



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

**DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE FAST FREQUENCY  
RESPONSE EN SISTEMAS DE POTENCIA DE BAJA INERCIA  
CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,  
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JORDAN NICOLÁS URRA VALDIVIA

PROFESORA GUÍA:  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO MORENO VIEYRA  
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN

SANTIAGO DE CHILE  
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,  
MENCIÓN ELÉCTRICA Y MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

POR: JORDAN NICOLÁS URRRA VALDIVIA

FECHA: 2024

PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

**DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE FAST FREQUENCY  
RESPONSE EN SISTEMAS DE POTENCIA DE BAJA INERCIA  
CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) están experimentando una transición marcada por el reemplazo de generadores sincrónicos (GS) por tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC). Esto provoca dos efectos principales en la estabilidad de frecuencia: disminución de la inercia sistémica y distribuciones desiguales de inercia. La primera resulta en transitorios más rápidos en los SEP, y la segunda en respuestas de frecuencia distintas. Para mitigar estos efectos, algunos operadores han implementado restricciones en el despacho de TGVCC, lo cual desincentiva su adopción. La localización óptima de recursos de control es crucial para mantener la estabilidad de SEP con altos niveles de TGVCC, minimizando el impacto económico negativo. Este trabajo presenta una herramienta para la localización óptima de reservas, considerando criterios técnico-económicos y los efectos de la distribución no homogénea de inercia. La frecuencia se modela matemáticamente de forma multinodal y se integra en un problema de optimización lineal, donde se contempla que las TGVCC pueden proporcionar Fast Frequency Response (FFR). Los resultados muestran que es posible mejorar el RoCoF despachando FFR en zonas de baja inercia y se establece una relación para determinar la cantidad necesaria de TGVCC que prestan FFR para cumplir con los requisitos de RoCoF.

# Agradecimientos

Para llegar a esta instancia tuve que recorrer un largo y desafiante camino en el que muchas personas han dejado su huella. En primer lugar, quiero agradecer a mi padre, a mi hermana y a mi madre por todos los valores que me han enseñado. En segundo lugar, quiero agradecer a mi esposa, quien se ha transformado en mi compañera de vida, siendo parte importante de todos mis logros. En tercer lugar, agradecer a mis tíos Pablo y Verónica, quienes han estado presentes desde que tengo memoria. Gracias a todos ustedes por todo el apoyo que me han dado e inculcarme que con esfuerzo, perseverancia y disciplina se puede llegar tan lejos como uno quiera. Espero estar a la altura y retribuirlos por todo lo que se han entregado por mí.

Asimismo, me gustaría agradecer mi paso por el colegio, donde me comencé a formar como estudiante. En particular, quiero agradecer a los JE: Diego, Shaggy, Enzo, Ojeda, Valde, Nico y Donoso, quienes fueron grandes amigos en los momentos difícil del colegio. También, quiero agradecer a los muchachos del 2°Q: Poke, Olea, Nax, Alexis y Timana, con quienes formamos una muy linda amistad en tan poco tiempo. Gracias a todos ustedes mi paso por el colegio fue muy agradable, lleno de anécdotas y buenos recuerdos.

Ya en la universidad, conocí varias personas que me gustaría agradecer. En primer lugar, agradecer a los muchachos de primer año: Seba y Benja, quienes fueron muy apañadores en todas las tardes de estudio. En segundo lugar, agradecer a los muchachos que conocí en eléctrica: Mati Agüero, Alonso, Mati Olivares, Mati Osses y Diego (Yogo), quienes fueron fundamentales para poder darle vuelta a los ramos más complejos. Gracias a todos ustedes por el apañe brindado en este largo y terrorífico camino llamado tesis. Además, me gustaría mencionar a dos grandes auxiliares que tuve: Benja y Pablo. Quiero agradecerles por su gran vocación a la hora de enseñar y también por su grandísima disposición al momento de realizarles consultar, son unos cracks.

Finalmente, quiero darle las gracias a la profesora Claudia, quien fue muy importante en este proceso. Le agradezco enormemente su disposición, la confianza que me tuvo, las oportunidades que me ha brindado y por darme ideas cuando me atascaba. Ha sido un gusto trabajar con usted.

# Tabla de contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Motivación	1
1.2	Hipótesis	3
1.3	Objetivo general	4
1.4	Objetivos específicos	4
1.5	Estructura de tesis	4
<b>2</b>	<b>Marco teórico</b>	<b>5</b>
2.1	Estabilidad y regulación de frecuencia en los SEP	5
2.1.1	Importancia de la inercia en los SEP	6
2.1.2	Importancia del tiempo de despliegue de reservas en los SEP	7
2.1.3	Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia	11
2.1.4	Efecto de la distribución de inercia en los SEP	15
2.2	Soluciones a los desafíos asociados a la estabilidad de frecuencia producto de las TGVCC	24
2.2.1	TGVCC con capacidad de FFR	24
2.2.2	Incorporación de BESS	26
2.3	Modelos de la programación de la operación con criterios de estabilidad de frecuencia	28
2.3.1	Comentarios finales	30
<b>3</b>	<b>Formulación de la restricción zonal para la frecuencia</b>	<b>31</b>
3.1	Modelo multinodal de la frecuencia	31
3.2	Validación modelo multinodal	33
3.2.1	Sistema de estudio	34
3.2.2	Resultados	35
3.3	Restricción de RoCoF	38
3.3.1	Motivación	38
3.3.2	Definición de la restricción	38
<b>4</b>	<b>Metodología</b>	<b>40</b>
4.1	Introducción	40
4.2	Etapa 1: Identificación de MO y AfC	40
4.3	Etapa 2: Optimización propuesta	46
4.3.1	Introducción	46
4.3.2	Identificación del MO	47
4.3.3	Modelo multinodal de la frecuencia	47
4.3.4	Relocalización de reservas	48
<b>5</b>	<b>Caso de estudio</b>	<b>50</b>
5.1	Características del sistema	50
5.2	Puntos de operación	51
5.3	Contingencias	52
<b>6</b>	<b>Resultados y análisis</b>	<b>53</b>
<b>7</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>60</b>
7.1	Trabajo futuro	61
	<b>Bibliografía</b>	<b>62</b>

<b>Anexos.....</b>	<b>69</b>
Anexo A.....	69
Anexo B.....	70

# Índice de tablas

1. Asignación de zona a cada valor del eje $x$ de la Figura 2.9. ....	16
2. Potencia eólica en el sistema IEEE RTS-96 modificado en los diferentes casos Extraído de [18]. ....	19
3. Comparación de los IDIk en los tres casos. Extraído de [18]. ....	20
4. Punto de operación utilizado para la validación del MM. ....	35
5. Variables y parámetros utilizados en la optimización. ....	48
6. Contingencias consideradas en PO1 y PO2. ....	52
7. Reasignación de reservas pre y post la aplicación de la herramienta. ....	55
8. Costos operacionales y costos de falla. ....	56
9. Reasignación de reservas pre y post la aplicación de la herramienta. ....	71
10. Costos operacionales y costos de falla. ....	72

# Índice de figuras

11. Respuesta de la frecuencia de un sistema ante un desbalance de carga. Extraído de [44].	6
12. Relación entre frecuencia mínima y tiempo en que se alcanza para una contingencia determinada. Extraído de [45].	8
13. Aproximación de la respuesta del regulador de velocidad. Extraído de [46].	9
14. Respuesta del regulador de velocidad de los generadores sincrónicos: (a) Cuando no alcanza límite de inyección (b) cuando alcanza el límite de inyección. Extraído de [45].	10
15. Respuesta de la frecuencia del sistema de Texas con distintos niveles de penetración renovable. Extraído de [45].	12
16. Evolución del RoCoF y de la frecuencia nadir ante distintos niveles de penetración TGVCC. Extraído de [49].	13
17. Variación temporal de la Inercia en el SEP Alemán para el último trimestre del 2013. Extraído de [9].	14
18. Modelo de Gran Bretaña reducido con distribución de inercia zonal. Extraído de [12].	16
19. Efecto de la distribución de la inercia en el RoCoF. Extraído de [12].	17
20. Efecto de la distribución de la inercia sobre las frecuencias zonales del sistema. Extraído de [12].	18
21. Sistema IEEE RTS-96 modificado. Extraído de [18].	18
22. Respuesta de la frecuencia en los distintos casos. Extraído de [18].	19
23. Distribución de inercia en los tres casos. Extraído de [18].	20
24. Características sistémicas del caso base. Extraído de [54].	21
25. Primera caída de frecuencia en función de la inercia sistémica por zona. Extraído de [54].	22
26. Respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 1.8 GW en Inglaterra. Extraído de [31].	23
27. Respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 0.8 GW en Escocia. Extraído de [31].	23
28. Respuesta de la frecuencia en distintos escenarios en un SEP con 70 % de penetración eólica. Extraído de [57].	25
29. Resultados de las simulaciones que muestran la mejora del control de frecuencia al considerar FFR. Extraído de [58].	26
30. Desviación de la frecuencia en un SEP con alta penetración PV para diferentes capacidades de BESS. Extraído de [62].	27
31. Respuesta de la frecuencia en los distintos escenarios simulados. Extraído de [63].	28
32. División en áreas del SEN 2022 y su respectiva capacidad instalada.	34
33. RoCoF del SING obtenidos mediante RMS, MM y MU.	35

34. RoCoF del SIC obtenidos mediante RMS, MM y MU. ....	36
35. Frecuencia mínima del SING obtenidas mediante RMS, MM y MU. ....	37
36. Frecuencia mínima del SIC obtenidos mediante RMS, MM y MU. ....	37
37. Estimación de RoCoF y frecuencia mínima para distintos montos de capacidad de FFR [MW]. ....	38
38. Mejora en el RoCoF en función de la inercia en el SING y la cantidad de TGVCC prestando FFR. ....	39
39. Diagrama general de la metodología propuesta. ....	40
40. Metodología para la identificación de MO y AfC. ....	41
41. Metodología para la relocalización de reservas. ....	47
42. Capacidad instalada por tecnología en el SEN 2022. ....	50
43. Puntos de operación utilizados para la validación de la herramienta. ....	51
44. Fallas simuladas para el punto de operación PO1 consideradas en la optimización. ....	53
45. RoCoF del SING para el caso pre-localización y post-localización de FFR. ....	54
46. RoCoF del SIC para el caso pre-localización y post-localización de FFR. ....	54
47. Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR. ....	55
48. Respuesta de la frecuencia del SING ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF. ....	56
49. Respuesta de la frecuencia del SIC ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF. ....	56
50. Fallas adicionales simuladas para el punto de operación PO1. ....	57
51. RoCoF del SING para el caso pre-localización y post-localización de FFR. ....	58
52. RoCoF del SIC para el caso pre-localización y post-localización de FFR. ....	58
53. Respuesta de la frecuencia ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR. ....	59
54. Respuesta de la frecuencia del SING ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF. ....	59
55. Respuesta de la frecuencia del SIC ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF. ....	59
56. Respuesta de la frecuencia ante la caída de Ralco U1. ....	69
57. Respuesta de la frecuencia ante la caída de U16. ....	69
58. Fallas simuladas para el punto de operación PO2 consideradas en la optimización. ....	70
59. RoCoF del SING pre y post localización para las contingencias de la Figura 0.3. ....	70
60. RoCoF del SIC pre y post localización para las contingencias de la Figura 0.3. ....	71
61. Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR. ....	71

62. *Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM en la ventana de interés del RoCoF para los caos con y sin FFR* .....71

# Acrónimos

1. SEP: Sistema eléctrico de potencia.
2. SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
3. SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.
4. SIC: Sistema Interconectado Central
5. CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.
6. TGVCC: Tecnologías de generación variable con convertidor.
7. GS: Generador sincrónico.
8. CPF: Control Primario de Frecuencia.
9. CSF: Control Secundario de Frecuencia.
10. CTF: Control Terciario de Frecuencia.
11. FFR: *Fast Frequency Response*.
12. EDAC: Esquemas de Desconexión Automático de Cargas.
13. EDAG: Esquemas de Desconexión Automático de Generación.
14. COI: *Center of inertia*.
15. BESS: *Battery Energy Storage System*.
16. MILP: *Mixed Integer Linear Problems*.
17. PL: Programación lineal.
18. RMS: *Root Mean Square*.
19. ROCOF: *Rate of change of frequency*.
20. UC: *Unit Commitment*.
21. USD: *United States Dollars*.
22. MUSD: *Million United States Dollars*.
23. MU: Modelo uninodal.
24. MM: Modelo multinodal.
25. PO: Punto de operación.
26. AfC: Área de frecuencia coherente.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Motivación

El uso cada vez mayor de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC), como la energía eólica y la generación fotovoltaica, ha provocado nuevos desafíos para los operadores de red, especialmente desde el punto de vista de la estabilidad y control de frecuencia [1], [2], [3]. Entre las principales razones se encuentran las diferencias fundamentales existentes entre estas tecnologías y los generadores sincrónicos (GS) convencionales en términos de principios operativos y características técnicas [4]:

- Las TGVCC generalmente maximizan su producción de energía, es decir, no mantienen reservas para el control de frecuencia.
- Las TGVCC tienen niveles de disponibilidad cambiantes a lo largo del tiempo (variabilidad), que no se pueden predecir con una precisión perfecta (incertidumbre).
- A diferencia de los GS convencionales, las TGVCC no tienen respuesta inercial natural.

Las proyecciones existentes en cuanto a las TGVCC en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) muestran que el aumento de estas tecnologías continuará durante los próximos años debido, principalmente, a las metas energéticas renovables definidas alrededor del mundo. En efecto, entre los años 2013 y 2022, la generación renovable instalada a nivel mundial, sólo considerando generación eólica y solar, aumentó de 440 GW a 1.951 GW [5]. De hecho, solo durante el 2022, se integraron alrededor de 266 GW, más de un 15% que la capacidad instalada total el año anterior [5]. Para el caso chileno, el gobierno se impuso la meta de alcanzar un 80% de penetración de renovables para el año 2030 y un 100% al año 2050 [6]. De hecho, a mayo del 2024, el país ya tiene un total de 13.050 MW de capacidad instalada en TGVCC, de los cuales 67% es en base a energía solar y el restante en base a eólica [7].

Diversos estudios han mostrado que la sustitución de un gran número de GS por unidades TGVCC sin inercia conduce a una reducción de la inercia total de los SEP, llevando a sistemas débiles frente a desbalances entre generación y carga. Esta reducción de inercia afecta directamente la respuesta dinámica de la frecuencia, aumentando la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) los primeros segundos después de una falla y aumentando, por ende, la máxima desviación de frecuencia alcanzada por el sistema después del desbalance [8]. Grandes desviaciones de frecuencia durante desbalances de potencia pueden llevar a la activación de esquemas de desconexión automática de carga o generación, pudiendo no solo dejar sin suministro a la población, sino que también aumentando el riesgo de inestabilidad.

Por otro lado, RoCoF más pronunciados hacen que la dinámica de la frecuencia sea más rápida [9], lo que implica mayores desafíos en términos de control y estabilidad. De esta forma, los SEP futuros con altos niveles de TGVCC y baja inercia serán sistemas más rápidos, más complejos, menos seguros y más propensos a inestabilidad.

Al desplazar generación sincrónica por TGVCC, no sólo disminuye la inercia total de los SEP, sino que también cambia la distribución espacial de la misma. Esto se produce debido a que las TGVCC se conectan en aquellas zonas con mejor potencial solar o eólico, las que generalmente se encuentran en zonas remotas de la red y lejos de los centros de cargas [10], [11]. Una distribución desigual de inercia puede llevar a distintos desafíos en los SEP, como RoCoF locales más pronunciados, crecimiento de oscilaciones interárea y desviaciones de frecuencia distintas en un mismo SEP [12], [13], [14]. De hecho, algunos estudios recientes han mostrado que la inercia total de los SEP podría no ser un indicador adecuado para la estabilidad de frecuencia en SEP con altos niveles de TGVCC, sino que se necesitará de un indicador que además dé cuenta de la distribución espacial de la inercia en los SEP [12], [15], [16]. A modo ilustrativo, en el black out ocurrido el 28 de septiembre del 2016 en Australia, el Operador del Mercado de Energía de Australia (AEMO) aclaró en un informe que una de las principales razones del apagón fue la falta de inercia en Australia del Sur (SA, por sus siglas en inglés). La distribución desigual de inercia que había en el SEP resultó en un RoCoF muy pronunciado en SA, lo que llevó a exceder los límites de los EDAC por baja frecuencia en dicha zona [17]. En el caso chileno, aproximadamente el 70% de las TGVCC se encuentran concentradas desde la región de Coquimbo hacia el norte del país [7]. Si además se considera que el 68% de las centrales a carbón también están concentradas en el norte [7], entonces es claro que la distribución de inercia a nivel nacional podría representar un gran desafío a futuro.

Debido a los desafíos que conlleva la disminución de respuesta inercial, diversos países han incluido restricciones de inercia mínima en la operación de sus SEP. Irlanda tiene restricciones de penetración de generación no sincrónica del 65% [18]. El operador del sistema de Texas exige un nivel mínimo de inercia operacional de 100 GWs [19]. Australia exige la operación de ciertos niveles mínimos de inercia por zona para hacer frente a contingencias creíbles en cada una de ellas [20], [21]. Chile también tiene restricciones de niveles mínimos de inercia en la zona del norte grande. En particular, se exige que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) opere con al menos 17.6 GVAs de manera global y con 5.7 GVAs en la zona del norte grande [22].

Los desafíos de la frecuencia en SEP con alta penetración de TGVCC se pueden abordar de dos formas. La primera corresponde a que las mismas TGVCC aporten con respuesta rápida de frecuencia (FFR por sus siglas en inglés). Esto se logra operando las TGVCC por debajo del MPPT de forma que sean capaces de contribuir a la estabilidad de los SEP durante desbalances de potencia mediante la inyección rápida de potencia [23], [24], [25]. La segunda opción corresponde a incorporar sistemas de almacenamiento de acción rápida como BESS, volantes de inercia o supercondensadores capaces de aportar con FFR frente a desbalances de potencia [26].

Hoy en día, la mayoría de las TGVCC existentes operan en el MPP, es decir, sin

capacidad de FFR. Sin embargo, es posible modificar el sistema de control de estas unidades de forma de incorporar funciones de apoyo a la estabilidad como FFR o fault ride through (FRT). Sin embargo, la viabilidad de incorporar lazos de control adicionales para FFR o FRT dependerá de la central en cuestión. Concretamente, si la central eólica o fotovoltaica es una central moderna (es decir, una instalada en los últimos ~5-7 años), en la mayoría de los casos, agregar algún tipo de lazo de control P/f solo requerirá de una actualización de software junto con el ajuste de control pertinente (además del costo no menor de hacerlo). Sin embargo, si la central TGVCC es antigua, esto podría no ser posible pues se requeriría una actualización completa de equipos, controles y software, haciendo esta alternativa económicamente inviable.

Considerando la complejidad y naturaleza inherentemente débil que tendrán los SEP a futuro, los ejercicios de planificación de la operación requerirán incorporar restricciones de estabilidad de frecuencia en términos de inercia y su distribución en la red, que garanticen la operación segura de los SEP incluso durante condiciones críticas. Si bien durante los últimos años han surgido varias herramientas de planificación de la operación que incluyen restricciones de estabilidad frecuencia (restricciones de RoCoF y/o frecuencia mínima) [27], [28], [29], la mayoría se basan en un modelo uninodal de los SEP, asumiendo que la frecuencia es la misma en cada zona de la red. De esta forma, estos trabajos no consideran la distribución espacial de inercia ni cómo esta puede afectar a la estabilidad de frecuencia de los SEP. Considerando los desafíos asociados a la distribución de inercia en SEP con altos niveles de TGVCC, esta práctica no será suficiente para evitar los impactos económicos y sociales que pueden resultar de grandes apagones en los SEP futuros.

En el contexto anterior, el objetivo de esta tesis es desarrollar una herramienta de determinación de requerimientos de respuesta rápida de frecuencia (FFR por sus siglas en inglés) considerando criterios de estabilidad de frecuencia zonal de forma de mantener un cierto margen de seguridad en el SEP. La herramienta será especialmente diseñada para SEP con altos niveles de TGVCC, asumiendo que las TGVCC son capaces de aportar con FFR. Como caso de estudio se utilizará el sistema eléctrico chileno, que es un sistema extremadamente longitudinal, con baja inercia, aislado y que ya muestra una distribución desigual de inercia en la red producto de altos niveles de energía solar en el norte del país.

## **1.2 Hipótesis**

Las hipótesis de este trabajo son:

1. Los efectos de la distribución inercial no homogénea se pueden capturar mediante una modelación matemática de la frecuencia.
2. Una asignación óptima de reservas considerando criterios de seguridad, permite mejorar estabilidad de frecuencia durante desbalances de potencia.

## **1.3 Objetivo general**

Desarrollar una herramienta de determinación de requerimientos de FFR en la operación, considerando criterios de estabilidad de frecuencia zonal, de forma de mantener una operación segura del sistema.

## **1.4 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de esta tesis son:

1. Identificar y caracterizar los principales factores que influyen sobre la estabilidad de frecuencia de los SEP, así como en su comportamiento dinámico durante desbalances entre carga y generación.
2. Desarrollar un modelo multinodal de frecuencia que sea capaz de estimar correctamente el RoCoF y frecuencia nómide de las distintas zonas de un SEP.
3. Proponer un modelo de optimización capaz de localizar reservas de FFR, de forma de garantizar la seguridad dinámica del SEP de estudio.
4. Aplicar el modelo propuesto en el SEN.
5. Validar el modelo propuesto mediante simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo.

## **1.5 Estructura de tesis**

A continuación, se describe la estructura de esta tesis. En el capítulo 2, se presenta el marco teórico, donde se revisan tres tópicos principales: la estabilidad y regulación de la frecuencia en los SEP, soluciones a los desafíos asociados a las TGVCC y finalmente, el estado del arte de los modelos existentes para la programación de la operación considerando restricciones desde la perspectiva de la frecuencia. El capítulo 3 se realiza un análisis preliminar para formular una restricción zonal endógena e incluirla en la herramienta propuesta. Luego, en el capítulo 4 se describe en detalle la metodología llevada a cabo para el desarrollo de la herramienta propuesta. En el capítulo 5 se presenta el caso de estudio, que corresponde a un modelo del SEN al 2022. En el capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos con su respectivo análisis. Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las principales conclusiones obtenidas de este trabajo.

# Capítulo 2

## Marco teórico

### 2.1 Estabilidad y regulación de frecuencia en los SEP

La frecuencia en los SEP se debe mantener constantemente entre límites estrictos para asegurar que los distintos equipos conectados a la red (industriales o domésticos) operen en las condiciones requeridas por sus datos de placa. Lo anterior pues desviaciones de frecuencia alejadas de su valor nominal, pueden comprometer la eficiencia de algunos equipos, provocar una operación no adecuada, disminuir su vida útil o incluso dañarlos de forma permanente [30]. Un SEP mantendrá su frecuencia constante siempre que exista un equilibrio entre la energía que producen los generadores y la demandada por los consumos más las pérdidas del sistema. Sin embargo, la naturaleza estocástica de la demanda en los SEP conlleva variaciones segundo a segundo, por lo que, en estricto rigor, los SEP nunca se encuentran en estado estacionario.

Para mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, el control de frecuencia de los SEP se organiza en distintos niveles, los que reciben nombres que pueden variar según el país. Los niveles de control actúan abordando distintas tareas, las que varían en urgencia y en tiempos de acción. En general el control de frecuencia se organiza en los siguientes tres niveles [31]:

- **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Acción de control que permite modificar la potencia activa de instalaciones de generación y/o equipos, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia. El CPF deberá activarse de forma local y automática, frente a una variación de frecuencia predefinida. Los coordinados que participen del CPF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 10s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 min.
- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Acción de control destinada a restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal. El CSF deberá operar de forma centralizada y automática (AGC). Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 s, luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CSF deberán entregar el 100 % de lo comprometido dentro de un tiempo de 5 min, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 min.
- **Control Terciario de Frecuencia (CTF):** Acción de control destinada a restablecer las reservas del CSF. El CTF deberá operar de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 min, luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CTF

deberán entregar el 100 % de lo comprometido dentro de un tiempo de 15 min, y deberán ser capaces mantener su aporte por un tiempo de 60 min.

La estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad de un sistema de mantener la frecuencia en estado estacionario y restaurarla a un valor cercano al nominal luego de perturbaciones que resulten en un desbalance significativo entre generación y carga. De esta forma, la estabilidad de frecuencia también se puede entender como la habilidad de un sistema para mantener el equilibrio entre generación y demanda [32].

La Figura 2.1 muestra la evolución típica de la frecuencia frente a la desconexión intempestiva de una unidad generadora. En la figura se identifican las distintas fases en las que se divide la respuesta de la frecuencia de un sistema. Inmediatamente después del desbalance de carga, los GS responden con su respuesta inercial natural según la ecuación del Swing [32]. Durante este periodo, la frecuencia del SEP cae en función de la inercia de los GS conectados y la magnitud del desbalance entre generación y carga. Después de algunos segundos, los controladores primarios de frecuencia (CPF) de los GS comienzan a actuar (localmente). Una vez que actúa el CPF, el sistema recupera el balance de carga y la frecuencia del sistema se establece con un error de régimen permanente. Finalmente, el control secundario de frecuencia (CSF) vuelve la frecuencia a su valor nominal.

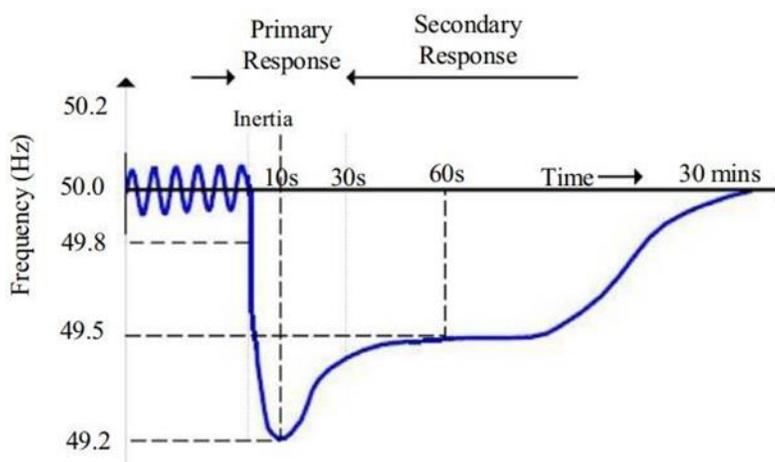


Figura 2.1: Respuesta de la frecuencia de un sistema ante un desbalance de carga. Extraído de [32].

