



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

ESTRATEGIAS Y MODOS DE CONTROL DE CONVERTIDORES PARA LA
REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA SIN INERCIA

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

BENJAMÍN ISRAEL VEGA GUTIÉRREZ

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
VIJAY VITTAL

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por ANID-PFCHA/Magíster
Nacional/2019 - 22191313

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: BENJAMÍN ISRAEL VEGA GUTIÉRREZ
FECHA: JUNIO 2021
PROFESOR GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ESTRATEGIAS Y MODOS DE CONTROL DE CONVERTIDORES PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA SIN INERCIA

Los SEP están experimentando una creciente inserción de fuentes ERNC, especialmente plantas fotovoltaicas y eólicas, las cuales se conectan a la red mediante convertidores. Actualmente, los convertidores conectados a SEP se operan en modo *grid-following*, donde el convertidor inyecta una potencia fija, sin participar en la respuesta inercial ni la regulación de frecuencia.

No obstante, conforme aumenta la penetración de ERNC y disminuye la participación de generadores sincrónicos, es necesario que los convertidores adquieran nuevos esquemas de control para preservar la estabilidad del sistema. Concretamente, los modos de operación *grid-supporting* y *grid-forming* son alternativas a considerar en SEP futuros.

En esta tesis se investiga la estabilidad de frecuencia en SEP con alta participación de energías renovables, considerando distintos modos de operación de convertidores. Particularmente, se consideran 3 escenarios de operación, uno de ellos con un 100 % de penetración de convertidores.

Los resultados obtenidos muestran que un sistema con muy pocos o ningún generador sincrónico presenta un desempeño satisfactorio ante contingencias, siempre que los controladores asociados a convertidores se sintonicen adecuadamente y que algunos convertidores participen en la regulación de frecuencia. Asimismo, la frecuencia en un SEP dominado por convertidores demuestra una dinámica diferente a la de SEP tradicionales.

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 hermano y en especial a mi madre por el apoyo que me han brindado todos estos años. Gracias por aguantar mis rabietas relacionadas a los estudios, enseñarme innumerables valores e inculcarme que con esfuerzo, fe 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, agradezco a las personas que conocí a medida que me desarrollaba como estudiante y ser humano. En particular, agradezco a mis profesores y amigos del LAB, quienes siempre me motivaron a soñar en grande. Mención honrosa al profe papi, Milan, Misael, Iván, Carlos y tantos otros amigos que espero que lo sigamos siendo toda la vida. Destaco al profesor Cobo, que en paz descanse, que fue la persona que descubrió mi potencial para la matemática y cuyo recuerdo me ha motivado durante todos estos años.

Ya en la universidad, conocí personas que me hicieron sentir que escoger esta carrera fue la mejor decisión. El primer día conocí a los “porros”, con quienes nos apoyamos en los estudios durante plan común y hasta hoy seguimos en contacto. Dentro de este grupo fueron muy importantes el Gómez y Mauricio, con los que fuimos amigos cercanos hasta el último año. Fue un privilegio compartir estos años con gente tan inteligente y honesta como ellos. También debo mencionar a los amigos que hice más adelante en el área de energía como JP, Iñaki, Felipe, Yáñez, Benja y muchos otros que son grandes personas.

También agradezco a todos los que me apoyaron en la confección de este trabajo. Doy gracias a los profesores Mendoza y Cárdenas por responder desinteresadamente mis consultas cuando empecé la tesis. A Cristian y Felipe por entregarme su trabajo y siempre estar dispuestos a ayudar. Agradezco especialmente a Jorge, que me apoyó muchas veces sin esperar nada a cambio con mis preguntas teóricas, la revisión bibliográfica y dándome ideas para solucionar los problemas que surgían. Eres un grande. Otra persona fundamental en este proceso fue la profesora Claudia. 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 y espero seguir haciéndolo en el futuro.

Finalmente, le agradezco a Dios porque sin Él nada de esto sería posible. Gracias por haberme dado la capacidad, la fuerza y haber puesto en mi camino las personas indicadas para llegar exitosamente hasta acá. Tú eres mi motor y mi refugio, para Ti sea la gloria.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcances	4
2. Marco teórico	5
2.1. Introducción	5
2.2. Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos	5
2.2.1. Control de frecuencia en SEP tradicionales dominados por máquinas sincrónicas	6
2.2.2. Características de los convertidores de potencia	9
2.2.3. Respuesta de sistemas sin máquinas sincrónicas ante desbalances de potencia	10
2.2.4. Analogía entre tensión en link DC y velocidad de giro de masas rotatorias	12
2.3. Definición y control de micro-redes	12
2.3.1. Concepto de micro-red	13
2.3.2. Desafíos en el balance de generación/demanda en micro-redes aisladas	14
2.4. Arquitecturas de control en sistemas eléctricos	15
2.4.1. Control jerárquico en micro-redes	15
2.5. Control de variables de salida de convertidores	18
2.5.1. Clasificación de modos de operación de convertidores	19
2.5.2. Convertidores <i>grid-following</i>	20
2.5.2.1. Observaciones sobre el PLL de convertidores <i>grid-following</i>	22
2.5.3. Convertidores <i>grid-forming</i>	24
2.5.4. Convertidores <i>grid-supporting</i>	26
2.6. Control de la repartición de carga	28
2.6.1. Métodos sin enlaces de comunicación (basadas en controladores <i>droop</i>)	29
2.6.2. Métodos basados en enlaces de comunicación	40
2.6.3. Conclusiones	45
2.7. Análisis de sensibilidad de repartición de carga entre convertidores	45

2.7.1.	Convertidores <i>grid-forming</i> sin controladores <i>droop</i>	46
2.7.2.	Convertidores <i>grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f	48
2.7.3.	Convertidores <i>grid-forming</i> con <i>droop</i> P/ δ	51
2.8.	Revisión de trabajos en SEP 100 % basados en TGVCC	55
2.8.1.	“Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system”	56
2.8.2.	“New options in system operations”	59
2.8.3.	Conclusiones	68
3.	Metodología	71
3.1.	Introducción	71
3.2.	Etapas 1: Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base .	72
3.3.	Etapas 2: Operación del sistema con 1 GS	74
3.4.	Etapas 3: Operación del sistema sin GS	75
4.	Caso de estudio base	76
4.1.	Punto de operación	76
4.2.	Contingencias simuladas	78
5.	Resultados y análisis	79
5.1.	Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base	79
5.1.1.	Sintonización de controladores de TGVCC	79
5.1.1.1.	Desempeño de sintonización TGVCC definitiva	84
5.1.2.	Sintonización de PSS's de generadores sincrónicos	86
5.1.3.	Inclusión de control <i>droop</i> en convertidores <i>grid-following</i>	89
5.2.	Operación del sistema con 1 GS	95
5.3.	Operación del sistema con 100 % de TGVCC	97
5.3.1.	Reemplazando GS slack por convertidor <i>grid-supporting</i>	97
5.3.2.	Reemplazando GS slack por convertidor <i>grid-forming</i>	102
6.	Conclusiones	106
6.1.	Trabajos futuros	107
	Bibliografía	108
A.	Modelos <i>grid-following</i> WECC implementados en TGVCC futuras	119
B.	Implementación modelo <i>grid-forming</i> en DIgSILENT	121
C.	SEN chileno proyectado para el 2046	123
D.	Resultados adicionales	124
D.1.	Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base	124
D.2.	Operación del sistema con 1 GS	131
D.3.	Operación del sistema con 100 % de TGVCC	132

Índice de tablas

2.1.	Parámetros del sistema de la Figura 2.29.	46
2.2.	Razones de repartición de carga entre convertidores - <i>Droop</i> P/f.	51
2.3.	Ganancias de <i>droop</i> P/ δ seleccionadas para análisis de sensibilidad.	52
2.4.	Razones de repartición de carga entre convertidores (casos 1, 2 y 3) - <i>Droop</i> P/ δ	53
2.5.	Razones de repartición de carga entre convertidores al sensibilizar c/r a reactancia de transformadores - <i>Droop</i> P/ δ	55
4.1.	Resumen punto de operación mínima demanda neta.	77
4.2.	Características principales de caso de estudio base.	78
4.3.	Características de fallas consideradas en el estudio.	78
5.1.	Resumen de resultados de sintonización de controlador de tensión de TGVCC.	80
5.2.	Características modos de oscilación mal amortiguados - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].	85
5.3.	Iteraciones para la inclusión de lazos <i>droop</i> de frecuencia en convertidores <i>grid-following</i> del sistema.	90
D.1.	Medidas correctivas sobre PSS's del sistema.	124

Índice de figuras

2.1. Respuesta de un sistema dominado por GS ante un desbalance de carga.	7
2.2. Lazo de control de regulador de velocidad con estatismo en un GS.	8
2.3. Escalas de tiempo típicas del control de frecuencia.	10
2.4. Respuesta hipotética de la frecuencia en SEP con bajos niveles de inercia.	11
2.5. Diagrama simplificado de un inversor conectado a una red AC.	12
2.6. Topología básica de una micro-red AC.	13
2.7. Estructura de control jerárquica en micro-redes.	16
2.8. Organización de niveles de control jerárquico en micro-redes.	17
2.9. Esquema de control típico de variables de salida de un convertidor.	18
2.10. Clasificación propuesta para modos de operación de convertidores.	20
2.11. Representación simplificada de convertidor <i>grid-following</i>	21
2.12. Estructura de control de un convertidor <i>grid-following</i>	21
2.13. Diagrama de bloques general de un PLL.	23
2.14. Representaciones simplificadas de un convertidor <i>grid-forming</i>	24
2.15. Estructura de control de un convertidor <i>grid-forming</i>	25
2.16. Representación simplificada de un convertidor <i>grid-supporting</i>	27
2.17. Estructura de control de un convertidor <i>grid-supporting</i>	27
2.18. Diagrama de dos unidades de generación en paralelo en micro-red aislada.	29
2.19. Esquema simplificado de un convertidor conectado a una barra AC.	30
2.20. Esquema de control <i>droop</i> convencional: <i>Droop</i> P/f y <i>droop</i> Q/V.	32
2.21. Esquema de control <i>droop</i> con impedancia virtual.	33
2.22. Desplazamiento de curvas <i>droop</i> para restaurar frecuencia al valor nominal.	35
2.23. Esquema de control <i>droop</i> con restauración de frecuencia.	35
2.24. Esquema de control <i>Droop</i> P/V y <i>droop</i> Q/f.	36
2.25. Esquema de control <i>droop</i> P/ δ	38
2.26. Esquema de control de límite central.	41
2.27. Control maestro/esclavo sin controlador central.	42
2.28. Control maestro/esclavo con controlador central.	44
2.29. Red implementada en <i>DIgSILENT</i> para análisis de repartición de carga.	45
2.30. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga - <i>Grid-forming</i> sin <i>droop</i>	46
2.31. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga cuando $X_{T1} =$ $0,5 \cdot X_{T2}$ - <i>Grid-forming</i> sin <i>droop</i>	47
2.32. Potencia activa de convertidores ante escalón de carga - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f.	48

2.33. Frecuencia de salida de convertidores ante escalón de carga - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f.	49
2.34. Potencia activa de convertidores ante escalón de carga - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f y distintos coeficientes m entre convertidores.	50
2.35. Frecuencia de salida de convertidores ante escalón de carga - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f y distintos coeficientes m entre convertidores.	50
2.36. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga cuando $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2}$ - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/f.	51
2.37. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 1) - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/ δ	52
2.38. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 2) - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/ δ	53
2.39. Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 3) - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/ δ	53
2.40. Potencia activa de convertidores ante escalón de carga al sensibilizar c/r a reactancia de transformadores - <i>Grid-forming</i> con <i>droop</i> P/ δ	54
2.41. Diagrama unilineal de sistema de 9 barras.	56
2.42. Resultados para escalón de carga usando convertidores <i>grid-supporting</i> con <i>droop</i> P/f.	57
2.43. Resultados para escalón de carga usando <i>droop</i> P/ δ	58
2.44. Cambio de frecuencia promedio del SEP.	58
2.45. Voltaje en barras ante falla trifásica en barra <i>Inchore</i>	60
2.46. Potencia y corriente de convertidores <i>grid-forming</i> ante falla trifásica.	61
2.47. Voltaje en barras ante falla trifásica en barra <i>Inchore</i> , con menor participación de convertidores <i>grid-forming</i> (respecto al escenario base).	63
2.48. Voltajes en barras ante falla trifásica en barra <i>Inchore</i> - Escenario base.	64
2.49. Potencia y corriente inyectada por convertidores <i>grid-following</i> ante falla trifásica - Escenario base.	64
2.50. Potencia y corriente inyectada por convertidores <i>grid-forming</i> ante falla trifásica - Escenario base.	65
2.51. Voltaje en barras luego de falla trifásica en barra <i>Inchore</i> - Escenario base (con ganancias de PLL's reducidas).	66
2.52. Configuraciones para la conexión de convertidores a la red.	67
3.1. Diagrama metodológico general del estudio.	71
3.2. Diagrama de bloques de etapa 1 de la metodología.	72
3.3. Diagrama de bloques de etapa 2 de la metodología.	74
3.4. Diagrama de bloques de etapa 3 de la metodología.	75
4.1. Demanda y despachos en punto de mínima demanda neta por área.	77
5.1. Análisis modal en caso de estudio base - $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$ [pu].	80
5.2. Frecuencia de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_p	82
5.3. Frecuencia de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_i	83
5.4. Análisis modal en caso de estudio base - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].	84

5.5.	Modos mal amortiguados en caso de estudio base - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].	85
5.6.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].	86
5.7.	Análisis modal en ventana electromecánica al tomar medidas sobre PSS's.	87
5.8.	Análisis modal al tomar medidas sobre PSS's.	87
5.9.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Caso base 1 vs. Caso base 2.	88
5.10.	Análisis modal en ventana electromecánica al incluir <i>droop</i> de frecuencia en convertidores <i>grid-following</i> - Iteración 4.	90
5.11.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteración 1.	91
5.12.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteración 2.	92
5.13.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteración 3.	93
5.14.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteración 4.	94
5.15.	Análisis modal en ventana electromecánica - SEN operando con 1 GS.	95
5.16.	Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Operación del sistema con 1 GS.	96
5.17.	Análisis modal de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-supporting</i>	97
5.18.	Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-supporting</i>	99
5.19.	Análisis modal en ventana electromecánica de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-supporting</i> (PLL's re-sintonizados).	100
5.20.	Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-supporting</i> (re-sintonización de PLL's).	101
5.21.	Análisis modal en ventana electromecánica de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-forming</i>	102
5.22.	Análisis modal en sistema operado con 100 % de TGVCC - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-forming</i>	103
5.23.	Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-forming</i>	104
A.1.	<i>Frame</i> de modelos WECC implementados en plantas TGVCC.	119
B.1.	<i>Frame</i> de modelo <i>grid-forming</i> implementado en DIgSILENT.	121
B.2.	Controlador <i>grid-forming</i> con lazos <i>droop</i> implementado en DIgSILENT.	122
C.1.	Capacidad instalada por región en el SEN proyectado para el año 2046.	123
D.1.	Modos mal amortiguados en caso de estudio base - $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$ [pu].	125
D.2.	Voltaje de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_p	126

D.3. Voltaje de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_i	127
D.4. Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Caso base 1 vs. Caso base 2.	128
D.5. Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteraciones 1 y 2.	129
D.6. Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión <i>droop</i> iteraciones 3 y 4.	130
D.7. Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Operación del sistema con 1 GS.	131
D.8. Voltajes de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-supporting</i>	132
D.9. Voltaje de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS <i>slack</i> reemplazado por convertidor <i>grid-forming</i>	133

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La creciente demanda de energía eléctrica y el uso intensivo de recursos naturales para satisfacerla, ha provocado que en muchos países se estén impulsando políticas energéticas cuyo propósito es incentivar un desarrollo sustentable de los sistemas eléctricos. Lo anterior ha provocado que los últimos años hayan estado marcados por un retiro gradual de plantas de generación eléctrica convencionales basadas en combustibles fósiles, para dar paso a fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) conectadas al sistema mediante convertidores de potencia. En particular, las fuentes ERNC de mayor inserción han sido la solar y eólica, las cuales en la última década han aumentado su capacidad instalada a nivel mundial en un factor de aproximadamente 6 para la eólica y 40 para la solar [1].

Las características técnicas de las centrales basadas en ERNC como el sol o el viento, además del hecho de que se conectan al sistema mediante convertidores, hacen que el comportamiento dinámico de las tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) sea radicalmente distinto al que tienen los generadores sincrónicos (GS) convencionales desde la perspectiva de la frecuencia. Una de las principales diferencias es que en los GS existe una relación natural entre la velocidad de giro del rotor y la frecuencia del sistema, debido al acoplamiento electromecánico entre la máquina y la red. Por su parte, las TGVCC no tienen esta relación natural con la frecuencia del sistema debido a que el convertidor desacopla el generador de la red [2], [3]. Ello se traduce en que a diferencia de los GS que reaccionan ante desbalances de potencia inyectando parte de la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias, las TGVCC no apoyan naturalmente con respuesta inercial al sistema, sino que su respuesta depende del lazo de control que se implemente en el convertidor [1]. De esta forma, en las TGVCC tanto su respuesta dinámica como su interacción con la red durante contingencias, está determinada principalmente por las características de la estrategia de control seleccionada y no por las propiedades físicas del convertidor. Esto contrasta con los GS, en cuyo caso las características físicas de la máquina misma, como lo son su inercia y parámetros eléctricos, son los factores que influyen de mayor manera en su comportamiento transitorio [3].

De esta manera, hasta el día de hoy la mayoría de las TGVCC no contribuyen a la regulación de frecuencia o a la respuesta inercial de los SEP [1]. Por una parte, los convertidores son usualmente controlados para inyectar a la red la máxima potencia activa disponible, por lo que estas plantas de generación no guardan reservas para ayudar a restaurar el balance de potencia luego de una perturbación. Además, las TGVCC no proveen respuesta inercial a los SEP de manera natural, a diferencia de las máquinas sincrónicas que sí lo hacen. En particular, las plantas fotovoltaicas no poseen elementos rotatorios, por lo que no hay energía cinética almacenada disponible como en los GS [4]. En el caso de los aerogeneradores de velocidad variable, el convertidor desacopla eléctricamente el generador de la red, lo cual implica que la energía cinética almacenada en las masas rotatorias no se usa para apoyar la respuesta inercial del sistema, a no ser que se implemente una estrategia de control para dicho propósito [4], [5].

En este contexto, diversas investigaciones han demostrado que el reemplazo de generadores sincrónicos tradicionales por TGVCC sin respuesta inercial puede conducir a la degradación de la respuesta de la frecuencia de los SEP, tanto en la ventana de tiempo de la respuesta inercial como de la regulación primaria de frecuencia [6], [7]. En específico, bajos niveles de inercia pueden disminuir el punto más bajo (*nadir*) de la frecuencia luego de la salida intempestiva de un generador, además de implicar una mayor tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) al inicio de una contingencia [4]. Ello produce un aceleramiento de la dinámica de la frecuencia del sistema [1]. Todo lo anterior puede resultar en excursiones de frecuencia mayores y más recurrentes después de la salida de un generador, lo que a su vez puede llevar a activaciones más frecuentes de los esquemas de desprendimiento de carga por baja frecuencia, comprometiendo la estabilidad del sistema [4].

Para abordar estas problemáticas se han propuesto diferentes estrategias de control para hacer que las TGVCC provean respuesta inercial y/o apoyen en la regulación de frecuencia de los SEP [7], [8]. Sin embargo, estas estrategias se conciben considerando i) un comportamiento post-falla de la frecuencia similar al de sistemas de potencia dominados por generadores sincrónicos y ii) usando la frecuencia medida localmente como la principal señal de control para mantener el balance de carga en el sistema. No obstante, dadas las características particulares de los convertidores, no debería esperarse necesariamente que la frecuencia de los SEP dominados por TGVCC tenga el mismo comportamiento que en los SEP convencionales [1], [5].

Con altos niveles de TGVCC, los sistemas de potencia se caracterizarán por dinámicas más rápidas introducidas por los convertidores y sus controladores, lo que podría implicar una respuesta dinámica más rápida en la frecuencia del sistema. Ello puede conducir a escenarios en los que las estrategias de control de frecuencia tradicionales sean demasiado lentas para prevenir grandes desviaciones de frecuencia, además del hecho de que las ventanas de tiempo usadas para el control y operación de SEP convencionales dejen de ser adecuadas [9]. Más aún, en el caso de sistemas sin GS (100 % basados en TGVCC), la frecuencia deja de ser una variable física acoplada a la velocidad de giro de las máquinas, por lo que *a priori* carece de significado para la determinación de desbalances en los SEP [1]. Dado esto, es necesario efectuar estudios de estabilidad donde se evalúe la implementación de estrategias de control diseñadas específicamente para sistemas con

niveles muy bajos o nulos de inercia.

En este aspecto, hasta la fecha se han realizado pocos estudios que aborden los desafíos de control y estabilidad de sistemas de potencia con niveles de penetración extremos de TGVCC. Donde sí se han realizado estudios de sistemas con altos niveles de penetración de convertidores es en el ámbito de las micro-redes aisladas; sin embargo, los SEP tienen propiedades y dinámicas diferentes a las de las micro-redes [10]. Esta necesidad de estudios de estabilidad en SEP con alta participación de TGVCC cobra cada vez más importancia pues ya existen países donde se tiene una capacidad instalada de ERNC que es capaz de cubrir la demanda de un SEP durante ciertos escenarios de operación, lo que se suma a las políticas energéticas de una serie de países que apuntan a altos porcentajes de penetración de generación solar y eólica [10], [11].

En el marco anterior, esta tesis se enfoca en el problema del control y estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con altos niveles de penetración de TGVCC. En particular, en el estudio realizado se analizan las necesidades de control asociadas a las TGVCC para mantener una operación segura del sistema desde la perspectiva de la frecuencia ante distintas contingencias y niveles de penetración de convertidores.

1.2. Hipótesis

1. En SEP con altos niveles de TGVCC, no es posible mantener una operación segura desde la perspectiva de la frecuencia solo en base a convertidores operados en modo *grid-following* sin controladores de frecuencia.
2. El desempeño dinámico de un SEP dominado por TGVCC depende fuertemente del valor de los parámetros de control implementados en los convertidores.
3. Para minimizar las interrupciones de suministro asociadas a grandes desbalances de carga en SEP dominados por TGVCC, así como para asegurar su buen desempeño dinámico durante contingencias, se requiere que parte de las unidades TGVCC participen en la regulación de frecuencia del sistema.
4. Desde la perspectiva de la frecuencia, es factible lograr una operación segura en un SEP con un 100 % de penetración TGVCC, siempre y cuando se utilicen modos de operación con capacidad de regulación de frecuencia y con parámetros de control correctamente sintonizados.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es estudiar la estabilidad de frecuencia y los límites operacionales de SEP con altos niveles de penetración de TGVCC, considerando distintos modos de operación en los convertidores de las plantas ERNC.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Identificar en la literatura estrategias y modos de control de convertidores que permitan la operación segura de sistemas eléctricos sin generadores sincrónicos.
2. Implementar y validar un modelo de convertidor *grid-forming* con lazos *droop* en el *software* PowerFactory DIgSILENT.
3. Actualizar la estructura de control de las TGVCC incorporadas en el modelo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proyectado para el año 2046 en el trabajo de [12].
4. Estudiar el desempeño dinámico del SEN proyectado para el 2046 ante desconexiones intempestivas de generación, implementando las medidas correctivas que sean necesarias.
5. Evaluar el desempeño dinámico del SEN proyectado para el 2046 en un escenario de operación donde haya un 100 % de penetración de TGVCC.
6. Comprobar y contrastar los efectos de la incorporación de convertidores operados en modo *grid-supporting* y *grid-forming* en escenario con un 100 % de penetración TGVCC.

1.4. Alcances

El foco de esta tesis se restringe a la estabilidad de frecuencia de sistemas eléctricos dominados por TGVCC. Por lo tanto, las contingencias simuladas en el estudio son desconexiones intempestivas de generadores que lleven a grandes desbalances entre carga y generación. No se simularán cortocircuitos pues estos comprometen principalmente la estabilidad de tensión del sistema.

