUEN U2	1,956	TER COCHRANE U2	3,86
HE ANTUCO U2	4,7	HP CUMBRES U1	1,25	HP PILMAIQUEN U3	1,956	TER CR CHAGUAL (LOS CONDORES) U1	0,46
HE CANUTILLAR U1	3,2	HP CUMBRES U2	1,25	HP PILMAIQUEN U5	2,5	TER DEGAN 2 (U1-U10)	0,493
HE CANUTILLAR U2	3,2	HP CURILLINQUE U1	3,52	HP PROVIDENCIA U1	0,6282	TER DEGAN TIPO 1-1	0,37
HE CIPRESES U1	3,71	HP FLORIDA II (U1-U2)	1,9	HP PULELFU U1	3,3795	TER DEGAN TIPO 1-2	0,37
HE CIPRESES U2	3,71	HP FLORIDA III U1	1,9	HP PULELFU U2	3,3795	TER DEGAN TIPO 3 (6U)	0,64
HE CIPRESES U3	3,71	HP GUAYACAN (U1-U2)	4,25	HP PULLINQUE U1	2,69	TER ENERGIA BIOBIO	0,6304
HE COLBUN U1	3,9	HP ISLA U1	5,2	HP PULLINQUE U2	2,95	TER GUACOLDA U1	4,32
HE COLBUN U2	3,9	HP ISLA U2	5,2	HP PULLINQUE U3	2,75	TER GUACOLDA U2	4,32
HE EL TORO U1	2,875	HP ITATA U1	5	HP PUNTILLA U2	1,872	TER GUACOLDA U3	4,95
HE EL TORO U2	2,875	HP ITATA U2	5	HP QUELTHUES U1	3,3	TER GUACOLDA U4	4,95
HE EL TORO U3	2,875	HP JUNCAL U1	2,65	HP QUELTHUES U2	3,3	TER GUACOLDA U5	4,95
HE EL TORO U4	2,875	HP LA CONFLUENCIA U2	2,975	HP QUILLECO U1	2,88	TER HORNITOS U1	5,5
HE MACHICURA U1	2,75	HP LA MINA U2	3,2	HP RIO COLORADO U1	4,085	TER HUASCO U4	6,375
HE MACHICURA U2	3,3	HP LAJA U1	2,584	HP RIO COLORADO U2	4,085	TER LAUTARO U1	3,145
HE PANGUE U1	3,9351	HP LAJA U2	2,584	HP RIO PICOIQUEN (U1-U2)	0,736	TER LOMA LOS COLORADOS (U1-U2)	0,5
HE PANGUE U2	3,7861	HP LUCAN (U1-U2)	3,0375	HP RUCATAYO U1	2,85	TER LOMA LOS COLORADOS II (U1-U3)	0,35
HE PEHUENCHE U1	4	HP LURCAY U1	1,14	HP RUQUE U1	3,81	TER LOMA LOS COLORADOS II (U4-U5)	0,35
HE PEHUENCHE U2	4	HP LURCAY U2	1,14	HP RUQUE U2	3,81	TER LOMA LOS COLORADOS II (U6-U7)	0,35
HE RALCO U1	2,97	HP LOMA ALTA U1	2,63	HP SAN IGNACIO U1	3	TER LOMA LOS COLORADOS II (U8-U14)	0,35
HE RALCO U2	2,97	HP LOS HIERROS U1	1,27	HP SAUZAL U1	2,27	TER LOS VIENTOS U1	5,71
HE RAPEL U1	4	HP LOS HIERROS U2	1,27	HP SAUZAL U3	2,27	TER MAPA TG7	1,7
HE RAPEL U2	4	HP LOS MOLLES U1	1,917	HP SAUZALITO U1	1,296	TER MAPA TG8	4,35
HE RAPEL U3	4	HP LOS MOLLES U2	1,917	HP VOLCAN U1	4,5	TER MASISA U1	4
HE RAPEL U5	4	HP LOS QUILLOS U2	1,6	TER ACONCAGUA U1	5,0251	TER MEJILLONES CTM3-TG	4,8
HP ABANICO U1	1,9305	HP LOS QUILLOS U3	4,5	TER ANDINA U1	5,5	TER MEJILLONES CTM3-TV	7,58
HP ABANICO U5	1,2544	HP MALALCAHUELLO (U1-U2)	2,2005	TER ANGAMOS U1	4,8	TER NEHUENCO 98 U1	7,5
HP ABANICO U6	1,2544	HP MAMPIL U1	2,9	TER ANGAMOS U2	4,8	TER NEHUENCO CC1-TG	7,7
HP ALFALFAL U1	2,65	HP MAMPIL U2	2,9	TER ARAUCO U2	1,28	TER NEHUENCO CC1-TV	7,2
HP BLANCO U1	2,895	HP MARIPOSAS U1	0,6282	TER ATACAMA CC1-TG1	6,0516	TER NEHUENCO II CC1-TG	4,6
HP CALLAO U1	2,7	HP MOCHO U1	2,89	TER ATACAMA CC1-TG2	6,0516	TER NEHUENCO II CC1-TV	6,27
HP CAPULLO U1	1,105	HP NALCAS G1	0,9	TER ATACAMA CC1-TV	6	TER NEWEN U1	2,69
TER TALTAL U2	5,5	TER SAN ISIDRO II CC1-TG	7	TER QUINTERO U1	6,03	TER NUEVA ALDEA U2	2,912
TER TENO GAS (U1-U26)	0,78	TER SAN ISIDRO II CC1-TV	7,92	TER QUINTERO U2	5,35	TER NUEVA RENCA CC1-TG	4,9
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6,13	TER SANTA FE U1	4,27	TER SAN ISIDRO CC1-TG	4	TER PAM	2,78
TER VALDIVIA U1	3,2	TER SANTA LIDIA U1	5	TER SAN ISIDRO CC1-TV	4,5	TER PETROPOWER U1	3,75
TER VIÑALES U1	3,26						

Fig. D.0.12: Inercia generadores SEN ERV máxima/mínima

Grupos coherentes coherencia lenta														
G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					
Grupos coherentes simulación en el dominio del tiempo														
G 01	G 02	G 03	G 04	G 05	G 06	G 07	G 08	G 09	G 10	G 11	G 12	G 13	G 14	G 15
G 16	G 17	G 18	G 19	G 20	G 21	G 22	G 23	G 24	G 25	G 26	G 27	G 28	G 29	G 30
G 31	G 32	G 33	G 34	G 35	G 36	G 37	G 38	G 39	G 40	G 41	G 42	G 43	G 44	G 45
G 46	G 47	G 48	G 49	G 50	G 51	G 52	G 53	G 54	G 55	G 56	G 57	G 58	G 59	G 60
G 61	G 62	G 63	G 64	G 65	G 66	G 67	G 68	G 69	G 70	G 71	G 72	G 73	G 74	G 75
G 76	G 77	G 78	G 79	G 80	G 81	G 82	G 83	G 84	G 85	G 86	G 87	G 88	G 89	G 90
G 91	G 92	G 93	G 94	G 95	G 96	G 97	G 98	G 99	G 100	G 101	G 102	G 103	G 104	G 105
G 106	G 107	G 108	G 109	G 110	G 111	G 112	G 113	G 114	G 115					

Tabla D.0.1: Comparación grupos coherentes resultantes SEN ERV máxima mediante ambos métodos