### 2.1.1 Importancia de la inercia en los SEP

El comportamiento de un GS  $i$  conectado a la red se rige por la llamada ecuación del Swing [32]. Esta ecuación describe la dinámica de la velocidad de giro de la máquina  $\omega$  en función del torque mecánico que se ejerce en el eje ( $P_{mi}$ ), el torque electromagnético ejercido por la red ( $P_{ei}$ ) y su inercia ( $H_i$ ). La Ecuación (2.1) muestra la ecuación del swing en por unidad.

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{P_{mi} - P_{ei}}{2H_i} \quad (2.1)$$

Para el caso de un sistema compuesto por N GSs, la respuesta dinámica de un SEP

quedará determinada por la Ecuación (2.2) [33]:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H_{sys}} \quad (2.2)$$

donde se asume que la frecuencia en todas las barras del SEP en por unidad es muy similar ( $\omega_i \approx \omega$ ) por lo que todos los GS operan a la misma velocidad angular  $\omega$ . En la Ecuación (2.15),  $H_{sys}$  representa la inercia total,  $P_m$  la suma de potencias mecánicas y  $P_e$  es la suma de potencias eléctricas de un SEP. Recordando que en por unidad la frecuencia de un SEP ( $f$ ) es equivalente a la velocidad angular de los GS ( $\omega$ ), es posible obtener la Ecuación (2.3), que describe el comportamiento dinámico de la frecuencia los primeros segundos después de un desbalance (antes que comience a actuar el CPF de los GS) [33].

$$\frac{df}{dt} = \dot{f}(t) = RoCoF = \frac{f_0}{2H_{sys}} \cdot (P_m - P_e) = \frac{f_0}{2H_{sys}} \cdot \Delta P(t) \quad (2.3)$$

donde  $f_0$  es la frecuencia nominal del SEP,  $\Delta P(t)$  es el desbalance de potencia y  $RoCoF$  se define como la máxima tasa de variación de frecuencia que experimenta un SEP inmediatamente después de producirse un desbalance.

De la última ecuación, se observa que hay dos factores que determinan la respuesta inicial de la frecuencia de un SEP inmediatamente después de un desbalance de carga: 1) la magnitud del desbalance de potencia ( $\Delta P(t)$ ) que incide de forma proporcional en el RoCoF y 2) la inercia equivalente del SEP ( $H_{sys}$ ), que incide de manera inversamente proporcional en el RoCoF. Debido a que las TGVCC generalmente no contribuyen a la respuesta inercial de los SEP y desplazan GS que sí lo hacen, a medida que aumenta la penetración de las TGVCC, la inercia total de los SEP disminuye. Debido a esto, ante un desbalance de carga, mientras mayor sea la inserción de TGVCC sin respuesta inercial, mayor será la caída inicial de la frecuencia y, por ende, mayor la desviación máxima de frecuencia respecto a su valor nominal. Lo anterior podría derivar en la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o de esquemas de desconexión de generación (EDAG), dependiendo del tipo de falla.

### **2.1.2 Importancia del tiempo de despliegue de reservas en los SEP**

La Ecuación (2.3) describe el comportamiento de la frecuencia inmediatamente después de un desbalance de carga, antes que comience a actuar el CPF en los GS. Sin embargo, la frecuencia mínima alcanzada por un SEP no solo queda determinada por la inercia y la magnitud del desbalance, sino también por la acción de los reguladores de velocidad de los GS y por las TGVCC que tengan FFR [33]. La Ecuación (2.4) muestra la variación de la frecuencia después de la activación del CPF y FFR de los GS y TGVCC respectivamente [33].

$$\begin{aligned} \frac{df}{dt} = \dot{f}(t) &= \frac{f_0}{2 \cdot H_{sys}} \cdot \Delta P(t) \\ &= \frac{f_0}{2 \cdot H_{sys}} \cdot \left( \Delta P_l + \sum_{i=1}^N \Delta P_i(t) + \sum_{i=1}^M \Delta P_i^{TGVCC}(t) \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

donde  $\Delta P_l$  es el desbalance de carga,  $\Delta P_i(t)$  es la potencia que inyectan los GS a la red producto de la acción de su CPF y  $\Delta P_i^{TGVCC}(t)$  la potencia que inyecten las TGVCC producto de su FFR.

La frecuencia mínima alcanzada por un SEP luego de una contingencia se puede calcular usando la Ecuación (2.5) [33], la cual se obtiene integrando la Ecuación (2.4) entre  $(t = t_0)$  (tiempo en que ocurre el desbalance) y  $(t = t_{min})$  (tiempo en que el sistema alcanza la frecuencia mínima).

$$f_{min} = f_0 + \frac{f_0}{2 \cdot H_{sys}} \cdot \int_{t_0}^{t_{min}} \left( \Delta P_l + \sum_{i=1}^N \Delta P_i(t) + \sum_{i=1}^M \Delta P_i^{TGVCC}(t) \right) dt \quad (2.5)$$

De la Ecuación (2.5), se observa que, en el caso de la desconexión de un generador que lleve a un desbalance ( $\Delta P_l$ ), la frecuencia mínima que alcanza el SEP ( $f_{min}$ ) va a depender de la magnitud del desbalance ( $\Delta P_l$ ), de la potencia que inyectan los GS a la red producto de la acción de su CPF ( $\Delta P_i(t)$ ), de la potencia que inyecten las TGVCC ( $\Delta P_i^{TGVCC}(t)$ ) y del tiempo en que se alcance la frecuencia mínima ( $t_{min}$ ).

Si se reduce el tiempo en que se alcanza la frecuencia mínima, entonces es posible disminuir el valor de la integral de la Ecuación (2.5), es decir, disminuir la máxima desviación de la frecuencia respecto de su valor nominal. Teniendo esto en cuenta, es posible relacionar  $f_{min}$  y  $t_{min}$  de forma decreciente [33], tal como se ilustra en la Figura 2.2.

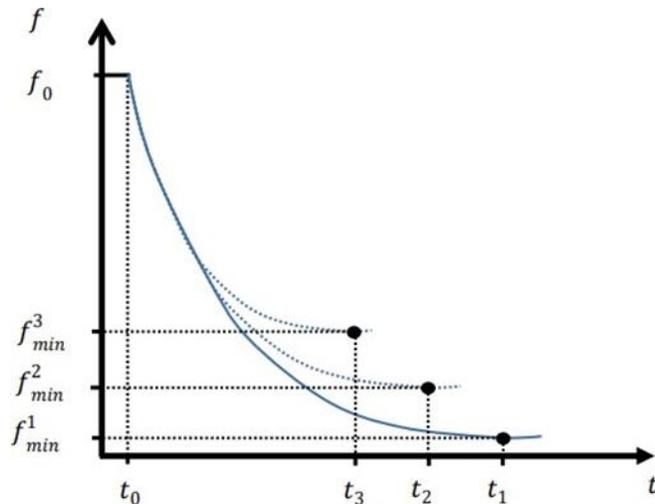


Figura 2.2: Relación entre frecuencia mínima y tiempo en que se alcanza para una contingencia determinada. Extraído de [33].

Para definir completamente la Ecuación (2.5) es necesario resolver cada una de las integrales. La primera integral queda definida según la Ecuación (2.6).

$$\int_{t_0}^{t_{min}} \Delta P_l \cdot dt = \Delta P_l \cdot (t_{min} - t_0) \quad (2.6)$$

Para resolver la segunda integral, se considera la Figura 2.3 que muestra el comportamiento dinámico real y el aproximado de un GS ante la salida intempestiva de una unidad generadora. Durante desbalances de potencia, la potencia inyectada por un GS aumenta a una tasa de rampa máxima, la que puede ser aproximada por un valor constante  $r$  [34]. En esta aproximación se asume que existe un retardo  $t_d$  antes de que el regulador de velocidad comience a actuar. El tiempo  $t_m$  es lo que tarda el GS en inyectar toda su reserva ( $R$ ) para el CPF. La función que representa la curva aproximada del comportamiento dinámico de un GS se muestra en la Ecuación (2.7).

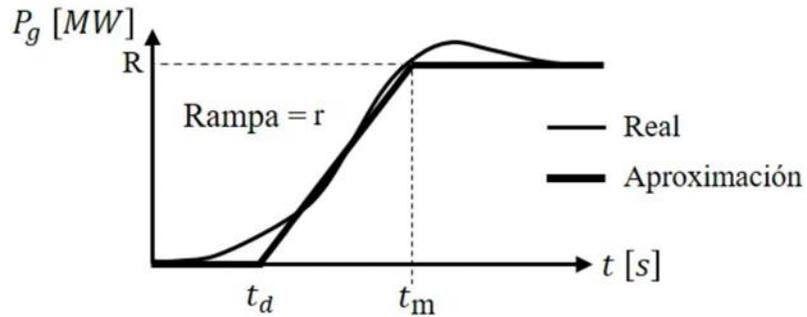


Figura 2.3: Aproximación de la respuesta del regulador de velocidad. Extraído de [34].

$$\Delta P_i(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } t \leq t_d^i \\ r_i \cdot (t - t_d^i) & \text{si } t_d^i < t \text{ y } r_i \cdot (t - t_d^i) < R_i \\ R_i & \text{si } r_i \cdot (t - t_d^i) \geq R_i \end{cases} \quad (2.7)$$

De esta forma, tal como muestra la Figura 2.4, la segunda integral depende de la reserva que alcanza a ser inyectada por cada GS hasta el instante en que el SEP llega a su frecuencia mínima. Si una central no alcanza a despachar toda su reserva ( $R$ ) en el instante en que el SEP llega a su frecuencia mínima, entonces la segunda integral de la Ecuación (2.5) valdrá  $A1$ , de lo contrario valdrá  $A2 + A3$  [33]. Lo anterior puede ser escrito según la Ecuación (2.8):

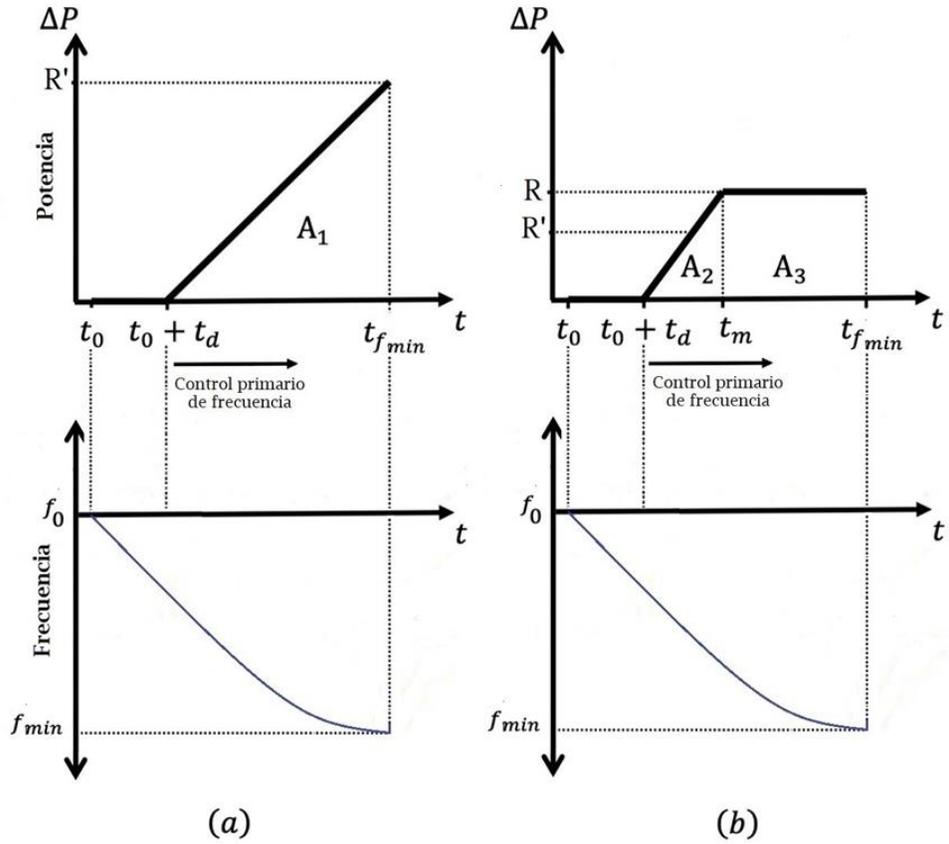


Figura 2.4: Respuesta del regulador de velocidad de los generadores sincrónicos: (a) Cuando no alcanza límite de inyección (b) cuando alcanza el límite de inyección. Extraído de [33].

$$\begin{aligned}
 \int_{t_0}^{t_{min}} \sum_{i=1}^N \Delta P_i(t) \cdot dt \\
 = \sum_{i=1}^N [x_i(t_{min}) \cdot A_1 + (1 - x_i(t_{min})) \cdot A_2 + (1 - x_i(t_{min})) \\
 \cdot A_3]
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

donde  $x_i(t_{min})$  es una variable binaria que es 0 si la central alcanzó a despachar toda su reserva y 1 en caso contrario. Para terminar de definir la integral de la Ecuación (2.5), es necesario calcular cada una de las áreas definidas en la Figura 2.4. Las áreas  $A_1$ ,  $A_2$  y  $A_3$  se definen según las Ecuaciones (2.9), (2.10) y (2.11) mostradas a continuación:

$$A_1 = \frac{(t_{min} - t_d^i - t_0) \cdot \Delta P_i(t_0, t_{min})}{2} \tag{2.9}$$

$$A_2 = \frac{\Delta P_i(t_0, t_{min})^2}{2 \cdot r_i} \quad (2.10)$$

$$A_3 = \left( t_{min} - \frac{\Delta P_i(t_0, t_{min})}{r_i} - t_d^i - t_0 \right) \cdot \Delta P_i(t_0, t_{min}) \quad (2.11)$$

donde  $\Delta P_i(t_0, t_{min})$  es la variación de potencia del GS  $i$  entre los tiempos  $t_0$  y  $t_{min}$ . Análogamente a las centrales convencionales, se define la última integral de la Ecuación (2.5) según la Ecuación (2.12):

$$\begin{aligned} & \int_{t_0}^{t_{min}} \sum_{i=1}^M \Delta P_i^{TGVCC}(t) \cdot dt \\ &= \sum_{i=1}^M x_i^{TGVCC}(t_{min}) \cdot \frac{(t_{min} - t_0) \cdot \Delta P_i^{TGVCC}(t_0, t_{min})}{2} \\ &+ \left(1 - x_i^{TGVCC}(t_{min})\right) \cdot \frac{(t_{min} - t_0) \cdot \Delta P_i^{TGVCC}(t_0, t_{min})^2 \cdot e_i}{2 \cdot (f_0 - f_{min})} \\ &+ \left(1 - x_i^{TGVCC}(t_{min})\right) \\ &\cdot \left( t_{min} + \frac{(t_{min} - t_0) \cdot \Delta P_i^{TGVCC}(t_0, t_{min}) \cdot e_i}{2 \cdot (f_0 - f_{min})} \right) \end{aligned} \quad (2.12)$$

donde  $x_i^{TGVCC}(t_{min})$  es una variable binaria que es 0 si la TGVCC alcanzó a despachar su máxima capacidad de reserva y 1 en caso contrario;  $\Delta P_i^{TGVCC}(t_0, t_{min})$  es la variación de potencia de la  $TGVCC_i$  entre los tiempos  $(t_0, t_{min})$  y  $e_i$  corresponde al estatismo fijado para el control de frecuencia de la  $TGVCC_i$ .

Luego, el tiempo en que se alcanza la frecuencia mínima ( $t_{min}$ ) puede ser calculado usando la Ecuación (2.13), la cual se obtiene a partir de la Ecuación (2.4), imponiendo  $df/dt = 0$  en  $t = t_{min}$  [33].

$$0 = \frac{f_0}{2 \cdot H_{sys}} \cdot \left( \Delta P_l + \sum_{i=1}^N \Delta P_i(t_{min}) + \sum_{i=1}^M \Delta P_i^{TGVCC}(t_{min}) \right) \quad (2.13)$$

Finalmente, de la Ecuación (2.13), es posible concluir que el tiempo en que se alcanza la frecuencia mínima ( $t_{min}$ ) se puede reducir de dos formas [33]:

1. Reduciendo la magnitud del desbalance  $\Delta P_l$ .
2. Desplegando reservas más rápidas (de los GS más rápidos o con mayor  $r$ ), lo que se logra asignando reservas a las máquinas con mayor rampa ( $r$ ) y menor tiempo de retardo ( $t_d$ ), como se observa en la Figura 2.3.

### 2.1.3 Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia

La naturaleza estocástica de las TGVCC, sumado a las importantes diferencias técnicas que tienen con los GS, lleva a que una penetración masiva de estas tecnologías

tenga efectos tanto en el control como en la operación de los SEP. En particular, desde la perspectiva de la frecuencia, una alta penetración de TGVCC implica tanto una reducción de inercia como de las reservas para el CPF [35].

Durante los últimos años, se han llevado a cabo muchas investigaciones abarcando los impactos de la penetración de TGVCC en los SEP [17], [35], [36]. A modo ilustrativo, se tiene el caso del sistema de Texas que ha experimentado efectos negativos en la respuesta de la frecuencia debido a la masiva inserción de centrales eólicas. La Figura 2.5 muestra la evolución de la frecuencia del sistema de Texas para 2 fallas muy similares, pero en distintas condiciones de operación. La curva roja es la frecuencia en el caso de una penetración eólica cercana al 1,5% respecto a la generación total del sistema mientras que la curva azul en el caso de una penetración eólica cercana al 18% de la generación total. De la figura se puede concluir que, a mayor penetración eólica, el RoCoF de la frecuencia es más pronunciado y mayor la desviación de la frecuencia del sistema.

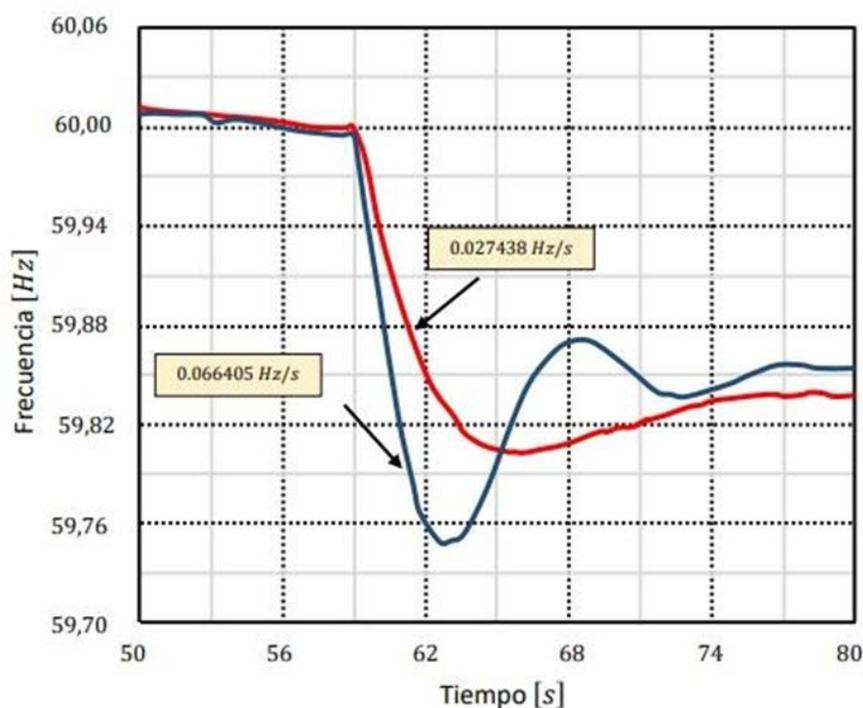
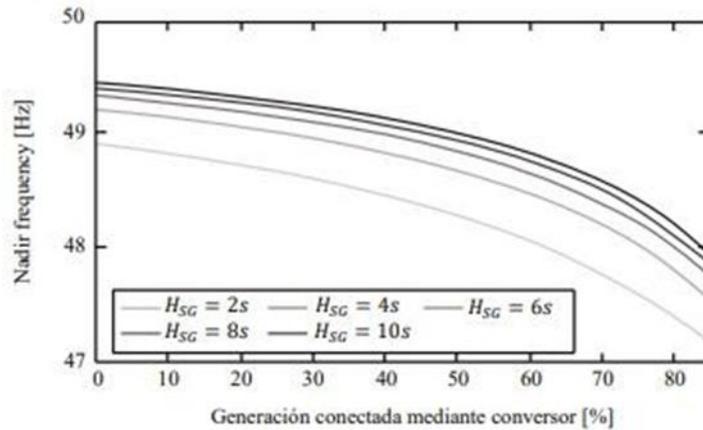
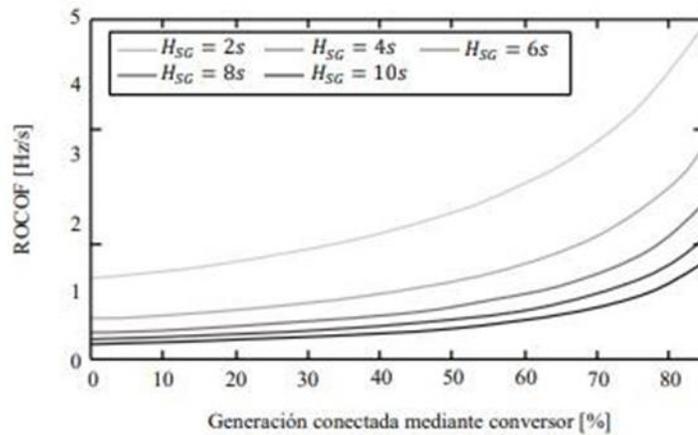


Figura 2.5: Respuesta de la frecuencia del sistema de Texas con distintos niveles de penetración renovable. Extraído de [33].

Como se mencionó anteriormente, la inercia afecta directamente al RoCoF y a la frecuencia mínima de los SEP. En el estudio realizado en [37], los autores analizan cómo varía el RoCoF y la frecuencia mínima ante distintos niveles de TGVCC. La Figura 2.6 muestra que, a mayor penetración renovable, el RoCoF del sistema aumenta, es decir, la caída de frecuencia es más pronunciada y la frecuencia mínima disminuye. Además, para un mismo nivel de penetración renovable, se tiene que la disminución de inercia afecta negativamente a los parámetros de RoCoF y frecuencia mínima.



(a) Frecuencia mínima en función del nivel de generación conectada mediante convertidor



(b) ROCOF medido luego de 500 ms en función del nivel de generación conectada mediante convertidor.

Figura 2.6: Evolución del RoCoF y de la frecuencia nadir ante distintos niveles de penetración TGVCC. Extraído de [37].

Otra característica que presentan los SEP con altos niveles de TGVCC es la variabilidad de la inercia en el tiempo, debido a la naturaleza variable de la producción de energías renovables [9], [38]. Un ejemplo de ello se observa en el sistema eléctrico alemán, el cual durante el año 2013 presentó varias horas del año en que el 50% o más de la demanda fue abastecido por energía eólica y paneles fotovoltaicos [9]. En la Figura 2.7 (a) se presenta la inercia sistémica del SEP alemán durante el año 2013. Se observa un amplio rango de valores de inercia durante el año: valores menores a 4 [s] durante 361 horas (3.6% del año) y menores a 3 [s] durante 19 horas (0.22% del año) [9]. Como complemento, en la Figura 2.7 (b) se presenta la variación temporal de la inercia en el SEP alemán durante el último trimestre del año 2013 [39].

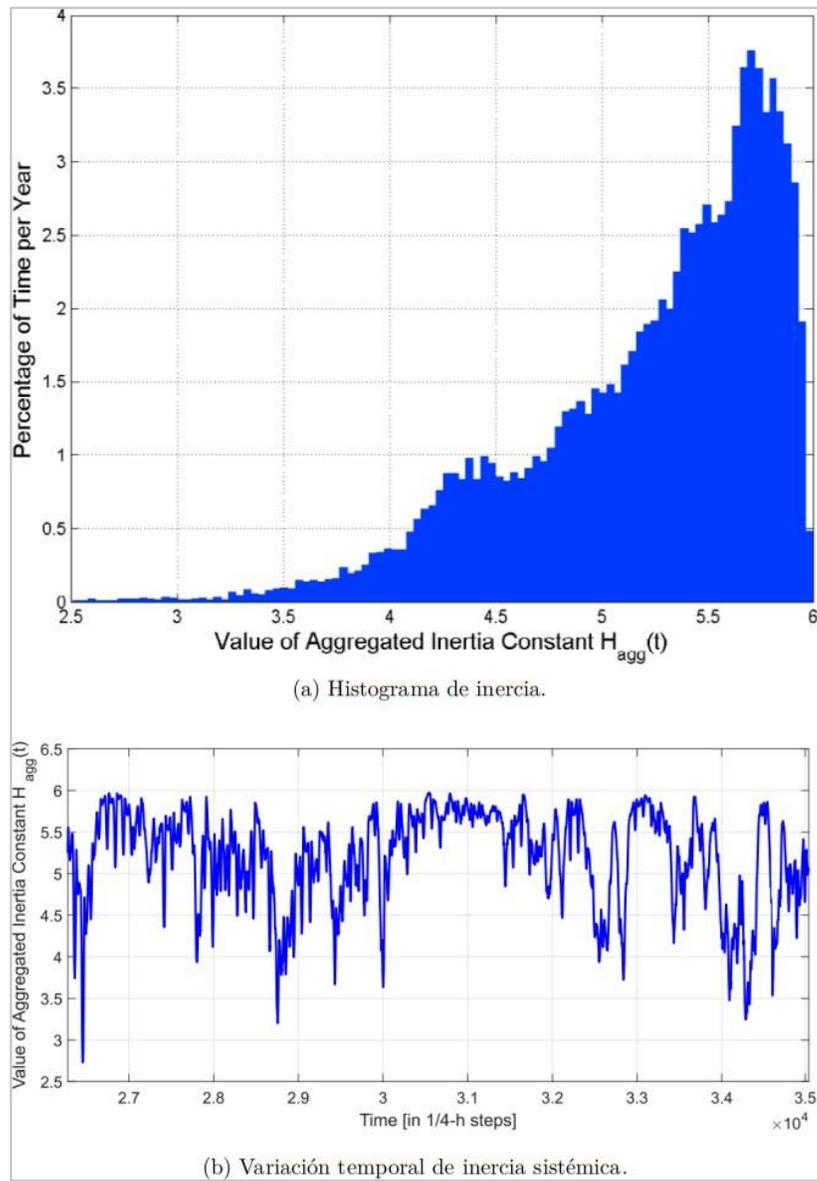


Figura 2.7: Variación temporal de la Inercia en el SEP Alemán para el último trimestre del 2013. Extraído de [9].