Por otro lado, en este trabajo se asume que las plantas fotovoltaicas y eólicas del sistema poseen los mecanismos necesarios (baterías, supercondensadores, operación subóptima fuera del punto de máxima potencia, etc.) que les permitan mantener las reservas suficientes como para poder participar en la regulación de frecuencia y repartición de carga del sistema.

Finalmente, en esta tesis se usan simulaciones a frecuencia fundamental (RMS) para analizar el desempeño dinámico del Sistema Eléctrico Nacional chileno proyectado para el año 2046. En consecuencia, en el estudio realizado se desprecian las ecuaciones diferenciales que representan los fenómenos rápidos asociados a la dinámica de la red, el estator de los GS y los procesos de conmutación de los dispositivos de electrónica de potencia.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Introducción

La operación y control de sistemas eléctricos que no poseen máquinas sincrónicas, sino solo TGVCC, es un tema que ha sido abordado principalmente en el contexto de las micro-redes aisladas de una red externa [10]. Es por este motivo que en este capítulo se realiza una revisión bibliográfica de las estrategias de control que se han propuesto para la operación de micro-redes aisladas sin inercia, además de revisar las distintas maneras de controlar un convertidor de potencia conectado a la red.

En el presente capítulo se comienza estableciendo las diferencias principales entre sistemas eléctricos con generadores sincrónicos y aquellos en que toda la generación se basa en TGVCC, desde el punto de vista de la respuesta y control de frecuencia ante desbalances entre generación y demanda. Una vez conocidas las propiedades y desafíos asociados a sistemas sin máquinas sincrónicas, se procede a describir las estrategias de control que se han propuesto para micro-redes AC aisladas debido a su similitud con el problema en estudio.

2.2. Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos

La frecuencia en un sistema eléctrico de potencia se debe mantener constantemente dentro de límites definidos, para así asegurar que los distintos equipos conectados a la red operen en condiciones lo más cercanas posibles a las nominales. Lo anterior se debe a que las desviaciones de frecuencia respecto a su valor nominal, pueden tener efectos como la operación no adecuada de algunos equipos, la disminución de su eficiencia, la reducción de su vida útil o incluso dañarlos de forma permanente [13], [14], [15].

Para mantener la frecuencia de los SEP dentro de ciertos márgenes establecidos, existen diferentes etapas de control que incluyen desde la regulación local que ejercen las unidades generadoras, hasta un control a nivel sistémico centralizado. En este contexto, la respuesta dinámica de la frecuencia, las estrategias de control adecuadas y las escalas de tiempo que

caracterizan la regulación de frecuencia de un sistema eléctrico, dependen de si este se encuentra dominado por generadores sincrónicos o por fuentes de energía conectadas a través de convertidores [1].

2.2.1. Control de frecuencia en SEP tradicionales dominados por máquinas sincrónicas

En los sistemas eléctricos tradicionales, los generadores sincrónicos generan potencia activa, proveen de respuesta inercial durante desbalances de carga y apoyan en la regulación de frecuencia y voltaje en la red. En este sentido, la operación de los SEP se ha basado en el hecho de que las máquinas sincrónicas se conectan de forma directa al sistema, por lo que existe un acoplamiento electromecánico entre las máquinas y la red. En consecuencia, surge una relación natural entre la frecuencia del sistema con la velocidad de giro del rotor de las máquinas sincrónicas y por ende, con el balance entre generación y demanda [1], [2].

En el caso de un generador sincrónico conectado a la red, el comportamiento de la velocidad de giro de la máquina (denotada como ω_r), se relaciona con el torque mecánico aplicado a la turbina (T_m) y el torque eléctrico (T_e) requerido por el sistema mediante la ecuación del *swing* [10], la cual se escribe a continuación:

$$J \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Donde “ J ” denota el momento de inercia de la máquina sincrónica. A partir de la ecuación (2.1) se observa que ante una perturbación que resulte en un desbalance entre generación y demanda (como la desconexión intempestiva de una central generadora o la conexión de un bloque de demanda), la energía cinética almacenada en las masas rotatorias de las máquinas sincrónicas se encarga de compensar este desbalance [4], [5]. De esta forma, si el torque mecánico es mayor al torque eléctrico (mayor generación que demanda), la máquina va a absorber este excedente aumentando su energía cinética y por ende la velocidad de giro del rotor. En cambio, si el torque mecánico es menor al torque eléctrico (mayor demanda que generación), el generador sincrónico va a entregar parte de su energía cinética almacenada en sus partes giratorias para suministrar la carga, lo que se traduce en una disminución de la velocidad de giro del rotor [4]. A esto se le conoce como la *respuesta inercial* de los generadores sincrónicos, la que es una característica natural de los mismos.

En este marco, al despreciar la topología de la red y suponiendo la presencia tanto de generadores sincrónicos como de TGVCC, se puede escribir la siguiente expresión para la frecuencia promedio del sistema en función del tiempo ($\omega(t)$):

$$M \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} = P_s(t) + P_{ns}(t) - P_D(t) - P_{loss}(t) \quad (2.2)$$

Donde $P_D(t)$ y $P_{loss}(t)$ son la demanda de potencia activa y las pérdidas del SEP, respectivamente, “ M ” la inercia total de las máquinas sincrónicas presentes en el sistema,

$P_s(t)$ la potencia activa inyectada por los generadores sincrónicos y $P_{ns}(t)$ la potencia activa entregada por generadores no sincrónicos. Notar que se ha separado la generación sincrónica de la no sincrónica, puesto que éstas tienen características distintas, como por ejemplo la falta de inercia natural de las TGVCC [1], [5]. Además, en la ecuación (2.2) se puede observar que mientras mayor es la inercia “ M ” del sistema, las desviaciones de frecuencia ante un desbalance de carga serán menores.

De esta manera, tal como se aprecia en la ecuación (2.2), luego de un desbalance entre generación y demanda, el sistema tenderá a cambiar su frecuencia de manera inversamente proporcional a la inercia del mismo y de forma proporcional a la magnitud del desbalance. Debido a lo anterior, se hace necesario implementar acciones de control que restauren el equilibrio de potencia y restablezcan la frecuencia a su valor nominal.

En los sistemas de potencia convencionales la regulación de frecuencia se efectúa mediante distintos niveles de control, los cuales tienen diferentes tareas y escalas de tiempo. Esto se ilustra de manera gráfica en la Figura 2.1, donde se representa la respuesta de la frecuencia de un sistema dominado por máquinas sincrónicas ante una perturbación que hace que la demanda sea mayor que la generación [1].

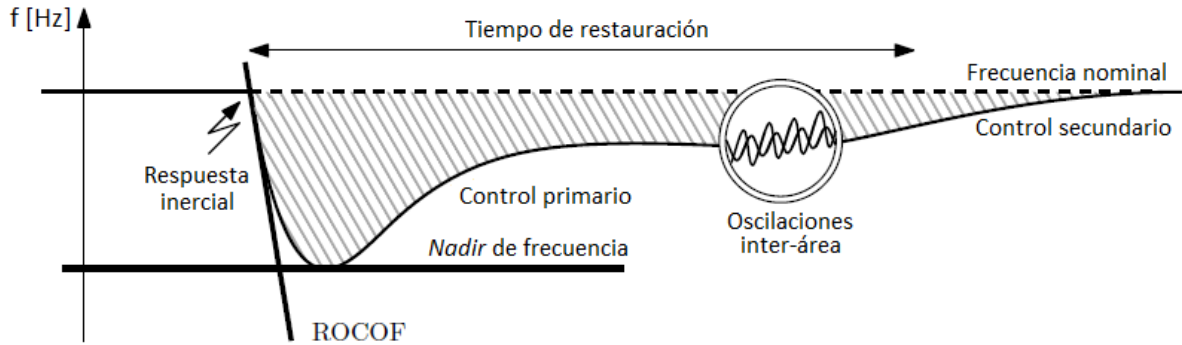


Figura 2.1: Respuesta de un sistema dominado por GS ante un desbalance de carga.

Como se aprecia en la Figura 2.1, al ocurrir la perturbación, la frecuencia de la red comienza a disminuir debido a que los generadores sincrónicos liberan parte de la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias, de forma de compensar el desbalance de potencia en el corto plazo. Lo anterior caracteriza la respuesta dinámica del sistema durante los primeros 5 segundos (aproximadamente). Cabe destacar que, para evaluar el desempeño de la respuesta de la frecuencia de un sistema ante un desbalance de potencia, generalmente se usan dos parámetros: El $RoCoF$ ¹ y el *nadir*. El $RoCoF$ corresponde a la tasa de variación de la frecuencia, que depende directamente de la inercia del sistema y la magnitud del desbalance entre generación y demanda. Por su parte, el *nadir* corresponde a la desviación máxima de frecuencia alcanzada después de ocurrido el desbalance, que queda determinada por la inercia, la magnitud del desbalance y el tiempo de acción de los reguladores de velocidad de las máquinas sincrónicas del sistema [15].

Después de la respuesta inercial, entran en acción los controles necesarios para modificar

¹Por su sigla en inglés: *Rate of Change of Frequency*.

la potencia mecánica en las unidades generadoras y con ello restablecer el equilibrio. En específico, la regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia se organiza en los siguientes niveles, donde los nombres que se les otorga pueden variar según el país.

- **Control primario de frecuencia (CPF):**

Su objetivo es frenar la variación de frecuencia producto de la respuesta inercial de las máquinas sincrónicas, restaurando el balance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica [14], [16]. Para esto, se implementa un controlador local en cada generador, que en base a la medición de la velocidad de giro en el eje de la máquina, modifica la potencia mecánica en caso de que hayan desviaciones fuera de una cierta banda muerta respecto a la velocidad de sincronismo.

Para lograr este control en sistemas con la operación paralela de varios generadores, se impone que cada uno de los GS aporte potencia de forma proporcional a su capacidad instalada. Para conseguir esto, se define el parámetro denominado estatismo (R), a través del cual se relaciona la desviación de velocidad con el cambio que debe tener la potencia mecánica en la turbina de la máquina [14], [16]. En la Figura 2.2 se presenta el lazo de control de un regulador de velocidad con estatismo.

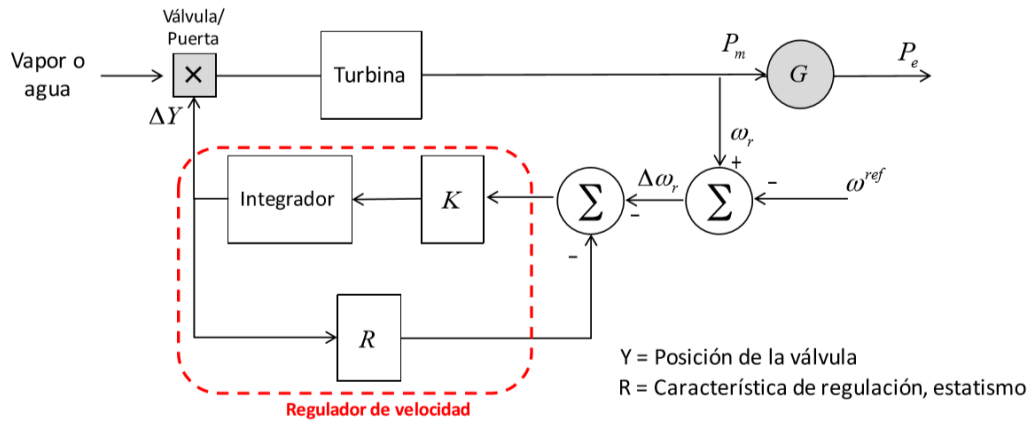


Figura 2.2: Lazo de control de regulador de velocidad con estatismo en un GS.

A partir de la Figura 2.2, se desprende que en régimen permanente el regulador de velocidad modifica la potencia mecánica del generador de manera proporcional a la desviación de velocidad, según la ecuación (2.3).

$$\Delta P_m = -\frac{1}{R} \cdot \Delta \omega_r \quad (2.3)$$

Así, con la modificación de la potencia mecánica de todos los generadores que participan en el CPF, se logra restaurar el equilibrio entre generación y demanda. Esta acción toma lugar en una ventana de tiempo que comprende desde los 3 hasta los 30 segundos luego de ocurrida la perturbación.

- **Control secundario de frecuencia (CSF):**

Luego de la acción del CPF, si bien se logra restaurar el balance entre generación y demanda, la frecuencia se establece en un valor distinto al nominal dependiendo

del estatismo de los generadores. Además, dado que el CPF restaurará el balance de carga sin considerar criterios económicos, en general se tiene que los flujos entre las distintas áreas de un sistema eléctrico cambian, lo que es relevante en el caso de sistemas con flujos programados entre áreas [14].

Es por estos motivos que surge el control secundario de frecuencia, el cual usualmente es un control centralizado cuya finalidad es modificar las consignas de potencia en los generadores, para hacer que la frecuencia vuelva a su valor nominal y que se restablezcan los flujos programados entre áreas [13], [15].

Para lo anterior, se implementa un control centralizado automático denominado AGC² [16]. Dada sus características, el AGC necesita tener enlaces de comunicación con las distintas unidades que participan en el CSF, lo cual aumenta los costos y complejidad de esta solución y reduce la confiabilidad del sistema ante la probabilidad de falla de los enlaces [17]. Adicionalmente, los esquemas de comunicación del AGC tienen asociados retardos que pueden alcanzar incluso los 15 segundos, lo que eventualmente puede llevar a que el sistema se haga inestable [18].

- **Control terciario de frecuencia (CTF):**

En caso de que este control sea implementado, se encarga de devolver al sistema a una operación económicamente óptima, además de restaurar las reservas de control secundario [14].

2.2.2. Características de los convertidores de potencia

Antes de discutir la respuesta de la frecuencia en un sistema dominado por tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC), es necesario conocer las características de operación y control de los convertidores de potencia.

Los convertidores son dispositivos de electrónica de potencia que, a diferencia de los generadores sincrónicos, no proveen de respuesta inercial debido a que no tienen el acoplamiento electromecánico natural con la red que sí tienen las máquinas sincrónicas. Dado esto, la interacción de las fuentes conectadas por medio de convertidores con la red, está determinada por la estrategia de control que se haya implementado en el convertidor [1].

Así, a no ser que se implemente un esquema de control específico, en general la inserción de TGVCC reduce la inercia total del sistema. En este aspecto, si bien los generadores eólicos tienen masas rotatorias que almacenan energía cinética, al ser conectados a través de convertidores se desacoplan de la dinámica de la red, por lo que ya no proveen de respuesta inercial de manera natural [1], [2], [4].

Por otro lado, los convertidores son equipos que permiten una amplia gama de soluciones de control y actuación, en escalas de tiempo considerablemente menores que las que puede ofrecer un generador sincrónico [1]. Esto implica que las fuentes conectadas por medio de convertidores tienen el potencial de participar en la regulación de frecuencia antes que las máquinas sincrónicas. Lo anterior se ilustra de forma esquemática en la

²Por su sigla en inglés: *Automatic Generation Control*.

siguiente figura:

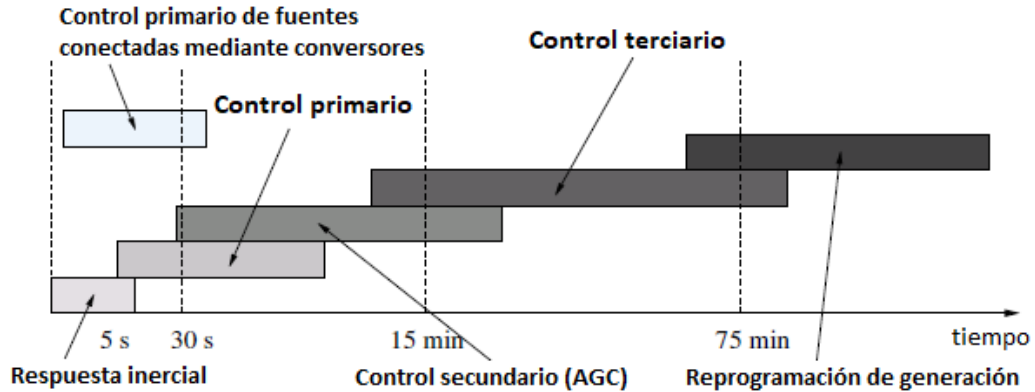


Figura 2.3: Escalas de tiempo típicas del control de frecuencia.

Como se puede notar en la Figura 2.3, el control primario de frecuencia de las TGVCC responde de manera rápida, pero no inmediata, ante un desbalance entre carga y generación. Esto se debe a que a pesar de los rápidos tiempos de respuesta de los convertidores, la acción de sus sistemas de control tiene asociados retardos intrínsecos [5]. Lo anterior provoca que la respuesta de las TGVCC no sea lo suficientemente efectiva durante los primeros cientos de milisegundos luego de una perturbación, que es donde la dinámica del sistema está dominada por la respuesta inercial natural e instantánea que proveen las máquinas sincrónicas [1].

No obstante, tal como se aprecia en la Figura 2.3, una de las principales ventajas que tienen las TGVCC por sobre las máquinas sincrónicas, es que los convertidores pueden participar en el control de frecuencia en una escala de tiempo mucho más rápida que la del control primario en sistemas convencionales dominados por generadores sincrónicos [15].

2.2.3. Respuesta de sistemas sin máquinas sincrónicas ante desbalances de potencia

En un sistema en el que no existen máquinas sincrónicas, la inercia natural del sistema es $M \approx 0$. Con ello, la ecuación (2.2) pasa a ser:

$$0 = P_{ns}(t) - P_D(t) - P_{loss}(t) \quad (2.4)$$

La Ecuación (2.4) indica que la frecuencia del sistema se encuentra completamente desacoplada del balance entre generación y demanda del sistema, lo cual difiere del paradigma tradicional de una red eléctrica con máquinas sincrónicas, donde un desbalance de carga se traduce naturalmente en una desviación de frecuencia vía la ecuación del *swing* [1], [2]. De esta forma, en un SEP sin máquinas sincrónicas, se tiene que la frecuencia ya no es la señal adecuada para determinar el balance de potencia al interior del sistema. Debido a esto que se han investigado distintas estrategias para mantener el balance de carga, a

través de controladores que no se basen en la medición de la frecuencia. Sin embargo, estas estrategias no son lo suficientemente confiables o fáciles de implementar, por lo que a la fecha aún no se ha encontrado un sustituto claro para la frecuencia en el marco de la regulación del balance de potencia en SEP sin inercia [1], [2].

A medida que la inercia de un sistema disminuye, se podría esperar que el RoCoF y el *nadir* empeoren ante la ocurrencia de una contingencia respecto al caso de un sistema dominado por generadores sincrónicos (ver Figura 2.1). No obstante, se debe considerar que el comportamiento ilustrado en la Figura 2.1 es representativo de la dinámica y control de máquinas sincrónicas, por lo que no se debería esperar una respuesta similar en un sistema con ninguna o muy pocas máquinas sincrónicas, pues en ese caso las dinámicas deberían ocurrir en escalas de tiempo mucho más rápidas y con mecanismos de control distintos a los convencionales [1].

En este sentido, en lugar de extrapolar la respuesta típica de un sistema dominado por generadores sincrónicos a un sistema con un nivel muy bajo (o nulo) de inercia, dadas las características de la dinámica y el control de convertidores, se podría pensar en un comportamiento post-falla más parecido al que se muestra en la Figura 2.4.

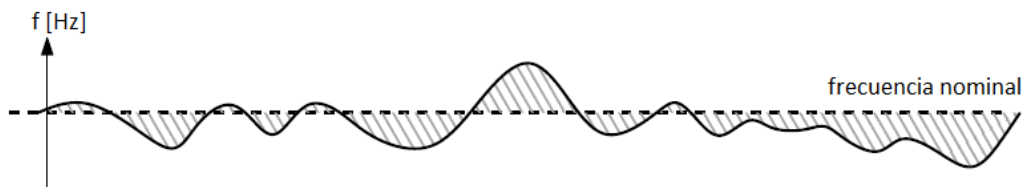


Figura 2.4: Respuesta hipotética de la frecuencia en SEP con bajos niveles de inercia.

El caso más extremo de esta extrapolación corresponde a un sistema sin máquinas sincrónicas, donde cambia completamente el paradigma de operación en cuanto a la respuesta de la frecuencia ante desbalances. En concreto, en un sistema sin inercia rotatoria, la frecuencia podría carecer de significado físico, no siendo más que un *setpoint* que puede ser definido arbitrariamente en el sistema de control de los convertidores [2], [10].

Es importante destacar que una de las propuestas más conocidas y tradicionales con las que se ha abordado el control de convertidores en sistemas con muy baja o nula inercia, consiste emular el comportamiento dinámico de una máquina sincrónica, otorgándole al convertidor una inercia virtual y usando lazos de control similares a los usados en generadores convencionales [19], [20]. A los convertidores controlados de esta forma se les denomina comúnmente como *sincroinversores* o *máquinas sincrónicas virtuales* [1]. Con esta estrategia de control, el paradigma de operación de un sistema dominado con convertidores no sería muy distinto al de un sistema dominado por máquinas sincrónicas, por lo que se esperaría una respuesta de la frecuencia similar a la observada en la Figura 2.1. Si bien esto podría asegurar que el rendimiento del sistema se ajuste a los estándares y criterios actuales, el emular el comportamiento dinámico de un generador sincrónico podría ser contraproducente en cuanto a la rapidez y flexibilidad que el control de un convertidor puede ofrecer [1], [2].

2.2.4. Analogía entre tensión en link DC y velocidad de giro de masas rotatorias

Como se explicó anteriormente, en un sistema sin inercia un desbalance entre generación y demanda no se refleja en la frecuencia, por lo que ésta deja de ser un indicador del balance de carga al interior de la red. Sin embargo, en los convertidores de potencia se tiene que los desbalances de potencia se reflejan en la tensión del *link* DC. Es por ello que en los últimos años se ha discutido sobre la existencia de una analogía entre la energía almacenada en el *link* DC de un convertidor, con la energía cinética de las masas rotatorias de un generador sincrónico, e incluso se han propuesto estrategias de control en convertidores basadas en esta dualidad [1], [10].

En específico, para un convertidor como el ilustrado en la Figura 2.5, un desbalance de carga no se refleja en la frecuencia sino en el voltaje del *link* DC.

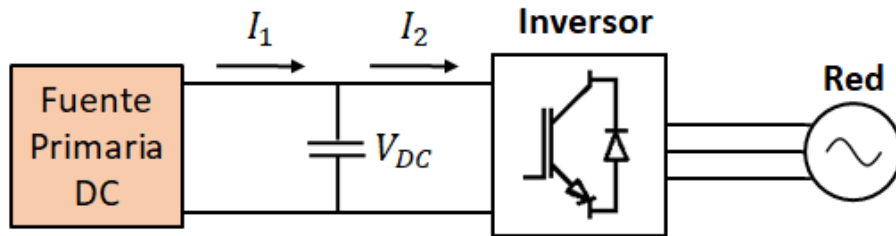


Figura 2.5: Diagrama simplificado de un inversor conectado a una red AC.

En este ejemplo, la expresión característica para la evolución de la tensión en el *link* DC será:

$$C \cdot \frac{dV_{DC}}{dt} = I_1 - I_2 \quad (2.5)$$

Es importante considerar que la energía almacenada en el *link* DC es mucho menor a la almacenada en el rotor de las máquinas sincrónicas, pues el condensador en el lado DC del convertidor está diseñado y dimensionado para reducir el *ripple* del voltaje en el lado DC [1], [10], [21]. De este modo, para que esta analogía sea viable y útil en la práctica, se requeriría conectar un dispositivo de almacenamiento con una capacidad suficiente en el lado DC del convertidor. Asimismo, otra diferencia fundamental entre la velocidad de giro del rotor en un generador sincrónico y el voltaje en el *link* DC es que la frecuencia es un parámetro global para todo el sistema, mientras que el voltaje en el *link* DC es un parámetro local [10].

2.3. Definición y control de micro-redes

La operación y control de las micro-redes, en particular de las micro-redes aisladas de una red externa, puede ser una base importante para abordar los desafíos asociados al control de sistemas eléctricos de potencia sin inercia. Debido a lo anterior, a continuación se define el concepto de micro-red, para luego detallar diferentes aspectos sobre su control.

2.3.1. Concepto de micro-red

En la literatura se pueden encontrar diferentes definiciones del concepto de micro-red. No obstante, la mayoría de estas definiciones apuntan a que una micro-red es un sistema energético a nivel de distribución que contiene fuentes de energía distribuidas (como generadores distribuidos o dispositivos de almacenamiento de energía) y cargas flexibles, que es capaz de operar de forma controlada y coordinada tanto aislada de la red principal, como conectada a ella (y en la transición entre ambos modos) [22–24].

Dado lo anterior, una micro-red debe ser capaz de operar en modo conectado y en modo aislado a la red principal, aun cuando la mayor parte del tiempo opere solo en uno de estos modos, pudiendo seguir en operación en la transición entre un modo y otro [23]. Si bien en general las micro-redes operan conectadas a la red, éstas pueden operar aisladas usando sus propios medios de generación, en caso de una falla, mantenimiento programado o algún otro motivo [24]. Además, existen micro-redes que no tienen un punto de conexión a un sistema eléctrico debido a que se sitúan en sitios remotos donde una interconexión con la red no es factible por motivos técnicos o económicos. A estas micro-redes se les conoce como *micro-redes aisladas* [23].

Las micro-redes se suelen desarrollar en corriente alterna (AC) debido a su fácil integración con los sistemas eléctricos y las cargas existentes en corriente alterna. Sin embargo, también pueden desarrollarse en corriente continua debido a los avances en la tecnología de los enlaces HVDC, o incluso como una mezcla de ambas (micro-redes híbridas) [25]. Dado que este trabajo está orientado a sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna, en lo que sigue se detallarán solamente las estrategias de control que se implementan en micro-redes AC. A modo de ilustración, en la siguiente figura se muestra una topología típica de una micro-red AC.

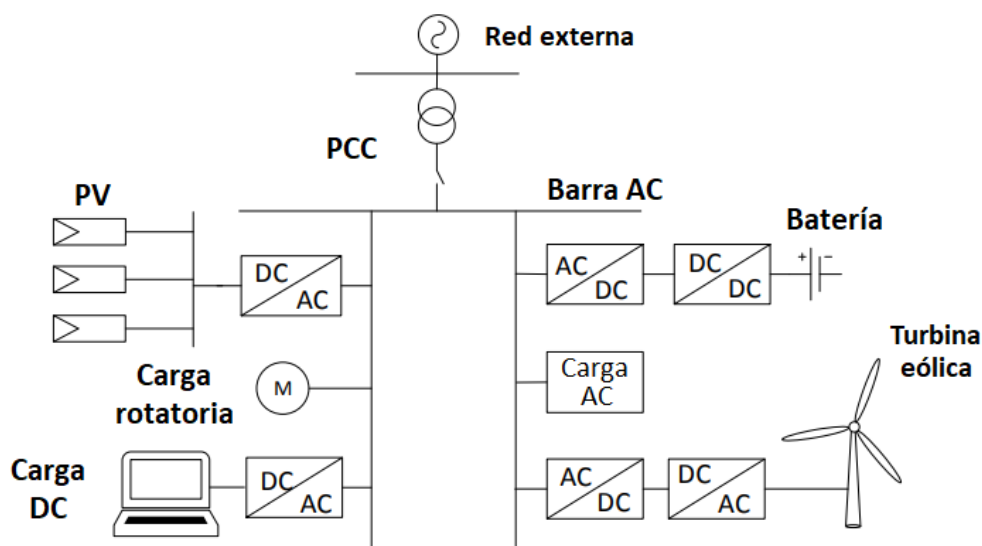


Figura 2.6: Topología básica de una micro-red AC.

En la Figura 2.6 se observan generadores eólicos y fotovoltaicos conectados mediante

convertidores, además de equipos de almacenamiento y cargas que se conectan a la red, donde el punto de conexión entre la micro-red y la red externa se denomina PCC³.

2.3.2. Desafíos en el balance de generación/demanda en micro-redes aisladas

Uno de los desafíos más importantes desde la perspectiva del control de micro-redes, reside en poder operarlas de forma segura y confiable cuando se encuentran aisladas de una red externa. Uno de los motivos de lo anterior es que, en el caso de una micro-red operada en modo aislado, la regulación de voltaje/frecuencia y el balance entre generación y demanda ya no son apoyados por la red principal. Esto provoca que las fuentes de generación que se encuentran al interior de la micro-red no se pueden controlar para que entreguen valores fijos de potencia activa y reactiva (como se hace comúnmente en una micro-red operando en modo conectado), sino que se deben implementar estrategias de control que procuren que las fuentes de generación de la micro-red participen en la regulación de tensión y frecuencia de la red [23].

En este aspecto, en el caso de una micro-red aislada no existe una red externa que se haga cargo de los déficit de generación al interior de la micro-red, o que absorba los excedentes de generación. Por este motivo, se requieren mecanismos de control que aseguren la mantención del balance entre generación y demanda al interior de la micro-red, ya sea mediante controles que se basen en mediciones locales, o a través de un controlador centralizado que le comunique a las unidades de generación las consignas de potencia adecuadas [23]. El objetivo de esto es asegurar que todas las unidades de generación contribuyan a abastecer la demanda, repartiéndosela adecuadamente [26–28].

En el marco anterior, debido a la creciente inserción de las TGVCC en los sistemas eléctricos, un escenario importante que se debe considerar y que trae consigo diversos desafíos, es aquel en el cual la mayor parte (o la totalidad) de la generación al interior de la micro-red se conecta mediante convertidores. En específico, debido a las diferencias en la operación y control de las TGVCC respecto a los generadores sincrónicos, se deben implementar estrategias de control pensadas específicamente para el escenario en que todas las unidades de generación se conectan a la micro-red a través de convertidores, en cuyo caso no existen GS que impongan valores de voltaje y frecuencia en la red [27].

Debido a los desafíos asociados a la repartición de carga y al balance entre generación y demanda en micro-redes aisladas, en particular de aquellas dominadas por TGVCC, es que se han investigado distintas técnicas de control para asegurar su operación estable, las que eventualmente se podrían expandir para concebir la operación de sistemas eléctricos de potencia con muy pocas o ninguna máquina sincrónica.

³Por su sigla en inglés: *Point of Common Coupling*

2.4. Arquitecturas de control en sistemas eléctricos

Para el control de sistemas eléctricos, se pueden identificar básicamente dos arquitecturas de control opuestas: la centralizada y la descentralizada [22], [23].

En un esquema de control centralizado, se tiene un controlador central que en base a los datos que le llegan desde diferentes puntos de la red, realiza cálculos y determina las acciones de control para todas las unidades del sistema. Debido a lo anterior, para el correcto funcionamiento de una arquitectura de control centralizada se requiere de extensivos enlaces de comunicación entre el controlador central y las distintas unidades sometidas a los comandos del mismo [23].

Por otro lado, en un enfoque de control descentralizado cada unidad es controlada por un controlador local, el cual toma acciones solo en base a información que se extrae a partir de mediciones locales. Dadas sus características, en un esquema de control descentralizado las unidades locales de control no tienen información completa sobre las distintas variables a lo largo del sistema o de las acciones de control que toman los controladores asociados a otras unidades [23].

Como los sistemas de potencia usualmente cubren áreas geográficas extensas, una arquitectura de control completamente centralizada es infactible debido a los extensivos requerimientos computacionales y enlaces de comunicación que necesitaría el control del sistema. Asimismo, un enfoque de control descentralizado puro tampoco sería adecuado pues para la operación simultánea de varias unidades en el sistema se necesita de un cierto nivel mínimo de coordinación que no se puede lograr usando sólo mediciones locales. En este escenario surge la arquitectura de control jerárquico, mediante la cual se puede lograr un compromiso entre el enfoque de control centralizado y el descentralizado [22], [23].

El control jerárquico se caracteriza por contar con controladores en distintos niveles, los que en su conjunto regulan la operación del sistema eléctrico como un todo. Los distintos niveles de control difieren en (i) la rapidez de su respuesta y la ventana de tiempo en la que actúan, (ii) los requerimientos de comunicación para su operación [22], [23], [26].

2.4.1. Control jerárquico en micro-redes

Aunque las micro-redes no son geográficamente tan extensas como los SEP convencionales, éstas se pueden beneficiar del uso de una estructura de control jerárquica debido a que en su interior puede existir un número considerable de fuentes de energía controlables [23]. En la Figura 2.7 se muestra un diagrama ilustrativo simplificado de la estructura de control jerárquica utilizada usualmente en micro-redes para regular el voltaje y la frecuencia.

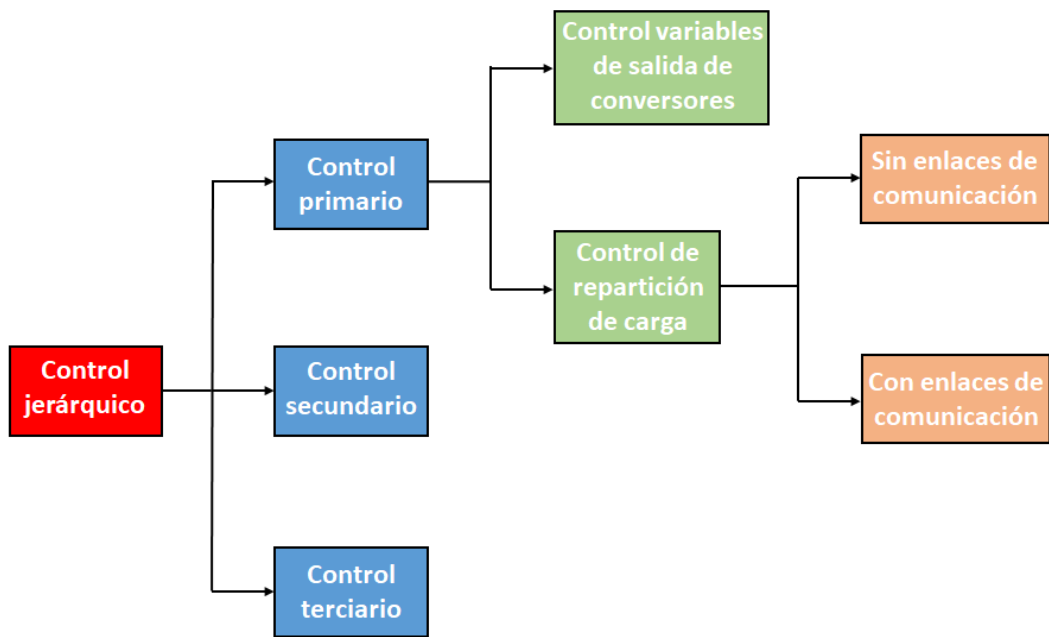


Figura 2.7: Estructura de control jerárquica en micro-redes.

Como se ve en la Figura 2.7, la estructura jerárquica en micro-redes se divide en tres niveles de control [23], [24], [26], [28], [29]: el control primario (que a su vez se sub-divide en el control de variables de salida de convertidores y en el control de la repartición de carga), secundario y terciario, los cuales se explican a continuación:

Control primario: Es el primer nivel de la estructura jerárquica y en consecuencia es el que tiene la respuesta más rápida. El objetivo principal de este control es mantener la estabilidad del sistema ante una perturbación o contingencia, para lo que se basa exclusivamente en mediciones locales y por ende no requiere de enlaces de comunicaciones para su funcionamiento [23], [24]. En este aspecto, las funciones de este nivel de control en una micro-red son la regulación de voltaje y corriente de salida de las unidades de generación, además de la repartición (y balance) de potencia. En el caso de los generadores sincrónicos, la regulación de las variables de salida y la repartición de potencia es efectuada por el AVR y regulador de velocidad de la máquina [23].

Por su parte, para implementar las funciones del control primario en las unidades conectadas a la red mediante convertidores, se requiere diseñar un sistema de control específico. En particular, el control de los convertidores se suele dividir en dos etapas: (i) Controlador de variables de salida del convertidor y (ii) Control de la repartición de carga entre unidades generadoras. Los detalles de la implementación de estos dos controles se discuten en las secciones 2.5 y 2.6, respectivamente.

Control secundario: Este control es el nivel más alto de la estructura jerárquica en micro-redes aisladas. Entre sus funciones están: (i) control de la calidad de suministro, compensando armónicos y restableciendo el voltaje y frecuencia a sus valores nominales (debido al error en régimen permanente que puede implicar la acción del control primario),

(ii) sincronización de una micro-red AC a la red principal y (iii) operación confiable, segura y económica de la micro-red ya sea en modo conectado o aislado de la red principal [24]. Estas tareas son particularmente desafiantes en micro-redes aisladas con presencia de fuentes de energía renovables de alta variabilidad. Se destaca que la acción de este nivel de control se materializa mediante la provisión de nuevos valores de referencia (ya sea de voltaje, frecuencia, potencia activa o reactiva) a los controladores implicados en la regulación primaria.

Este nivel se caracteriza por operar en una ventana de tiempo más lenta en comparación con la del control primario. Los motivos de esto último son que se requiere desacoplar los tiempos de acción del control primario y secundario, reducir el ancho de banda de las comunicaciones y permitir un tiempo suficiente para la realización de cálculos complejos [23], [29].

Control terciario: Esta es la última capa de la estructura de control jerárquico, que se encarga de establecer valores de referencia óptimos para el nivel de control secundario, considerando criterios económicos y los requerimientos de la red principal a la que se conecta la micro-red [29]. En particular, este nivel es responsable de regular los flujos de potencia entre la micro-red y la red principal, coordinar la operación de varias micro-redes interactuando al interior de un mismo sistema, así como de comunicar requerimientos de apoyo en el control de frecuencia o voltaje a la red principal [23], [26], [29].

En la Figura 2.8 se ilustra la organización de los distintos niveles de la estructura jerárquica al interior de una micro-red, donde se pueden ver las conexiones entre las diferentes capas en términos de las variables de salida y entrada de cada uno de ellos.

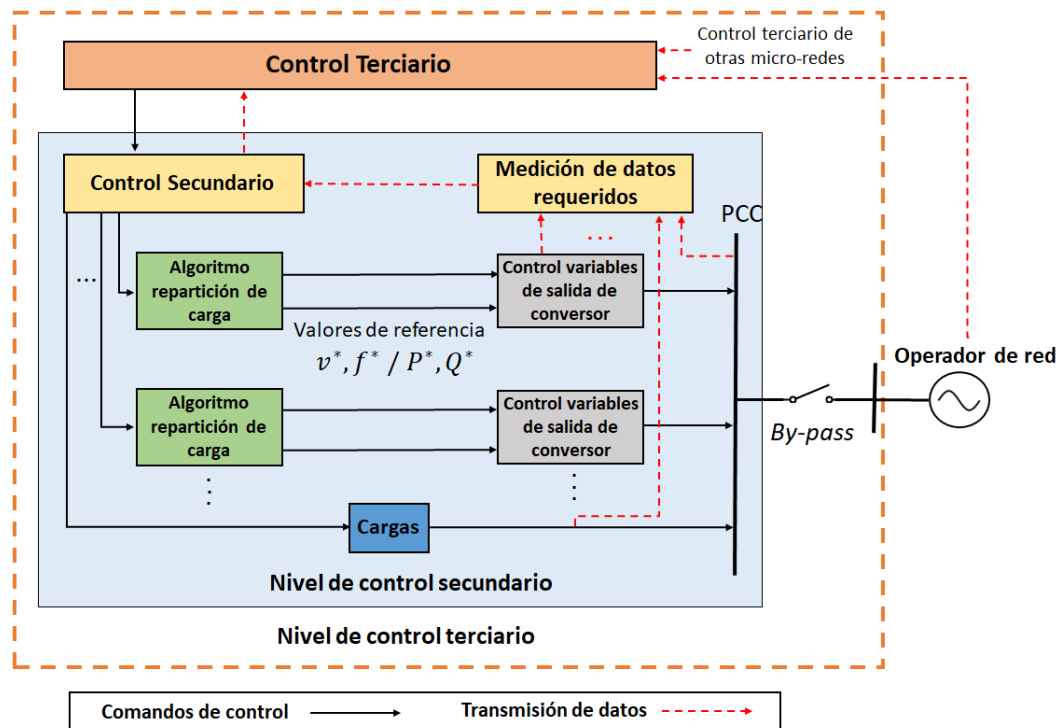


Figura 2.8: Organización de niveles de control jerárquico en micro-redes.

generadores sincrónicos, el esquema de control implementado se suele diseñar para regular el flujo de potencia entre el generador y la red. De esta forma, en este caso el convertidor entrega una cantidad determinada de potencia activa y reactiva a la red, sin responder a desbalances entre carga/generación ni controlar tensión en terminales. Sin embargo, en micro-redes aisladas de una red externa o sistemas de potencia sin GS, se requiere que exista uno o varios convertidores que se encarguen de regular la magnitud de la tensión y la frecuencia del sistema para que su operación sea factible y segura. Para ello, se utilizan valores de referencia v^* y ω^* que pueden provenir de lazos de control primario que procuren una repartición de carga adecuada entre unidades [31].

Por su parte, el lazo de control interno en general no depende del modo de operación del convertidor ni del sistema al que este se conecta. Lo anterior pues la función de este lazo es regular la corriente inyectada siguiendo la corriente de referencia entregada por el lazo externo, independiente de la estructura de este último [30].

Es importante mencionar que estos lazos de control pueden diseñarse usando diferentes sistemas de referencia y tipos de controladores. En el ámbito de los SEP la mayoría de los trabajos y aplicaciones reales usan como sistema de referencia los ejes sincrónicos dq donde las señales alternas pasan a ser continuas, con controladores de tipo PI (Proporcional-Integral) que pueden llevar a cero los errores de régimen permanente de señales continuas [32], [33]. Sin embargo, hay otros sistemas de referencia como los ejes estacionarios $\alpha\beta$ y los ejes naturales abc , donde controladores de tipo PI ya no son adecuados [30]. Por ejemplo, cuando se usan ejes estacionarios $\alpha\beta$ comúnmente se utilizan controladores PR (Proporcional-Resonante) por su capacidad de eliminar el error de estado estacionario en señales sinusoidales [26]. Cuando se usan ejes abc , es común el uso de lazos PR o controles predictivos capaces de regular señales alternas logrando un buen desempeño dinámico [34]. Por lo demás, cabe señalar que las estructuras de control diferentes a los controladores PI en ejes dq son usadas principalmente en el campo de la electrónica potencia y no en los SEP. Por ende, no se discuten con mayor detalle en este trabajo.

2.5.1. Clasificación de modos de operación de convertidores

Los convertidores de potencia usados en las TGVCC son flexibles y modulares. Estas características permiten que en los convertidores se puedan aplicar diferentes estrategias de control con una respuesta dinámica muy rápida, sobretodo en comparación a los controladores típicos de los GS convencionales [2]. La estrategia de control implementada en el convertidor define su modo de operación. Esto implica que en las TGVCC pueden definirse diferentes modos de operación según la estrategia de control utilizada. No obstante, en la actualidad aún no existe una clasificación o terminología universalmente aceptada para hacer una distinción entre estos modos de operación [35], [36]. De hecho, muchas de las clasificaciones encontradas en la literatura son contradictorias entre sí y dependen del área de investigación de los autores.

En este contexto, muchos de los esfuerzos para clasificar los modos de operación de las TGVCC proviene del campo de las micro-redes [30], [31]. No obstante, estas clasificaciones también se han propuesto y aplicado en el ámbito de los SEP [2], [37–39]. En la Figura 2.10 se muestra la clasificación propuesta en algunos trabajos de la literatura y que se

adoptará en esta tesis.

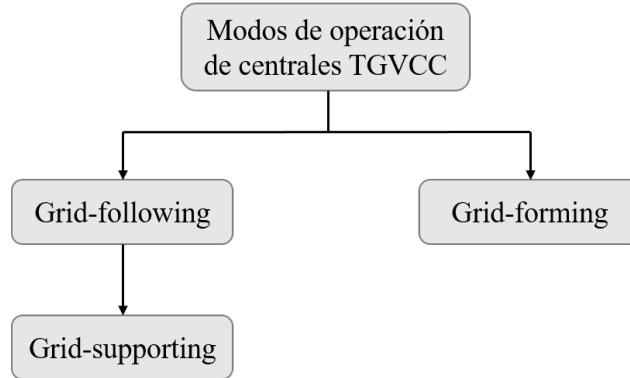


Figura 2.10: Clasificación propuesta para modos de operación de convertidores.

Como se ilustra en esta figura, los dos modos de operación más discutidos en la literatura son el *grid-following* y el *grid-forming*. El modo *grid-following* también es conocido por algunos autores como modo *grid-feeding* [30], [36]. Además, recientemente se ha propuesto un tercer modo de operación denominado *grid-supporting* [2], [30], [31], [35]. Algunos autores aplican el término *grid-supporting* para referirse tanto a convertidores *grid-forming* como a convertidores *grid-following* con lazos externos adicionales (por ejemplo, controladores *droop*) para que el convertidor participe en la repartición de carga y la regulación de tensión y frecuencia del sistema. Sin embargo, en esta tesis y en otros trabajos de la literatura [2], [35], [40] el modo *grid-supporting* se entiende solo como sub-clasificación del modo *grid-following*. El motivo de lo anterior se discutirá más adelante.

En lo que sigue se detalla la operación y control de los modos *grid-forming*, *grid-following* y *grid-supporting* mencionados anteriormente. Se destaca que los esquemas de control que se presentan a continuación están diseñados en ejes sincrónicos dq con lazos de control PI (Proporcional-Integral), debido a su mayor uso en la literatura y aplicaciones reales de TGVCC en sistemas de potencia.

2.5.2. Convertidores *grid-following*

El modo de operación *grid-following* es el que actualmente se implementa en la mayoría de los convertidores de plantas fotovoltaicas y eólicas que se encuentran operando en los SEP. En este modo de operación, el convertidor se encarga de inyectar una cantidad fija de potencia activa y reactiva al sistema, siguiendo el voltaje y frecuencia que impone la red en la barra de conexión. Así, al despreocuparse las conmutaciones en la electrónica de potencia del convertidor, un convertidor *grid-following* se puede representar como una fuente de corriente controlada, que inyecta a la red una potencia activa P^* y una potencia reactiva Q^* . El esquema simplificado que representa a un convertidor *grid-following* controlado en modo PQ se muestra en la Figura 2.11.

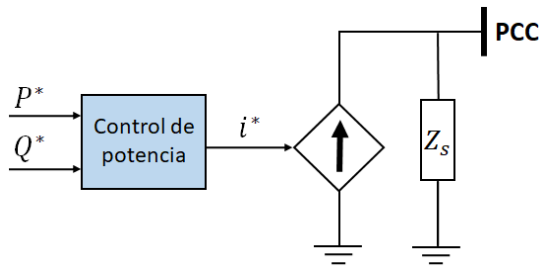


Figura 2.11: Representación simplificada de convertidor *grid-following*.

Dado que estas plantas no participan en la regulación de frecuencia del sistema, se suelen controlar para inyectar la máxima potencia activa disponible a la red, es decir, no se mantiene reservas. Para ello se usan algoritmos MPPT⁵. Además, hasta la fecha es común que este tipo de plantas se operen con factor de potencia $fp = 1$, es decir, se impone una referencia $Q^* = 0$ [37]. Sin embargo, debido a las necesidades de control de los SEP futuros con una alta penetración de TGVCC, en algunos trabajos se diseñan convertidores *grid-following* en los que además de controlar la potencia activa, se controla la magnitud del voltaje en el punto de conexión en lugar de entregar una potencia reactiva fija [40–42]. Esto contribuye a la mantención de los niveles de tensión en sistemas dominados por TGVCC con pocos GS que regulen voltaje y a mejorar.

En la Figura 2.12 se muestra un diagrama de control típico de un convertidor operado en modo *grid-following* [43], [44].