La inercia sistémica de los SEP con altos niveles de TGVCC no solo varía temporal y cuantitativamente, sino que también puede presentar una distribución espacial no uniforme a lo largo de la red [39]. La siguiente subsección detalla los efectos de la distribución de inercia en los SEP.

### **2.1.4 Efecto de la distribución de inercia en los SEP**

Varios estudios y experiencias prácticas recientes han demostrado que la estabilidad de frecuencia de los SEP con altos niveles de TGVCC no sólo se ve afectada por la disminución de la inercia total, sino también por su distribución espacial en la red. A continuación, se detallan algunos de estos estudios.

En [40], los autores demuestran que, en una red con distribución desigual de inercia, habrá una gran diferencia entre la frecuencia del Centro de Inercia (COI) del sistema y la frecuencia en las regiones de baja inercia inmediatamente después de una perturbación. Esto indica que el cálculo ponderado por inercia de la frecuencia del COI oculta el comportamiento de la frecuencia en regiones de baja inercia. Como tal, es una mala elección para monitorear la frecuencia en un sistema con distribución desigual de inercia, ya que puede dar una falsa impresión de seguridad del sistema y evitar que las acciones de control rápidas se orienten adecuadamente.

Los resultados presentados en [41], muestran que los generadores eléctricamente cercanos a la perturbación son los más afectados. Mas aun, si estos generadores se encuentran en una zona de baja inercia, podrían experimentar un RoCoF local mucho mayor que el RoCoF de la frecuencia COI del sistema. Además, cuando una gran parte de la inercia total del sistema se concentra en un área, existen zonas que podrían experimentar RoCoF locales significativamente mayores que cuando la inercia del sistema se distribuye por igual en todas las áreas. Lo anterior podría significar la activación de EDAC en dicha zona.

En [12], [13], [14], los autores estudian el efecto de la distribución de la inercia en el RoCoF local de las áreas de un sistema, concluyendo que una distribución desigual de inercia afecta más a las oscilaciones de frecuencia locales que a las oscilaciones de la frecuencia del COI. Además, la reducción de la inercia en un área determinada aumenta significativamente las oscilaciones locales en dicha área, especialmente cuando la falla ocurre en dicha área o cerca. Incluso, podría ocurrir que algunos modos del sistema pasen al semiplano positivo, lo que provoca una condición inestable para los SEP [12].

En [42], los autores utilizan un modelo reducido del sistema de Gran Bretaña con 36 zonas para identificar los efectos de una distribución desigual de inercia. La Figura 2.8 muestra el modelo reducido usado en las simulaciones.

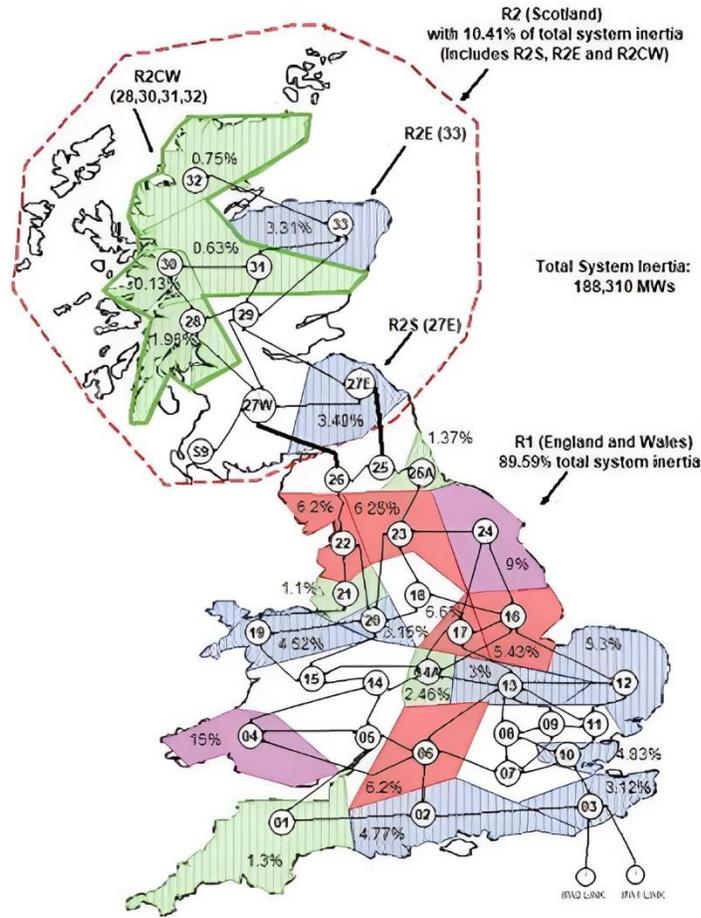


Figura 2.8: Modelo de Gran Bretaña reducido con distribución de inercia zonal. Extraído de [42].

El RoCoF en R2 (zona encerrada en el círculo rojo) se monitorea para una pérdida de generación de 400MW en diferentes ubicaciones: zona 24 (R1), zona 27E (R2S), zona 28 y zona 32 (R2CW) (ver Figura 2.8). Las fallas anteriores se realizan para diferentes escenarios de distribución de inercia en el sistema. El diagrama de cajas de la Figura 2.9 muestra el RoCoF en dos casos: 1) con distribución de inercia base (como se muestra en la Figura 2.8) y 2) con 50 % de reducción de inercia en R2 mientras que la inercia total del sistema se mantiene constante. Para ello, se suma a R1 el valor equivalente de la inercia reducida en R2. La Tabla 2.1 muestra la zona a la que corresponde cada número del eje x de la Figura 2.9.

Tabla 2.1: Asignación de zona a cada valor del eje x de la Figura 2.9.

Eje x	1	2	3	4	5	6	7	8
Zona	24	27E	28	32	24	27E	28	32

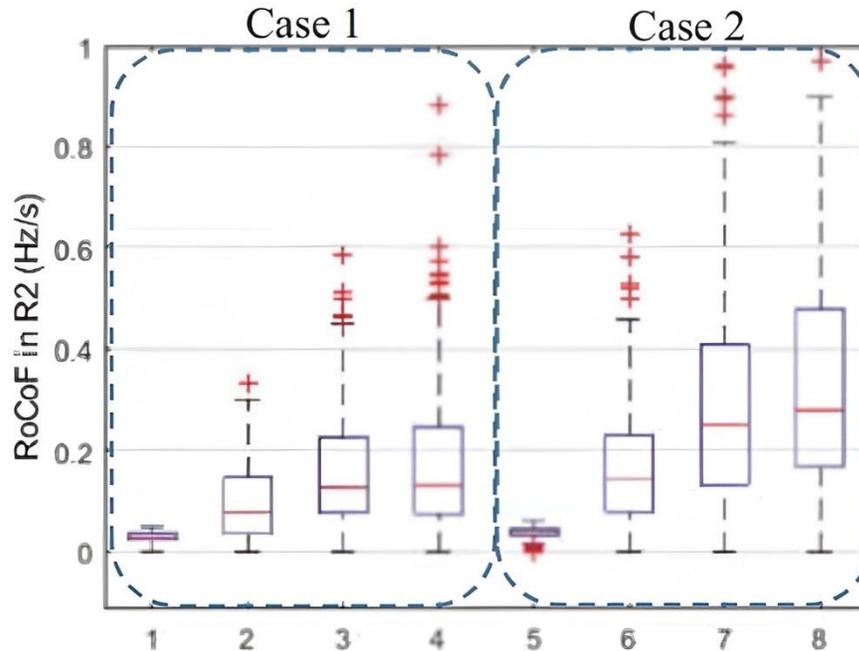


Figura 2.9: Efecto de la distribución de la inercia en el RoCoF. Extraído de [42].

El RoCoF se calcula para la desviación de frecuencia de los primeros 500 ms después del evento. La Figura 2.9 muestra un aumento de RoCoF a medida que la falla se aleja de la región con mayor concentración de inercia (R1). Esto se ve claramente, ya que los valores de RoCoF para la pérdida de generación en las zonas 27E, 28 y 32 son significativamente mayores que los valores para la pérdida de generación en la zona 24, que se encuentra en la región de concentración de inercia. Además, en el caso 2, para una distribución de inercia desigual en el sistema, los valores de RoCoF incrementan significativamente en comparación con el caso 1.

Por otro lado, para observar el efecto de la distribución de la inercia en la respuesta de la frecuencia, se simula en la Zona 32 una pérdida de generación igual a 1800 MW. La Figura 2.10 muestra la respuesta de la frecuencia del COI, zona 32 y zona 33 para dos casos: 1) con distribución de inercia base como se muestra en la Figura 2.8 y 2) con 90 % de reducción de inercia en R2, manteniendo la inercia total del sistema constante. Para ello, se suma a R1 el valor equivalente de la inercia reducida en R2.

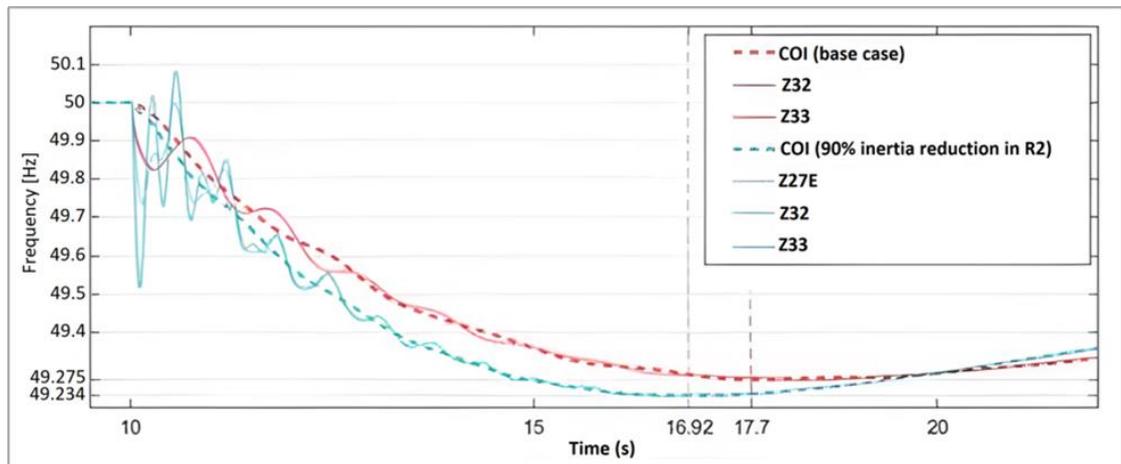


Figura 2.10: Efecto de la distribución de la inercia sobre las frecuencias zonales del sistema. Extraído de [42].

De la figura anterior, no se observa un cambio significativo para la frecuencia en el COI. Sin embargo, las oscilaciones de frecuencia local aumentan significativamente en las Zonas 27E, 32 y 33, cuando se reduce la inercia de R2, alcanzando RoCoF más pronunciados. De esta forma, se concluye que las oscilaciones locales de frecuencia se ven más afectadas por la distribución no uniforme de inercia y la frecuencia del COI más por la inercia total del sistema.

En [15], los autores realizan simulaciones en el sistema IEEE RTS-96 modificado para ver los efectos de la distribución de la inercia en la respuesta de la frecuencia. La Figura 2.11 muestra el sistema utilizado.

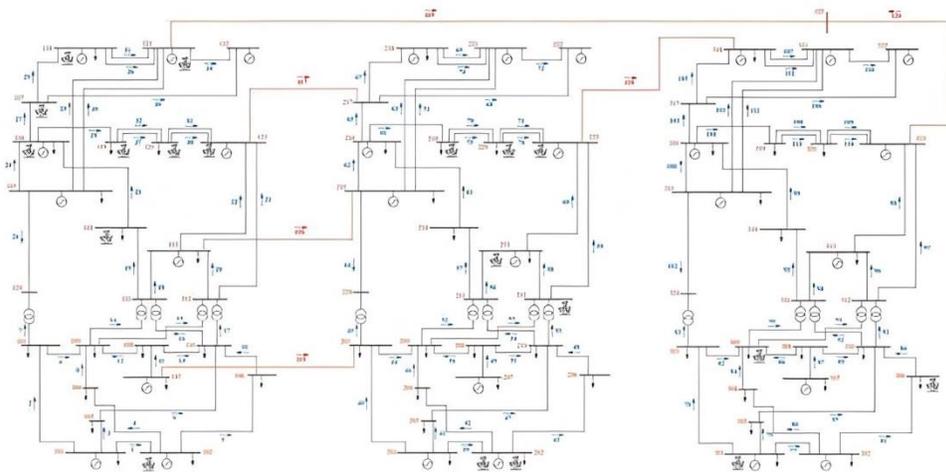


Figura 2.11: Sistema IEEE RTS-96 modificado. Extraído de [15].

Del sistema se distinguen tres áreas: Izquierda, Media y Derecha. Para el estudio, se simula una pérdida de potencia de 400 MW en la barra 218 (área Media) para tres casos distintos de penetración eólica. La Tabla 2.2 muestra la penetración eólica en cada área en los diferentes casos. La inercia total del sistema se mantiene constante en todos los casos.

Tabla 2.2: Potencia eólica en el sistema IEEE RTS-96 modificado en los diferentes casos Extraído de [15].

Potencia eólica (MW)	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Área izquierda	3.900	600	600
Área media	1.500	3.900	1.500
Área derecha	600	1.500	3.900

La Figura 2.12 muestra la respuesta de la frecuencia del sistema para los tres casos. Se observa que, aun manteniendo la inercia total del sistema constante, la respuesta en cada caso es distinta, siendo mejor la respuesta en el caso 3.

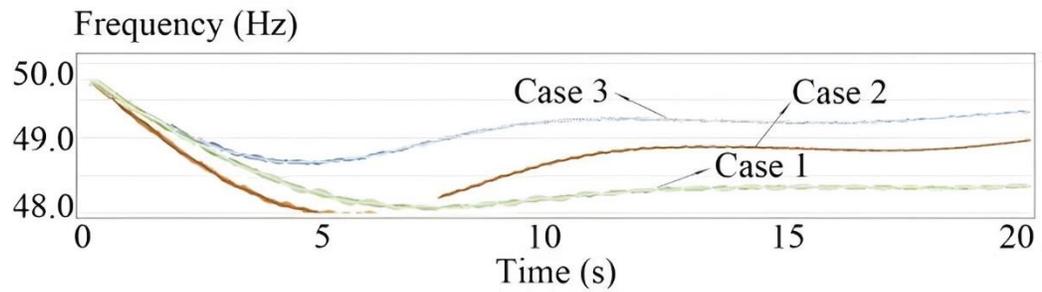


Figura 2.12: Respuesta de la frecuencia en los distintos casos. Extraído de [15].

Otro aporte que realizaron los autores de [15], es el índice de distribución inercial (IDI). Este índice indica la distancia eléctrica entre una barra  $k$  de un SEP y el COI. La Ecuación (2.14) muestra el IDI normalizado para una barra  $k$ . Mientras mayor sea el  $IDI_k$ , menor será el nivel de inercia en la barra  $k$ .

$$IDI_k = \frac{D_k - D_{kmax}}{D_{kmax} - D_{kmin}} \quad (2.14)$$

Donde:

$$D_k = \sum_{i=1}^m T_{sam} \cdot [f_k(t) - f_{COI}(t)] \quad (2.15)$$

En la Ecuación (2.15),  $T_{sam}$  es el tiempo de muestreo de los PMU,  $m$  representa los tiempos de muestreo totales,  $f_k(t)$  y  $f_{COI}(t)$  son la frecuencia en la barra  $k$  y la frecuencia COI en el tiempo  $t$  respectivamente.

La Figura 2.13 muestra los mapas de calor de la distribución inercial obtenidos con el  $IDI_k$ , para los tres casos de la Tabla 2.2. Los colores son más oscuros en las zonas del sistema con mayor inercia y más claros en las zonas con menor inercia (mayor cantidad de penetración eólica).

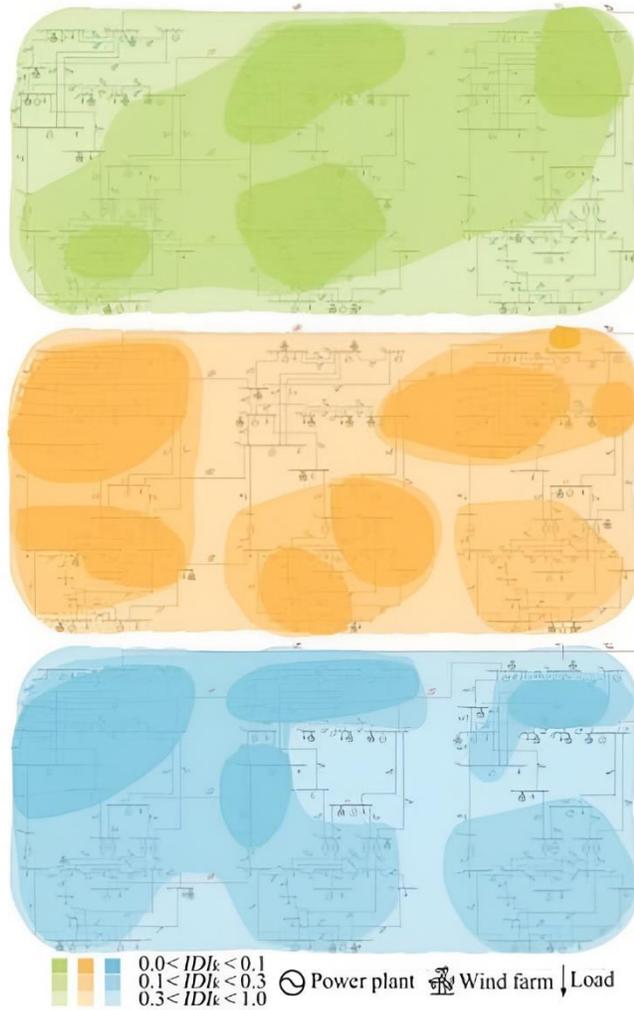


Figura 2.13: Distribución de inercia en los tres casos. Extraído de [15].

La Tabla 2.3 muestra la cantidad de barras en tres rangos distintos de valores para el  $IDI_k$  para los tres casos. Se observa que el caso 3 tiene solo seis barras con un valor de  $IDI_k$  alto y 47 barras con  $IDI_k$  medio lo que explica su mejor respuesta de la frecuencia en la Figura 2.12.

Tabla 2.3: Comparación de los  $IDI_k$  en los tres casos. Extraído de [15].

Número de buses	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$0.0 < IDI_k < 0.1$	28	36	20
$0.1 < IDI_k < 0.3$	24	19	47
$0.3 < IDI_k < 1.0$	21	18	6

Otro estudio en el tema es el realizado en [43]. En dicho trabajo, el autor realiza un análisis del desempeño dinámico del sistema eléctrico chileno con altos niveles de TGVCC para distintos escenarios de distribución inercial, manteniendo la inercia total constante. La Figura 2.14 presenta las principales características del sistema estudiado. De la figura se observa que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se divide

en 4 zonas. En cada zona del SEP se adjunta un cuadro informativo con: (i) la potencia activa despachada por los GS, (ii) la potencia activa despachada por las TGVCC (“/”) junto a la cantidad de reserva disponible para FFR y (iii) el porcentaje de inercia que concentra la zona con respecto al total del sistema.

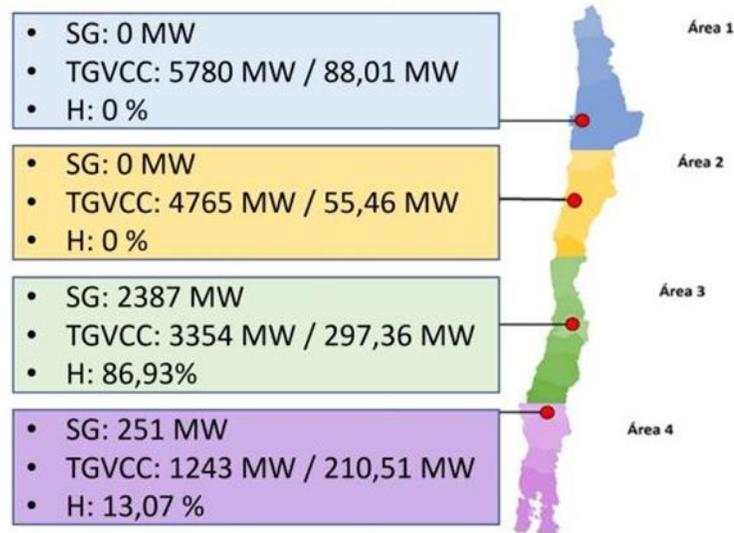
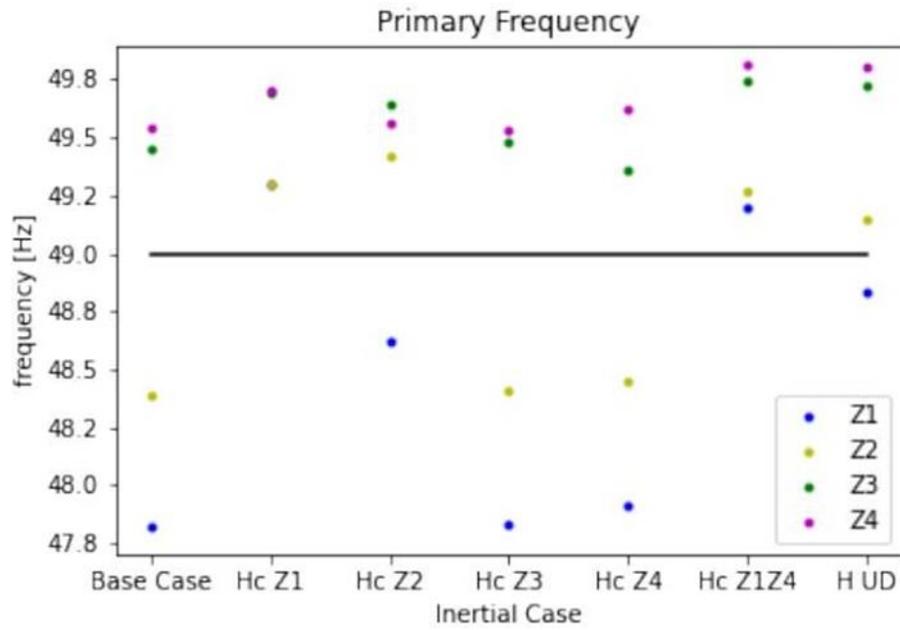


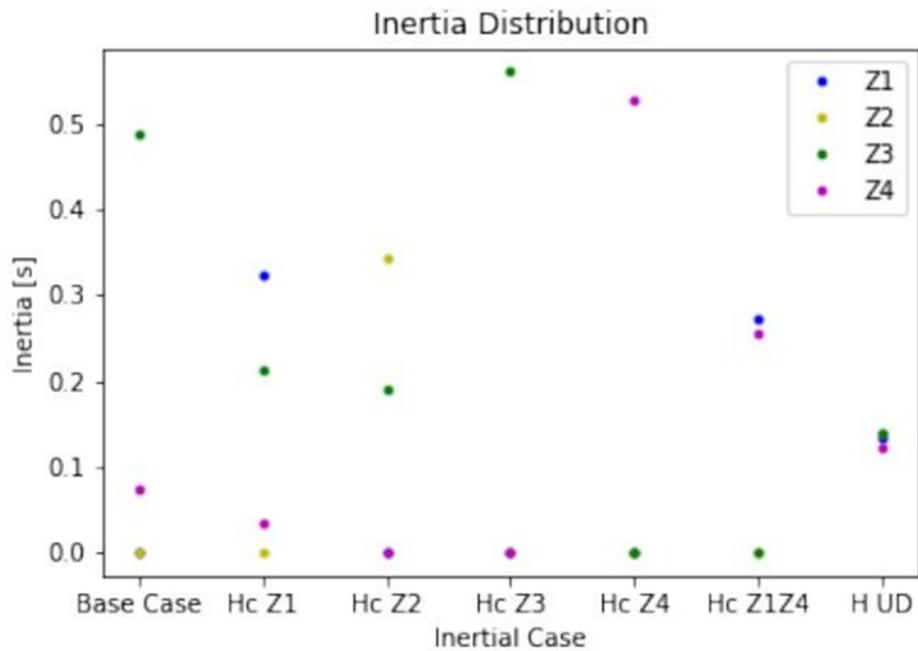
Figura 2.14: Característica sistémicas del caso base. Extraído de [43].

El estudio incluye la simulación dinámica de la desconexión intempestiva de un bloque de generación de 500 MW para distintas distribuciones de inercia: 'Hc ZY' concentra gran parte de la inercia en la zona 'Y', 'H UD' distribuye uniformemente la inercia. La Figura 2.15 muestra la frecuencia mínima por zona (arriba) y la distribución de inercia (abajo). La recta horizontal negra situada en 49 Hz, corresponde a la frecuencia en que se activan los EDAC ( $f_{crit}$ ).