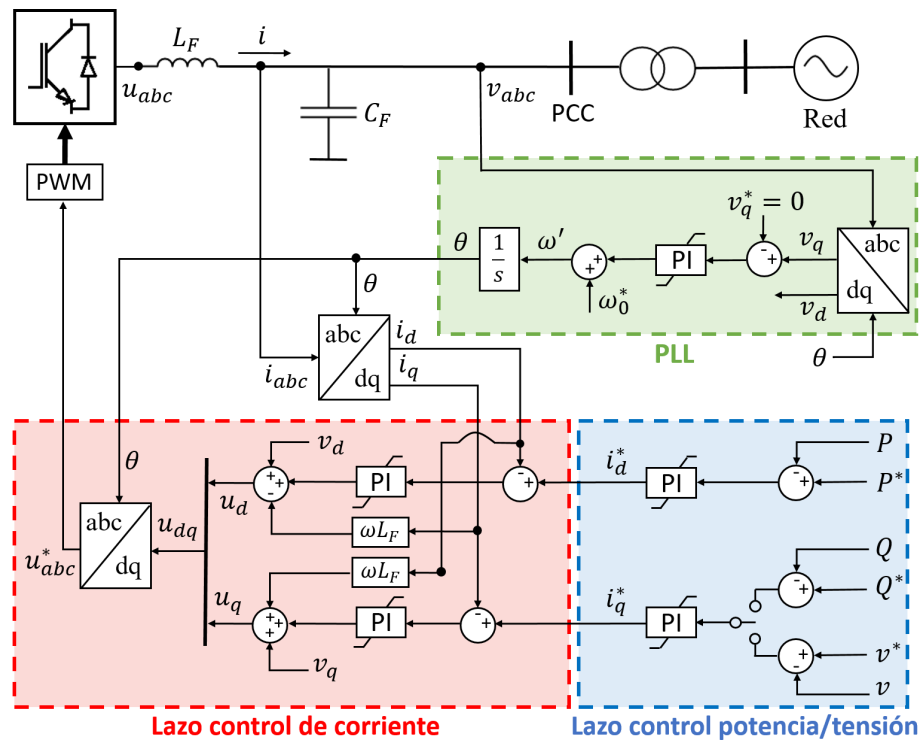


Figura 2.12: Estructura de control de un convertidor *grid-following*.

⁵Por su sigla en inglés: *Maximum Power Point Tracking*.

El esquema presentado posee dos lazos de control en cascada basados en controladores PI y orientados en ejes dq . La referencia angular de estos ejes proviene de un lazo PLL⁶, cuya función es sincronizar el convertidor a la red. Para ello, se integra la frecuencia estimada de la red (ω') para así extraer la fase de la tensión en el PCC (ángulo θ). Este ángulo se usa para transformar las mediciones de corriente y tensión desde ejes abc a dq . Si bien existen otras formas para lograr la sincronización de TGVCC a la red, el PLL es el más utilizado y estudiado en aplicaciones reales en SEP debido a la simplicidad de su implementación y su buen desempeño.

Luego, usando la referencia angular entregada por el PLL, el lazo externo del esquema de control se encarga de regular la potencia activa inyectada (P) manipulando la corriente en el eje d (i_d), además de regular la potencia reactiva inyectada (Q) o la magnitud de la tensión en el PCC (v) mediante la corriente en el eje q (i_q). Para lo anterior, se usan lazos PI que a partir de la diferencia entre los valores de referencia y los medidos de potencia activa y potencia reactiva/tensión, determinan las referencias de corriente i_d^* e i_q^* , respectivamente. Se destaca que la magnitud de la corriente de referencia i_{dq}^* se debe limitar (generalmente hasta valores de entre 1 a 1,2 [p.u.]) para no sobrepasar los límites térmicos del equipamiento de electrónica de potencia del convertidor [38]. Por este motivo, existen diferentes estrategias para asegurar que la magnitud de la corriente de salida no sobrepase un cierto valor máximo permitido [38], [45].

Las corrientes de referencia (i_d^*, i_q^*) calculadas por el lazo externo son usadas por el lazo interno para controlar la corriente inyectada por el convertidor. En este caso, la diferencia entre las corrientes medidas y de referencia en ejes d y q ingresan a un lazo PI, cuya salida se suma a los términos de acoplamiento y la tensión medida en ejes dq para finalmente obtener la salida u_{abc}^* . Esta salida corresponde a la tensión que debe ser impuesta en terminales del convertidor de modo que se inyecten los valores de corriente, potencia activa y potencia reactiva deseados.

Por último, es importante señalar que el desempeño dinámico de un convertidor *grid-following* depende de manera considerable de la ganancia proporcional (K_p) e integral (K_i) del lazo PI que determina la corriente de referencia i_q^* [46], [47]. En particular, a medida que el valor de estas ganancias crece la velocidad de respuesta del control del convertidor aumenta [46]. Además, se ha observado que conforme aumenta el valor de la ganancia K_p los modos de baja frecuencia con amortiguamientos bajos comienzan a desplazarse más hacia el semiplano izquierdo, lo que implica una mejora en el desempeño de pequeña señal de la planta [46]. En el caso de un convertidor *grid-following* que controla tensión en el PCC, el rango de valores que se puede encontrar en la literatura para la ganancia K_p está entre los 0,2 a 5 [p.u.], mientras que para la ganancia K_i el rango de valores está entre los 0,5 a 40 [p.u.] [41], [46–49].

2.5.2.1. Observaciones sobre el PLL de convertidores *grid-following*

En la siguiente figura se muestra el diagrama de bloques general de un PLL típico discutido en la literatura, donde V_{PCC} y θ_{PCC} son la magnitud y la fase del vector voltaje

⁶Por su sigla en inglés: *Phase-locked loop*.

en el PCC medidos en ejes abc , respectivamente.

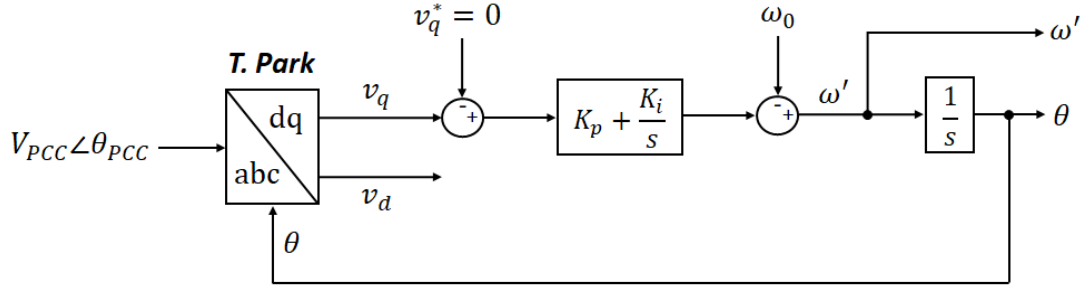


Figura 2.13: Diagrama de bloques general de un PLL.

Como se puede notar, la posición angular de los ejes dq se regula mediante un lazo de control PI que lleva la componente del voltaje medido en el eje q (v_q) a cero, pues la referencia de dicho lazo es $v_q^* = 0$ [30]. Lo anterior asegura que en condiciones de régimen permanente $v_q = 0$ y por ende, que el voltaje del PCC se encuentre alineado con la componente el voltaje en el eje d (v_d) [42], [50], [51].

En este contexto, es importante mencionar que el desempeño dinámico de las centrales TGVCC conectadas a la red mediante convertidores *grid-following* depende fuertemente de la sintonización del PLL, en particular, del valor de los coeficientes K_p y K_i de su controlador PI. En concreto, existen dos indicadores clave para un PLL que dependen directamente de los parámetros K_p y K_i : (i) El ancho de banda y (ii) el factor de amortiguamiento [52].

El ancho de banda (ω_{-3dB}) determina la rapidez con la que el PLL sigue la fase de la tensión en el PCC. Formalmente, el ancho de banda de un PLL se define como la frecuencia a la cual la magnitud de la función de transferencia del PLL tiene un valor de -3dB, siendo su ganancia en estado estacionario igual a 1. Para el caso específico de un PLL el ancho de banda se expresa según [50]:

$$\omega_{-3dB} = \sqrt{K_i} \cdot \left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} + \sqrt{\left(1 + \frac{K_p}{\sqrt{K_i}} \right)^2 + 1} \right)^{1/2} \quad (2.6)$$

En este sentido, *a priori* sería deseable escoger anchos de banda altos con el fin de seguir lo más rápido posible la fase de la tensión en el PCC. Sin embargo, en la práctica el valor del ancho de banda debe limitarse debido a (i) PLL's con anchos de banda altos detectan armónicos no deseados [46], [53] y (ii) se ha comprobado que en redes poco robustas y con una alta participación de convertidores, anchos de banda altos pueden afectar el desempeño del sistema en pequeña señal, pudiendo incluso llevarlo a inestabilidad [49], [54].

Según la literatura, valores típicos de anchos de banda se encuentran entre los 1 y 30 [Hz], lo cual depende de la penetración TGVCC en el sistema considerado y el enfoque

del estudio [43], [46], [50], [55]. En el caso particular de trabajos enfocados en SEP con una alta penetración de TGVCC, los anchos de banda utilizados se encuentran en el rango de los 1,2 a 13 [Hz] [2], [37], [56–59].

Por su parte, el factor de amortiguamiento (ξ) para un PLL se define según [50]:

$$\xi = \frac{K_p}{2\sqrt{K_i}} \quad (2.7)$$

En general, se recomienda que el valor de ξ sea igual o mayor a 0,707 para que la respuesta del sistema tenga un amortiguamiento suficiente [50], [60]. Sin embargo, no es deseable aumentar su valor indefinidamente pues eso provoca que la respuesta del sistema se haga más lenta [60].

2.5.3. Convertidores *grid-forming*

En el modo de operación *grid-forming* el convertidor se encarga de establecer la magnitud del voltaje y la frecuencia en el punto de la red al que se conecta, siguiendo valores de referencia específicos [5], [30]. Además, un convertidor *grid-forming* puede participar en la regulación de tensión, frecuencia y en la repartición de carga de un sistema mediante la implementación de controladores apropiados, por ejemplo, el control *droop* [44].

Al respecto, si se desprecian los procesos de conmutación que ocurren en los dispositivos semiconductores del convertidor, un convertidor *grid-forming* se puede representar como una fuente de voltaje alterna ideal con una baja impedancia de salida, que impone la magnitud v^* y la frecuencia ω^* de la tensión en el PCC [30], [61]. En la Figura 2.14 (a) se muestra la representación simplificada de un convertidor *grid-forming* “puro” sin controladores *droop* adicionales, mientras que en la Figura 2.14 (b) se ilustra un convertidor *grid-forming* con controladores *droop* para que la planta participe en la repartición de carga ante perturbaciones en el sistema.

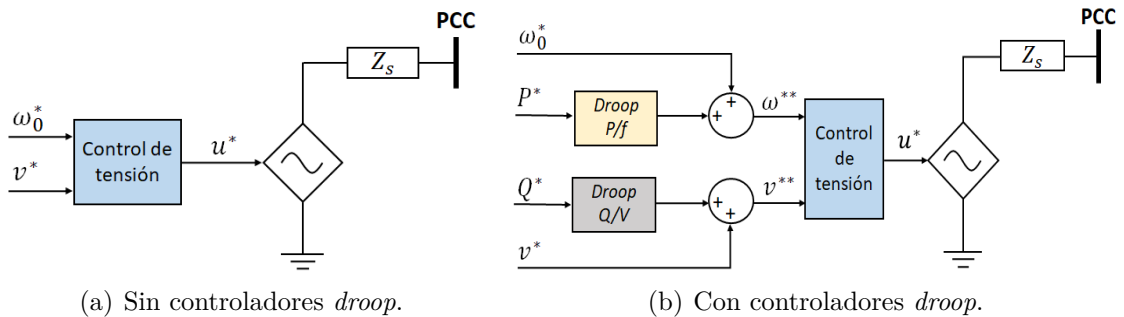


Figura 2.14: Representaciones simplificadas de un convertidor *grid-forming*.

De esta manera, dado que un convertidor *grid-forming* puede imponer tensión y frecuencia en un sistema sin la necesidad de que haya una red externa operativa, un convertidor operado en este modo tiene la capacidad de participar en la partida en negro de

un sistema [39], [62]. Por ende, considerando todas las características de un convertidor *grid-forming*, este modo de operación se considera adecuado para la operación de sistemas eléctricos sin máquinas sincrónicas [39], [44]. En particular, un ejemplo práctico del uso de convertidores *grid-forming* se puede encontrar en las micro-redes aisladas, donde el voltaje generado por el convertidor se usa como referencia para los convertidores *grid-following* conectados a la red [30].

En la Figura 2.15 se muestra un esquema de control típico de un convertidor *grid-forming* [43], [44]. En esta figura se han incluido lazos *droop* que se pueden utilizar o no dependiendo de los objetivos de la implementación.

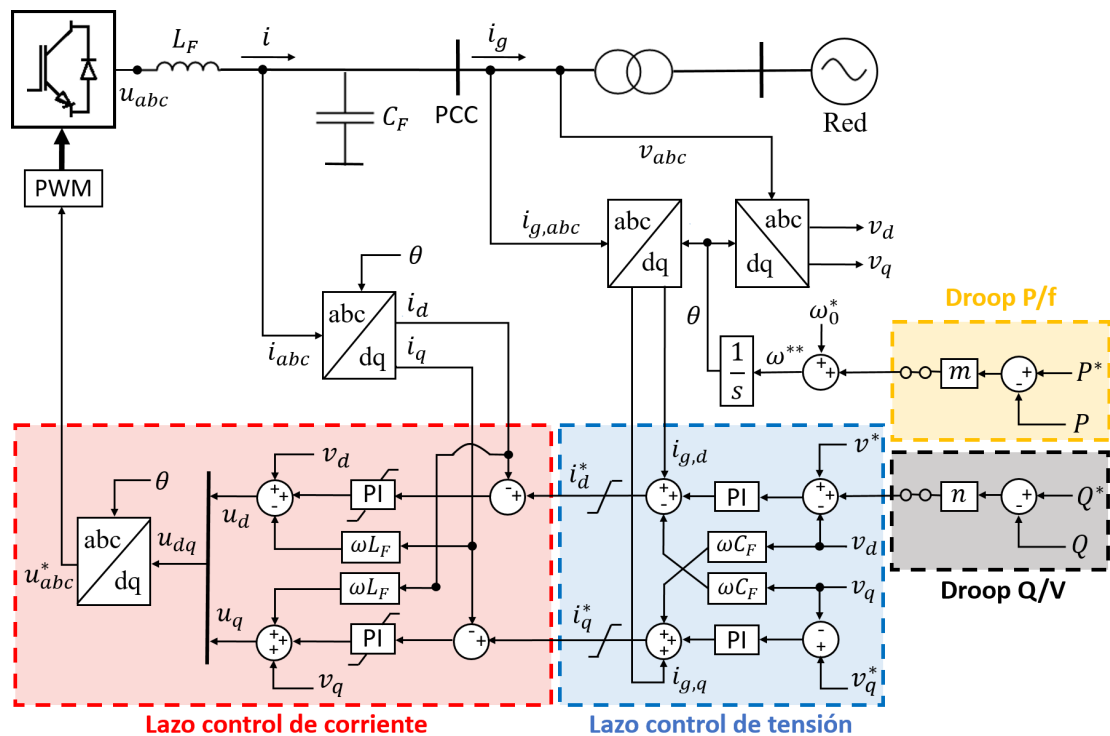


Figura 2.15: Estructura de control de un convertidor *grid-forming*.

El diagrama presentado tiene tres lazos de control en cascada orientados en ejes dq . En este caso, se observa que a diferencia de un convertidor *grid-following*, no se necesita un PLL que sincronice el convertidor a la red [36], [38], [63]. En su lugar, el ángulo θ que define la orientación de los ejes dq se obtiene integrando la frecuencia de referencia que el convertidor *grid-forming* impone en el PCC [38]. Esta frecuencia de referencia puede ser la frecuencia nominal del sistema (ω_0^*), o en caso de que se use, la frecuencia generada por un controlador *droop* de frecuencia.

Los controladores *droop* de frecuencia y tensión son los lazos externos del esquema de control de un convertidor *grid-forming*. Estos controladores permiten al convertidor participar en la regulación de frecuencia y tensión del sistema y, por lo tanto, en la repartición de carga entre generadores [40], [64]. En específico, en el lazo *droop* P/f se modifica el valor de la frecuencia de salida del convertidor respecto al valor nominal ω_0^* ,

de modo que la unidad se reparta la carga de manera adecuada con los demás convertidores del sistema según la pendiente de la curva *droop* (para más detalles ver control *droop* P/f en la sub-sección 2.6.1). El lazo *droop* de potencia reactiva sigue la misma lógica que el de potencia activa, pero modificando la referencia de la magnitud de la tensión.

Las referencias de frecuencia y tensión provistas por los controladores *droop* ingresan al lazo de control de voltaje, el cual también recibe como entradas las mediciones de la tensión en el PCC (v) y la corriente inyectada en el PCC en ejes dq. La diferencia entre el voltaje medido (v_d, v_q) con el voltaje de referencia (v_d^*, v_q^*) ingresa a un lazo PI, cuya salida se suma a las corrientes ($i_{g,d}, i_{g,q}$) y a los términos de acoplamiento $\pm\omega C_F$ para obtener las corrientes de referencia (i_d^*, i_q^*) que deben ser inyectadas en bornes del convertidor. Al igual que en un convertidor *grid-following*, el voltaje en el PCC se suele alinear con el eje d, por lo que es común escoger $v_q^* = 0$. Adicionalmente, como ya se mencionó para un convertidor *grid-following*, la corriente de referencia (i_d^*, i_q^*) debe ser limitada para no sobrepasar los límites términos del convertidor. Esto es especialmente importante en el modo de operación *grid-forming* debido a su comportamiento como fuente de tensión [38].

Una vez que el lazo de voltaje ha determinado las corrientes de referencia (i_d^*, i_q^*), el lazo interno de corriente se encarga de regular la corriente inyectada por el convertidor en terminales. Específicamente, a partir de lazos PI, los términos de acoplamiento $\pm\omega L_F$ y las mediciones de tensión (v_d, v_q) se calcula la salida u_{abc}^* del sistema de control. Este valor corresponde a la tensión que se debe imponer en bornes del convertidor para establecer el voltaje deseado en el PCC.

Se debe señalar que algunos artículos denominan a un convertidor *grid-forming* con lazos *droop* como convertidores *grid-supporting* operados como fuentes de tensión [30]. Sin embargo, en esta tesis y en otros trabajos el término *grid-forming* se usa independientemente de si se usan o no controladores *droop* [35], [38], [40], [62]. Esto se debe a la capacidad de este modo de operación de imponer frecuencia y tensión sin necesitar de una red externa, lo que es posible con o sin lazos *droop* para la repartición de carga.

Por último, es importante precisar que además del control *droop*, en la literatura existen otros controladores para la repartición de carga entre convertidores. Estas estrategias se pueden incorporar como lazos externos adicionales al esquema de control de un convertidor *grid-forming*. Entre estas estrategias se encuentra el generador sincrónico virtual [19], el oscilador virtual, el oscilador virtual despachable [65] y el *matching control* [66]. Sin embargo, estas estrategias son menos estudiadas en el contexto de los SEP. Además, son matemáticamente equivalentes, tienen el mismo objetivo del control *droop* y son compatibles entre sí [36], [44], [67]. Luego, debido a su utilidad y a su mayor uso en el ámbito de los SEP, en este trabajo se desarrolla en detalle solo el control *droop*.

2.5.4. Convertidores *grid-supporting*

Los convertidores operados en modo *grid-supporting* se definen como convertidores *grid-following* al que se le incorporan lazos externos adicionales, generalmente controladores *droop*, para que la planta participe en la regulación de frecuencia y tensión del sistema [30], [31]. En este aspecto, un convertidor *grid-supporting* se puede representar de forma

simplificada como una fuente de corriente AC ideal en paralelo a una impedancia *shunt*, con lazos *droop* y de control de la potencia inyectada. Esto se muestra en la Figura 2.16.

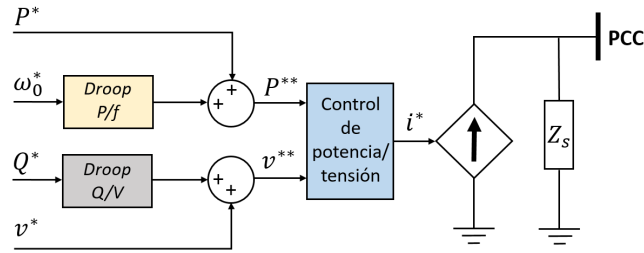


Figura 2.16: Representación simplificada de un convertidor *grid-supporting*.

En la Figura 2.17 se muestra un esquema de control genérico para un convertidor *grid-supporting* [43].

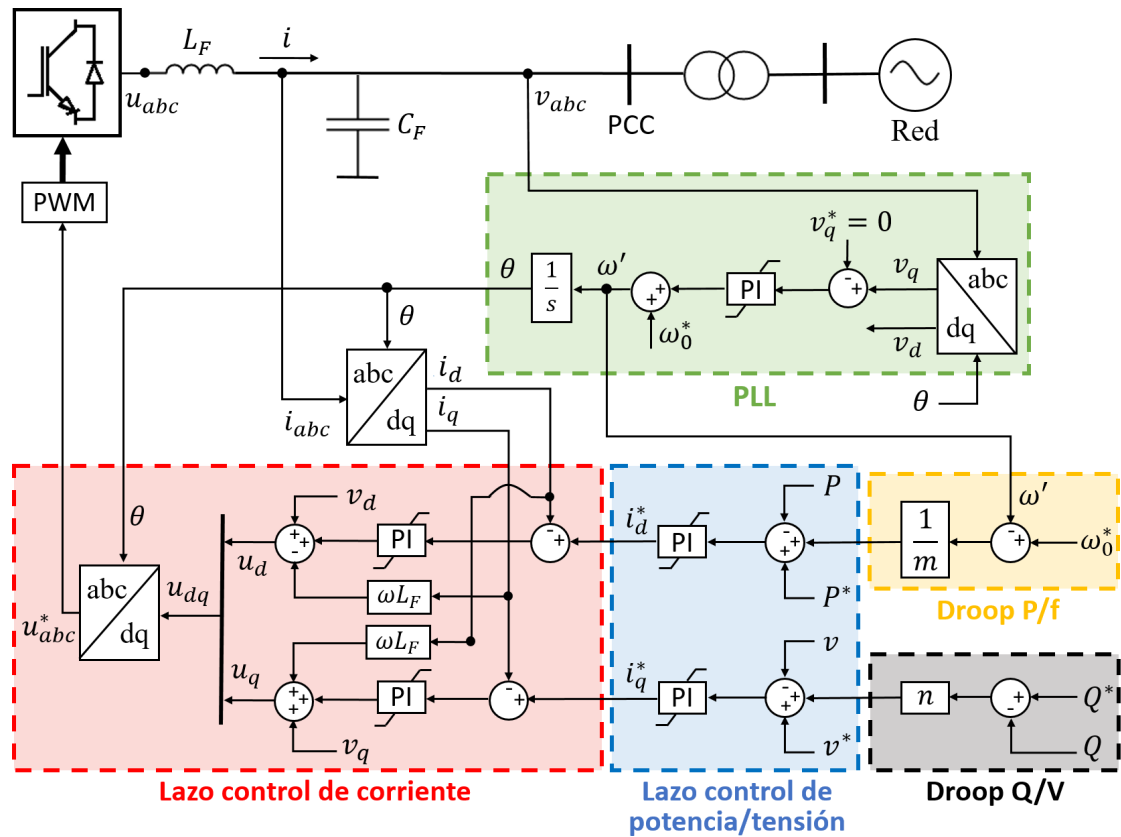


Figura 2.17: Estructura de control de un convertidor *grid-supporting*.

Como se observa en esta figura, el esquema de control es similar al presentado en la Figura 2.12 para un convertidor *grid-following*, con la diferencia de que existen controladores *droop* que entregan las referencias a los lazos internos. En particular, se tiene un PLL que entrega la orientación angular de los ejes dq usados en el controlador, además de la frecuencia ω' estimada de la red. Esta frecuencia estimada ingresa al control *droop* de

frecuencia, donde se compara con la frecuencia de referencia nominal (ω_0^*). La diferencia entre ω_0^* y ω' pasa por una ganancia y el resultado de ello se suma a la potencia activa de referencia nominal (P^*), con lo que se obtiene una nueva potencia de referencia (P^{**}) que se entrega al lazo de control de potencia. Esta acción es análoga a la de los reguladores de velocidad de generadores sincrónicos, donde se determina una nueva potencia activa a inyectar en base a la desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal [16], [68]. Similarmente, el *droop* de tensión determina un nuevo voltaje de referencia v^{**} a partir de la desviación de potencia reactiva en el PCC, para que el convertidor participe en la regulación de tensión del sistema.

En conclusión, los convertidores *grid-supporting* pueden suplir y repartirse adecuadamente las variaciones de carga en una red, debido a que poseen controladores *droop* que les permiten regular tensión y responder ante desbalances entre generación y demanda [40]. En consecuencia, este modo de operación puede operar con y sin generadores sincrónicos conectados a la red. No obstante, a diferencia de los convertidores *grid-forming*, en el modo *grid-supporting* los convertidores no tienen capacidad de partida en negro. Esto ocurre porque los convertidores *grid-supporting* se sincronizan a la red mediante un PLL. Luego, se requiere de un punto de operación con una frecuencia ya definida para que el PLL pueda estimar el ángulo de fase en el PCC [30]. Los convertidores *grid-forming*, en cambio, definen su propia frecuencia de referencia a imponer, por lo que no requieren de un punto de operación previo a su conexión al sistema [39], [62].

2.6. Control de la repartición de carga

En las micro-redes aisladas no existe apoyo de la red principal para suministrar los déficits de potencia, absorber los excedentes de generación, ni para regular voltaje y frecuencia. Dado esto, las unidades de generación conectadas en paralelo a la micro-red se deben hacer cargo del balance instantáneo entre generación y demanda, además de regular la tensión y frecuencia de modo que no circulen corrientes muy altas en la red [26]. En este marco, como gran parte de los recursos de generación distribuida al interior de una micro-red se conectan por medio de convertidores electrónicos, se han desarrollado diversas estrategias de control pensadas para la operación de micro-redes aisladas [27]. En este sentido, la adecuada repartición de la carga entre las unidades generadoras al interior de una micro-red, es uno de los mayores desafíos que existen al conectar unidades de generación distribuida en paralelo [69].

Para investigar el desafío de la repartición de la carga, se usa la red de la Figura 2.18. Este sistema cuenta con dos convertidores en paralelo operados en modo *grid-forming*, alimentando a una carga común a través de líneas con impedancias $Z_{Li} = R_{Li} + jX_{Li}$. Cada convertidor tiene una tensión interna de $E_i \angle \delta_i$, una tensión en la barra de conexión de $V_i \angle \theta_i$ y una impedancia de salida $Z_i = R_i + jX_i$ (que representa el filtro con el que el convertidor se conecta a la red).

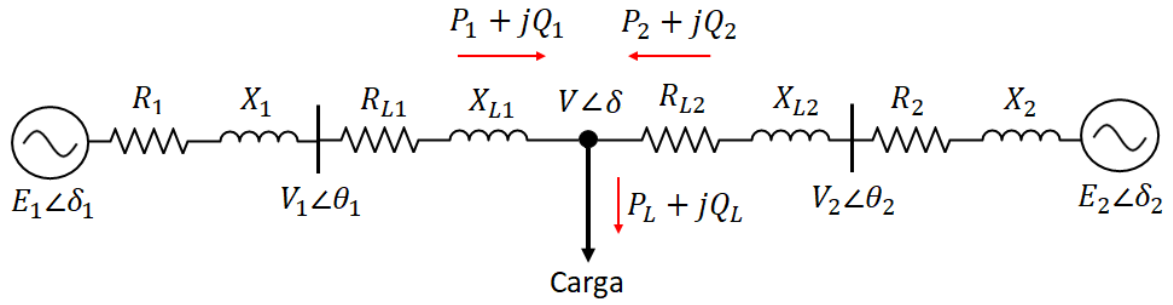


Figura 2.18: Diagrama de dos unidades de generación en paralelo en micro-red aislada.

Dados los parámetros de la Figura 2.18, se pueden calcular las potencias activa (P_i) y reactiva (Q_i) que fluyen desde el convertidor i -ésimo a la barra de carga, empleando las ecuaciones (2.8) y (2.9), respectivamente.

$$P_i = \frac{R \cdot (E_i V \cos(\delta_i - \delta) - V^2) + X \cdot E_i V \sin(\delta_i - \delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.8)$$

$$Q_i = \frac{X \cdot (E_i V \cos(\delta_i - \delta) - V^2) - R \cdot E_i V \sin(\delta_i - \delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.9)$$

Con $X = X_i + X_{Li}$ y $R = R_i + R_{Li}$. Como se observa en estas ecuaciones, la potencia con que la que cada unidad abastece a la carga, dependen de la impedancia de los convertidores y de las líneas, el voltaje de salida del convertidor respectivo, el voltaje de la carga y el desfase angular entre el fasor tensión de la carga y el fasor tensión de cada unidad. En este aspecto, uno de los objetivos más relevantes que se debe cumplir es que frente a aumentos o disminuciones de la demanda, los convertidores sean capaces de abastecer y repartirse adecuadamente la carga, evitando inconvenientes como, por ejemplo, que un solo generador se haga cargo de los desbalances de potencia que surjan en la red.

Dadas las múltiples posibilidades de control de los convertidores, existen varios métodos de control para la repartición de la carga entre fuentes de generación en una micro-red aislada. En general, estos métodos se pueden dividir según: (i) los que no necesitan enlaces de comunicación entre convertidores o entre los convertidores y un controlador centralizado (generalmente basados en controladores *droop*) y (ii) los que requieren de enlaces de comunicación para su funcionamiento (ya sea entre unidades, o entre un controlador central y las unidades presentes en la red) [23], [26–28].

2.6.1. Métodos sin enlaces de comunicación (basadas en controladores *droop*)

Las estrategias de repartición de carga que operan sin comunicaciones entre unidades, en general se basan en el concepto del control *droop* [26–28]. Entre las ventajas de la operación sin enlaces de comunicación se encuentra la reducción de costos y complejidad del sistema, así como la reducción de requerimientos de confiabilidad hacia niveles más altos de la estructura de control jerárquica. Por lo anterior, se suele evitar el uso de enlaces de comunicación para implementar controladores de repartición de carga, sobre todo

cuando se debe recorrer grandes distancias y se tienen costos de inversión elevados para los enlaces de comunicación entre unidades [28]. Sin embargo, estos métodos cuentan con ciertos inconvenientes, como por ejemplo las desviaciones de frecuencia/voltaje respecto al valor nominal que dejan en régimen permanente, la dependencia respecto a la razón X/R de las líneas de la red (para utilizar los acoplamientos P/f y Q/V), entre otros [27].

A continuación, se describen algunos de los métodos de repartición de carga basados en controladores *droop* que no requieren de enlaces de comunicación entre unidades o entre unidades y un controlador centralizado.

1. Control *droop* P/f

El control *droop* P/f se basa en los reguladores de velocidad de los GS, los cuales modifican la potencia mecánica de las turbinas en función de la frecuencia del sistema [70], [71]. En específico, este control se basa en el hecho de que ante un desbalance de potencia ΔP , la frecuencia se desvía de su valor nominal en Δf y en base a la medición de esta desviación, se diseña un sistema de control que modifica la potencia mecánica de las máquinas para restablecer el balance entre generación y demanda.

En el caso de una red basado solo TGVCC (donde no existe inercia natural en el sistema), el control *droop* se basa en la dependencia de la potencia activa transmitida por las líneas (P) respecto a los ángulos (δ) de la tensión en las barras. Esto último se puede visualizar al considerar el esquema de la Figura 2.19.

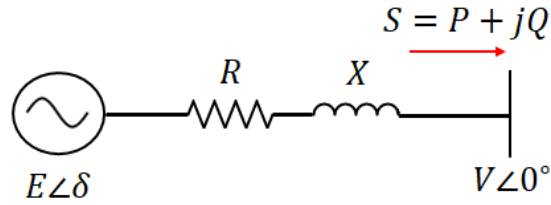


Figura 2.19: Esquema simplificado de un convertidor conectado a una barra AC.

Análogamente a lo expresado en (2.8) y (2.9), las potencias activa (P) y reactiva (Q) que llegan a la barra a través de la línea de impedancia $Z = R + jX$ se calculan según:

$$P = \frac{R \cdot (EV \cos(\delta) - V^2) + X \cdot EV \sin(\delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.10)$$

$$Q = \frac{X \cdot (EV \cos(\delta) - V^2) - R \cdot EV \sin(\delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.11)$$

Para una línea mayormente inductiva ($X \gg R$) y con desviaciones angulares δ pequeñas (como es común en los SEP), las ecuaciones (2.10) y (2.11) se reducen a:

$$P \approx \frac{EV}{X} \cdot \delta \quad (2.12)$$

$$Q \approx \frac{V}{X} \cdot [E - V] \quad (2.13)$$

Donde se han usado las aproximaciones $R \approx 0$, $\cos(\delta) \approx 1$ y $\sin(\delta) \approx \delta$. A partir de las ecuaciones (2.12) y (2.13) se deduce que existe un acoplamiento entre P y δ (por lo tanto entre P y la frecuencia), y entre Q y V , por lo que se pueden diseñar sistemas de control por separado para la potencia activa y reactiva. De esta manera, la idea básica del *droop* P/f en sistemas dominados por convertidores es emular el comportamiento de los GS, en los que una reducción de la frecuencia implica un aumento de la potencia activa inyectada [27], [28], [72]. Es importante notar que al modificar la frecuencia de los convertidores de un sistema se logra regular dinámicamente las fases de las tensiones de salida de los mismos (y con ello las diferencias angulares entre ellos), lo que dada la ecuación (2.12), produce un cambio en la potencia activa de salida de los convertidores [70], [73].

Como ya se mencionó, en un sistema con máquinas sincrónicas la potencia de los generadores se modifica en función la frecuencia medida, la cual está directamente acoplada con la velocidad de giro de los rotores de las máquinas. En cambio, en un sistema basado en TGVCC, la frecuencia es un parámetro que los convertidores pueden imponer de forma arbitraria y que carece de un significado físico natural más allá de ser la tasa de cambio del ángulo de la tensión [2], [27]. En consecuencia, se propone un *droop* en el que el valor de frecuencia impuesto por los convertidores depende del desbalance entre la potencia activa de referencia y la potencia activa medida en la barra de conexión del convertidor ($\omega(P)$), razón por la cual algunos autores se refieren a este lazo como *droop inverso* [38]. Con lo anterior, la frecuencia de salida ω_i del convertidor i -ésimo tendrá la expresión:

$$\omega_i = \omega^* - m_i \cdot (P_i - P_i^*) \quad (2.14)$$

Con P_i la potencia activa inyectada por el generador i -ésimo, y P_i^* la potencia de referencia de la unidad i -ésima para la frecuencia de referencia ω^* . Además, se define la ganancia *droop* m_i que corresponde a la pendiente de la curva *droop* del generador i -ésimo. Así, en un sistema con múltiples convertidores conectados en paralelo operando con control *droop* P/f , lo que se hace es comparar la potencia activa de salida del convertidor con la referencia P_{ref} , y esta diferencia entra a un lazo *droop*, a partir del cual se modifica la frecuencia de salida del convertidor (y con ello indirectamente el ángulo de la tensión de salida), para que en régimen permanente las unidades se repartan las variaciones de carga de acuerdo a la pendiente de sus curvas *droop*, de forma análoga a lo que se realiza en un sistema de potencia convencional [27], [70–72].

Similarmente, la magnitud de la tensión se modifica según la medición de la potencia reactiva en bornes, mediante la relación de la ecuación (2.15). La principal utilidad del *droop* de tensión es mantener una operación estable cuando hay dos o más convertidores conectados a la misma barra, por lo que es común usar $n_i = 0$ [74].

$$V_i = V_i^* - n_i \cdot (Q_i - Q_i^*) \quad (2.15)$$

Es importante mencionar que los coeficientes m_i y n_i se suelen elegir de forma tal que las unidades se repartan la carga de manera proporcional a su capacidad [23], [27], [28]. En general, la repartición de carga entre N unidades queda dada por:

$$m_1 \cdot P_1^{nom} = m_2 \cdot P_2^{nom} = \dots = m_N \cdot P_N^{nom} \quad (2.16)$$

$$n_1 \cdot Q_1^{nom} = n_2 \cdot Q_2^{nom} = \dots = n_N \cdot Q_N^{nom} \quad (2.17)$$

Donde las pendientes m_i y n_i quedan definidas por las ecuaciones (2.18) y (2.19) [75].

$$m_i = \frac{\omega^* - \omega_i^{min}}{P_i^{nom} - P_i^*} = \frac{\omega_i^{max} - \omega_i^{min}}{P_i^{nom}} > 0 \quad (2.18)$$

$$n_i = \frac{V_i^* - V_i^{min}}{Q_i^{nom} - Q_i^*} = \frac{V_i^{max} - V_i^{min}}{Q_i^{nom}} > 0 \quad (2.19)$$

Con P_i^{nom} y Q_i^{nom} las potencias nominales de la unidad i -ésima, ω_i^{min} y V_i^{min} la frecuencia y voltaje mínimos permitidos para el convertidor, y ω_i^{max} y V_i^{max} la frecuencia y tensión máximos permitidos [72]. En la Figura 2.20 se ilustra la estrategia de control para la repartición de carga en base al *droop* P/f y Q/V en convertidores *grid-forming*, en una red con dos unidades alimentando una carga común a través de líneas de impedancia Z_{Li} .

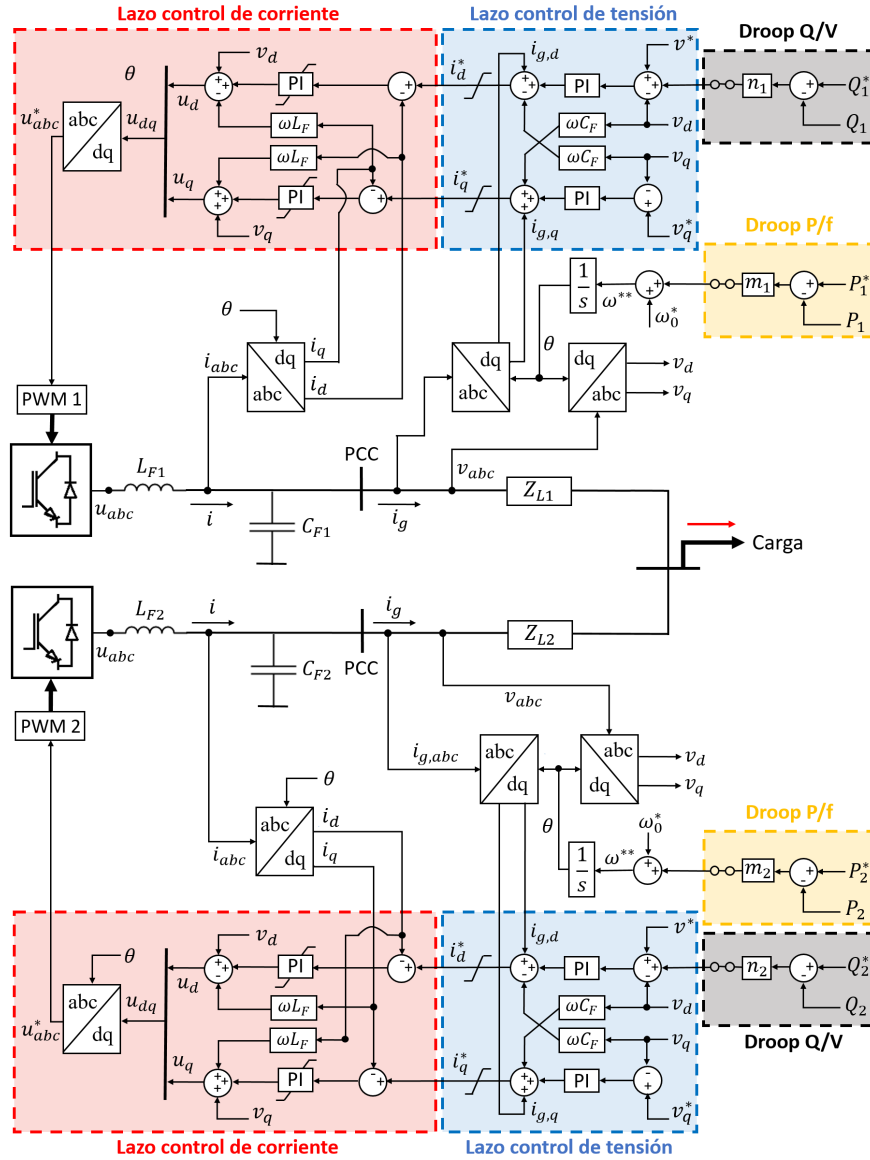


Figura 2.20: Esquema de control *droop* convencional: *Droop* P/f y *droop* Q/V.

Como se ve en la Figura 2.20, los convertidores operan como fuentes de voltaje con valores de frecuencia y voltaje determinados por lazos de control *droop* locales, cuyas salidas pasan por controladores de tensión para finalmente dirigirse al modulador PWM. Cabe señalar que usualmente las potencias activa y reactiva medidas pasan por filtros pasa bajos para evitar variaciones rápidas de frecuencia y filtrar los ruidos de las mediciones [38]. Las principales ventajas de esta estrategia son la simplicidad de su implementación y el hecho de que no requiere de enlaces de comunicación adicionales entre los convertidores [27], [29], [72]. Sin embargo, este método cuenta con varias desventajas, entre ellas:

- Los lazos *droop* provocan desviaciones de frecuencia y tensión respecto a sus valores nominales en régimen permanente. Dado esto, se requiere la acción de un control secundario que compense estas desviaciones [28], [72].
- Al escoger los coeficientes m_i y n_i , hay un *trade-off* inherente entre la velocidad de respuesta de la acción de control y la estabilidad del sistema. En específico, coeficientes *droop* grandes aumentan la velocidad de la repartición de carga, pero afectan la estabilidad, mientras que coeficientes *droop* pequeños producen el efecto contrario [27], [29], [76].
- Para sistemas en que la resistencia de las líneas es comparable (o mayor) a su reactancia, no se cumple el desacople de las ecuaciones (2.12) y (2.13). Así, ya no se puede suponer que la potencia activa influye mayormente en la frecuencia y que la potencia reactiva influye mayormente en la tensión [27], [76]. Esto podría resultar en la circulación de corrientes grandes entre unidades y en una repartición de carga poco precisa [72], [75], [77]. Lo anterior es de relevancia para aplicaciones en micro-redes [29], sin embargo en el caso de los SEP en general se cumple que $X \gg R$, por lo que el desacople de las ecuaciones (2.12) y (2.13) es válido [13], [14], [72].
- A diferencia de la frecuencia, el voltaje no es una variable global, por lo que el control de potencia reactiva de la ecuación (2.15) podría afectar de forma negativa la regulación de tensión en algunas barras del sistema [29].

Debido a los inconvenientes asociados al control *droop* P/f tradicional, se han propuesto algunas variaciones del mismo para mejorar su rendimiento. Por ejemplo, para evitar el acoplamiento entre los *droop* de potencia activa y reactiva (debido a razones de X/R de la red cercanas a 1), una alternativa es agregar un bloque de *impedancia virtual* al control *droop* convencional. Esta idea se muestra en la Figura 2.21.

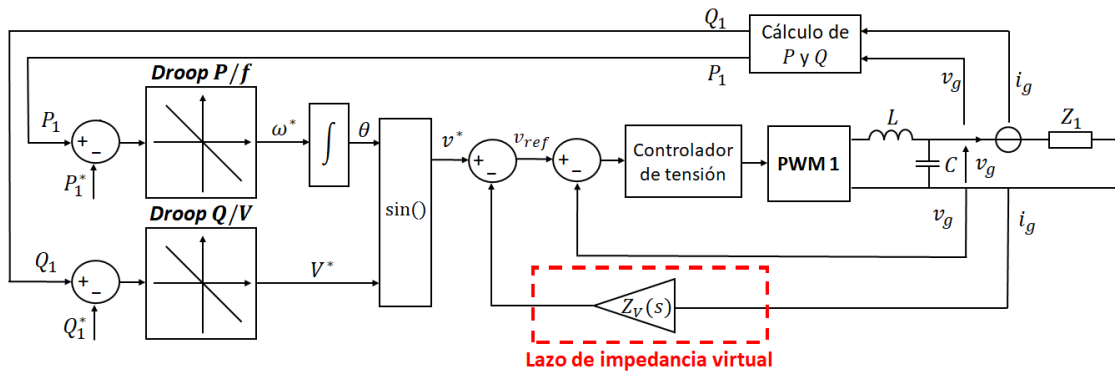


Figura 2.21: Esquema de control *droop* con impedancia virtual.

Como resultado, se tiene que la entrada del lazo de control de voltaje tiene la expresión:

$$v_{ref} = v^* - Z_v(s) \cdot i_g \quad (2.20)$$

Donde $Z_v(s)$ es la impedancia virtual de salida del convertidor y v^* es la referencia del voltaje de salida cuando no hay carga [27], [28], [78]. En general, se puede lograr un comportamiento inductivo (incluso desconociendo los parámetros de las líneas de la red), si es que se hace que el voltaje de referencia disminuya proporcionalmente a la derivada de la corriente de salida, de manera tal que $Z_v(s)$ sea puramente inductiva, esto es $Z_v(s) = s \cdot L_v$ [27], [79]. En el dominio del tiempo:

$$v_{ref} = v^* - L_v \cdot \frac{di_g}{dt} \quad (2.21)$$

Con lo anterior, se consigue eliminar el acoplamiento entre los *droop* de potencia activa y reactiva, ya que la impedancia virtual hace que la corriente de salida del convertidor se comporte como si la red a la que se conecta fuera puramente inductiva, aun cuando se desconozca la razón X/R . Sin embargo, se debe notar que la diferenciación de la corriente puede amplificar el ruido de alta frecuencia, lo que puede desestabilizar el control de voltaje del convertidor, especialmente durante transitorios [28]. Este problema se puede abordar usando un filtro pasa bajos en lugar de un término derivativo puro, es decir, usando (2.22) en lugar de (2.20) [78].

$$v_{ref} = v^* - L_v \cdot \frac{s}{s + \omega_c} \cdot i_g \quad (2.22)$$

Adicionalmente, en [80] se propone un valor de impedancia virtual variante en el tiempo ($Z_v(t)$), lo cual se conoce como *partida suave*. Esto último se representa mediante la ecuación (2.23), donde Z_i y Z_f son el valor inicial y final de la impedancia virtual, respectivamente, y T es la constante de tiempo de la *partida suave*.

$$Z_v(t) = Z_f - (Z_f - Z_i) \cdot e^{-t/T} \quad (2.23)$$

Otra variante del control *droop* convencional es la que se propone en [71], donde se presenta una estrategia en que se restaura la frecuencia a su valor nominal, logrando una adecuada repartición de carga entre las unidades generadoras. En específico, lo que se hace es desplazar la curva *droop* en dirección vertical, para así variar la potencia de referencia de los convertidores. Esta idea (aplicada a dos unidades) se ilustra en la siguiente figura:

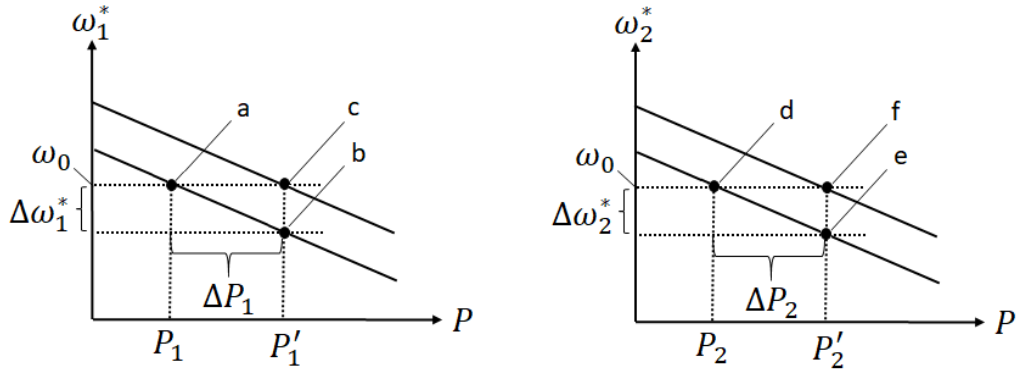


Figura 2.22: Desplazamiento de curvas *droop* para restaurar frecuencia al valor nominal.