De la Figura 2.15.a se observa el efecto de la distribución inercial en la respuesta de la frecuencia de las distintas zonas del sistema. Los casos con distribuciones Hc Z1 y Hc Z1Z4 son los que presentan el mejor desempeño, pues las frecuencias mínimas de todas las zonas están por encima de  $f_{crit}$ . Otra conclusión importante es que, al aumentar la inercia en una zona, la respuesta de la frecuencia de las zonas vecinas también mejora, sin embargo, esta mejora no es recíproca (Casos HcZ1 y HcZ2). Finalmente, de la Figura 2.15.a, se observa que las zonas Z3 y Z4 se encuentran sobre los 49 [Hz] en todos los casos y se explica porque siempre se considera cierto nivel de inercia en estas zonas.



(a) Frecuencia mínima por zona.



(b) Inercia sistémica por zona.

Figura 2.15: Primera caída de frecuencia en función de la inercia sistémica por zona. Extraído de [43].

En [11] y [27], los autores estudian el efecto de la distribución inercial en las oscilaciones interárea del sistema. El sistema utilizado es el de Gran Bretaña, caracterizado por dos regiones que crean una distribución no uniforme de inercia:

Inglaterra con alta generación sincrónica y Escocia con alta penetración eólica. La Figura 2.16 muestra la respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 1.8 GW en Inglaterra. Se observa que no existen oscilaciones importantes en la respuesta de la frecuencia y que en ambas zonas la frecuencia esta por sobre los límites de seguridad establecidos (frecuencia mínima y RoCoF). La Figura 2.17 muestra la respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 0.8 GW en Escocia. En este caso, la amplitud de las oscilaciones es notable. El RoCoF en Escocia alcanza el límite de seguridad establecido por normativa. Esto podría provocar la activación de EDAC en Escocia, provocando la pérdida de suministro eléctrico.

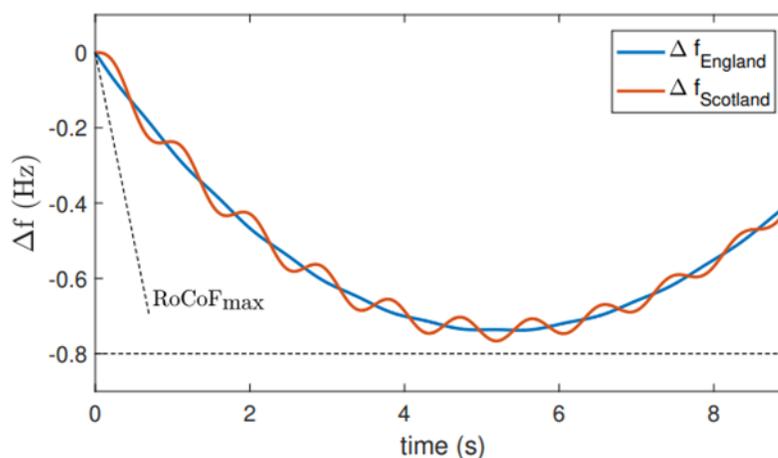


Figura 2.16: Respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 1.8 GW en Inglaterra. Extraído de [27].

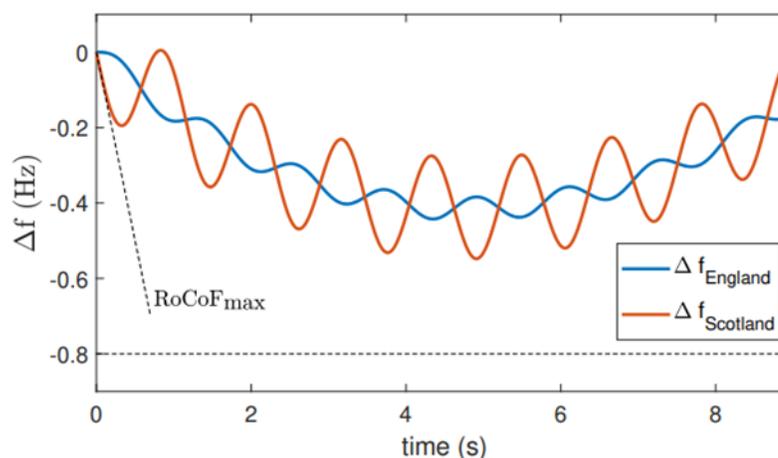


Figura 2.17: Respuesta de la frecuencia ante una pérdida de generación de 0.8 GW en Escocia. Extraído de [27].

#### 2.1.4.1 Comentarios finales

De acuerdo con la revisión realizada, es posible concluir que la distribución espacial de la inercia afecta más a la respuesta de la frecuencia local (en una determinada área) que a la frecuencia del COI del sistema. Esta última se ve afectada por el nivel de inercia total, pero no por su distribución. Concretamente, para una misma falla, zonas de baja inercia presentan RoCoF más pronunciados, en comparación con el RoCoF de

zonas con mayor inercia. Esto podría provocar que las zonas con baja inercia alcancen RoCoF por debajo de las permitidas y provocar la activación de EDAC.

Otra conclusión importante es que la concentración de inercia en un área no tendrá los mismos efectos que la concentración de inercia en otra área. Esto se observa con mayor claridad en la Figura 2.15.a. En el caso base tanto Z1 como Z2 alcanzan frecuencias mínimas menores al límite de activación de EDAC. Cuando se concentra la inercia en Z1 (HcZ1) todas las zonas alcanzan una frecuencia mínima mayor al límite de activación de EDAC. Sin embargo, cuando se concentra la inercia en Z2 (HcZ2) la zona 1 alcanza una frecuencia mínima menor al límite de activación de EDAC.

## **2.2 Soluciones a los desafíos asociados a la estabilidad de frecuencia producto de las TGVCC**

Frente a altos niveles de TGVCC en los SEP, existen básicamente dos formas de abordar los desafíos de frecuencia. La primera corresponde a mantener una cierta reserva en tecnologías TGVCC, es decir, que estas operen por debajo del MPPT y sean capaces de contribuir con respuesta rápida de frecuencia (FFR) para mantener la estabilidad durante desbalances [44], [24], [23]. La segunda opción corresponde a incorporar sistemas de almacenamiento de acción rápida como BESS, volantes de inercia o supercondensadores capaces de aportar con respuesta inercial frente a desbalances entre carga y generación [26], [45]. En este trabajo, se acotarán las medidas a incorporar TGVCC y BESS con capacidad de FFR.

### **2.2.1 TGVCC con capacidad de FFR**

Una de las principales ventajas que presentan las TGVCC es que pueden proveer FFR más rápido que los GS [39]. De hecho, algunas investigaciones han mostrado que los tiempos de repuesta rápidos de los convertidores de potencia pueden proporcionar importantes beneficios a la frecuencia de los SEP en comparación con el apoyo de frecuencia proporcionado por los GS [37]. En [46] se realiza una revisión bibliográfica de distintas estrategias de control que se pueden implementar en convertidores con el fin de minimizar el impacto negativo de bajos niveles de inercia producto de una alta penetración de TGVCC. Las TGVCC modernas ya tienen funcionalidades como FFR y FRT, pero en las TGVCC antiguas es necesario incorporar un lazo de control adicional para dichos efectos.

En [47], los autores estudian la contribución de las turbinas eólicas a la estabilidad de frecuencia mediante FFR. En el estudio se diferencia el FFR en dos ventanas de tiempo: respuesta inercial virtual (VIR por sus siglas en inglés) y control primario de frecuencia (PFR por sus siglas en inglés). La Figura 2.18 muestra la respuesta de la frecuencia para distintos escenarios ante un desbalance de potencia. De la figura se puede observar que el lazo de control adicional en las turbinas eólicas mejora la respuesta de la frecuencia.

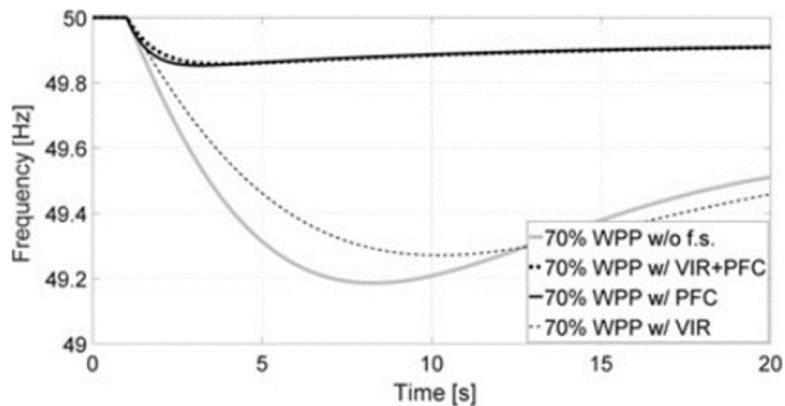


Figura 2.18: Respuesta de la frecuencia en distintos escenarios en un SEP con 70 % de penetración eólica. Extraído de [47].

En [48], los autores proponen un modelo genérico de la respuesta de la frecuencia de un sistema (GSFR, por sus siglas en inglés) el cual considera el aporte de la generación no sincrónica a la frecuencia de un sistema. La Figura 2.19 muestra la respuesta de la frecuencia para 4 casos, en donde sólo el cuarto caso considera generación no sincrónica con capacidad de FFR. La contingencia en todos los casos es la desconexión del generador más grande en operación. El límite de frecuencia mínima se considera en 49,5 Hz (activación de EDAC). De la figura se puede observar que en el caso 1 la frecuencia se mantiene dentro de los límites aceptados debido a una mayor inercia en el sistema. En el caso 2, la frecuencia mínima alcanzada es menor a la permitida debido a un bajo nivel de inercia y reserva primaria en los GS convencionales. Para solucionar esto, en el caso 3 se aumentan las reservas para el CPF lo que permite que el sistema alcance frecuencias mínimas superiores a 49,5. Finalmente, el caso 4 es similar al caso 3, pero considerando el aumento de reservas en las TGVCC. Al igual que en el caso 3, la frecuencia mínima del sistema también se ubica sobre los 49,5, pero considerando TGVCC con reservas para FFR en vez de aumentar las reservas de los GS. Lo anterior abre paso a la pregunta ¿Qué es más conveniente? ¿Aumentar reservas mediante GS o TGVCC? Por un lado, aumentar las reservas de los GS implica un mayor despacho de unidades térmicas operando por debajo de su potencia máxima. Lo anterior se traduce en un aumento de los costos operacionales de un SEP. Por otro lado, aumentar las reservas de las TGVCC implica que estas operen fuera del MPPT, lo que también se traduce en aumento en los costos operacionales. La solución a esta pregunta dependerá de la optimización que tenga cada sistema, las restricciones que se consideren y de las pretensiones que tenga cada sistema sobre su matriz energética.

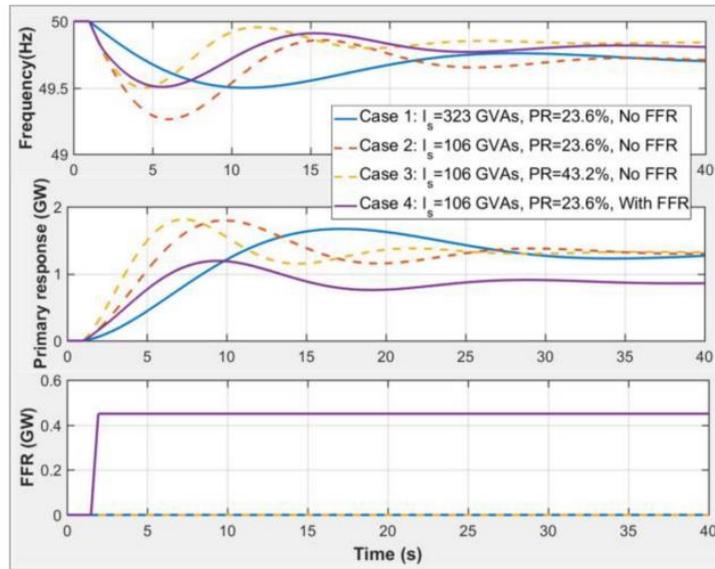


Figura 2.19: Resultados de las simulaciones que muestran la mejora del control de frecuencia al considerar FFR. Extraído de [48].

### 2.2.2 Incorporación de BESS

Durante los últimos años diferentes trabajos han mostrado que los BESS pueden ser utilizados eficientemente para hacer frente a los problemas de inercia sistémica gracias a su rápida capacidad de respuesta. La mayoría de los trabajos abordan el control sobre el convertidor que se debe implementar para obtener dicha respuesta, además de algoritmos para optimizar el tamaño del BESS. En [49], [50], [51] se presentan esquemas de control para entregar respuesta inercial combinada entre centrales renovables y BESS.

En [52], los autores realizan simulaciones en un sistema de prueba con alta penetración PV con distintas capacidades de BESS con capacidad de FFR. La Figura 2.20 muestra los resultados de las simulaciones para distintas capacidades de baterías. Se observa que la respuesta de la frecuencia mejora notoriamente con el aumento de la capacidad del BESS. Sin embargo, existe un punto de saturación, es decir, un punto a partir del cual incrementar la capacidad del BESS no mejora significativamente de la respuesta de la frecuencia del SEP.

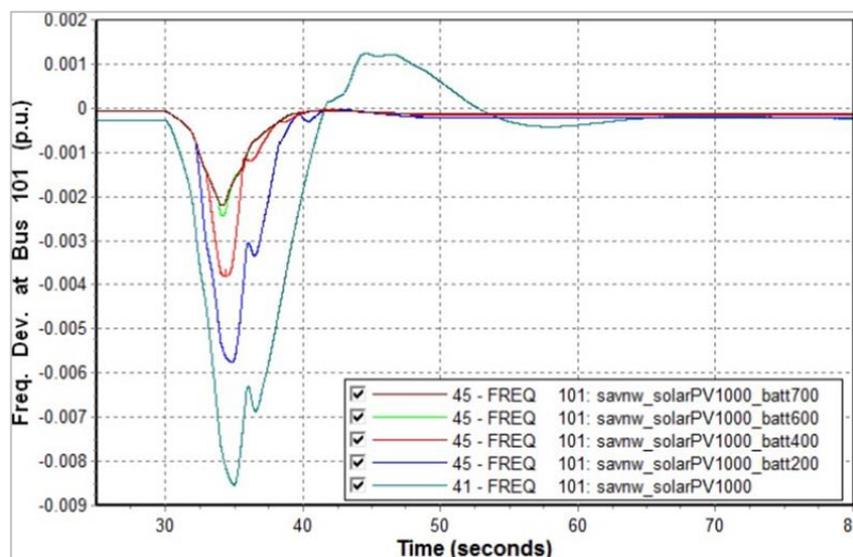


Figura 2.20: Desviación de la frecuencia en un SEP con alta penetración PV para diferentes capacidades de BESS. Extraído de [52].

Los autores de [53], proponen un control de frecuencia para un BESS con dos trayectorias de retroalimentación: un control droop y un estabilizador de sistema de potencia de múltiples bandas (MBPSS por sus siglas en inglés). El modelo propuesto es validado en el sistema de prueba de dos áreas de Kundur. La contingencia simulada es la desconexión intempestiva de 135 MW de generación a los 40 segundos. Se estudian cuatro escenarios con distintos métodos de control para el BESS:

- **No Control:** sistema original sin BESS.
- **P MBPSS:** BESS conectado a la red y solo el MBPSS genera una señal de modulación para la referencia de potencia activa del PCS.
- **P Gain:** el BESS está conectado a la red y solo se encuentra en línea el bucle de control droop.
- **P Gain MBPSS:** la referencia de potencia activa se genera tanto mediante el MBPSS como el control droop.

La Figura 2.21 muestra que los controladores propuestos mejoran la frecuencia mínima alcanzada en todos los casos. El mejor rendimiento se logra mediante la combinación del control droop y el MBPSS. El MBPSS por sí solo es capaz de mejorar la frecuencia mínima, sin embargo, no tiene impacto en la frecuencia de estabilización.

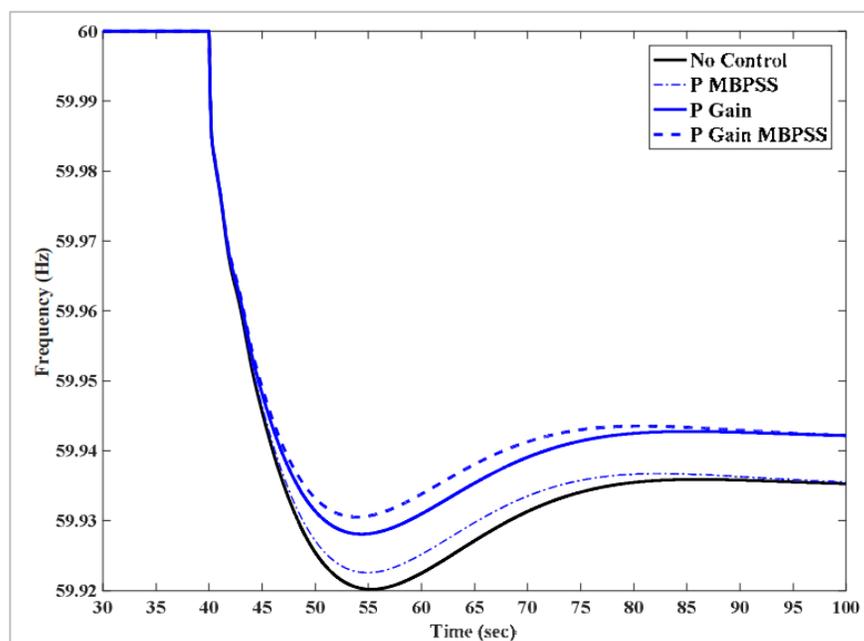


Figura 2.21: Respuesta de la frecuencia en los distintos escenarios simulados. Extraído de [53].

## 2.3 Modelos de la programación de la operación con criterios de estabilidad de frecuencia

Durante los últimos años, han surgido varias herramientas de programación de la operación que incluyen restricciones de estabilidad de frecuencia. La mayoría de estos estudios se basan en un modelo uninodal de los SEP, asumiendo que la frecuencia es la misma en cada zona de la red. De esta forma, estos trabajos no consideran la distribución espacial de inercia ni cómo esta puede afectar a la estabilidad de frecuencia del sistema. A continuación, se detallan algunos de estos estudios.

Entre los trabajos más convencionales, se encuentran aquellos que no consideran capacidad de FFR en TGVCC ni en equipos de almacenamiento. En [28] los autores proponen un modelo estocástico utilizando programación lineal entera mixta (MILP por sus siglas en inglés), considerando que solo los GS aportan a la estabilidad de frecuencia. La función objetivo minimiza los costos operación y pérdida de carga del sistema. Las restricciones de frecuencia utilizadas son frecuencia mínima, RoCoF y frecuencia cuasi-estacionaria considerando un modelo uninodal de la red. Los autores demuestran que considerar restricciones de frecuencia en la programación de la operación resulta beneficioso para el sistema en términos de estabilidad de frecuencia. Trabajos similares de programación de la operación convencional se realizan en [54], [55].

Entre los trabajos que consideran TGVCC con capacidad de FFR se encuentra [56]. En este trabajo los autores proponen un modelo de programación estocástica utilizando MILP. La función objetivo del modelo propuesto minimiza el costo total considerando costos de operación, costos de reserva convencional, costos de FFR y costos de emisiones de CO<sub>2</sub>. Las restricciones de frecuencia utilizadas son la limitación

del RoCoF y frecuencia mínima considerando un modelo uninodal. Los autores demuestran que mediante la programación de la operación con restricciones de frecuencia es posible obtener un sistema más robusto en términos de la frecuencia. Además, destacan que al considerar FFR en las TGVCC es posible desplazar generación convencional manteniendo los niveles de seguridad del sistema. Un trabajo similar que también considera TGVCC con capacidad de FFR se presenta en [29].

Entre los trabajos que consideran BESS con capacidad de FFR se encuentra [57]. En este trabajo los autores proponen un modelo estocástico utilizando MILP. La función objetivo minimiza los costos operación del sistema considerando los costos asociados a las centrales convencionales y a los equipos de almacenamiento. La restricción de frecuencia utilizada es la limitación de frecuencia mínima modelada de manera uninodal. Los autores concluyen que incluir restricciones de frecuencia aumenta los costos totales de operación. Sin embargo, esto otorga mayor flexibilidad y seguridad al sistema. Un trabajo similar en donde consideran BESS con capacidad de FFR se realiza en [58].

Entre los trabajos que consideran TGVCC y BESS con capacidad de FFR se encuentra [59]. En este trabajo los autores proponen un modelo estocástico utilizando MILP. La función objetivo del modelo propuesto es minimizar el costo total del sistema incluyendo costos de operación, costos de encendido/apagado y costos de reservas. Las restricciones de frecuencia utilizadas son RoCoF, frecuencia mínima y frecuencia cuasi-estática considerando un modelo uninodal de la red. Los autores concluyen que operar el sistema sin considerar restricciones de frecuencia puede entregar soluciones que no mantienen la estabilidad de frecuencia durante contingencias. Por otro lado, la operación considerando restricciones de frecuencia entrega una solución que, si bien es más costosa, mejora la respuesta dinámica del sistema durante fallas.

Finalmente, en [60], se propone un modelo de programación de la operación considerando un modelo multinodal. Se considera que solo BESS aportan con FFR. La función objetivo es minimizar el costo total del sistema incluyendo los costos de operación de todas las tecnologías y el costo de FFR por parte de las BESS. Las restricciones de frecuencia utilizadas son RoCoF, frecuencia mínima y frecuencia cuasi-estática considerando un modelo multinodal del sistema. El caso de estudio corresponde a un escenario con alta penetración de TGVCC en el sistema de Gran Bretaña. Los resultados muestran que hay cambios en las decisiones en el unit commitment en comparación con la solución obtenida con una formulación uninodal cuando se tiene en cuenta la seguridad zonal. Estos cambios se traducen en un aumento en los costos de operación del sistema. Además, al considerar un sistema multizonal, es posible observar que las respuestas zonales de frecuencia son distintas a la respuesta de la frecuencia del COI, donde las zonas con menor nivel de inercia presentan un RoCoF más pronunciado que el RoCoF del COI. Esto podría provocar activación de EDAC en zonas que, al considerar un modelo uninodal de la red, no se tenía prevista. Trabajos similares de programación de la operación considerando restricciones de frecuencia con un modelo multinodal se encuentran en [27], [61].

### **2.3.1 Comentarios finales**

La programación de la operación considerando restricciones de frecuencia entrega una solución que, si bien puede ser más costosa, resulta en un sistema más robusto capaz de mantener la seguridad ante fallas que lleven a desbalances de potencia. Las restricciones más utilizadas corresponden a limitaciones del RoCoF y/o frecuencia mínima considerando un modelo uninodal de la red.

Considerar capacidad de FFR en las TGVCC aumenta la penetración renovable en la operación si se incluyen restricciones de estabilidad de frecuencia. Además, el aporte de FFR por parte de los BESS otorga mayor flexibilidad al sistema.

La mayoría de los trabajos revisados consideran restricciones de frecuencia modelando al sistema en estudio de manera uninodal. Sin embargo, tal como se vio en la sección 2.1.4, esta práctica podría no ser válida en sistemas con alta penetración de TGVCC. De [60] se concluye que considerar restricciones de frecuencia con un modelo multinodal de la red, permite afrontar mayores desbalances de potencia sin la activación de EDAC. Además, considerar un sistema multinodal de la red para modelar la frecuencia, permite capturar los efectos de la distribución espacial de la inercia, por lo que la planificación de la operación de los SEP sería más segura y confiable.

# Capítulo 3

## Formulación de la restricción zonal para la frecuencia

En este capítulo se formula la restricción de frecuencia que se utilizará en la herramienta de localización de FFR. Como se mencionó en la sección 1.3, el objetivo general de este trabajo es desarrollar una herramienta que determine los requerimientos de FFR del sistema considerando criterios de estabilidad de frecuencia zonal.

De la sección 2.1.4, se concluyó que las diferencias observadas entre las frecuencias de distintas zonas de un mismo SEP, producto de una distribución de inercia no uniforme, se evidencian en mayor medida en los RoCoF locales, mientras que su efecto sobre las frecuencias mínima es marginal (ver Figura 2.17). Debido a lo anterior, la restricción que se implementa en este trabajo se enfoca en determinar requerimientos de FFR para mejorar el RoCoF en zonas que alcancen RoCoF muy pronunciados.

El desarrollo de la restricción comienza modelando inicialmente la respuesta de la frecuencia multinodal de un SEP de forma simplificada. Posteriormente, se procede a validar el modelo multinodal de la frecuencia. Por último, se presenta la formulación de la restricción para mejorar el RoCoF.

### 3.1 Modelo multinodal de la frecuencia

Esta sección describe el modelo matemático para estimar la evolución temporal de las frecuencias post-falla en un sistema, considerando un modelo multinodal. Para la derivación del modelo se utiliza el caso más simple de 2 áreas, y luego se realiza la generalización para  $N$  áreas. La frecuencia post-falla en cada área, sin considerar el amortiguamiento de las cargas, se describe mediante el siguiente conjunto de ecuaciones diferenciales [11]:

$$\begin{cases} 2H_1 \cdot \frac{d\Delta f_1(t)}{dt} = \sum_{c \in G_1} \Delta P_c(t) - P_1^L + \Delta P_1^I(t) \\ 2H_2 \cdot \frac{d\Delta f_2(t)}{dt} = \sum_{c \in G_2} \Delta P_c(t) - P_2^L + \Delta P_2^I(t) \end{cases} \quad (3.1)$$

Donde  $G_i$  es el conjunto de generadores que participan en el control primario de frecuencia (CPF) en el área  $i$ ,  $\Delta P_c(t)$  es la variación de potencia del generador  $c$  (Ecuación (2.7)),  $P_i^L$  es el desbalance de potencia en el área  $i$  y  $\Delta P_i^I(t)$  representa la variación de potencia que se importa al área  $i$  del área vecina. El sistema de ecuaciones de (3.1) puede describirse como dos ecuaciones del swing acopladas, en las que el

término de acoplamiento es  $\Delta P_i^l(t)$ .

La variación de potencia de un generador ante un desbalance de potencia se vio en la sección 2.1.2 y viene dada por la Ecuación (3.2).

$$\Delta P_c(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } t \leq t_d^c \\ r_c \cdot (t - t_d^c) & \text{si } t_d^c < t \text{ y } r_i \cdot (t - t_d^c) < R_c \\ R_c & \text{si } r_c \cdot (t - t_d^c) \geq R_c \end{cases} \quad (3.2)$$

Para obtener la descripción matemática del término  $\Delta P_i^l(t)$ , se utiliza la Ecuación (3.3), que caracteriza la transferencia de potencia entre dos barras vecinas  $i, j$  en función del tiempo [30].

$$P_{i,j}^{transferida}(t) = \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \cdot \sin(\delta_i(t) - \delta_j(t)) \quad (3.3)$$

Donde  $\delta_i, \delta_j$  son los ángulos de fase del voltaje de las barras  $i, j$  respectivamente y  $X_{i,j}$  la impedancia entre ambas barras. En la Ecuación (3.3) se asume que  $X_{i,j} \gg R_{i,j}$  (válido para líneas de transmisión de alta tensión). En cuanto a los ángulos de fase  $\delta_i$  y  $\delta_j$  estos cambiarán en caso de un desbalance de potencia en el sistema, ya que la velocidad de rotación de los generadores se desvía de la velocidad síncrona mientras liberan parte de la energía cinética almacenada en sus masas giratorias. La desviación de la transferencia de potencia entre las barras  $i, j$ , después de una falla, se puede calcular según la Ecuación (3.4).

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,j}^{transferida} &= P_{i,j}^{transferida}(t) - P_{i,j}^{transferida,ss} \\ &= \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \cdot \sin(\delta_i(t) - \delta_j(t)) - \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \cdot \sin(\delta_i^{ss} - \delta_j^{ss}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Donde  $P_{i,j}^{transferida,ss}$  representa la potencia transferida en estado estacionario. Linealizando en torno al punto de operación  $\delta_i = \delta_i^{ss}, \delta_j = \delta_j^{ss}$  [30] y asumiendo que la variación de la tensión de las barras  $i, j$  es pequeña ante un desbalance de potencia [62], [63], la Ecuación (3.4) se puede linealizar a la Ecuación (3.5).

$$\Delta P_{i,j}^{transferida}(t) = \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \cdot \cos(\delta_i^{ss} - \delta_j^{ss}) [\Delta \delta_i(t) - \Delta \delta_j(t)] \quad (3.5)$$

Donde  $\Delta \delta_i(t) = \delta_i(t) - \delta_i^{ss}$ . Ahora, para expresar la transferencia de potencia entre las barras  $i, j$  en términos de la variación de frecuencia eléctrica  $\Delta f(t)$  en lugar de

ángulo de fase  $\Delta\delta(t)$ , se tiene la relación de la Ecuación (3.6) [11].

$$\frac{d\Delta\delta(t)}{dt} = \frac{d\delta(t)}{dt} - \frac{d\delta^{ss}}{dt} = \frac{d\delta(t)}{dt} = \Delta\omega(t) = 2\pi\Delta f(t) \quad (3.6)$$

De esta forma, la transferencia de potencia entre dos barras  $i, j$ , expresada en términos de la frecuencia de cada área, queda definida según la Ecuación (3.7).

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,j}^{transferida}(t) &= 2\pi \cdot \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \cdot \cos(\delta_i^{ss} - \delta_j^{ss}) \left[ \int_0^t \Delta f_i(\tau) - \Delta f_j(\tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (3.7)$$

Definiendo  $J_i$  como el conjunto de áreas vecinas del área  $i$ , la potencia importada  $\Delta P_i^I(t)$  se puede expresar por la Ecuación (3.8).

$$\begin{aligned} \Delta P_i^I(t) &= - \sum_{j \in J_i} \Delta P_{i,j}^{transferida}(t) \\ &= - \sum_{j \in J_i} 2\pi \cdot \frac{V_i \cdot V_j}{X_{i,j}} \\ &\quad \cdot \cos(\delta_i^{ss} - \delta_j^{ss}) \left[ \int_0^t \Delta f_i(\tau) - \Delta f_j(\tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (3.8)$$

La generalización de las ecuaciones del swing acopladas para N áreas, incluyendo el término de transferencia de potencia, se muestra a continuación.

$$\begin{cases} 2H_1 \cdot \frac{d\Delta f_1(t)}{dt} = \sum_{c \in G_1} \Delta P_c(t) - P_1^L + \Delta P_1^I(t) \\ 2H_2 \cdot \frac{d\Delta f_2(t)}{dt} = \sum_{c \in G_2} \Delta P_c(t) - P_2^L + \Delta P_2^I(t) \\ \vdots \\ 2H_n \cdot \frac{d\Delta f_n(t)}{dt} = \sum_{c \in G_n} \Delta P_c(t) - P_n^L + \Delta P_n^I(t) \end{cases} \quad (3.9)$$

Finalmente, mediante el sistema de ecuaciones (3.9) y las ecuaciones (3.2) y (3.8), es posible obtener la frecuencia mínima y RoCoF para cada una de las áreas de un SEP.

## 3.2 Validación modelo multinodal

En esta sección se busca validar dinámicamente el modelo multinodal de la frecuencia mostrado en la sección 3.1. La sección 3.2.1 describe el caso de estudio utilizado y en la sección 3.2.2 se muestran los resultados dinámicos obtenidos mediante simulación en DigSILENT.

### 3.2.1 Sistema de estudio

El sistema eléctrico en estudio corresponde al Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN), considerando la planificación de generación y transmisión hasta finales de 2022. En el Capítulo 5 se describe el sistema con mayor detalle. Para realizar la validación del modelo multinodal, se considera que el SEN 2022 estará dividido en dos áreas: SING y SIC, tal como muestra la Figura 3.1. La división en dos áreas del SEN se justifica en el Anexo.

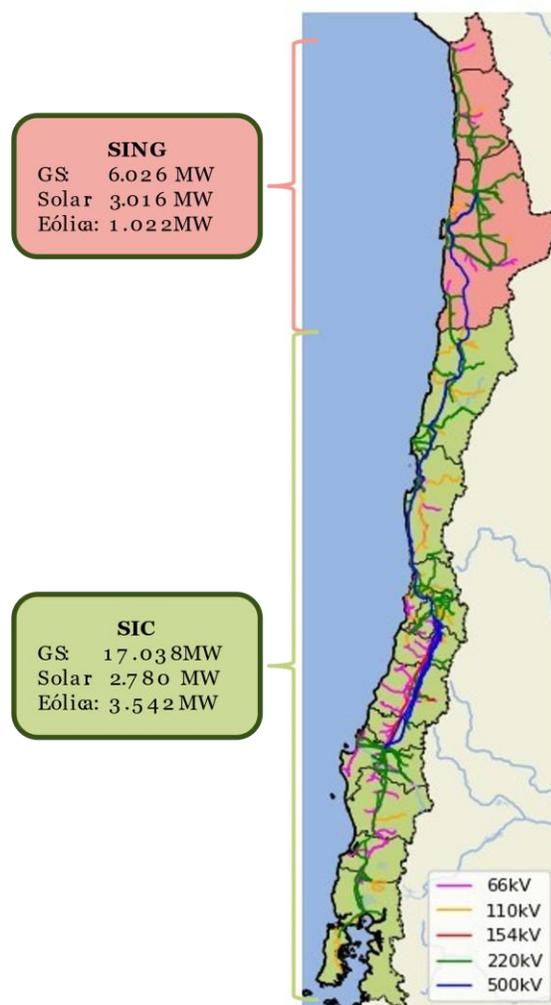


Figura 3.1: División en áreas del SEN 2022 y su respectiva capacidad instalada.

El punto de operación utilizado para la validación del modelo multinodal (MM) se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Punto de operación utilizado para la validación del MM.

Punto de operación	Generación convencional [MW]	Generación TGVCC [MW]	Demanda total [MW]	Inercia [GVAs]	
				SING	SIC
PO1	5.332	1.904	6.854	11,6	28,4

### 3.2.2 Resultados

En esta subsección se presentan los resultados de la validación dinámica del modelo multinodal (MM). En esta validación se busca probar que el modelo desarrollado es capaz de estimar de manera adecuada la frecuencia mínima y RoCoF que experimentará el SEP frente a desbalances de potencia. Los desbalances de potencia considerados son un aumento de carga en el SING. La validación consiste en comparar la frecuencia mínima y el RoCoF estimados mediante el MM con los valores obtenidos mediante simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo (RMS) con un modelo detallado del sistema. Adicionalmente, también se compara la estimación de frecuencia mínima y RoCoF del SEP obtenidos mediante un modelo uninodal (MU). En este trabajo, el RoCoF de una zona se calcula como el promedio de los RoCoF instantáneos de la zona en una ventana de 200 ms después de una contingencia.

La Figura 3.2 muestra los RoCoF obtenidos mediante RMS, MU y MM para distintos aumentos de carga. Los puntos de color azul corresponden al RoCoF obtenido mediante simulaciones RMS, los puntos rojos corresponden al RoCoF obtenido mediante el MU y los puntos verdes al RoCoF obtenido mediante el MM. La Figura 3.3 es análoga a la Figura 3.2, salvo que muestra el RoCoF en el SIC. De las figuras se puede observar que el MM logra estimar con bastante precisión los RoCoF obtenidos mediante las simulaciones dinámicas. Por el contrario, el MU no logra estimar correctamente el RoCoF del sistema. Esto se debe a que el MU no considera los efectos de la distribución de inercia del SEP.

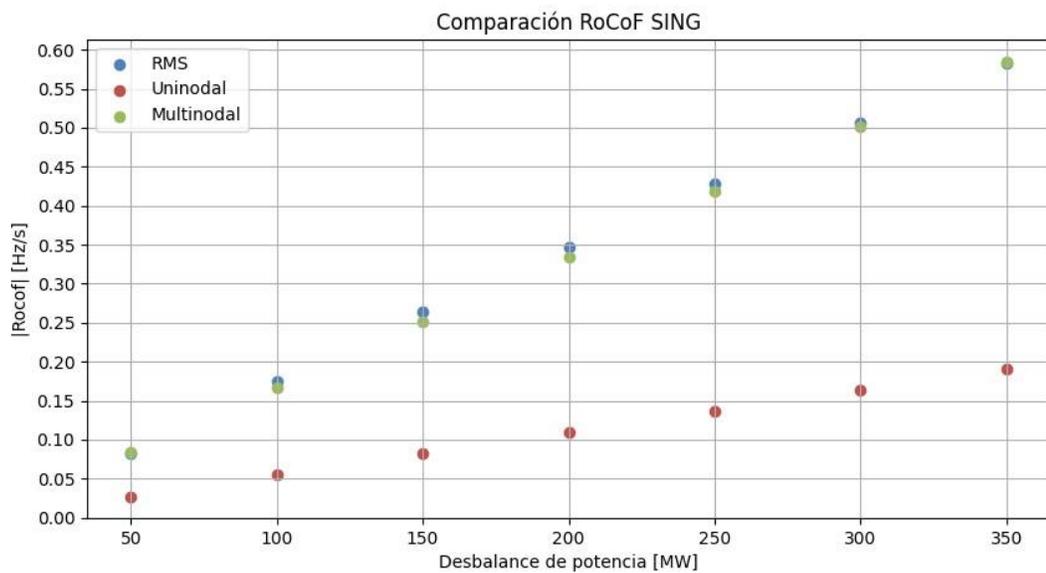


Figura 3.2: RoCoF del SING obtenidos mediante RMS, MM y MU.

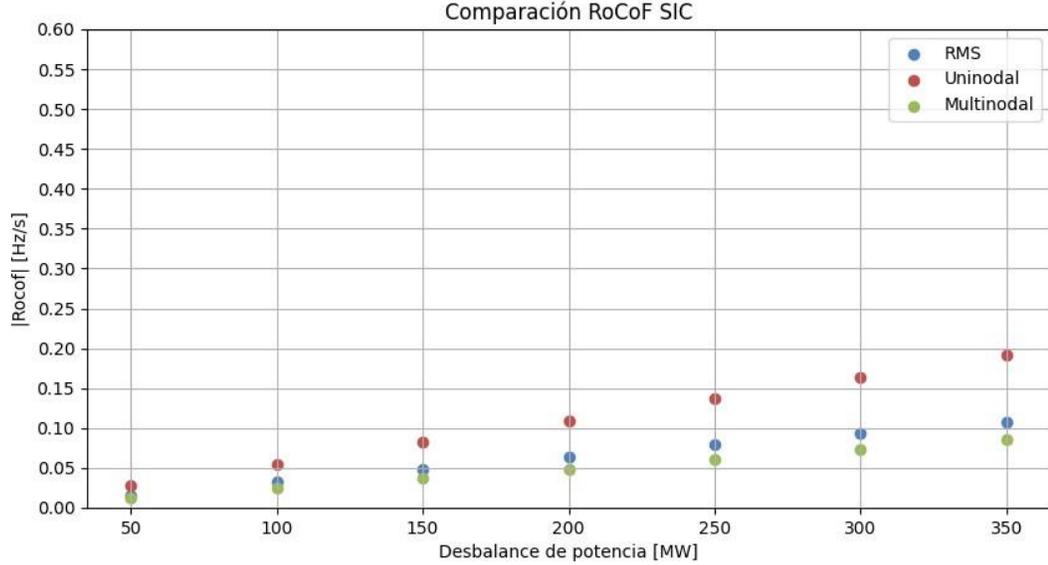


Figura 3.3:RoCoF del SIC obtenidos mediante RMS, MM y MU.

La Figura 3.4 muestra la frecuencia mínima en el SING obtenida mediante RMS, MU y MM para distintos aumentos de carga. Los puntos de color azul corresponden al RoCoF obtenido mediante simulaciones RMS, los rojos al RoCoF obtenido mediante el MU y los puntos verdes al RoCoF obtenido mediante el MM. La Figura 3.5 es análoga a la Figura 3.4, salvo que muestra la frecuencia mínima en el SIC. De las figuras se observa que tanto el MU como el MM logran estimar de buena manera la frecuencia mínima del sistema. Además, se observa que las frecuencias mínimas alcanzadas en ambas zonas son aproximadamente las mismas y no se ven afectadas por la distribución de la inercia en el sistema.

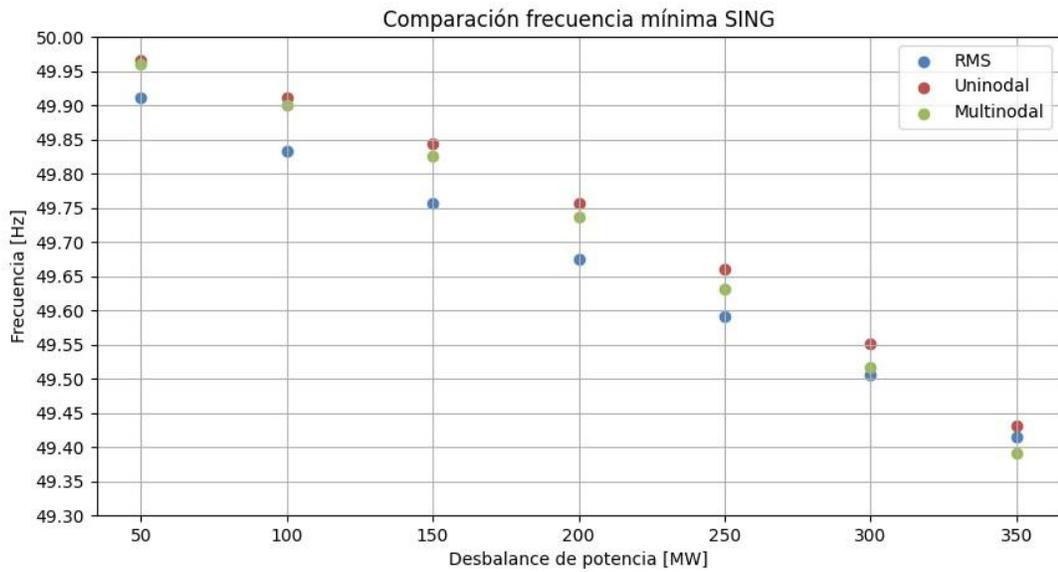


Figura 3.4: Frecuencia mínima del SING obtenidas mediante RMS, MM y MU.

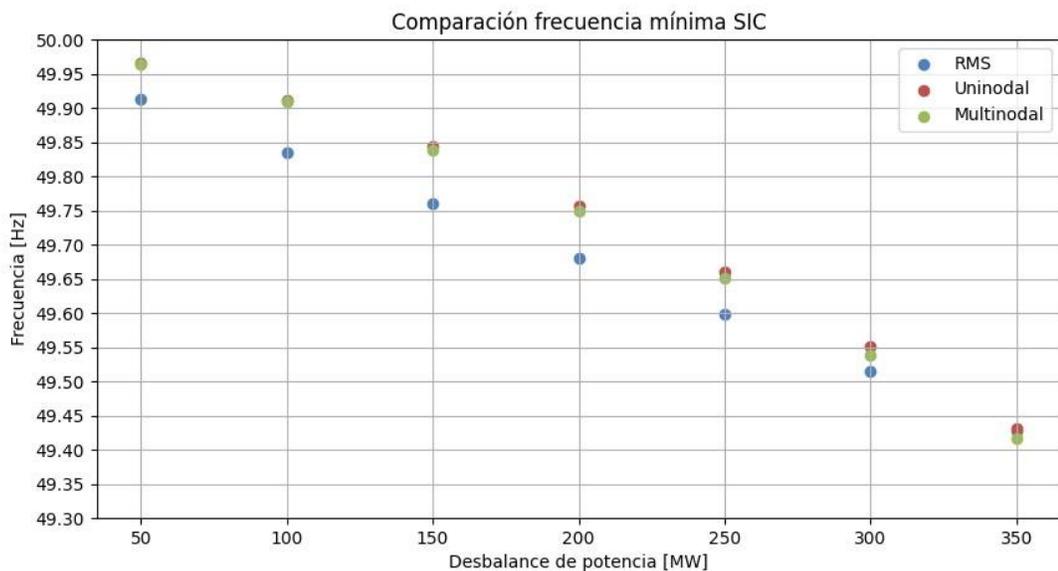


Figura 3.5: Frecuencia mínima del SIC obtenidos mediante RMS, MM y MU.

A modo de síntesis, la principal conclusión de esta sección es que el MM permite estimar con precisión la frecuencia mínima y RoCoF que experimentaría un SEP ante desbalances de potencia. Por otro lado, se concluye que la distribución inercial afecta directamente al RoCoF en las diferentes zonas de un sistema, alcanzando RoCoF más pronunciados en zonas con menor inercia. Por el contrario, la frecuencia mínima no se ve afectada por la distribución inercial. Estas conclusiones van en línea con los trabajos revisados en la Sección 2.1.4.

## 3.3 Restricción de RoCoF

### 3.3.1 Motivación

En esta sección se realiza un análisis de sensibilidad para encontrar una relación entre el monto de reserva para FFR con las métricas de RoCoF y frecuencia mínima y así formular la restricción para la optimización. La Figura 3.6 muestra el RoCoF y frecuencia mínima estimada al aumentar el monto de reservas para FFR en el SING. Adicionalmente se indica la cantidad de unidades TGVCC contribuyendo con FFR. El punto de operación utilizado fue el PO1 descrito en la sección 3.2.1 y se consideró un aumento de carga de 350 MW en todos los casos. De la figura se observa que si bien la frecuencia mínima mejora al aumentar la reserva para FFR en el sistema, el RoCoF no. Sin embargo, el RoCoF sí mejora con la cantidad de unidades TGVCC prestando FFR. Esto se debe a que los MW de FFR desplegados por una unidad TGVCC, en la ventana de tiempo considerada para calcular el RoCoF (200 ms), dependerá de la rampa asociada a las TGVCC.

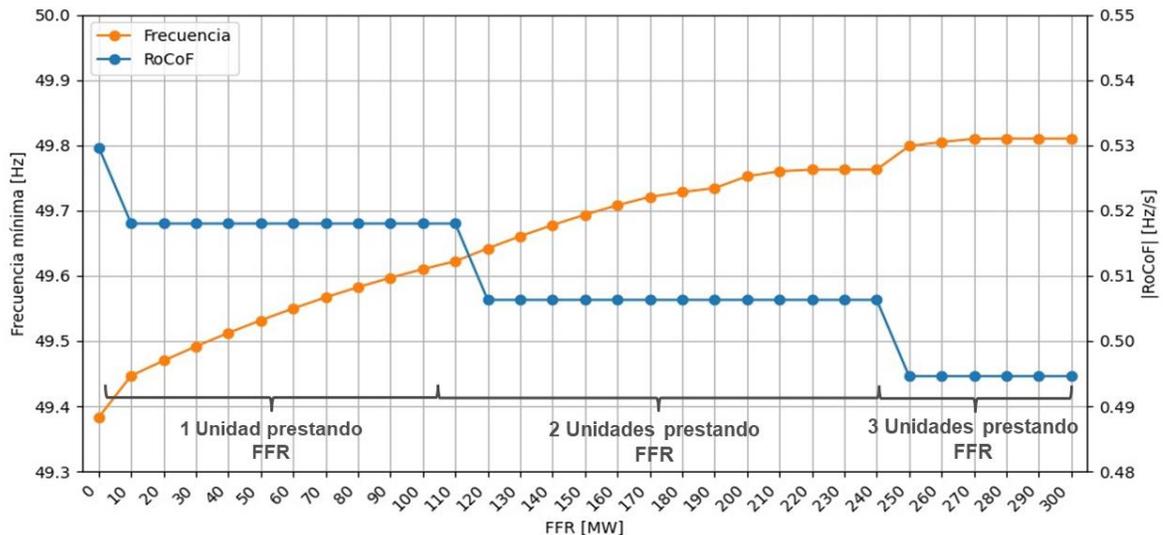


Figura 3.6: Estimación de RoCoF y frecuencia mínima para distintos montos de capacidad de FFR [MW].

### 3.3.2 Definición de la restricción

Para encontrar una relación general entre el número de TGVCC prestando FFR y la mejora en el RoCoF, se estimó el RoCoF para distintas distribuciones de inercia y aumentos de carga en el SING mediante el MM. La Figura 3.7 muestra la mejora en el RoCoF<sup>1</sup> del sistema, considerando distintos niveles de inercia, número de TGVCC prestando FFR y rampas para las TGVCC<sup>2</sup>. De la figura se observa que existe una

<sup>1</sup> Para un mismo nivel de inercia, los RoCoF estimados para los casos con FFR se restan al caso sin FFR.

<sup>2</sup> En la Figura 3.7,  $r_n^{TGVCC}$  es la superficie obtenida para una rampa de las TGVCC de  $n$  MW/s.

relación lineal entre estas tres variables, formando una superficie plana. Al aumentar el número de TGVCC con FFR y manteniendo la inercia constante, se observa una mejora del RoCoF. Por el contrario, al aumentar la inercia manteniendo el número de TGVCC con FFR constante, la mejora del RoCoF disminuye.

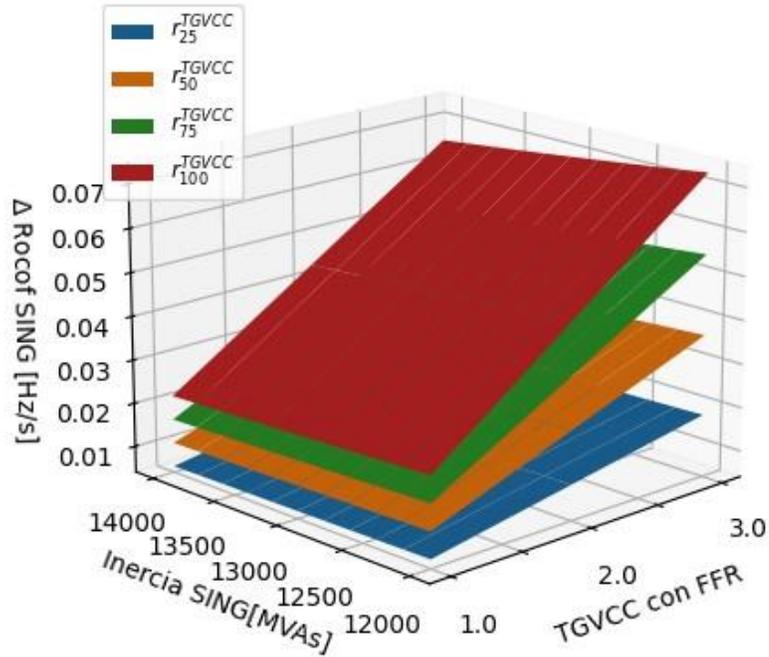


Figura 3.7: Mejora en el RoCoF en función de la inercia en el SING y la cantidad de TGVCC prestando FFR.

Finalmente, para la herramienta de localización de FFR, la restricción se incorpora según la Ecuación (3.10), donde se tiene que el número de TGVCC con FFR ( $N_j^{\text{TGVCC}}$ ) se define en función de la inercia ( $H_j$ ) y la mejora del RoCoF ( $\Delta \text{RoCoF}_j$ ) en la zona que se requiere la localización:

$$N_j^{\text{TGVCC}} = f(H_j, \Delta \text{RoCoF}_j) \quad (3.10)$$

# Capítulo 4

## Metodología

### 4.1 Introducción

La Figura 4.1 presenta la metodología general para desarrollar la herramienta propuesta para la determinación de requerimientos de FFR en la operación de un SEP. La metodología consta de tres etapas:

- 1) **Identificación de MO y AfC:** se identifican los modos de operación representativos (MO) de un SEP a partir del despacho económico anual de este. Luego, para cada MO representativo, se identifican las áreas de frecuencia coherente (AfC) del SEP. Esta etapa se realiza para disminuir el esfuerzo computacional en la etapa de optimización.
- 2) **Optimización con modelo multinodal:** se plantea el problema de optimización que localiza de manera óptima el monto total de reservas a mantener en las unidades generación (GS y TGVCC), considerando la restricción formulada en la sección 3.3.2.
- 3) **Validación de la herramienta:** se valida dinámicamente la herramienta.