Si la desviación de frecuencia medida en la unidad i -ésima es $\Delta\omega_i = \omega_0 - \omega_i$ (con ω_0 la frecuencia nominal), entonces la potencia de referencia P_i^* varía mediante:

$$\frac{dP_i^*}{dt} = kP_i^{nom} \cdot \Delta\omega_i \quad (2.24)$$

Con k una constante que determina la tasa de restauración de la frecuencia y P_i^{nom} la potencia nominal de la unidad i -ésima. A partir de la ecuación (2.14):

$$\frac{d\Delta\omega_i}{dt} = m_i \frac{dP_i^*}{dt} = m_i k P_i^{nom} \cdot (\Delta\omega_i) \quad (2.25)$$

Para N unidades con constantes m_i , tal que $m_1 \cdot P_1^{nom} = m_2 \cdot P_2^{nom} = \dots = m_N \cdot P_N^{nom}$, se llega a la siguiente solución:

$$\Delta\omega_i(t) = \Delta P_i \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^n 1/m_j} \cdot e^{-t/T_r} \quad (2.26)$$

$$T_r = -\frac{1}{k m_i P_i^{nom}} \quad (2.27)$$

Donde ΔP_i es la variación total de la demanda. Las ecuaciones (2.26) y (2.27) indican que el error de frecuencia decae exponencialmente a cero a una tasa determinada por la constante de tiempo T_r , la cual depende de la ganancia k . El esquema de control del método de restauración de la frecuencia se muestra en la Figura 2.23.

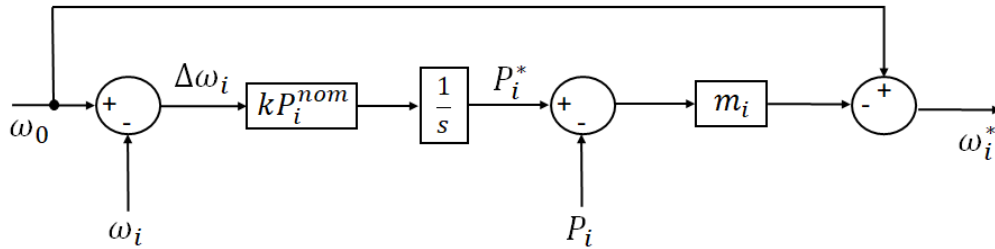


Figura 2.23: Esquema de control *droop* con restauración de frecuencia.

2. Control *droop* P/V

Este método se utiliza en redes de bajos niveles de tensión, donde no se cumple que $X \gg R$ y por lo tanto la resistencia de las líneas no se puede despreciar. Esto es especialmente cierto para unidades de generación distribuida que no se conectan a la red a través de una inductancia o transformador, en cuyo caso la inductancia de salida es pequeña. Cuando las líneas son mayormente resistivas (y por ende se puede despreciar la reactancia X), las ecuaciones (2.10) y (2.11) pasan a ser:

$$P \approx \frac{V}{R} \cdot [E - V] \quad (2.28)$$

$$Q \approx -\frac{EV}{R} \cdot \delta \quad (2.29)$$

En consecuencia, la potencia activa se relaciona principalmente con la tensión, mientras que la potencia reactiva con el desfase angular (y por ende con la frecuencia). Esto lleva al diseño de *droop* P/V y Q/f, en lugar de los *droop* P/f y Q/V convencionales [27–29]. Los valores de P y Q medidos se usan para modificar el voltaje y frecuencia de salida del convertidor de acuerdo a:

$$V_i = V_i^* - n_i \cdot (P_i - P_i^*) \quad (2.30)$$

$$\omega_i = \omega^* - m_i \cdot (Q_i - Q_i^*) \quad (2.31)$$

Donde $m_i < 0$ y $n_i > 0$. Este esquema de control se muestra en la Figura 2.24.

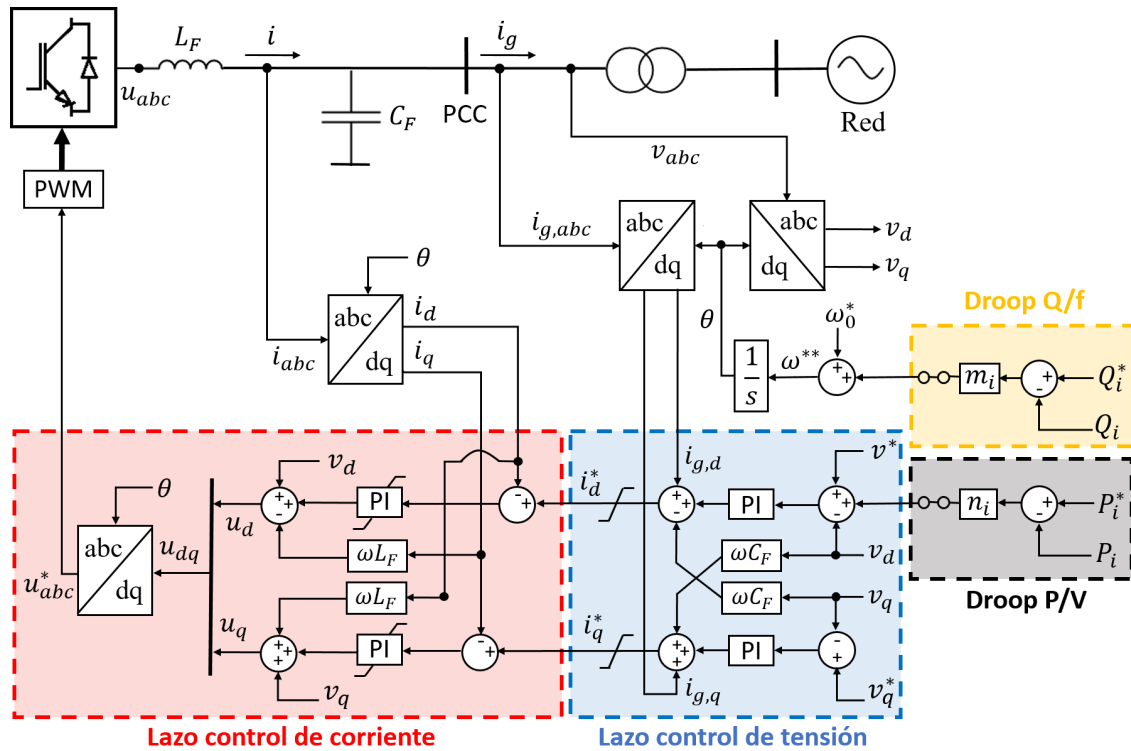


Figura 2.24: Esquema de control *Droop* P/V y *droop* Q/f.

Este tipo de control funciona mejor que un *droop* convencional en micro-redes AC de baja tensión con líneas altamente resistivas. Sin embargo, el hecho de que presente las mismas desventajas que un *droop* convencional, y considerando que en los sistemas de potencia las líneas tienen un comportamiento inductivo, lleva a que su aplicación en sistemas reales se restrinja significativamente [28].

3. Control *droop* P/δ

En esta estrategia de control se aprovecha el hecho de que en redes inductivas existe un acoplamiento entre la potencia activa P y los ángulos de los fasores de tensión δ en las barras (ver ecuación (2.12)), además de que los convertidores pueden cambiar rápidamente la forma de onda del voltaje de salida [81]. Dado esto, se podría controlar el ángulo de la tensión de salida del convertidor para obtener una adecuada repartición de la carga entre generadores, a través de un lazo *droop* de ángulo [81–84].

En este esquema de control, a diferencia de lo que se hace en los métodos *droop* tradicionales, la repartición de carga se efectúa modificando el ángulo de fase de la tensión en bornes del convertidor en lugar de la frecuencia de salida. De esta manera, la potencia activa de la unidad i -ésima se controla regulando el ángulo de salida δ_i , mientras que la potencia reactiva se controla modificando el voltaje en bornes V_i :

$$\delta_i = \delta_i^* - m_i \cdot (P_i - P_i^*) \quad (2.32)$$

$$V_i = V_i^* - n_i \cdot (Q_i - Q_i^*) \quad (2.33)$$

Con m_i la pendiente de la característica *droop* de ángulo, δ_i^* el ángulo de referencia de la unidad i -ésima cuando ésta entrega la potencia activa de referencia P_i^* , δ_i el ángulo del voltaje de salida de la unidad y P_i la potencia activa inyectada. Además, al igual que para el *droop* de frecuencia, los coeficientes m_i se escogen de manera que las unidades se repartan la carga de manera proporcional a su capacidad nominal [83], [85], es decir:

$$m_1 \cdot P_1^{nom} = m_2 \cdot P_2^{nom} = \dots = m_N \cdot P_N^{nom} \quad (2.34)$$

Con N el número de convertidores del sistema. La principal ventaja de utilizar un *droop* de ángulo es que se puede repartir adecuadamente la carga entre las unidades generadoras, sin requerir enlaces de comunicación entre unidades y logrando una desviación de frecuencia nula en régimen permanente, con lo que se elimina la necesidad de un control secundario que restablezca la frecuencia al valor nominal [2], [81], [86]. Además, para escenarios en que la carga varía constantemente en el tiempo, se obtienen desviaciones de frecuencia significativamente menores respecto a las que resultan cuando se usa un *droop* de frecuencia, lo cual asegura una mejor calidad de suministro y un mayor margen de estabilidad [82], [84], [87]. Adicionalmente, el usar el ángulo en lugar de la frecuencia para el *droop* permite más libertad en la elección de la ganancia *droop* m_i , pues ya no hay restricción respecto a la máxima desviación de frecuencia que se podría alcanzar [27], [82], [85].

Sin embargo, es importante mencionar que si bien en esta propuesta no se requieren enlaces de comunicación entre unidades, las imperfecciones de los relojes internos de los

convertidores pueden hacer que la frecuencia de cada unidad sea ligeramente diferente respecto a las demás, con lo que luego de un cierto tiempo las desviaciones angulares podrían superar los límites permitidos, llevando eventualmente el sistema a inestabilidad [28], [88]. Es por esto que en la literatura se ha sugerido el uso de señales GPS (o de un reloj común para todas las unidades), para que así los convertidores tengan una frecuencia angular de referencia común [28], [82], [83], [89]. En este sentido, una desventaja de un diseño de este tipo es que la repartición de carga dependerá de la disponibilidad de las señales GPS, las que en caso de perderse en una o más unidades (debido a factores como eventos climáticos, perturbaciones atmosféricas o falla de una antena), provocaría que el desempeño transitorio del sistema sea deficiente o incluso inestable [83], [90].

De este modo, el esquema de control para la repartición de carga a partir del *droop* P/δ en convertidores controlados como fuentes de tensión (incluyendo señales de sincronización para sus relojes internos) es el que se ve en la Figura 2.25.

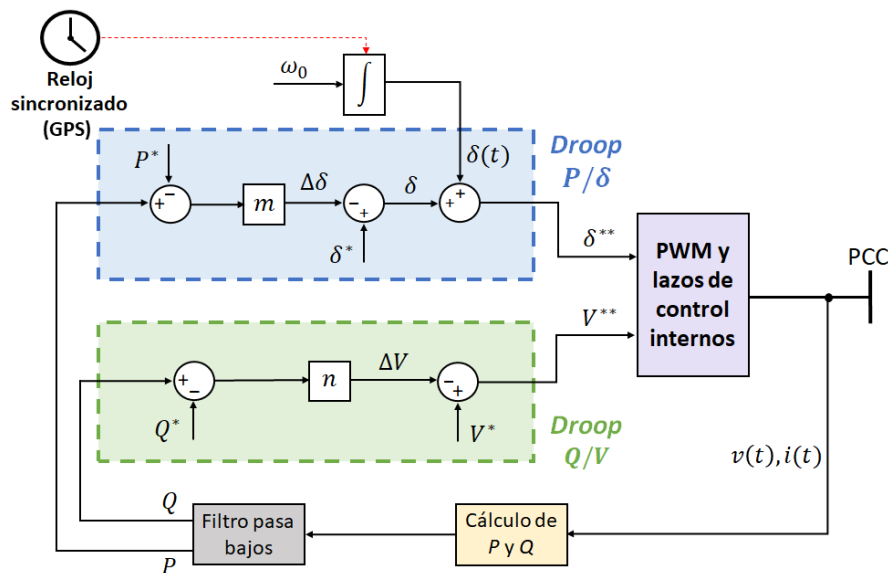


Figura 2.25: Esquema de control *droop* P/δ .

Con m y n las ganancias *droop* para el ángulo y la magnitud del voltaje de salida, respectivamente. En esta Figura se aprecia que a partir de la medición de la corriente y el voltaje en bornes se realiza el cálculo de la potencia activa y reactiva de salida del convertidor. Estos valores pasan por filtros pasa bajos, para luego compararse con los valores de referencia P^* y Q^* y entrar a los lazos *droop* P/δ y Q/V , respectivamente. Además, se puede notar que existen tres factores que componen el ángulo δ^{**} que se dirige al PWM y a los lazos de control internos: (i) el ángulo de referencia δ^* , (ii) el ángulo $\delta(t)$ que resulta al integrar la frecuencia nominal ω_0 y (iii) la desviación de ángulo $\Delta\delta$ que proviene del lazo de *droop* de ángulo. Es importante destacar que si la potencia activa medida P es igual a la referencia P^* , el *droop* de ángulo no influye en el desfase δ de la tensión de salida del convertidor, que en este caso sería δ^* (pues se tendría $\Delta\delta = 0$). También se debe notar que existe un reloj sincronizado vía señales GPS [86].

Otro aspecto importante a considerar para un sistema cuya repartición de carga se realiza mediante un *droop* P/δ , es que para lograr una repartición adecuada entre unidades (es decir, de acuerdo a su capacidad), se requieren ganancias *droop* m_i de un valor alto [81], [83], [88]. Para demostrar lo anterior, se usa el sistema de la Figura 2.18, donde existen dos convertidores alimentando una carga común. En particular, al suponer desviaciones angulares pequeñas y despreciando las pérdidas de potencia activa, se puede escribir:

$$\delta_1 - \delta = (\lambda_1 + \lambda_{L1}) \cdot P_1 \quad (2.35)$$

$$\delta_2 - \delta = (\lambda_2 + \lambda_{L2}) \cdot P_2 \quad (2.36)$$

Donde se ha usado la notación $\lambda_i = X_i/(E_i V)$ y $\lambda_{Li} = X_{Li}/(E_i V)$, para $i \in \{1, 2\}$. Por su parte, al aplicar la Ecuación (2.32) del *droop* P/δ para las unidades 1 y 2, se obtiene:

$$\delta_1 = \delta_1^* - m_1 \cdot (P_1 - P_1^*) \quad (2.37)$$

$$\delta_2 = \delta_2^* - m_2 \cdot (P_2 - P_2^*) \quad (2.38)$$

En este contexto, el *offset* del *droop* de ángulo se puede asumir de forma tal que el ángulo δ_i de los convertidores es cero cuando la potencia activa de salida de los mismos es nula, de donde se deduce que $\delta_1^* = -m_1 \cdot P_1^*$ y $\delta_2^* = -m_2 \cdot P_2^*$. De esta manera, empleando las relaciones $\delta_i^* = -m_i \cdot P_i^*$ y al restar (2.38) de (2.37), se llega a:

$$\delta_1 - \delta_2 = -m_1 P_1 + m_2 P_2 \quad (2.39)$$

Asimismo, al restar (2.35) con (2.36):

$$\delta_1 - \delta_2 = (\lambda_1 + \lambda_{L1}) \cdot P_1 - (\lambda_2 + \lambda_{L2}) \cdot P_2 \quad (2.40)$$

Luego, igualando (2.39) con (2.40) se obtiene:

$$(\lambda_1 + \lambda_{L1}) \cdot P_1 - (\lambda_2 + \lambda_{L2}) \cdot P_2 = -m_1 P_1 + m_2 P_2 \quad (2.41)$$

Considerando que $P_2 = P_L - P_1$ (con P_L la potencia activa demandada por la carga) y sustituyendo esto en (2.41), se llega a la siguiente expresión para P_1 :

$$P_1 = \frac{\lambda_2 + \lambda_{L2} + m_2}{\lambda_1 + \lambda_{L1} + m_1 + \lambda_2 + \lambda_{L2} + m_2} \cdot P_L \quad (2.42)$$

De forma similar, al reemplazar $P_1 = P_L - P_2$ en (2.41), se llega a:

$$P_2 = \frac{\lambda_1 + \lambda_{L1} + m_1}{\lambda_1 + \lambda_{L1} + m_1 + \lambda_2 + \lambda_{L2} + m_2} \cdot P_L \quad (2.43)$$

Con (2.42) y (2.43), se puede calcular la razón entre la potencia de salida del convertidor 1 y el convertidor 2. Esta razón queda expresada mediante la ecuación (2.44).

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\lambda_2 + \lambda_{L2} + m_2}{\lambda_1 + \lambda_{L1} + m_1} \quad (2.44)$$

Como se observa en la ecuación (2.44), la razón de repartición de carga entre el convertidor 1 (P_1) y el convertidor 2 (P_2) no depende solo de los coeficientes m_1 y m_2 (los cuales se escogen de forma que las unidades se repartan la demanda de acuerdo a su capacidad), sino también de las reactancias de salida de los convertidores (dado $\lambda_i = X_i/(E_iV)$) y de las líneas de transmisión (dado $\lambda_{Li} = X_{Li}/(E_iV)$). Esto último podría hacer que la repartición de carga entre los convertidores presentes en la red no sea la deseada [83], [88].

Una alternativa para reducir esta desviación respecto a la repartición de carga deseada, es escoger coeficientes m_i grandes, esto es, $m_i \gg \lambda_i + \lambda_{Li}$, con lo que (2.44) pasa a ser:

$$\frac{P_1}{P_2} \approx \frac{m_2}{m_1} = \frac{P_1^{nom}}{P_2^{nom}} \quad (2.45)$$

Donde se ha usado que $m_1 \cdot P_1^{nom} = m_2 \cdot P_2^{nom}$. En este aspecto, si bien ganancias m_i altas garantizan una buena repartición de carga, es importante tener en cuenta que coeficientes *droop* de valores altos degradan el margen de estabilidad del sistema, por lo que en la práctica no se pueden utilizar ganancias muy altas para asegurar que la repartición de carga sea la deseada [83].

Otra forma en que se puede reducir este error es al tomar valores de reactancia de salida inversamente proporcionales a la capacidad de la unidad, o si la inductancia de las líneas tiene un valor pequeño (lo que es válido para micro-redes que cubren áreas geográficas pequeñas) [83]. Sin embargo, en un SEP real con múltiples cargas y generadores ubicados en distintos puntos de la red, la impedancia de las líneas de transmisión puede tener un impacto importante en la repartición de demanda entre convertidores [88].

Así, aun cuando un esquema de repartición de carga usando *droop* P/δ presenta ventajas respecto al *droop* P/f convencional, existen ciertos inconvenientes para su implementación. Por esta razón, en la literatura se han propuesto algunas modificaciones para mejorar su desempeño [85], [88], [91], [92]. Los detalles de dichas propuestas no se incluirán en esta tesis debido al enfoque de la misma.

2.6.2. Métodos basados en enlaces de comunicación

Las estrategias de repartición de carga basadas en comunicaciones se caracterizan por lograr una buena repartición de carga y regulación de voltaje. Además, a diferencia de los controladores *droop* tradicionales, con estos métodos el voltaje de salida alcanza un valor cercano al nominal sin necesitar un control secundario [27], [28]. No obstante, estas estrategias necesitan de enlaces de comunicación entre unidades (o entre unidades y un controlador central), lo que implica un aumento de los costos del sistema. Adicionalmente, las líneas de comunicación son vulnerables a eventuales interferencias y producen retardos que podrían empeorar el desempeño transitorio del sistema, cosas que se traducen en una reducción de la confiabilidad y flexibilidad del mismo [18], [27], [28].

En lo que sigue se describen algunas de las estrategias de control basadas en comunicaciones entre unidades que se han propuesto en la literatura:

1. Control concentrado/central

En los métodos de control concentrado, existe un controlador central que coordina la operación de las diferentes unidades de sistema, procurando mantener el balance de potencia activa y reactiva en régimen permanente, además de una buena repartición de carga entre generadores [27]. Si bien en la literatura existe más de una manera de abordar el diseño de un control central, el principio general consiste en el uso un controlador central que utiliza enlaces de comunicación para recolectar datos de la carga y enviar señales de corrientes de referencia a cada una de las unidades de generación de la red. Un diseño que se discute en [27] y [93] es el *control de límite central*, cuyo esquema de control se presenta en la Figura 2.26.

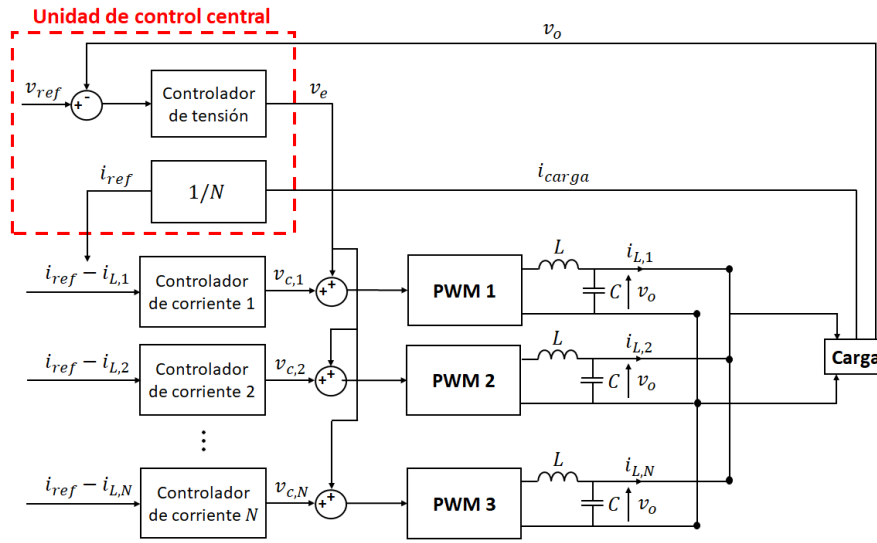


Figura 2.26: Esquema de control de límite central.

En el diseño de la Figura 2.26, el controlador central define la corriente de referencia i_{ref} que se entrega a los generadores. Este valor es una fracción de la corriente de carga i_{carga} medida. Para el caso de N módulos iguales, la corriente de referencia de todas las unidades es simplemente i_{carga}/N , no obstante también se pueden definir valores de referencia distintos para cada unidad cuando éstos tienen capacidades diferentes, para lo cual en lugar de usar $1/N$ para todas las unidades, se utilizan ponderadores individuales (cuya suma debe ser igual a 1) donde su valor dependa de la potencia nominal de cada unidad [27]. También se nota que la entrada del controlador de corriente del generador i -ésimo corresponde a la diferencia entre la referencia i_{ref} y la corriente $i_{L,i}$ que el convertidor inyecta a la red. La salida de este lazo es un valor de voltaje $v_{c,i}$ que el convertidor debe imponer a la salida del filtro LC con el que se conecta a la red. En este aspecto, se observa que el controlador central determina un término de corrección v_e que le entrega a todas las unidades, para así regular el voltaje medido v_o en la carga a su valor de referencia v_{ref} . Esta señal de corrección es enviada vía enlaces de comunicación a los convertidores, los cuales generan el voltaje de salida mediante modulación por ancho de pulsos (PWM).

Se debe notar que en este método no se modela la red, es decir, se considera un modelo de red uninodal donde se desprecia la impedancia de las líneas. Esto último

es un inconveniente, pues la definición de v_o ya no es clara cuando la micro-red está compuesta por varios alimentadores con generadores y cargas en distintas ubicaciones. Otra desventaja de este método es que si la suma de los ponderadores para definir la corriente de referencia de las unidades es distinta de 1 (por ejemplo, producto de una falla de programación), la carga no sería abastecida adecuadamente.

Así, las ventajas de las técnicas de control centralizado son que éstas usan algoritmos de control simples en los convertidores (pues los cálculos los realiza el controlador central) y además, se puede lograr una repartición de carga adecuada durante transitorios y en régimen permanente [28]. Entre las desventajas de esta estrategia se encuentra la necesidad de enlaces de comunicación de un alto ancho de banda para enviar señales de control desde el controlador central hacia las unidades, lo que es costoso y reduce la confiabilidad y flexibilidad del sistema [27]. También, el hecho de que haya un controlador central hace que la repartición de carga dependa directamente de éste, lo que se traduce en que si la unidad de control central falla, el sistema también lo haga [27], [28].