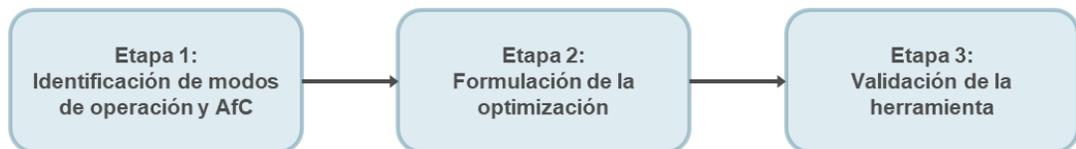


Figura 4.1: Diagrama general de la metodología propuesta.

### 4.2 Etapa 1: Identificación de MO y AfC

En este trabajo, la identificación de modos de operación representativos (MO) y áreas de frecuencia coherente (AfC) se realiza en base a una metodología de 4 etapas según lo propuesto en [64]. La metodología parte determinando los MO representativos del sistema definidos en base a los despachos económicos *representativos* del mismo. Luego, para cada MO, se identifican generadores coherentes a partir de simulaciones dinámicas, es decir, los generadores que, en caso de desbalances de carga, presentan un comportamiento dinámico similar en términos velocidad angular. Finalmente, mediante el divisor de frecuencia [65], se identifican las AfC para cada uno de los MO. La Figura 4.2 muestra la metodología de esta etapa.

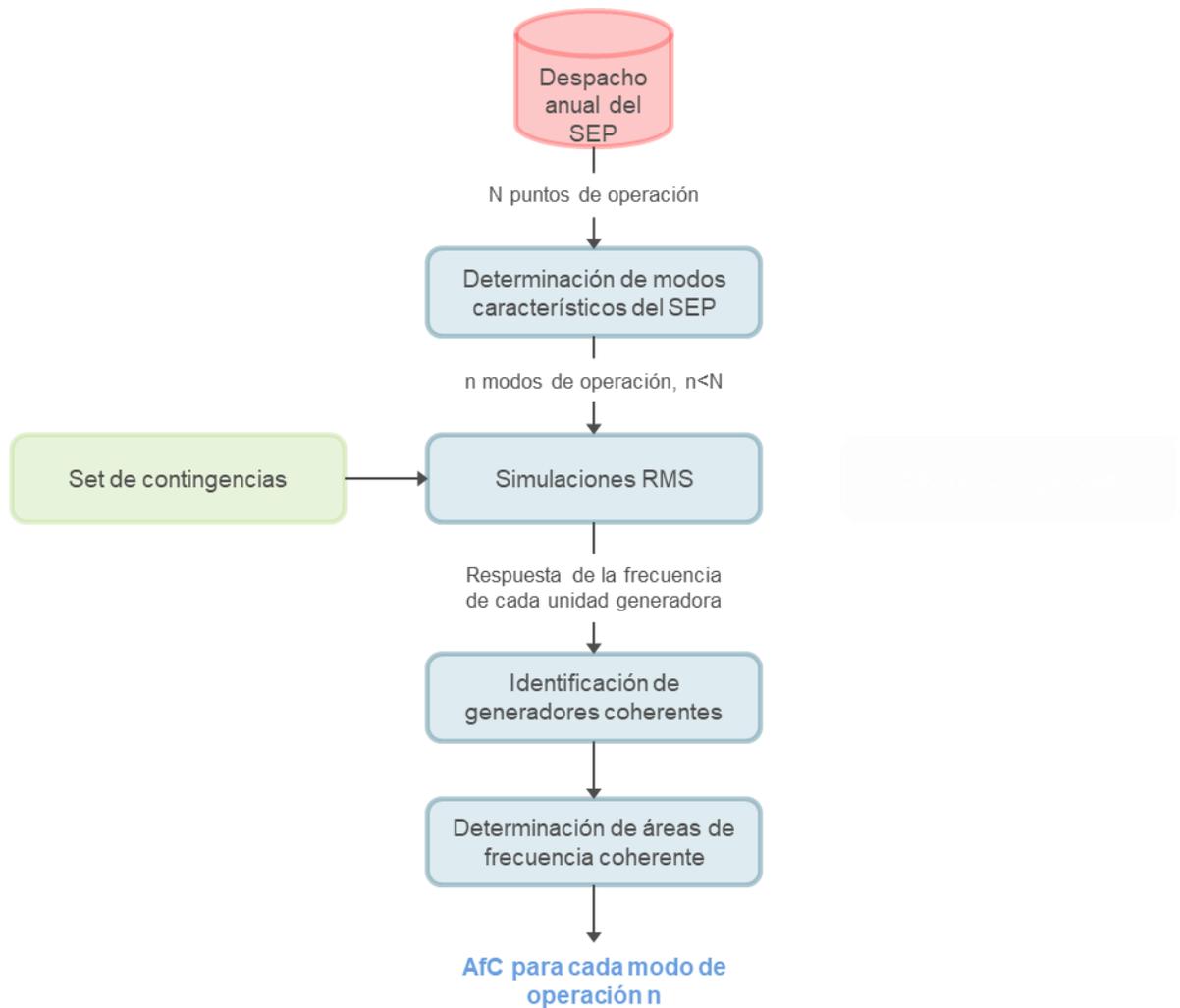


Figura 4.2: Metodología para la identificación de MO y AfC.

En la primera etapa se determina un número acotado de despachos “representativos” del sistema que caractericen, a grandes rasgos, los diferentes “modos de operación” a lo largo de un año en términos de unidades de generación en servicio. Si bien los despachos de un sistema real cambian hora a hora, la experiencia ha mostrado que a lo largo de un año hay muchas horas en que estos son muy similares entre sí, producto de perfiles de demanda y generación renovable que se repiten.

Para determinar los MO característicos del sistema se realiza un proceso de clustering del tipo aglomerativo, combinando los algoritmos de linkage y K-means. Los centroides de los clústeres de despacho obtenidos son los modos de operación característicos del sistema [66]. El algoritmo linkage corresponde a un clustering del tipo aglomerativo, lo que implica que el agrupamiento se inicia con todas las observaciones separadas, cada una formando un clúster individual. Posteriormente, se van combinando de manera iterativa hasta converger a un único clúster. Para llevar a cabo este proceso se debe definir un método para cuantificar la similitud entre dos clústeres, es decir, se debe extender el concepto de distancia entre pares de observaciones para que sea posible aplicarlo a pares de grupos o clústeres formados

por varias observaciones. A todo este proceso se le conoce como “enlace” o “linkage”, de donde deriva el nombre del algoritmo. Si bien existen diversas metodologías que se pueden emplear, en el presente trabajo se utiliza la conocida como “average”. Esta consiste en calcular la distancia entre todos los posibles pares de observaciones de dos clústeres y obtener el valor promedio de todas ellas. Dicho valor se considera como la distancia entre dos clústeres. Lo anterior se muestra en la expresión (4.1), donde  $DC_{AB}$  representa la distancia entre los clústeres  $A$  y  $B$ , compuestos por un total de  $N_a$  y  $N_b$  observaciones respectivamente, y  $D_{ij}$  corresponde a la distancia entre la  $i$ -ésima observación del clúster  $A$  y la  $j$ -ésima observación del clúster  $B$ .

$$DC_{AB} = \frac{1}{N_a \cdot N_b} \cdot \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_b} D_{ij} \quad (4.1)$$

Considerando lo anterior, el algoritmo linkage también necesita de una métrica para medir la distancia entre dos observaciones. Considerando la distancia euclidiana como métrica de distancia, se tendrá que la distancia euclidiana entre el despacho de la hora  $i$  y el despacho de la hora  $j$  ( $D_{ij}$ ) se define según:

$$D_{ij} = \sqrt{(d_1^i - d_1^j)^2 + (d_2^i - d_2^j)^2 + \dots + (d_n^i - d_n^j)^2} \quad (4.2)$$

Para definir los centroides de cada uno de los clústeres que se obtienen, se usa el algoritmo K-means. El conjunto de centroides obtenidos al final del proceso corresponde a los modos de operación característicos del sistema durante el año. Los centroides se determinan de forma de minimizar la varianza interna de los clústeres. Para esto, es necesario definir una métrica de distancia a utilizar en la cuantificación de la varianza. Considerando la distancia euclidiana cuadrada, entonces la varianza interna para un clúster  $C_k$  queda definida según:

$$W(C_k) = \sum_{x_i \in C_k} (x_i - u_k) \cdot (x_i - u_k)' \quad (4.3)$$

Donde  $x_i$  corresponde a la observación o punto de operación del sistema en la hora  $i$  y  $u_k$  al centroide del respectivo clúster. De esta forma, el centroide  $u_k$  se obtiene al minimizar la expresión presentada en (4.3).

Al finalizar esta etapa se obtienen los MO representativos del SEP en estudio, es decir, los despachos “representativos” que caracterizan, a grandes rasgos, los diferentes despachos del sistema a lo largo de un año en términos de unidades de generación en servicio.

Una vez que se obtienen los MO representativos, en la siguiente etapa se realizan un conjunto de simulaciones dinámicas RMS para caracterizar el comportamiento dinámico del sistema después de desbalances de potencia desde la perspectiva de la frecuencia. Para ello, se considera el conjunto de n MO representativos seleccionados de la etapa anterior  $\{mo_1, mo_2, \dots, mo_n\}$ .

Para cada modo de operación  $mo_i \in \{mo_1, mo_2, \dots, mo_n\}$ , se definen m contingencias críticas (desbalances de potencia  $\Delta P$ )  $c_j \in \{c_1, c_2, \dots, c_m\}^{mo_i}$ . En consecuencia, se ejecuta un conjunto de simulaciones en el dominio del tiempo considerando un modelo dinámico detallado del SEP. Para cada simulación dinámica se registra la desviación de frecuencia  $\Delta f_{k, c_j}^{mo_i}$  (o velocidad) de su valor nominal para cada GS en línea.

Luego de obtener el comportamiento dinámico de cada MO se identifican los generadores coherentes. En general, el concepto de coherencia indica una estrecha relación entre la respuesta dinámica de dos objetos. En este caso, los generadores coherentes son aquellos que muestran una respuesta dinámica muy similar en términos de frecuencia (o velocidad) tras un conjunto de contingencias durante un periodo T especificado.

Para identificar los GS coherentes en el modo de operación  $mo_i$  después de la contingencia  $c_j$ , se utiliza el coeficiente de disimilitud entre dos generadores  $gs_1$  y  $gs_2$ , definido según la Ecuación (4.4) [64].

$$dist(gs_1, gs_2)|_{c_j}^{mo_i} = \sqrt{\sum_t^T [\omega_{gs_1}(t) - \omega_{gs_2}(t)]^2} \quad (4.4)$$

Donde:

- $\omega_{gs_1}(t)$  = desviación de velocidad del generador  $gs_1$  en el tiempo t en rad/s.
- $\omega_{gs_2}(t)$  = desviación de velocidad del generador  $gs_2$  en el tiempo t en rad/s.
- T = periodo posterior a la contingencia  $c_j$ .
- $c_j^{mo_i}$  = contingencia  $c_j$  en el modo de operación  $mo_i$ .

La fórmula definida anteriormente es válida para una sola simulación (considerando la contingencia  $c_j$  en la condición de operación  $mo_i$ ). Para cuantificar la distancia entre dos GS considerando todas las contingencias  $c_j \in \{c_1, c_2, \dots, c_m\}^{mo_i}$  para la condición de operación  $mo_i$  se considera la suma de las distancias de cada evento según la Ecuación (4.5).

$$d(g_{s_1}, g_{s_2})|mo_i = \sum_{j=1}^m \text{dist}(g_{s_1}, g_{s_2})|c_j^{mo_i} \quad (4.5)$$

Luego, con  $d(g_{s_1}, g_{s_2})|mo_i$  como la métrica de la distancia entre generadores individuales, se implementa nuevamente la técnica de agrupamiento aglomerativo utilizada en (4.1). La Ecuación (4.6) muestra la distancia entre los clústeres Q y R. En este caso  $N_q$  y  $N_r$  representan el número de generadores del clúster Q y R, respectivamente.

$$DC_{QR}|mo_i = \frac{1}{N_q \cdot N_r} \cdot \sum_{i=1}^{N_q} \sum_{j=1}^{N_r} d(g_{s_Q}, g_{s_R})|mo_i \quad (4.6)$$

Para cada modo de operación  $mo_i$ , se obtienen  $G$  grupos de GS coherentes. Formalizando, un único grupo coherente resultante se define como un conjunto que contiene al menos un GS (en el caso de que un GS no se haya fusionado con ninguna otra máquina) y como máximo  $K$  GS (en el caso de que todos los GS se hayan fusionado en un único clúster) y se denota como  $cg_x^{mo_i} \in \{cg_1^{mo_i}, cg_2^{mo_i}, \dots, cg_G^{mo_i}\}$ . Por simplicidad, el conjunto  $\{cg_1^{mo_i}, cg_2^{mo_i}, \dots, cg_G^{mo_i}\}$  se llamará layout y se denotará como  $l^{mo_i}$ .

Una vez que se determinan los grupos de GS coherentes, en la siguiente etapa se extienden los grupos coherentes de GS, a áreas de frecuencia coherentes. En la práctica, esto significa asociar cada barra  $b$  de la red en uno de los grupos de GS coherentes de acuerdo con la respuesta dinámica de la frecuencia de dicha barra. Para ello, se necesita una relación entre la frecuencia de cada barra y la frecuencia de cada grupo de GS coherentes  $cg_x^{mo_i}$ . En [64], el autor utiliza la fórmula del divisor de frecuencia para este propósito [65]. Esta fórmula proporciona una expresión para estimar la frecuencia de una barra particular  $b$  como una combinación lineal de las frecuencias de todos los GS (que actúan como condiciones de contorno), donde los coeficientes lineales  $c_k$  dependen de la matriz de admitancia aumentada del sistema [64]:

$$\omega_b(t) = c_1^b \cdot \omega_1(t) + c_2^b \cdot \omega_2(t) + \dots + c_k^b \cdot \omega_k(t) \quad (4.7)$$

Donde:

- $\omega_b(t)$  = frecuencia estimada de la barra b en rad/s.
- $\omega_k(t)$  = frecuencia (o velocidad) del GS k en rad/s.
- $c_k^b$  = coeficiente que representa la influencia del generador  $k$  en la frecuencia

de barra  $b$ . Este coeficiente depende de la matriz de admitancia aumentada del sistema.

De (4.7), se asume que la frecuencia de los GS que pertenecen a un mismo grupo coherente  $cg_x^{mo_i}$  es aproximadamente la misma, y es igual a la frecuencia del COI del mismo grupo coherente  $\omega_{cg_x^{mo_i}}$ :

$$\forall k_1, k_2 \in (1 \dots K) \omega_{k_1} \approx \omega_{k_2} = \omega_{cg_x^{mo_i}}, \text{ si } \exists cg_x^{mo_i} \in l^{mo_i}: k_1, k_2 \in cg_x^{mo_i} \quad (4.8)$$

Donde:

$$\omega_{cg_x^{mo_i}} = \frac{\sum_{\forall k \in cg_x^{mo_i}} (H_k \cdot \omega_k)}{\sum_{\forall k \in cg_x^{mo_i}} H_k} \quad (4.9)$$

Aplicando la condición (4.8) a la Ecuación (4.7), se obtiene que para un modo de operación  $mo_i$ , la frecuencia (o velocidad) para una barra  $b$  del sistema, se puede calcular según la Ecuación (4.10).

$$\omega_b^{mo_i}(t) = \bar{c}_1^b \cdot \omega_{cg_1^{mo_i}}(t) + \dots + \bar{c}_x^b \cdot \omega_{cg_x^{mo_i}}(t) + \dots + \bar{c}_G^b \cdot \omega_{cg_G^{mo_i}}(t) \quad (4.10)$$

Donde:

$$\bar{c}_x^b = \sum_{\forall k \in cg_x^{mo_i}} c_k^b \quad (4.11)$$

Así, los nuevos coeficientes  $\bar{c}_x^b$  representan una medida de la proximidad de la frecuencia de una barra  $b$  a la frecuencia basada en el COI de cada grupo coherente de GS. Finalmente, cada barra  $b$  se clasifica dentro del grupo que obtiene el coeficiente más alto, es decir, el grupo que más influye en su dinámica de frecuencia. De esta manera, se obtiene el resultado de las áreas de frecuencia coherente. Formalizando, para cada modo de operación  $mo_i$ , un grupo único de barras coherentes se define como un conjunto que contiene al menos una barra y como máximo  $B$  (en el caso de un sistema de  $B$  barras) y se denota como  $AfC_x^{mo_i} \in \{AfC_1^{mo_i}, AfC_2^{mo_i}, \dots, AfC_G^{mo_i}\}$ .

Al finalizar esta etapa se obtiene una base de datos con las AfC de cada modo de operación  $mo_i$  del sistema en estudio. En adelante, esta base de datos se llamará **Base**

de Datos AfC.

## 4.3 Etapa 2: Optimización propuesta

### 4.3.1 Introducción

Esta etapa tiene por objetivo realizar una relocalización óptima de reservas en aquellas áreas en que la respuesta de la frecuencia no cumpla con los estándares exigidos en la normativa. La Figura 4.3 muestra el diagrama metodológico de la optimización la cual consta de 3 etapas:

- 1) **Identificación del MO:** dado un despacho económico, en esta etapa se le asigna un MO característico del sistema (de los encontrados en la etapa 4.2). Con el MO asignado y la Base de Datos AfC, se obtienen las AfC para el despacho actual.
- 2) **Modelo multinodal de frecuencia:** en esta etapa se obtienen las frecuencias mínimas y RoCoF de cada AfC para el punto de operación actual en base a un modelo multinodal de frecuencia desarrollado.
- 3) **Relocalización de reservas:** con los RoCoF de cada AfC, se realiza una localización óptima de FFR en las áreas donde no se cumpla la normativa vigente. La optimización incluye restricciones de máximos y mínimos técnicos, abastecimiento de la demanda y cumplimiento de RoCoF zonales.

En las secciones 4.3.2, 4.3.3 y 4.3.4 se detallan las etapas: Identificación del MO, Modelo multinodal de la frecuencia y Relocalización de reservas respectivamente.

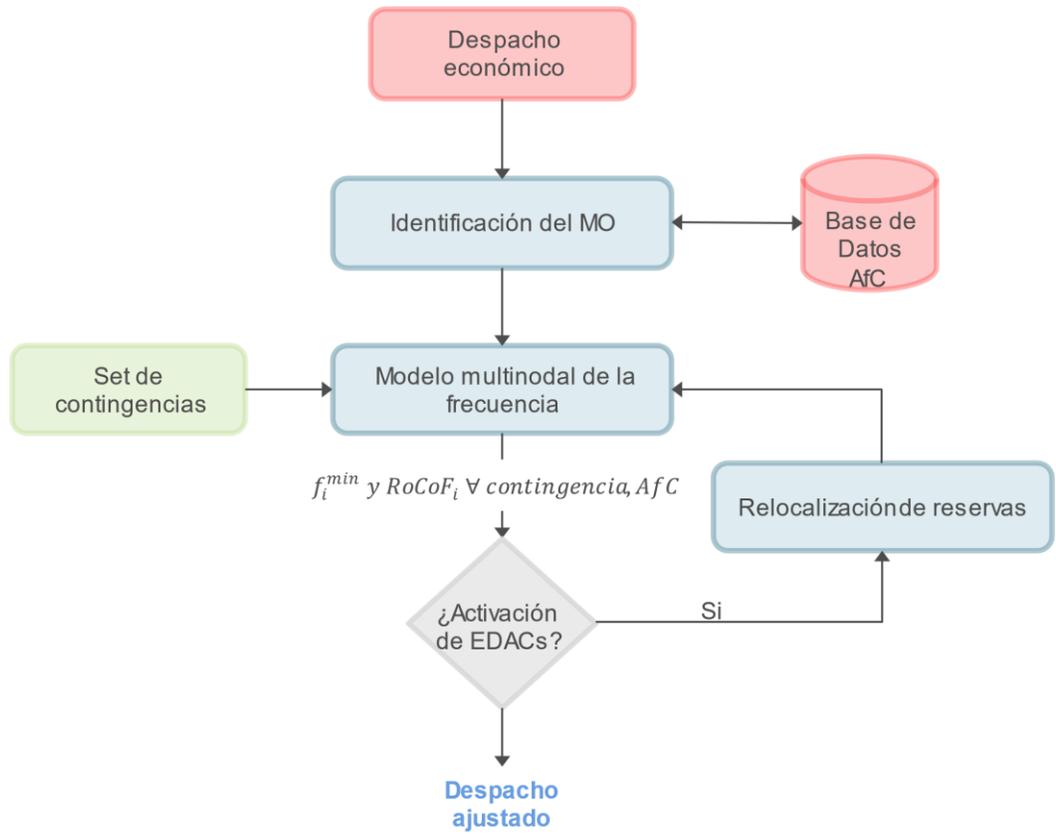


Figura 4.3: Metodología para la relocalización de reservas.

### 4.3.2 Identificación del MO

Esta subetapa tiene como objetivo asignar al despacho económico un  $MO$  de la Etapa 1. La asignación a un  $MO$  se realiza considerando la distancia mínima entre el despacho económico y los  $MO$ , tomando las variables de inercia y demanda total. La Ecuación (4.12) muestra cómo se calcula la distancia  $D_i$  entre el despacho económico actual y el  $MO_i$ .

$$D_i = \sqrt{(H_i - H_0)^2 + (D_i - D_0)^2} \quad (4.12)$$

Donde  $H_i$  es la inercial total de  $MO_i$ ,  $D_i$  es la demanda total de  $MO_i$ ,  $H_0$  es la inercia total del despacho económico y  $D_0$  es la demanda total del despacho económico. Finalmente se asignará al despacho económico el  $MO_i$  tal que  $D_i$  sea menor.

### 4.3.3 Modelo multinodal de la frecuencia

Se utiliza el modelo multinodal desarrollado en la sección 3.1 y validado en la sección 3.2, para obtener la frecuencia mínima y RoCoF para cada una de las áreas de un SEP.

### 4.3.4 Relocalización de reservas

En esta sección se describe la optimización utilizada en la herramienta de determinación de requerimientos de FFR. Dado un sistema de  $N$  áreas de control de frecuencia, la optimización localiza FFR sólo en las áreas que muestren un RoCoF menor al definido en la normativa vigente.

La optimización se formula como un problema de programación lineal que determina de manera óptima la cantidad de FFR necesaria en el sistema, considerando criterios técnico-económicos, sin modificar el *unit commitment* (UC). En la Tabla 4.1 se presentan las variables y parámetros considerados, asumiendo que el menor RoCoF se encuentra en el área  $j$ .

Tabla 4.1: Variables y parámetros utilizados en la optimización.

Parámetro	Descripción
$G_j$	Conjunto de todos los generadores (GS y TGVCC) operativos en el área $j$ .
$G_j^{TGVCC}$	Subconjunto del conjunto $G_j$ , que corresponde a las TGVCC que pueden entregar FFR frente a desbalances de carga.
$N_j^{TGVCC}$	Número de TGVCC requeridas para cumplir el requerimiento de RoCoF en el área $j$ .
$G_j^{TGVCC}_{N_j^{TGVCC}}$	Subconjunto del conjunto $G_j^{TGVCC}$ , que corresponde a las TGVCC que deben entregar FFR en la relocalización.
$\overline{G_j^{TGVCC}_{N_j^{TGVCC}}}$	Subconjunto del conjunto $G_j^{TGVCC}$ , que corresponde a las TGVCC que mantienen su despacho en la relocalización (No prestan FFR) <sup>3</sup> .
$\Delta P_i$	Variable de decisión que describe la variación en el despacho del generador $i$ producto de la localización de reservas.
$R_i$	Variable de decisión que describe las reservas localizadas sobre a unidad $i$ .
$C_i$	Costos variables de la unidad $i$ .
$\overline{P}_i, \underline{P}_i$	Potencia máxima y mínima de la unidad $i$ .
$P_i^0$	Despacho inicial de la unidad $i$ .
$R_i^0$	Monto de reservas inicial de la unidad $i$ .

<sup>3</sup>  $G_j^{TGVCC}_{N_j^{TGVCC}} \cup \overline{G_j^{TGVCC}_{N_j^{TGVCC}}} = G_j^{TGVCC}$

En la Ecuación (4.13) se presenta la función objetivo, la cual minimiza la variación de los costos operacionales del SEP de estudio. En la Ecuación (4.14) se presenta la restricción que garantiza que el nuevo despacho seguirá satisfaciendo la demanda. Las restricciones (4.15) y (4.16) definen la potencia máxima y mínima de cada generador, respectivamente. La restricción (4.17) impone la cantidad de FFR que deben tener las TGVCC requeridas para mejorar el RoCoF en la zona. La restricción (4.18) impone que las demás TGVCC no varíen su despacho inicial. Estas dos últimas restricciones garantizan que en la relocalización de reservas se despachen  $N_j^{TGVCC}$  con capacidad de FFR.

$$F.O. \min \sum_{i \in G_j} \Delta P_i \cdot C_i \quad (4.13)$$

$$s.a. \sum_{i \in G_j} \Delta P_i = 0 \quad \forall i \in G_j \quad (4.14)$$

$$P_i^0 + \Delta P_i + R_i = \bar{P}_i \quad \forall i \in G_j \quad (4.15)$$

$$P_i^0 + \Delta P_i \geq \underline{P}_i \quad \forall i \in G_j \quad (4.16)$$

$$R_i = r_{tgvc} \cdot dt_{rocof} \quad \forall i \in G_j^{TGVCC} \quad N_j^{TGVCC} \quad (4.17)$$

$$\Delta P_i = 0 \quad \forall i \in \overline{G_j^{TGVCC}} \quad N_j^{TGVCC} \quad (4.18)$$

# Capítulo 5

## Caso de estudio

### 5.1 Características del sistema

El sistema eléctrico utilizado para validar la herramienta es el mismo que se utilizó en el subcapítulo 3.2.1, que corresponde al Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN), considerando la planificación de generación y transmisión hasta finales de 2022. El sistema cubre casi todo el territorio nacional, alimentando al 98,5% de la población.

La capacidad total del SEN el año 2022 era de alrededor de 33,4 GW, compuesta por un 69% de generación síncrona y un 31% de TGVCC. La Figura 5.1 muestra la capacidad total instalada por tecnología.

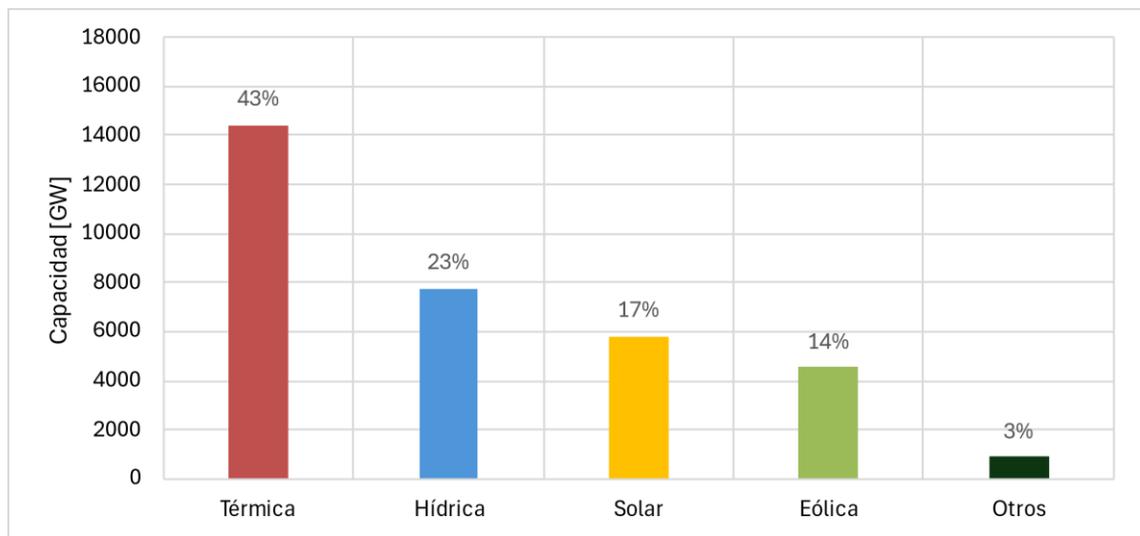


Figura 5.1: Capacidad instalada por tecnología en el SEN 2022.

El sistema chileno es un sistema extenso y poco enmallado que se extiende 3100 km de norte a sur, cuyos niveles de TGVCC crecen a un ritmo acelerado. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha proyectado que al año 2030, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el 100% de la generación de energía eléctrica provenga de fuentes renovables, con lo cual se alcanzarían niveles de participación instantánea de TGVCC de hasta alrededor de un 85% en algunas horas del año, considerando la permanencia de las plantas hidroeléctricas [67]. En consecuencia, se espera que el futuro SEN tenga casi toda su generación síncrona concentrada en las regiones Centro y Sur del país, mientras que las TGVCC dominarán en el Norte.

La evolución del sistema mencionado ya está ocurriendo, la inercia total está

disminuyendo a medida que la generación basada en combustibles sale de servicio, y la generación síncrona restante se está concentrando en las regiones Centro y Sur. En consecuencia, se espera que las preocupaciones por la estabilidad debido a la baja inercia concentrada y desigual se vuelvan más frecuentes y amenazantes en los próximos años. Al igual que en el subcapítulo 3.2.1, se considerará que el sistema estará dividido en dos zonas: SING y SIC.

## 5.2 Puntos de operación

La Figura 5.2 muestra los puntos de operación (PO) utilizados en el trabajo para validar la herramienta propuesta con sus principales características. Los PO considerados se diferencian principalmente en la generación mediante TGVCC y la inercia sistémica. El PO1 presenta una generación del 20% mediante TGVCC y una inercia sistémica de 42,2 GVAs, mientras que el PO2 presenta una generación del 67% mediante TGVCC y una inercia sistémica de 28,4 GVAs.

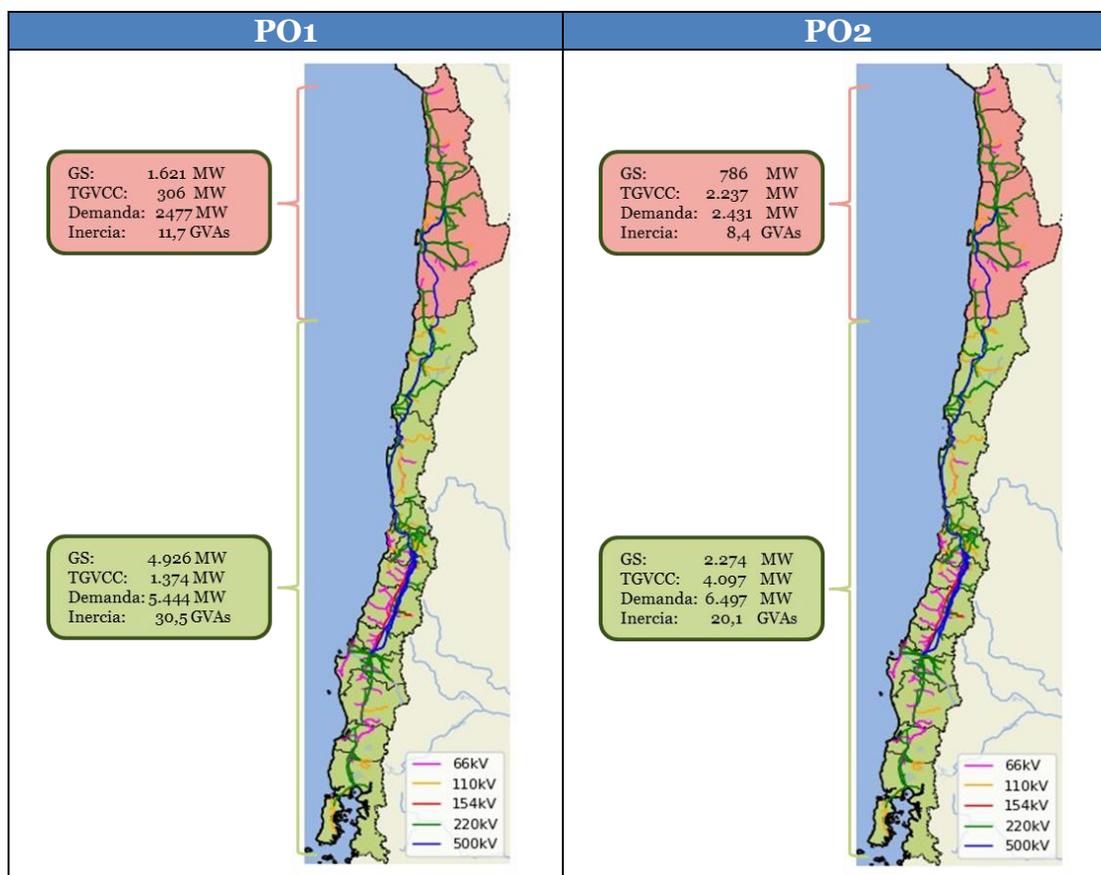


Figura 5.2: Puntos de operación utilizados para la validación de la herramienta.

## 5.3 Contingencias

Las contingencias consideradas para la validación corresponden a los cinco generadores sincrónicos (GS) con mayor despacho. La Tabla 5.1 muestra los cinco GS con mayor despacho en cada punto de operación.

Tabla 5.1: Contingencias consideradas en PO1 y PO2.

PO1		PO2	
Generador	Despacho [MW]	Generador	Despacho [MW]
IEM	338	IEM	308
Angamos 2	253	Santa María	164
Pehuenche 1	248	Antuco 2	116
Colbún 2	206	Cochrane 1	105
Ralco 2	176	Cochrane 2	105

# Capítulo 6

## Resultados y análisis

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos y la validación dinámica realizada de la herramienta. Si bien se obtuvieron resultados para los dos puntos de operación descritos en el subcapítulo 5.2, a continuación, solo se presentan los resultados obtenidos para el punto de operación PO1. Para efectos de la herramienta de localización de reservas se define un RoCoF límite  $-0.45 \text{ Hz/s}^4$ . En el Anexo B se muestra la validación de la herramienta para el punto PO2. Cabe mencionar que la validación del modelo multinodal (MM) se realizó en el subcapítulo 3.2.

La Figura 6.1 muestra la ubicación geográfica de las fallas simuladas para el punto de operación PO1, referenciadas geográficamente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En la figura se observa la simulación de dos fallas en el ex SING: IEM y Angamos 2 (ANG2), y tres en el ex SIC: Colbún 2 (COL2), Pehuenche 1 (PEH1) y Ralco 2 (RAL2).



Figura 6.1: Fallas simuladas para el punto de operación PO1 consideradas en la optimización.

---

<sup>4</sup> La norma define activación de EDAC por RoCoF en  $-0.6 \text{ Hz/s}$ . Sin embargo, debido a que en el caso de estudio no se alcanza dicho RoCoF, se establece un RoCoF límite de  $-0.45 \text{ Hz/s}$  para este trabajo.

En las Figura 6.2 y Figura 6.3 se presentan el RoCoF del SING y SIC respectivamente, antes y después de aplicar la herramienta propuesta. En el eje de las abscisas se indican las contingencias simuladas, mientras que en el eje de las ordenadas el valor absoluto del RoCoF. Los puntos azules muestran el RoCoF del caso base (pre-localización) y los verdes muestran los RoCoF luego de relocalizar las reservas utilizando la herramienta propuesta (post-localización). La línea punteada roja representa el RoCoF a partir del cual se produce la activación de EDAC por RoCoF.

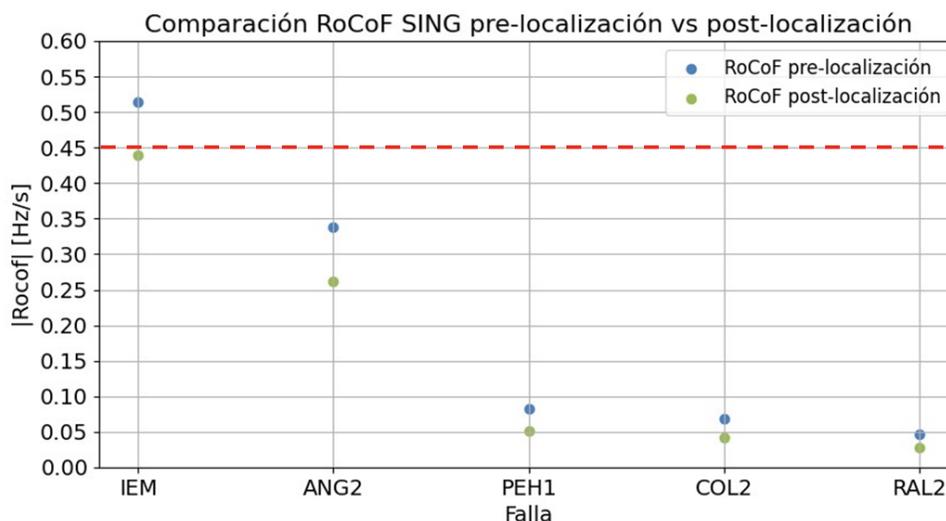


Figura 6.2: RoCoF del SING para el caso pre-localización y post-localización de FFR.

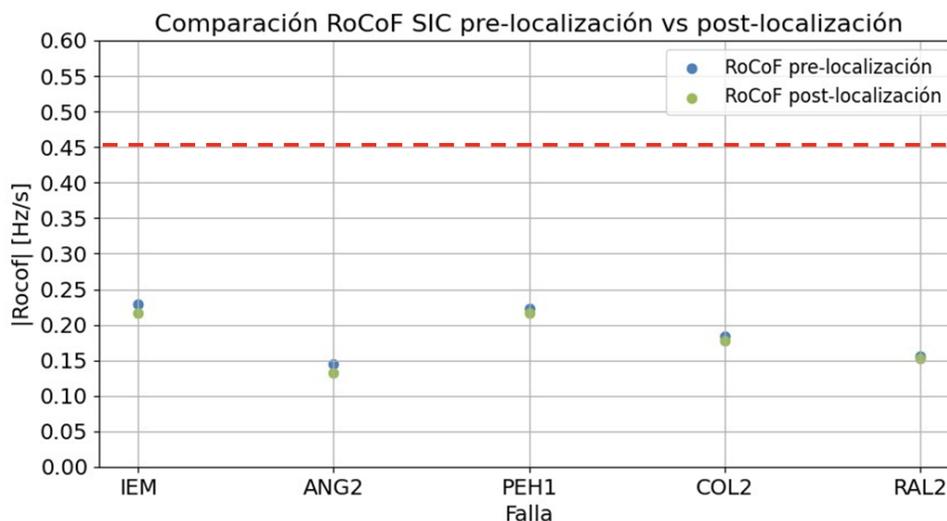


Figura 6.3: RoCoF del SIC para el caso pre-localización y post-localización de FFR.

De las figuras anteriores se observa que, ante la desconexión de la unidad IEM, el RoCoF en el SING pre-localización sobrepasa el límite permitido. Debido a esto, se realiza una localización de FFR en el SING mediante la herramienta propuesta. La localización de FFR mejora el RoCoF del SING en todas las contingencias simuladas y mantiene sin cambios significativos el RoCoF del SIC. Lo anterior se debe a que la localización de FFR se realizó en la zona del SING y el RoCoF es una variable local. El

redespacho evita la activación de EDAC ante la desconexión de IEM. Tal como se mencionó en la sección 4.3, la herramienta solo modifica el despacho, sin modificar el UC. Considerando esto, la asignación de FFR a una TGVCC implica necesariamente la disminución de las reservas de otra unidad. La Tabla 6.1 muestra la asignación de reservas antes y después de la localización de FFR.

Tabla 6.1: Reasignación de reservas pre y post la aplicación de la herramienta.

Reserva	SING		SIC	
	Pre	Post	Pre	Post
Convencional [MW]	827	782	2.941	2.941
FFR [MW]	0	45	0	0
Total [MW]	827	827	2.941	2.941

Para complementar el análisis, la Figura 6.4 muestra la respuesta dinámica de la frecuencia para el caso de la desconexión de la unidad IEM con 338 MW. La frecuencia pre-localización se representa con color rojo y la frecuencia post-localización en color verde. En la figura se observa que la localización de FFR en el SING mejora la frecuencia mínima tanto del SING como del SIC.

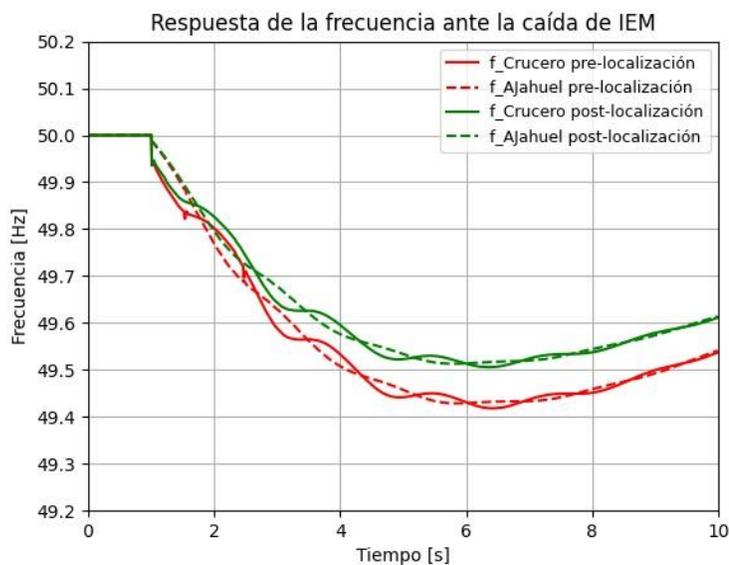


Figura 6.4: Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR.

Las Figura 6.5 y Figura 6.6 muestran un zoom de la Figura 6.4 en la ventana de tiempo de interés para el RoCoF (200 ms post falla), separando la respuesta del SING y SIC respectivamente. De la Figura 6.5 se observa que la frecuencia post-localización presenta RoCoF instantáneos menores que en el caso pre-localización producto de la asignación de reservas para FFR en unidades TGVCC. Es importante destacar que la mejora en esta ventana de tiempo se debe únicamente a la acción de FFR, ya que no existe otra modificación en el punto de operación. De la Figura 6.6 se observa que, si bien existe una mejora en los RoCoF instantáneos del SIC, esta no es significativa.

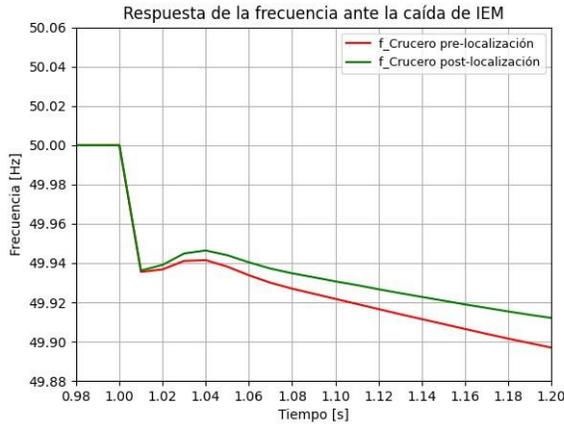


Figura 6.5: Respuesta de la frecuencia del SING ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF.

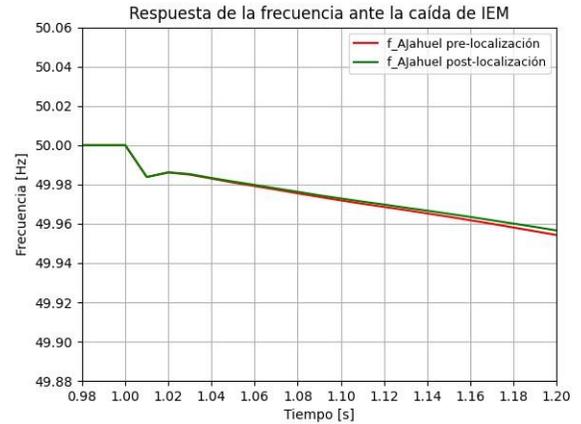


Figura 6.6: Respuesta de la frecuencia del SIC ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF.

En cuanto a los costos asociados al redespacho, se tiene que el despacho pre-localización presenta costos operacionales de 661.619 USD, mientras que el despacho post-localización tiene costos operacionales de 663.419 USD, es decir, la relocalización de reservas lleva a un aumento de costos en el redespacho de 1.800 USD (equivalente a un aumento del 0.3% de los costos del caso base). Para analizar este sobrecosto, se compara con el costo de falla que tendría una activación de EDAC por RoCoF, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Costo de Falla de Larga Duración de 650,82 USD/MWh [68].
- La activación de EDAC implica la desconexión de 123,8 MW en el SING [69].
- La duración de la pérdida de carga es de 30 min.

La Tabla 6.2 muestra los costos operacionales pre y post localización de reservas, y el costo de falla considerando los parámetros anteriores. De la tabla se observa que el aumento en los costos operacionales es considerablemente menor al costo que se incurriría en caso de una activación la activación de EDAC, el cual alcanzaría un monto de 40.286 USD. Por lo tanto, la herramienta propuesta podría generar un ahorro importante en términos de costos de falla.

Tabla 6.2: Costos operacionales y costos de falla.

Costos operacionales pre-localización [USD]	Costos operacionales post-localización [USD]	Aumento en los costos operacionales [USD]	Costos de falla [USD]
661.619	663.419	1.800	40.286

A continuación, se analiza la respuesta de la frecuencia para cinco contingencias que no fueron consideradas en la optimización para el punto de operación PO1. Estas contingencias se muestran en la Figura 6.7, las cuales corresponden a los siguientes cinco generadores con mayor despacho. Además, estas cinco contingencias se encuentran en el ex SIC.



Figura 6.7: Fallas adicionales simuladas para el punto de operación PO1.

Las Figura 6.8 y Figura 6.9 muestran el RoCoF del SING y SIC respectivamente, para las contingencias de la Figura 6.7<sup>5</sup>. De ambas figuras se observa que el redespacho realizado en PO1 no tiene un mayor impacto en el RoCoF de ninguna de las zonas. En el caso del RoCoF del SIC, no se observa una mejora debido a que la localización de FFR se realiza en la zona del SING. En cuanto al RoCoF del SING, se observa que la mejora no es significativa. Lo anterior se debe a que las contingencias se realizan en el SIC, por lo que el RoCoF del SING no se ve mayormente afectado.

---

<sup>5</sup> El despacho considerado post-localización (redespacho) es el mismo que se obtuvo para las contingencias de la Figura 6.1.

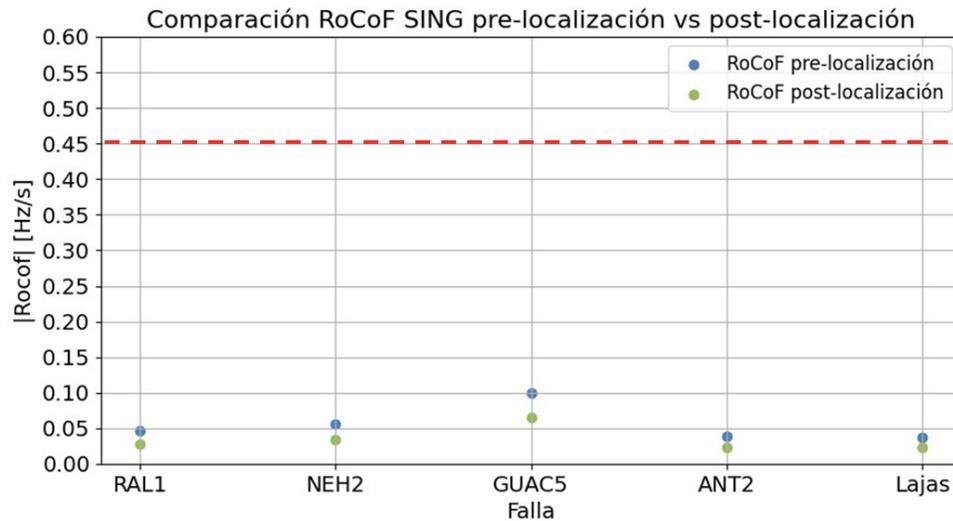


Figura 6.8: RoCoF del SING para el caso pre-localización y post-localización de FFR.

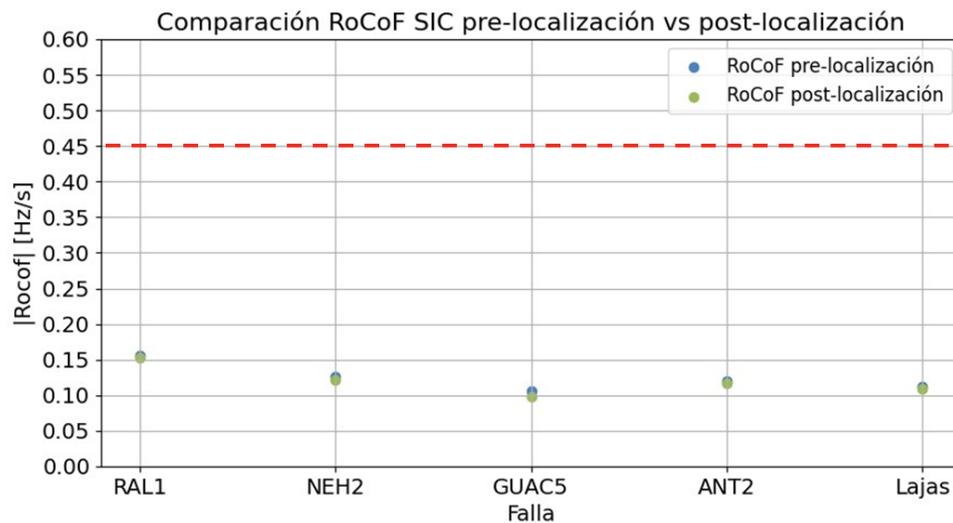


Figura 6.9: RoCoF del SIC para el caso pre-localización y post-localización de FFR.

La Figura 6.10 muestra la respuesta dinámica de la frecuencia para el caso de la desconexión de la unidad RAL1 con 176 MW. La frecuencia pre-localización se representa con color rojo y la frecuencia post-localización en color verde. Al igual que en la Figura 6.4, se observa que la localización de FFR en el SING mejora la frecuencia mínima tanto del SING como del SIC.

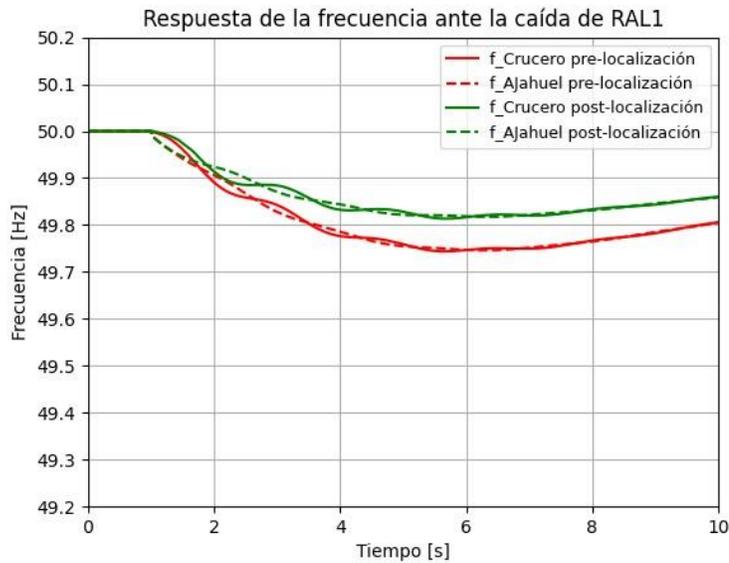


Figura 6.10: Respuesta de la frecuencia ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR.

Las Figura 6.11 y Figura 6.12 muestran un zoom de la Figura 6.10 en la ventana de tiempo de interés para el RoCoF (200 ms post falla), separando la respuesta del SING y SIC respectivamente. De las figuras se observa que los RoCoF instantáneos del SING presentan una leve mejora, mientras que los RoCoF instantáneos del SIC no presentan variaciones.