2. Control maestro/esclavo

En esta propuesta existe un convertidor (conocido como maestro) que se encarga de la regulación de voltaje y en algunos casos, de especificar la corriente de referencia de los demás convertidores presentes en la red (conocidos como esclavos). Estos últimos siguen los comandos de corriente provistos por el maestro (o por una unidad de control central) con el fin de lograr una repartición apropiada de la carga. Para implementar un control de este tipo, en la literatura existe un enfoque descentralizado y uno centralizado [27].

Sin un controlador central:

Este esquema consiste de un único maestro y varios convertidores esclavos, sin que exista un controlador central. Esto se muestra en la Figura 2.27.

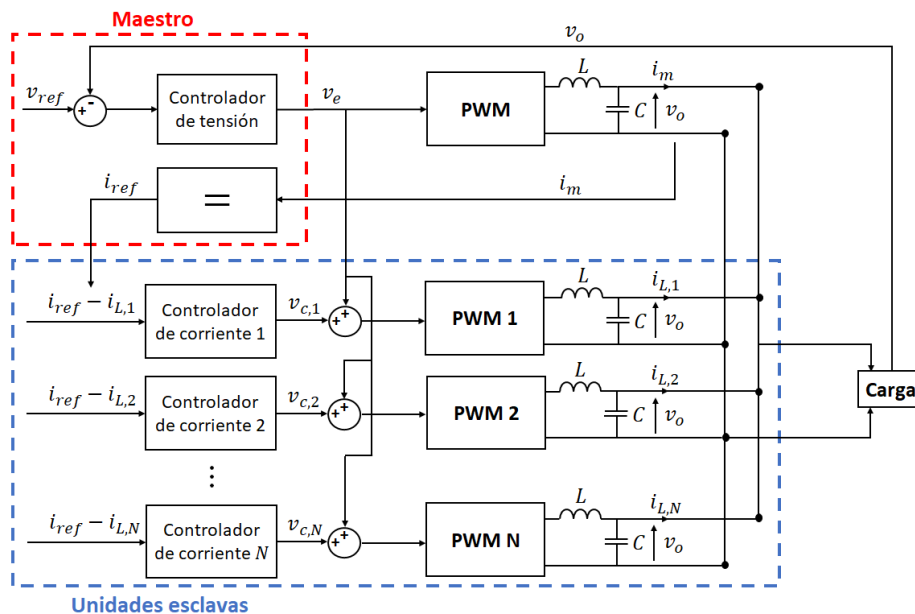


Figura 2.27: Control maestro/esclavo sin controlador central.

En este escenario, el convertidor maestro se controla como fuente de voltaje para que regule la tensión de la carga (v_0) al voltaje de referencia (v_{ref}). Para ello, se utiliza un controlador de tensión con una salida v_e , que es usada directamente en el PWM del maestro y que es enviada a los esclavos vía enlaces de comunicación. El maestro también determina las corrientes de referencia (i_{ref}) de los esclavos, que en este caso son iguales a la corriente de salida del maestro (i_m). Por su parte, las unidades esclavas se controlan como fuentes de corriente, por lo que cuentan con lazos de control de corriente que regulan la corriente de salida de cada convertidor ($i_{L,i}$) a su valor de referencia (i_{ref}).

La mayor ventaja de este método es que la recuperación del voltaje durante transitorios se consigue por la actuación conjunta del controlador de tensión del maestro, con los controladores de corriente de las unidades esclavas, además de una buena repartición de carga en régimen permanente [27]. Entre las desventajas de este enfoque se encuentra que se deben usar enlaces de un ancho de banda alto para el envío de las señales de corriente de referencia i_{ref} y voltaje v_e . Otra desventaja es que la repartición de carga es precisa durante el régimen permanente pero no durante transitorios, donde puede haber diferencias considerables entre el aporte que realiza el maestro y el que realizan los esclavos, a raíz de las limitaciones en el ancho de banda de los enlaces comunicacionales. En particular, las unidades esclavas reaccionarán más lento a la corriente transitoria demandada, lo que lleva a que la unidad maestra se haga cargo de la mayor parte de la corriente requerida durante transitorios [27]. Finalmente, se debe considerar que la confiabilidad del sistema se encuentra determinada en gran parte por la confiabilidad de la operación del maestro.

Con un controlador central:

Al igual que en el control maestro/esclavo sin controlador central, el maestro se encarga del control de voltaje de la carga (por lo que se controla como fuente de tensión), mientras que los esclavos se controlan como fuentes de corriente. No obstante, en este caso la corriente de referencia (i_{ref}) de los esclavos ya no es igual a la corriente de salida del maestro (i_m). Además, el maestro ya no determina la corriente de referencia de los esclavos, sino que esta tarea es llevada a cabo por una unidad de control central, que calcula las corrientes de referencia i_{ref} de los esclavos a partir de la corriente de carga medida (i_{carga}). Estos valores de referencia son distribuidos a las unidades esclavas mediante enlaces de comunicación.

Todo lo anterior se puede apreciar en el diagrama de la Figura 2.28, donde se ve que al usar un control centralizado, la única señal que se transmite es la corriente de referencia i_{ref} , a diferencia del enfoque descentralizado en el que también se comparte el término de corrección v_e . Al respecto, pese a que se distribuye solo una señal, se siguen necesitando enlaces de alto ancho de banda [27].

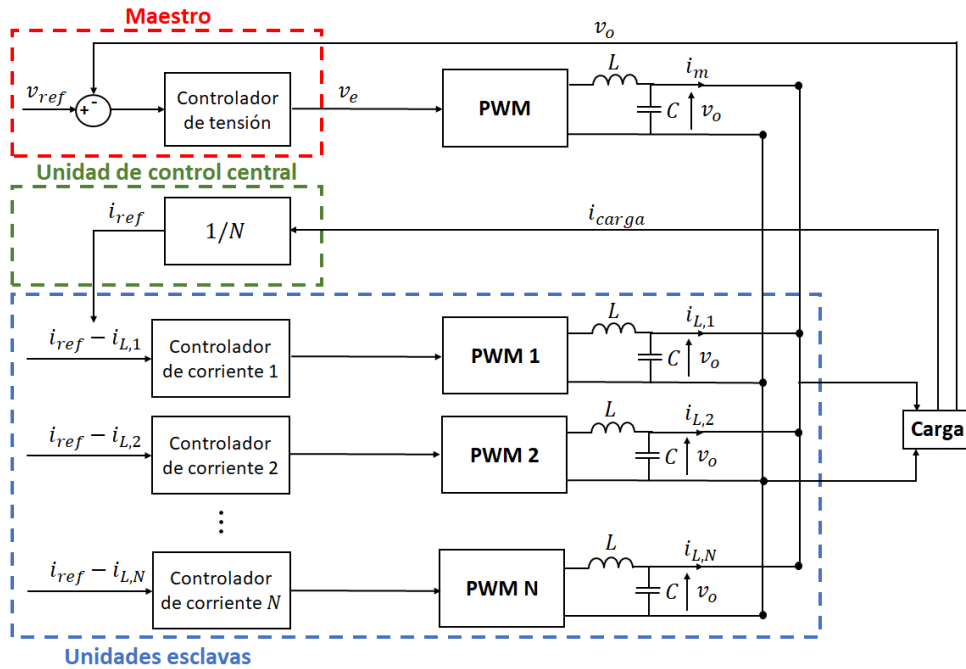


Figura 2.28: Control maestro/esclavo con controlador central.

Las ventajas y desventajas de este método son prácticamente las mismas que las del control maestro/esclavo sin controlador central. Durante transitorios puede haber corrientes altas en el maestro, pues en este periodo el maestro se hace cargo de las corrientes transitorias de la red. Esto se debe a que siempre habrá un *delay* en las señales transmitidas a los esclavos, por lo que la respuesta de estos ante perturbaciones tendrá un retardo [27].

3. Control distribuido

Las estrategias de control distribuido para la repartición de carga al interior de una red, se caracterizan por que las acciones de control se distribuyen entre las distintas unidades del sistema, sin necesitar un controlador central que les envíe señales de referencia [94], [95]. Para ello, este enfoque requiere que los controladores de una unidad se comuniquen con los controladores de otras unidades presentes en el sistema, para así compartirse información y con ello repartirse la carga de manera adecuada [95].

Entre las ventajas de estos algoritmos está que las unidades solo tienen que compartir una cantidad limitada de información con un sub-conjunto de las demás, por lo que se necesitan enlaces de comunicación de un menor ancho de banda respecto a otros métodos, lo cual reduce el costo de la infraestructura de comunicaciones requerida [28], [96]. Además, en general estos métodos son robustos a fallas en uno o más módulos, pues las acciones de control se distribuyen entre las diferentes unidades de la red. También se destaca su buen desempeño en la regulación de tensión y la repartición de carga del sistema [28]. No obstante, aun cuando los enlaces de comunicación requeridos son de menor ancho de banda respecto a un enfoque centralizado, estos siguen siendo necesarios. Lo anterior degrada la flexibilidad y aumenta los costos del sistema, sobre todo cuando el número de

módulos operando y la distancia entre los mismos aumenta [28].

En la literatura existen distintas estrategias de control distribuido que procuran una adecuada repartición de carga entre las unidades presentes en la red [27], [28], [95], [97]. Sin embargo, debido al enfoque de este trabajo, no se abordará el detalle de las mismas.

2.6.3. Conclusiones

En esta sección se han presentado diferentes estrategias para la repartición de carga en micro-redes dominadas por fuentes de generación conectadas mediante convertidores, donde se ha distinguido entre aquellas que requieren enlaces de comunicación (ya sea entre unidades o entre unidades y un controlador central), y aquellas que no los requieren (basadas en controladores *droop*). En este sentido, si bien las estrategias que necesitan enlaces comunicacionales pueden tener un buen desempeño, el hecho de que usen comunicaciones restringe su posible aplicación a redes de mayor extensión y con unidades ubicadas a grandes distancias entre sí, debido a que los enlaces son costosos, aumentan la complejidad del sistema y son vulnerables a interferencias y fallas [27], [28], [83], [84].

Por estas razones, en el caso de los SEP, los cuales cubren áreas geográficas extensas y pueden tener topologías complejas, el uso de estrategias de control que no necesitan enlaces de comunicación entre convertidores surge como la alternativa más práctica para abordar los desafíos de la repartición de carga y balance de carga/generación [2]. Dado esto, en lo que sigue se investigará el desempeño de métodos de repartición de carga basados en controles *droop*, en particular de los *droop* P/f y P/δ ya explicados.

2.7. Análisis de sensibilidad de repartición de carga entre convertidores

En la presente sección se efectuará un estudio de la repartición de carga entre convertidores con y sin el uso de controladores *droop*. Para ello, se implementa el sistema de la Figura 2.29 en el *software* de simulación *PowerFactory DIgSILENT*.

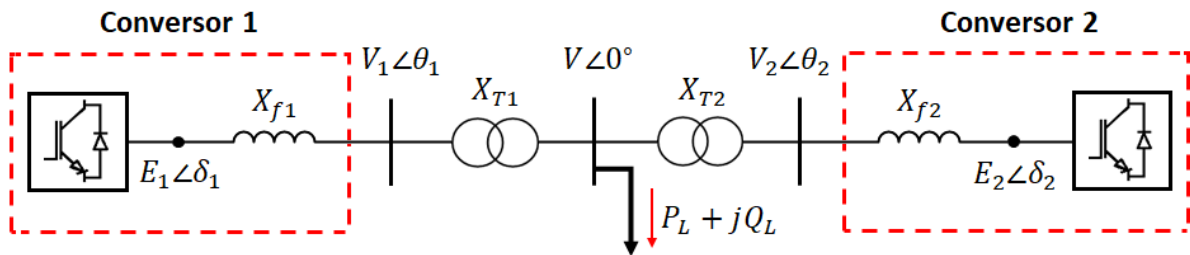


Figura 2.29: Red implementada en *DIgSILENT* para análisis de repartición de carga.

El sistema implementado cuenta con dos convertidores alimentando una carga común, cada uno con un filtro de salida y un transformador elevador. Los parámetros de la red son los de la Tabla 2.1, donde se observa que los convertidores y sus transformadores son idénticos entre sí. Además, se usa la notación $\cos(\phi)$ para el factor de potencia de la carga.

Elemento	Parámetro	Valor
convertidores	S_{nom}	10 [MVA]
	V_{nom}	0,69 [kV]
	X_f	0,15 [pu]
Transformadores	X_T	0,06 [pu]
	V_1/V_2	0,69/20
Carga	P_L	10 [MW]
	$\cos(\phi)$	0,95

Tabla 2.1: Parámetros del sistema de la Figura 2.29.

Los casos de estudio que se considerarán son los siguientes:

1. Ambos convertidores son *grid-forming* puros (sin controladores *droop* adicionales).
2. Ambos convertidores son *grid-forming* con un lazo *droop* P/f.
3. Ambos convertidores son *grid-forming* con un lazo *droop* P/ δ .

El enfoque de este análisis de sensibilidad es la repartición de la potencia activa entre unidades, por lo que no se presentarán los resultados obtenidos para la potencia reactiva.

2.7.1. Convertidores *grid-forming* sin controladores *droop*

Considerando los datos de la Tabla 2.1, se simula un escalón de demanda de un 50 % en $t = 2$ [s]. El sistema se configura de forma que los convertidores impongan la misma tensión e inyecten la misma potencia activa y reactiva. En la Figura 2.30 se muestra la potencia activa y la frecuencia de salida de cada unidad ante esta perturbación.

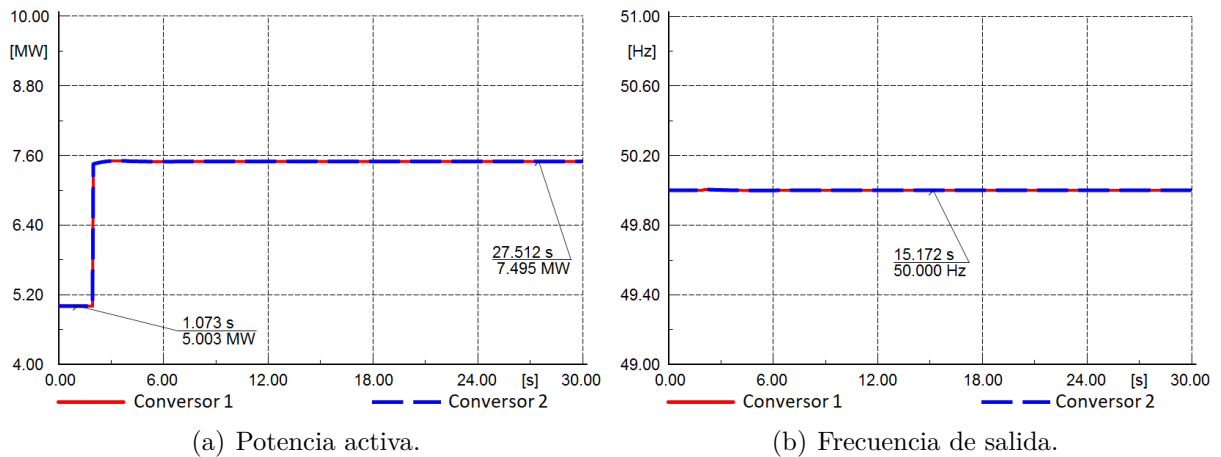


Figura 2.30: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga - *Grid-forming* sin *droop*.

Como se observa en la Figura 2.30 (a), al ocurrir la perturbación los convertidores *grid-forming* reaccionan aumentando su potencia inyectada para suplir el aumento de

demanda que experimenta el sistema. En este aspecto, la potencia activa inyectada por el convertidor 1 es la misma que inyecta el convertidor 2, tanto antes como después del escalón de demanda. Esto concuerda con lo esperado, pues el sistema es totalmente simétrico por cuanto los convertidores tienen el mismo despacho, capacidad, filtro AC, parámetros de control y transformadores elevadores idénticos.

Asimismo, en la Figura 2.30 (b) se aprecia que la frecuencia de salida de los convertidores se mantiene constante en su valor nominal (con un transitorio no apreciable en la escala usada al ocurrir la perturbación). Esto se atribuye a que ambos convertidores operan en modo *grid-forming* sin lazos *droop* que reaccionen modificando la frecuencia impuesta al ocurrir un desbalance entre generación y demanda. Por lo tanto, en este caso los convertidores suplen la demanda, pero no modifican su frecuencia de salida para procurar una repartición adecuada de la carga con otros generadores de la red.

Para apreciar esto último de mejor forma, se procede a simular el mismo escalón de demanda, pero esta vez utilizando un sistema asimétrico. En particular, se impone que la reactancia del transformador elevador del convertidor 1 disminuya al 50 %, es decir $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2} = 0,03$ [pu]. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente figura.

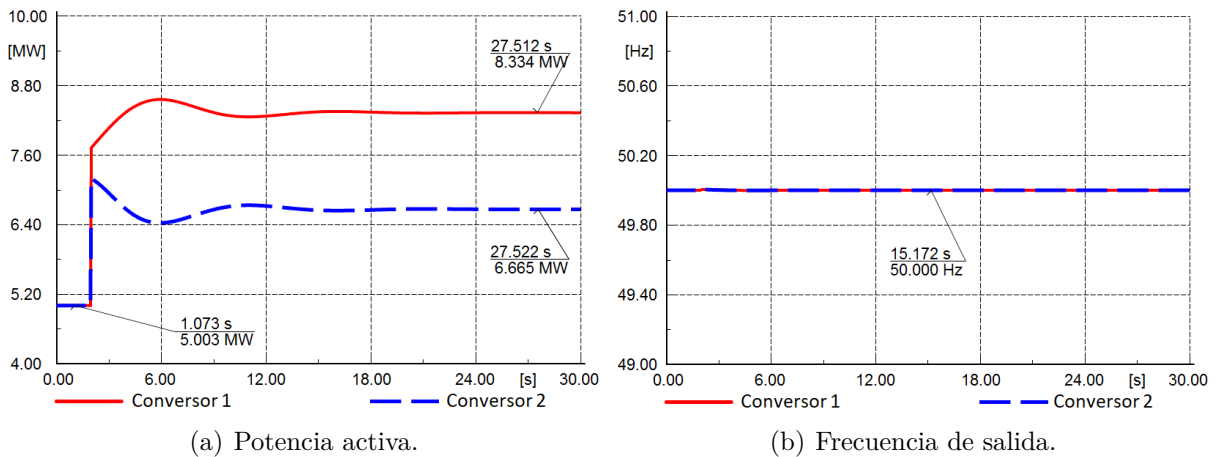


Figura 2.31: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga cuando $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2}$ - *Grid-forming* sin *droop*.

En esta figura se puede ver que si bien las potencias activas de salida de los convertidores son iguales antes de la perturbación, estas difieren cuando se aplica el escalón de carga. En particular, la razón de repartición de carga entre unidades en régimen permanente es la que se calcula en la Ecuación 2.46, donde ΔP_i el cambio de potencia activa inyectada por la unidad i -ésima al ocurrir el escalón de demanda.

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{8,334 - 5,003 [MW]}{6,665 - 5,003 [MW]} \approx 2 \quad (2.46)$$

Esto ocurre aun cuando los convertidores *grid-forming* de la red tienen la misma capacidad nominal y parámetros de control. Lo anterior se explica debido a que no hay

controladores adicionales (como un control *droop*) que regulen la repartición de carga entre generadores. Así, la potencia de salida de cada convertidor se modifica simplemente de acuerdo al valor de las reactancias de la red. En este caso, dada la relación $P \approx \frac{EV}{X} \cdot \delta$ escrita en la Ecuación (2.12), se tiene que como $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2}$, el convertidor 1 aporta contribuye el doble de lo que contribuye el convertidor 2 para suministrar el aumento de carga. Esto último no es deseable pues como ambos convertidores tienen la misma capacidad y despacho, se espera que estos se repartan la demanda de manera equitativa.

Del ejemplo anterior se concluye que si bien es factible la operación de un sistema solo con convertidores *grid-forming* sin lazos *droop*, la repartición de carga entre unidades ante perturbaciones no será adecuada cuando los parámetros de líneas y transformadores varían a lo largo de la red, cosa que es común en los SEP.

2.7.2. Convertidores *grid-forming* con *droop* P/f

Ahora se simula el mismo escalón de demanda del 50% aplicado anteriormente, pero utilizando convertidores *grid-forming* con un lazo *droop* P/f operativo. Para este análisis se consideran valores de coeficientes *droop* m hallados en la revisión bibliográfica. En este sentido, en la literatura relacionada a SEP con altos niveles de TGVCC típicamente se encuentran coeficientes m en el rango de 0,02 a 0,05 [pu] [35], [37], [64], [98].

En primer lugar, se verificará el funcionamiento del *droop* P/f usando distintos valores para el coeficiente m . El valor utilizado será el mismo para ambos convertidores. En específico, se usará $m = 0,02$ [pu] y luego $m = 0,05$ [pu] en ambos convertidores. Los resultados obtenidos para la potencia activa inyectada y la frecuencia de salida de los convertidores se presentan en la Figuras 2.32 y 2.33, respectivamente.

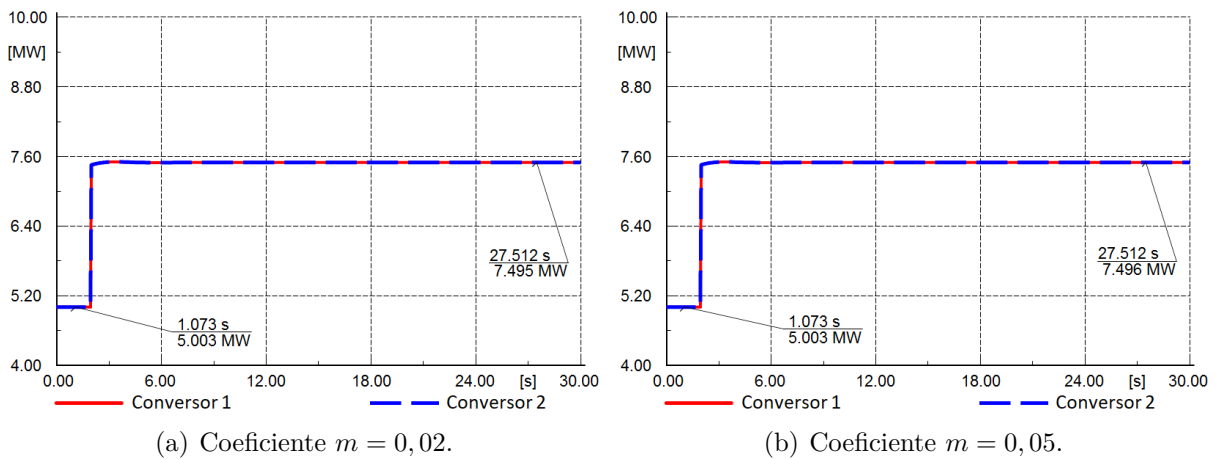


Figura 2.32: Potencia activa de convertidores ante escalón de carga - *Grid-forming* con *droop* P/f.

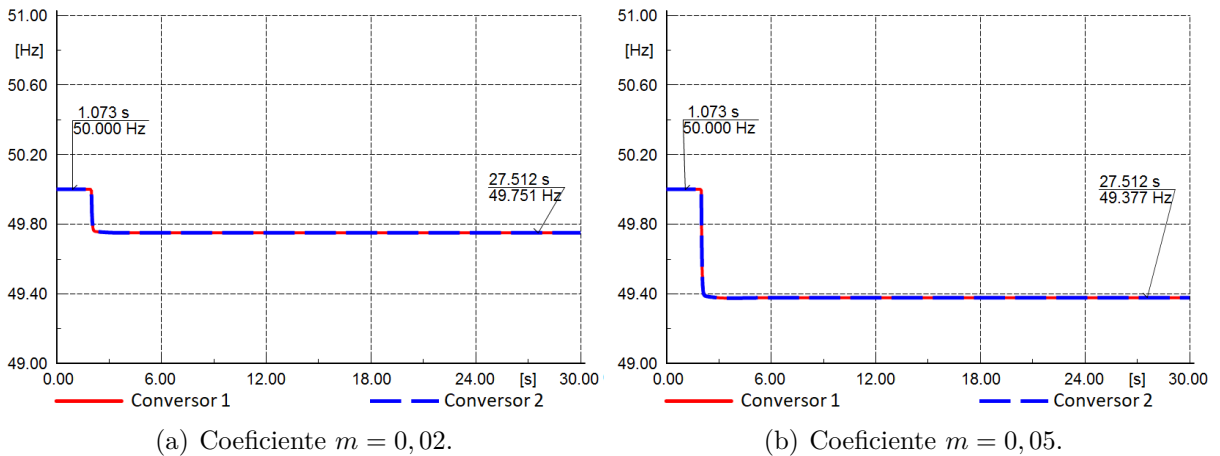


Figura 2.33: Frecuencia de salida de convertidores ante escalón de carga - *Grid-forming* con *droop* P/f.