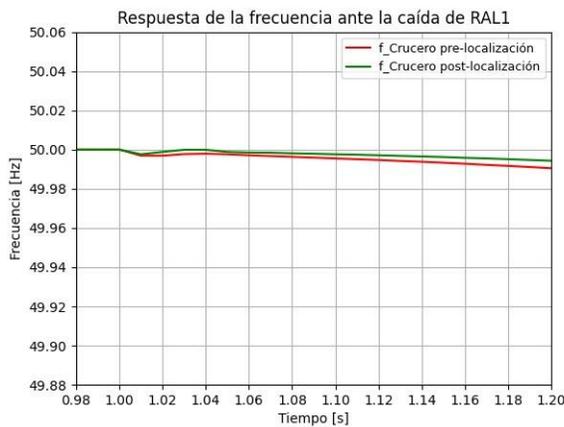


Figura 6.11: Respuesta de la frecuencia del SING ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF.

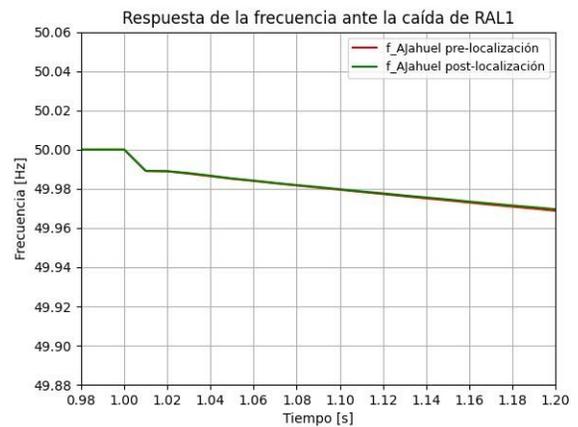


Figura 6.12: Respuesta de la frecuencia del SIC ante la caída de RAL1 para los casos con y sin FFR, en la ventana interés del RoCoF.

Finalmente, es pertinente mencionar que el tiempo que tardó la herramienta propuesta para evaluar las 5 contingencias simuladas, fue de 505 segundos. En este tiempo la herramienta estima el RoCoF pre-localización y post-localización para las 5 contingencias. El tiempo que se demoraron las simulaciones dinámicas para la validación fue aproximadamente 2 horas (12 minutos por simulación). Luego, considerando la eficiencia de la herramienta, sería posible implementarla en contextos como la programación de la operación *one-day-ahead* o intrahoraria.

# Capítulo 7

## Conclusiones

En este trabajo se desarrolló una herramienta de relocalización de reservas para su implementación en el contexto de la programación de la operación (*one-day-ahead*). La herramienta se compone principalmente de dos etapas: modelación multinodal y programación lineal. La primera etapa consta de una formulación matemática para modelar de manera multinodal el comportamiento de la frecuencia. Esta formulación tiene como base la ecuación del swing de cada área acopladas mediante la potencia transferida entre las áreas. La segunda etapa consta de un problema de optimización capaz de localizar FFR de manera óptima bajo criterios técnico-económicos. Luego, el problema de optimización fue acoplado con el modelo multinodal, dando lugar a la herramienta de localización óptima de reservas.

Los resultados obtenidos de la modelación multinodal muestran la importancia de considerar los efectos de la distribución inercial en los SEP. Si bien no se observaron diferencias significativas en las frecuencias mínimas del SING y SIC, los RoCoF alcanzados en cada zona si presentan grandes diferencias. Esto se debe a que la distribución inercial afecta directamente al RoCoF de las frecuencias zonales, mientras que es la inercia sistémica la que perjudica directamente a la frecuencia mínima alcanzada. Además, mediante un análisis de sensibilidad de FFR, se observó que el RoCoF no mejora sólo aumentando los MW totales de FFR en el SEP, sino que es importante considerar la capacidad de rampa y la localización espacial que tienen las unidades que prestan FFR.

Para validar la herramienta propuesta, se utilizó un punto de operación que presentaría activación de EDAC por RoCoF frente a la caída de alguna de las contingencias seleccionadas. Dicho punto de operación fue sometido a la herramienta, con la que se obtuvo un despacho que garantiza la no activación de EDAC por RoCoF frente a la caída individual de cualquiera de las máquinas despachadas. Con esto, se demostró que es posible mejorar el desempeño dinámico de la frecuencia de un SEP, al localizar FFR en las zonas que sobrepasan el límite permitido.

En cuanto a los costos asociados a la relocalización, se generó un aumento de 1.800 USD, que corresponde al 0.3% respecto al despacho original. Sin embargo, considerando el Costo de Falla de Larga Duración, se espera que este aumento sea menor al costo asociado a una eventual pérdida de carga.

Finalmente, es importante mencionar que el bajo tiempo de ejecución de la herramienta la habilita para ser utilizada en el contexto de la programación de la operación *one-day-ahead* o de la programación de la operación intrahoraria.

## 7.1 Trabajo futuro

La herramienta propuesta considera una restricción que se enfoca en mejorar el RoCoF de las zonas con baja inercia, producto de los efectos de la distribución inercial, mediante la localización de FFR. Para darle completitud a la herramienta, se podría incorporar una restricción al problema de optimización para considerar la frecuencia mínima de los SEP.

Para efectos de este trabajo, se consideró que todas las TGVCC aportan con la misma capacidad de rampa al momento de desplegar el FFR. Con la finalidad de que la herramienta sea más flexible, se podría acondicionar la herramienta para considerar distintas rampas de despliegue de reservas en las TGVCC.

# Bibliografía

- [1] J. McCalley y M. Li, «Influence of renewable integration on frequency dynamics,» *IEEE Power*, pp. 1-7, 2012.
- [2] J. McCalley y G. Zhang, «Optimal power flow with primary and secondary frequency constraint,» *IEEE*, pp. 1-6, 2014.
- [3] J. Mitra y N. Nguyen, «An analysis of the effects and dependency of wind power penetration on system frequency regulation,» *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA*, pp. 1-1, 2016.
- [4] F. Pérez-Illanes, E. Álvarez-Miranda, C. Rahmann y C. Campos, «Robust Unit Commitment Including Frequency Stability Constraints,» *Energies*, vol. 9, n<sup>o</sup> 11, p. 957, 2016.
- [5] IRENA, «Renewable capacity statistics 2023,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [6] Ministerio de Energía, «Transición Energética de Chile,» Marzo 2022. [En línea]. Available: [https://www.chileagenda2030.gob.cl/iniciativas/1985/documento/pen\\_2050\\_-\\_actualizado\\_marzo\\_2022\\_o.pdf](https://www.chileagenda2030.gob.cl/iniciativas/1985/documento/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_o.pdf). [Último acceso: Junio 2022].
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Energía Abierta,» [En línea]. Available: <http://energiaabierta.cl/>. [Último acceso: 2023].
- [8] S. Yan, Y. Zheng y J. Hill, «Frequency Constrained Optimal Siting and Sizing of Energy Storage,» in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 91785-91798, 2019.
- [9] A. Ulbig, T. Borsche y G. Andersson, «Analyzing rotational inertia, grid topology and their role for power system stability,» *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, pp. 541-547, 2015.
- [10] P. Pourbeik y G. Kobet, «Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and shortcircuit performance,» *IEEE/NERC TF*, 2018.
- [11] L. Badesa, F. Teng y G. Strbac, «Conditions for Regional Frequency Stability in Power System Scheduling—Part I: Theory,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n<sup>o</sup> 6, pp. 5558-5566, 2021.
- [12] T. Xu, W. Jang y T. Overbye, «Investigation of inertia's locational impacts on

- primary frequency response using large-scale synthetic network models,» *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, pp. 1-7, 2017.
- [13] T. Xu, W. Jang y T. Overbye, «Location-Dependent Impacts of Resource Inertia on Power System Oscillations,» *Proceedings of the 51st Hawaii International Conference on System Sciences*, 2018.
- [14] T. Xu, W. Jang y T. Overbye, «Metric development for evaluating inertia's locational impacts on system primary frequency response,» *IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 2018.
- [15] Y. Xiao, X. Lin y Y. Wen, «A Framework for Assessing the Inertia Distribution of Power Systems,» *2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, pp. 1418-1423, 2019.
- [16] D. Brahma y N. Senroy, «Spatial distribution of grid inertia and dynamic flexibility: Approximations and applications,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3465–3474, 2021., vol. 36, n° 4, p. 3465–3474, 2021.
- [17] Australian Energy Market Operator (AEMO), «Black system south australia 28 september 2016,» 2017.
- [18] J. O'Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane y M. O'Malley, «Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System—Frequency,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n° 6, p. 2943–2951, 2014.
- [19] ERCOT, «Inertia: Basic Concepts and Impacts on the ERCOT Grid,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.ferc.gov/media/inertia-basic-concepts-and-impacts-ercot-grid>.
- [20] AEMO, «Inertia Requirements Methodology,» 29 Junio 2018. [En línea]. Available: [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/Inertia\\_Requirements\\_Methodology\\_PUBLISHED.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/Inertia_Requirements_Methodology_PUBLISHED.pdf).
- [21] B. O'Connell, «Achieving World-Leading Penetration of Renewables: The Australian National Electricity Market,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, n° 5, pp. 18-28, 2019.
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Nivel de Inercia y de Cortocircuito,» Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-Estudio-Nivel-Inercia-y-Cortocircuito-2022.pdf>.

- [23] Z. Wu, «State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,» in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, n° 1, pp. 1-16, 2018.
- [24] N. Soni, S. Doolla y C. Chandorkar, «Improvement of transient in microgrids using virtual inertia,» in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n° 3, pp. 1830-1838, 2013.
- [25] D. Li, Q. Zhu, S. Lin y X. Bian, «A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of VSG to Support Frequency Stability,» in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, n° 1, pp. 397-398, 2017.
- [26] M. Torres, L. Lopes, L. Morán y J. Espinoza, «Self-tuning virtual synchronous machine: A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control,» in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, n° 4, pp. 833-840, 2014.
- [27] L. Badesa, F. Teng y G. Strbac, «Conditions for Regional Frequency Stability in Power System Scheduling—Part II: Application to Unit Commitment,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n° 6, pp. 5567-5577, 2021.
- [28] S. Püschel-Løvgreen y P. Mancarella, «Frequency Response Constrained Economic Dispatch with Consideration of Generation Contingency Size,» *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-7, 2018.
- [29] C. Rahmann, S. Chamas, R. Alvarez, H. Chavez, D. Ortiz-Villalba y Y. Shklyarskiy, «Methodological Approach for Defining Frequency Related Grid Requirements in Low-Carbon Power Systems,» *IEEE Access*, vol. 8, pp. 161929-161942, 2020.
- [30] P. Kundur, *Power system stability and control*, MC GRAW HILL INDIA; First Edition, 1994.
- [31] Comisión Nacional de Energía, «Servicios complementarios,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>.
- [32] P. Kundur, «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n° 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [33] S. Chamas, «Metodología para determinar requerimientos de respuesta inercial en centrales ernc desde una perspectiva sistémica,» 2019.
- [34] H. Chavez y R. Baldick, «Inertia and governor ramp rate constrained economic dispatch to assess primary frequency response adequacy,» *Renewable Energy and Power Quality Journal*, p. 1382–1387, 2012.

- [35] Nahid-Al-Masood, N. Modi y R. Yan, «Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution,» *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1-6, 2016.
- [36] M. Musau, T. Chepkania, A. Odero y C. Wekesa, «Effects of renewable energy on frequency stability: A proposed case study of the kenyan grid,» *2017 IEEE PES PowerAfrica*, pp. 12-15, 2017.
- [37] P. Tielens y D. Hertem, «The relevance of inertia in power systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, p. 999 – 1009, 2016.
- [38] S. Udalov, A. Achitaev y V. Marchenko, «Frequency Responses of Wind Turbines with Magnetic Speed Reduction in Autonomous Power Systems,» *2018 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, pp. 1-6, 2018.
- [39] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. Hill y V. Gregor, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems,» *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-25, 2018.
- [40] P. Wall y V. Terzija, «Smart frequency control for the future GB power system,» *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1-6, 2016.
- [41] D. Doheny y M. Conlon, «Investigation into the local nature of rate of change of frequency in electrical power systems,» *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2017.
- [42] B. Osbouei, G. Taylor, O. Bronckart, J. Maricq y M. Bradley, «Impact of inertia distribution on power system stability and operation,» *2019 IEEE Milan PowerTech*, pp. 1-6, 2019.
- [43] D. Fernández, «Estrategias de control de Área amplia para mantener la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos con baja inercia,» 2022.
- [44] B. Poola, D. Groß y F. Dörfler, «Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response,» *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, p. 1, 2020.
- [45] M. Arani y E. El-Saadany, «Implementing Virtual Inertia in DFIG-Based Wind Power Generation,» in *IEEE Transactions on Power Systems*,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n<sup>o</sup> 2, pp. 1373-1384, 2013.
- [46] M. Dreidy, H. Mokhlis y S. Mekhilef, «Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, p. 144–155, 2016.

- [47] M. Krpan y I. Kuzle, «Inertial and primary frequency response model of variable-speed wind turbines,» *The Journal of Engineering*, 2017.
- [48] Q. Hong, M. Nedd, S. Norris, I. Abdulhadi, M. Karimi y V. Terzija, «Fast Frequency Response for Effective Frequency Control in Power Systems with Low Inertia,» *The Journal of Engineering*, 2019.
- [49] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Pettinà y F. Pasut, «Renewables contributing to primary control reserve: The role of battery energy storage systems,» *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, pp. 1-6, 2017.
- [50] R. Abhinav y M. Pindoriya, «Grid integration of wind turbine and battery energy storage system: Review and key challenges,» *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pp. 1-6, 2016.
- [51] X. Wang, M. Yue y E. Muljadi, «PV generation enhancement with a virtual inertia emulator to provide inertial response to the grid,» *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 17-23, 2014.
- [52] X. Wang y M. Yue, «Design of energy storage system to improve inertial response for large scale PV generation,» *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2016.
- [53] A. Moeini, I. Kamwa, Z. Gallehdari y A. Ghazanfari, «Optimal Robust Primary Frequency Response Control for Battery Energy Storage Systems,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2019.
- [54] H. Ahmadi y H. Ghasemi, «Security-Constrained Unit Commitment With Linearized System Frequency Limit Constraints,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n° 4, pp. 1536-1545, 2014.
- [55] L. Sokoler, P. Vinter, R. Bærentsen, K. Edlund y J. Jørgensen, «Contingency-Constrained Unit Commitment in Meshed Isolated Power Systems,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n° 5, pp. 3516-3526, 2016.
- [56] Z. Zhang, M. Zhou, Z. Wu, S. Liu, Z. Guo y G. Li, «A Frequency Security Constrained Scheduling Approach Considering Wind Farm Providing Frequency Support and Reserve,» in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, n° 2, pp. 1086-1100, 2022.
- [57] Y. Wen, W. Li, G. Huang y X. Liu, «Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage,» *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-1, 2017.

- [58] W. Li y P. L. N. Du, «Design of a New Primary Frequency Control Market for Hosting Frequency Response Reserve Offers From Both Generators and Loads,» in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n° 5, pp. 4883-4892, 2018.
- [59] L. Badesa, F. Teng y G. Strbac, «Simultaneous Scheduling of Multiple Frequency Services in Stochastic Unit Commitment,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n° 5, pp. 3858-3868, 2019.
- [60] V. Trovato, «The impact of spatial variation of inertial response and flexible inter-area allocation of fast frequency response on power system scheduling,» *Electric Power Systems Research*, vol. 198, n° 5, 2021.
- [61] H. Gu, R. Yan, T. Saha, E. Muljadi, J. Tan y Y. Zhang, «Zonal Inertia Constrained Generator Dispatch Considering Load Frequency Relief,» in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, n° 4, pp. 3065-3077, 2020.
- [62] N. Ma y D. Wang, «Extracting spatial-temporal characteristics of frequency dynamic in large-scale power grids,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n° 4, p. 2654–2662, 2019.
- [63] R. Azizipanah-Abarghooee, M. Malekpour, M. Paolone y V. Terzija, «A new approach to the online estimation of the loss of generation size in power systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n° 3, p. 2103–2113, 2019.
- [64] I. Ponce, «Identification of weak areas in low-inertia power systems with high shares of converter-based generation,» 2022.
- [65] F. Milano y A. Ortega, «Frequency divider,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 7249-7257, 2018.
- [66] M. Cuevas, R. Alvarez, C. Rahmann, D. Ortiz, R. Rozas y J. Peña, «Artificial Intelligence Techniques for Dynamics Security Assessments - A Survey,» *IEEE Access*, 2023.
- [67] Coordinador Eléctrico Nacional, «Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/>.
- [68] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N°400,» 31 Agosto 2023. [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/archivos\\_bajar/400-2023.PDF](https://www.cne.cl/archivos_bajar/400-2023.PDF).
- [69] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga,» Octubre 2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/11/Estudio-EDAC-2020-Informe-Final.pdf>.

- [70] ENTSO-E, «Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,» 2016.
- [71] A. Ahmadyar, S. Riaz, G. Verbič, A. Chapman y D. Hill, «A Framework for Assessing Renewable Integration Limits With Respect to Frequency Performance,» *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n<sup>o</sup> 4, pp. 4444-4453, 2018.

# Anexos

## Anexo A

Para la división en dos áreas del SEN se realizó un análisis preliminar sobre la respuesta dinámica del sistema en distintas zonas del SEP. Para ello se tomaron distintos puntos de operación y se simularon diferentes desbalances de potencia (caída de generación).

La Figura 0.1 y Figura 0.2, muestran la respuesta de la frecuencia en las barras de Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, alto Jahuel 220 kV, Ancoa 220 KV y Puerto Montt 220 kV para un punto de operación del sistema considerando la caída de Ralco U1 (SIC) y U16 (SING) respectivamente. De ambas figuras se observa que Crucero oscila en contra del resto de las barras del sistema. Cuando la falla es en el SING, se observan oscilaciones mucho más pronunciadas que cuando la falla es en el SIC. Esto se debe a que el SING tiene menor concentración de inercia que el SIC.

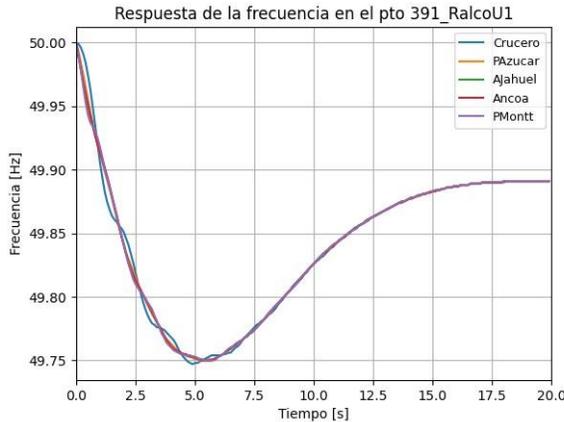


Figura 0.1: Respuesta de la frecuencia ante la caída de Ralco U1.

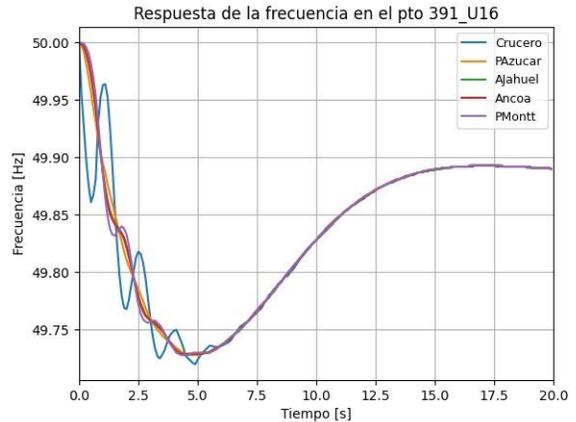


Figura 0.2: Respuesta de la frecuencia ante la caída de U16.

Los resultados del resto de las simulaciones fueron similares, en donde Crucero (SING) oscilaba en contra del resto de las barras (SIC).

## Anexo B

Los resultados presentados a continuación muestran la validación de la herramienta propuesta para el punto de operación PO2 descrito en la sección 5.2. El análisis es análogo al realizado en el Capítulo 6.



Figura 0.3: Fallas simuladas para el punto de operación PO2 consideradas en la optimización.

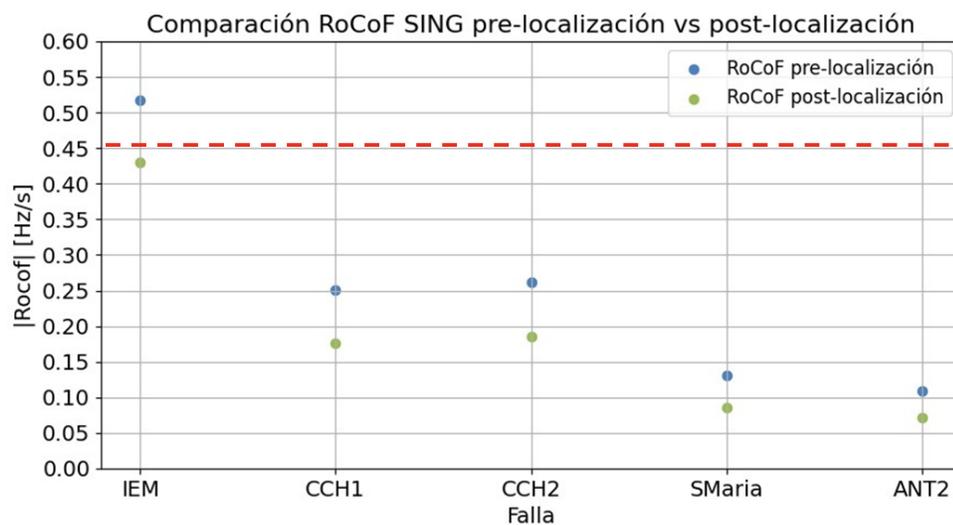


Figura 0.4: RoCoF del SING pre y post localización para las contingencias de la Figura 0.3.

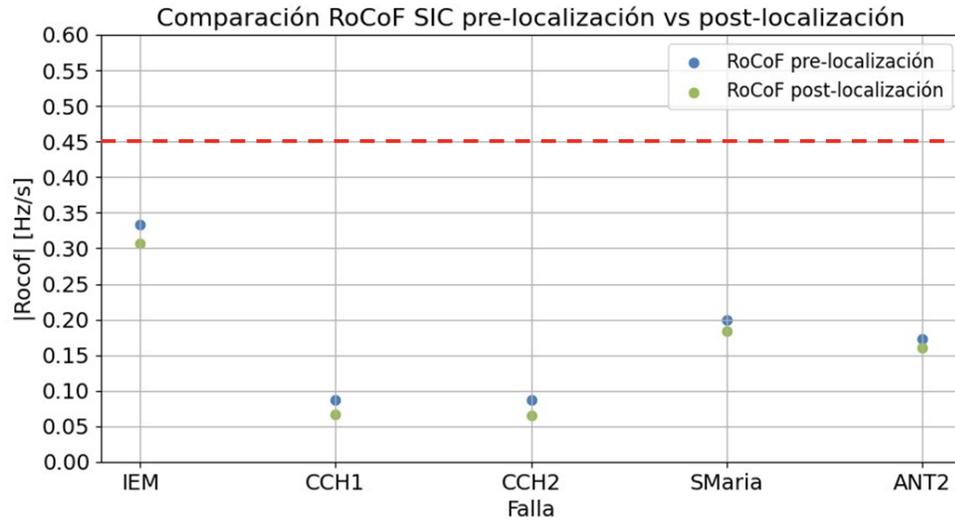


Figura 0.5: RoCoF del SIC pre y post localización para las contingencias de la Figura 0.3.

Tabla 0.1: Reasignación de reservas pre y post la aplicación de la herramienta.

Reserva	SING		SIC	
	Pre	Post	Pre	Post
Convencional [MW]	902	857	2.652	2.652
FFR [MW]	0	45	0	0

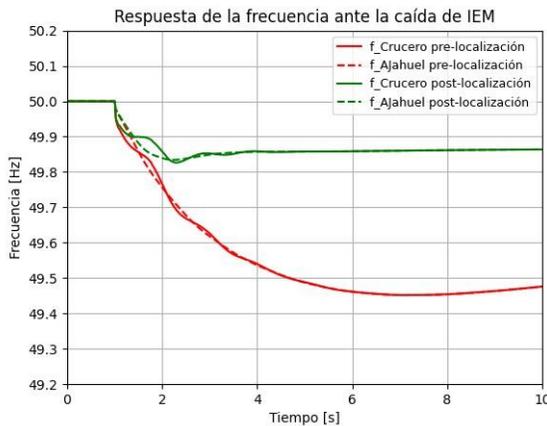


Figura 0.6: Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM para los casos con y sin FFR.

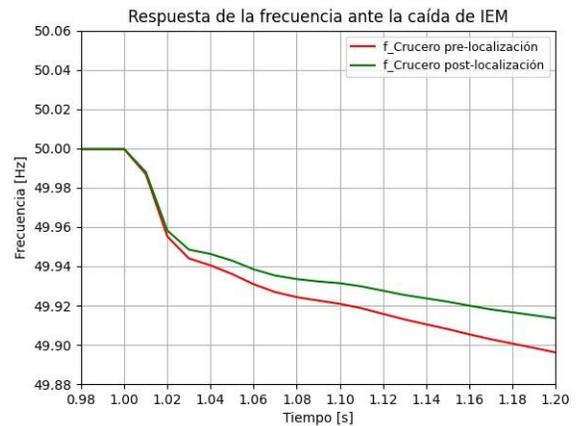


Figura 0.7: Respuesta de la frecuencia ante la caída de IEM en la ventana de interés del RoCoF para los caos con y sin FFR.

Tabla 0.2: Costos operacionales y costos de falla.

Costos operacionales pre-localización [USD]	Costos operacionales post-localización [USD]	Aumento en los costos operacionales [USD]	Costos de falla [USD]
375.522	378.481	2.959	40.286