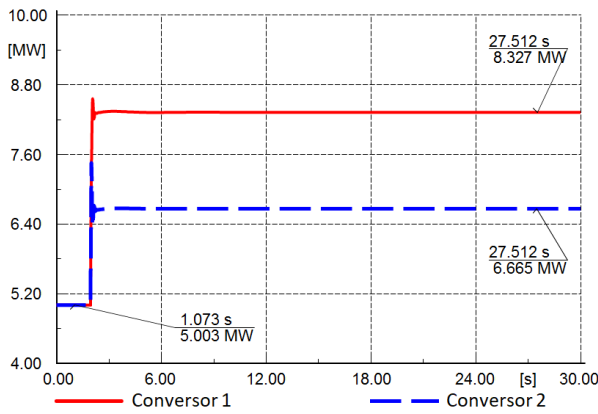
En la Figura 2.32 se aprecia que para ambos valores de coeficiente *droop* utilizados la potencia activa inyectada por el convertidor 1 es igual a la del convertidor 2 antes y después del escalón de demanda, lo que da cuenta de una repartición de carga equitativa. Esto se ajusta a lo esperado, pues ambos convertidores tienen la misma capacidad nominal y los mismos coeficientes *droop*.

Por su parte, en la Figura 2.33 se observa que al ocurrir el escalón de carga, la frecuencia de salida de los convertidores disminuye. Esto se debe a que los *droop* P/f implementados están pensados para disminuir la frecuencia de salida cuando aumenta la demanda del sistema, para que así las unidades se repartan la carga de acuerdo a sus coeficientes *droop*. También se observa que la caída de frecuencia resultante en el caso en que ambos convertidores usan $m = 0,02$ [pu] es menor al caso en que $m = 0,05$ [pu]. Esto concuerda con lo esperado según la relación $\omega_i = \omega^* - m_i \cdot (P_i - P_i^*)$ (escrita en la ecuación (2.14)), puesto que mientras menor sea el valor de m_i , menor será la desviación de frecuencia obtenida ante el mismo cambio de potencia activa.

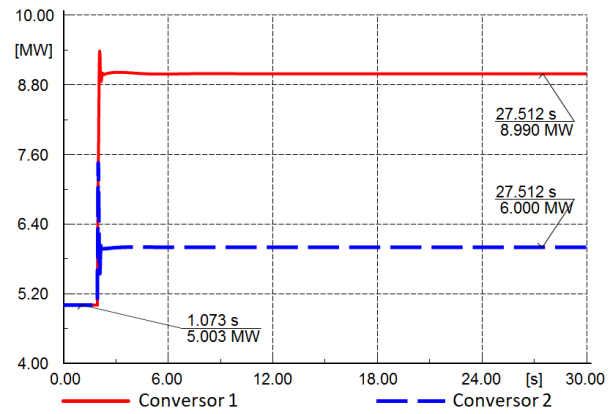
Ahora se verificará el desempeño del *droop* P/f cuando los convertidores tienen coeficientes m de distinto valor entre sí. Para esto se considerarán dos casos:

- Caso 1: convertidor 1 con $m_1 = 0,02$ [pu] y convertidor 2 con $m_2 = 0,04$ [pu].
- Caso 2: convertidor 1 con $m_1 = 0,01$ [pu] y convertidor 2 con $m_2 = 0,04$ [pu].

El comportamiento de la potencia activa entregada y la frecuencia de salida de los convertidores para el caso 1 y 2 se presentan en las Figuras 2.34 y 2.35, respectivamente.

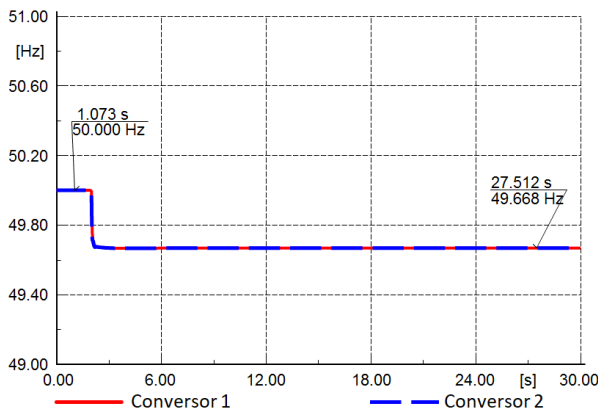


(a) Coeficiente $m_1 = 0,02$ y $m_2 = 0,04$.

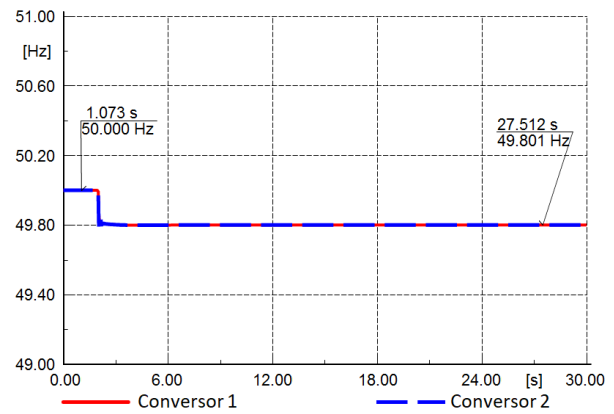


(b) Coeficiente $m_1 = 0,01$ y $m_2 = 0,04$.

Figura 2.34: Potencia activa de convertidores ante escalón de carga - *Grid-forming* con *droop* P/f y distintos coeficientes m entre convertidores.



(a) Coeficiente $m_1 = 0,02$ y $m_2 = 0,04$.



(b) Coeficiente $m_1 = 0,01$ y $m_2 = 0,04$.

Figura 2.35: Frecuencia de salida de convertidores ante escalón de carga - *Grid-forming* con *droop* P/f y distintos coeficientes m entre convertidores.

En la Figura 2.34 se observa que la razón de la repartición de carga entre los convertidores depende de la razón de los coeficientes *droop*. A medida que el coeficiente m_1 se hace menor respecto a m_2 , el convertidor 1 se hace cargo de una mayor parte de la demanda luego del escalón, lo que nuevamente se explica por la ecuación $\omega_i = \omega^* - m_i \cdot (P_i - P_i^*)$: Ante una misma desviación de frecuencia respecto a su valor nominal ω^* , la variación de la potencia inyectada será inversamente proporcional al coeficiente *droop* m_i . Para corroborar numéricamente lo anterior, en la Tabla 2.2 se muestran los valores de ΔP_1 y ΔP_2 obtenidos en cada caso.

Caso	ΔP_1 [MW]	ΔP_2 [MW]	$\Delta P_1/\Delta P_2$	m_2/m_1
Caso 1	3,324	1,662	2	2
Caso 2	3,987	0,997	4	4

Tabla 2.2: Razones de repartición de carga entre convertidores - *Droop* P/f.

Según estos resultados, la repartición de carga entre unidades es coherente con la razón de repartición de carga esperada, cuya expresión para un sistema con dos convertidores equipados con *droop* P/f es $\Delta P_1/\Delta P_2 = m_2/m_1$.

Finalmente, se simula un escenario en el que la red ya no es simétrica. En particular, se hace que la reactancia del transformador elevador asociado al convertidor 1 disminuya a la mitad, con lo cual $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2}$. Se considera el caso en que $m_1 = 0,02$ [pu] y $m_2 = 0,04$ [pu]. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 2.36.

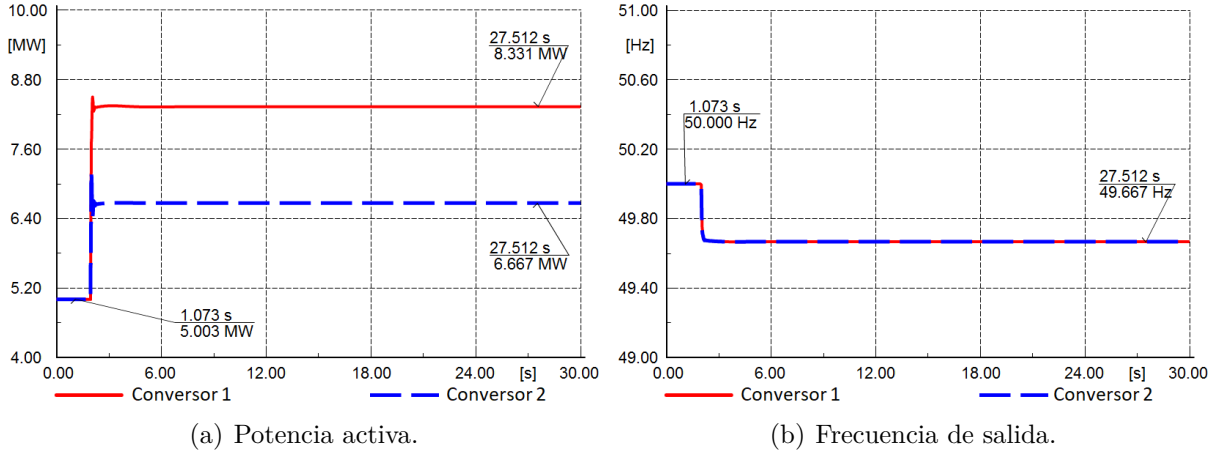


Figura 2.36: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga cuando $X_{T1} = 0,5 \cdot X_{T2}$ - *Grid-forming* con *droop* P/f.

En esta figura se ve nuevamente que mientras menor es el coeficiente *droop* m_1 del convertidor 1 en relación al convertidor 2, la unidad 1 se lleva una mayor parte del incremento de la demanda. De hecho, la razón de repartición de carga se mantiene en $\Delta P_1/\Delta P_2 = 2$, lo que concuerda con lo deseado. De esta manera, se deduce que la repartición de carga obtenida en este sistema con un *droop* P/f en las unidades *grid-forming*, no se ve afectada por el hecho de que la red deje de ser simétrica al disminuir la impedancia de uno de los transformadores respecto al otro.

2.7.3. Convertidores *grid-forming* con *droop* P/ δ

Por último, se simula el mismo escalón de demanda de los casos anteriores, pero utilizando convertidores *grid-forming* con un *droop* P/ δ (explicado en la sub-sección 2.6.1).

Para analizar el desempeño de esta estrategia, se comienza sensibilizando respecto a

la magnitud de los coeficientes m_i para el *droop* P/δ . Para esto, se consideran valores de coeficientes que se pueden encontrar en la literatura. Al respecto, los coeficientes m para lazos *droop* P/δ se encuentran en el rango de los 0,05 [rad/MW] hasta los 2 [rad/MW] aproximadamente [82–84]. Valores más altos de m usualmente generan problemas de inestabilidad en pequeña señal, por ende, no son comunes. Cabe destacar que se utilizan coeficientes en unidades físicas y no en [pu] pues esta es una práctica común en micro-redes, que es donde se concentran la mayoría de trabajos que abordan el *droop* P/δ .

Los casos usados para ver el desempeño del *droop* P/δ se escriben en la Tabla 2.3. El comportamiento de la potencia activa inyectada y la frecuencia de salida de los convertidores del sistema se presenta en las Figuras 2.39, 2.39 y 2.39.

Caso	m_1 [rad/MW]	m_2 [rad/MW]	m_2/m_1
Caso 1	0,1	0,2	2
Caso 2	0,25	0,5	2
Caso 3	0,5	1	2

Tabla 2.3: Ganancias de *droop* P/δ seleccionadas para análisis de sensibilidad.

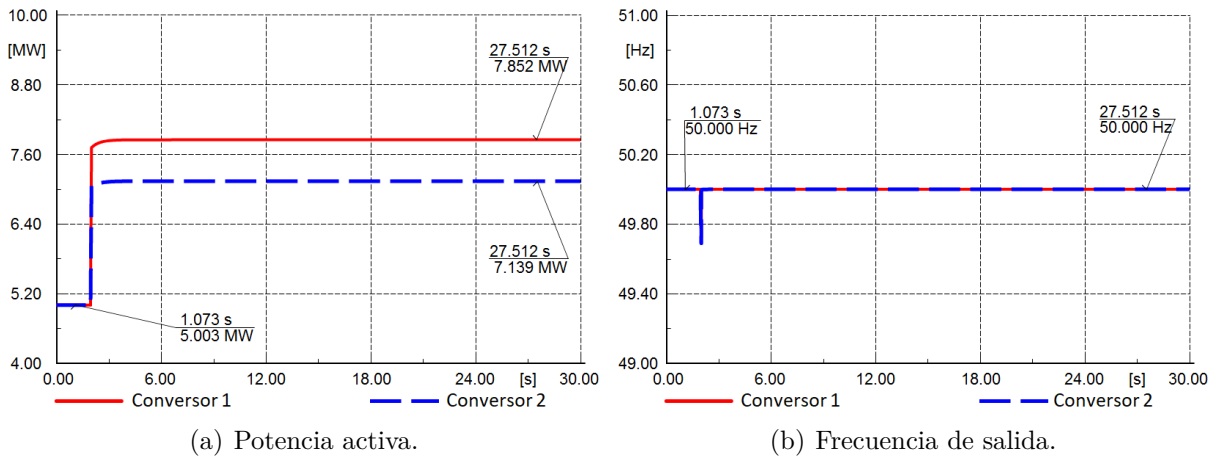


Figura 2.37: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 1) - *Grid-forming* con *droop* P/δ .

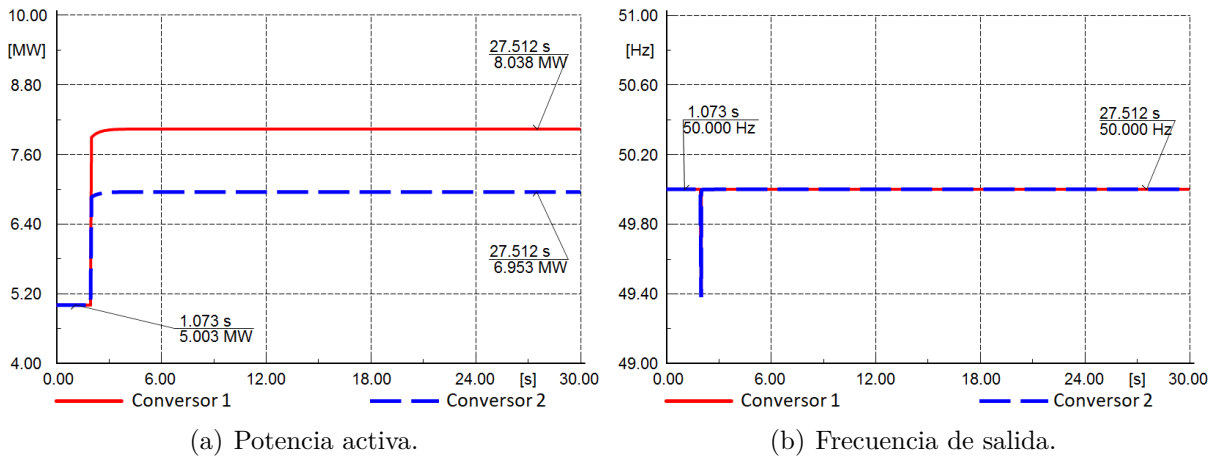


Figura 2.38: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 2) - *Grid-forming* con *droop* P/δ .

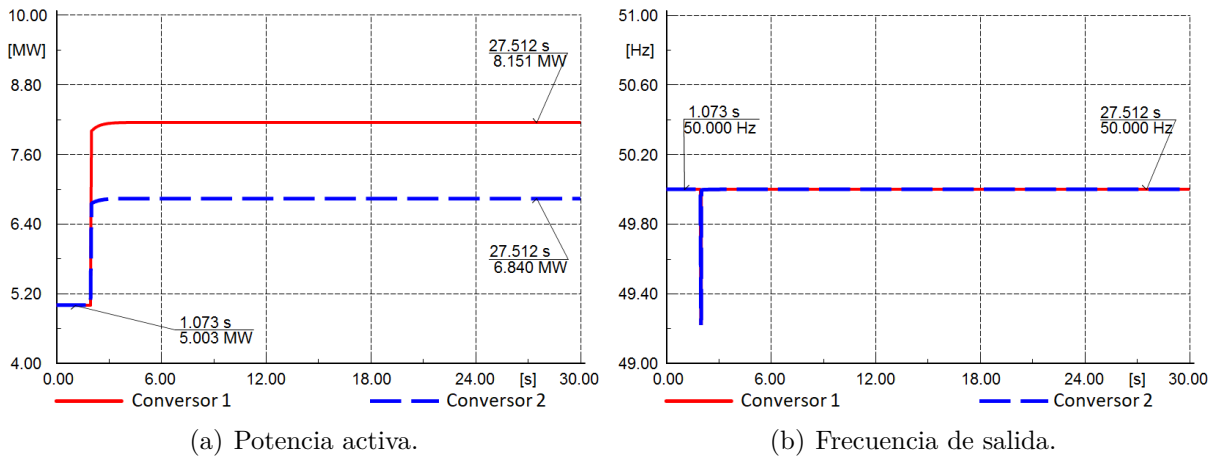


Figura 2.39: Variables de salida de convertidores ante escalón de carga (Caso 3) - *Grid-forming* con *droop* P/δ .

Las razones de repartición de carga entre unidades para los casos definidos se registran en la Tabla 2.4.

Caso	ΔP_1 [MW]	ΔP_2 [MW]	$\Delta P_1/\Delta P_2$
Caso 1	2,849	2,136	1,3380
Caso 2	3,035	1,950	1,5564
Caso 3	3,148	1,837	1,7137

Tabla 2.4: Razones de repartición de carga entre convertidores (casos 1, 2 y 3) - *Droop* P/δ .

En las figuras recién presentadas y la Tabla 2.4 se puede notar que la repartición de

carga entre convertidores no se ajusta de forma precisa a lo que se espera de acuerdo a la relación entre los coeficientes *droop* utilizados (Tabla 2.3) ya que según esto la repartición de carga debería ser $\Delta P_1/\Delta P_2 = 2$. También se aprecia que a medida que los coeficientes m_i aumentan su valor, la razón de repartición de carga entre convertidores comienza a mejorar, llegando desde los 1,3380 para el caso 1, hasta los 1,7137 para el caso 3. Esto último se atribuye a lo explicado en la sub-sección 2.6.1, donde se señala que al usar un *droop* P/δ la repartición de carga entre unidades depende fuertemente de las reactancias de salida de los convertidores, los transformadores y las líneas presentes en la red (ver Ecuaciones (2.44) y (2.45)). Luego, se requieren coeficientes *droop* elevados para disminuir esta dependencia. En este sentido, se podría ir aumentando progresivamente el valor de los coeficientes m_i hasta lograr la repartición de carga deseada. Sin embargo, al hacer lo anterior el sistema comienza a presentar modos de oscilación inestables en pequeña señal, lo que concuerda con lo observado en la literatura.

Otro aspecto a destacar es que en las figuras 2.37, 2.38 y 2.39 se observa que la frecuencia de salida de los convertidores tanto antes como después del escalón se mantiene en 50 [Hz], salvo en el instante de la contingencia donde existe un breve transitorio. Esto es coherente con lo que se espera de un *droop* P/δ , ya que con este lazo se manipula directamente el ángulo de la tensión en terminales del convertidor para lograr una repartición de carga adecuada entre unidades, sin la necesidad de modificar la frecuencia de salida impuesta por el convertidor.

Finalmente, se estudiará el desempeño del *droop* P/δ cuando la reactancia de los transformadores del sistema disminuye. Específicamente, se analizarán los casos en que la reactancia de ambos transformadores elevadores disminuye a $2/3$ (caso 1) y a $1/3$ (caso 2) de su valor original. Para efectos ilustrativos se utilizan los coeficientes *droop* $m_1 = 0,5$ y $m_2 = 1$ [rad/MW] (caso 3 de Tabla 2.3). El comportamiento de la potencia activa entregada por los convertidores en estos casos se muestra en la Figura 2.40.

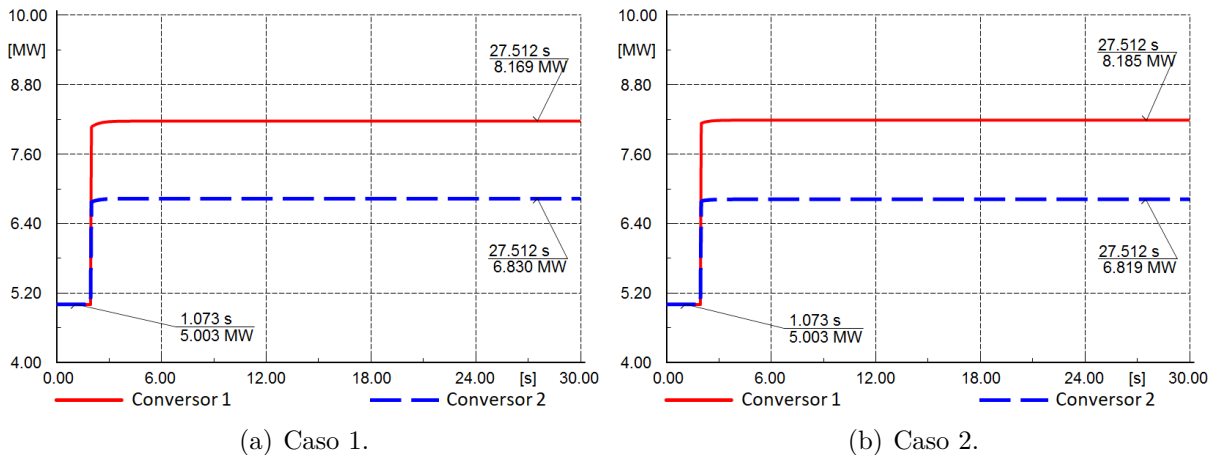


Figura 2.40: Potencia activa de convertidores ante escalón de carga al sensibilizar c/r a reactancia de transformadores - *Grid-forming* con *droop* P/δ .

Las razones de repartición de carga entre convertidores en estos casos se escriben en la

siguiente tabla, donde también se incluye el caso original donde $m_1 = y$ y $m_2 = [\text{pu}]$ para facilitar la lectura.

Caso	ΔP_1 [MW]	ΔP_2 [MW]	$\Delta P_1/\Delta P_2$
Caso original	3,148	1,837	1,7137
Caso 1	3,166	1,827	1,7329
Caso 2	3,182	1,816	1,7522

Tabla 2.5: Razones de repartición de carga entre convertidores al sensibilizar c/r a reactancia de transformadores - *Droop* P/δ .

En la Figura 2.40 y en la Tabla 2.5 se puede ver que conforme disminuye la reactancia de los transformadores elevadores, la repartición de carga entre los convertidores mejora. En efecto, cuando la impedancia de los transformadores es la que se tenía originalmente, la razón de repartición de carga era $\Delta P_1/\Delta P_2 = 1,7137$; no obstante, al disminuir la reactancia de los transformadores esta razón comienza a aumentar, llegando a ser $\Delta P_1/\Delta P_2 = 1,7522$ cuando la reactancia de los transformadores disminuye a $1/3$ de su valor original (lo que sigue sin ser suficiente). El motivo de esto se deduce al observar las ecuaciones (2.44) y (2.45), donde se nota que cuando se utiliza un *droop* P/δ , los coeficientes *droop* m_i comienzan a dominar cada vez más la razón de repartición de carga entre generadores a medida que disminuye la reactancia de los elementos de la red.

A partir de los resultados de estas simulaciones, se concluye que si bien el *droop* P/δ tiene la ventaja de que la frecuencia se mantiene en su valor nominal luego de una perturbación, su aplicación en SEP reales tiene limitaciones. Esto debido a que el desempeño de este controlador en términos de la repartición de carga entre generadores depende fuertemente de los coeficientes *droop* seleccionados y los parámetros de las líneas y transformadores del sistema.

2.8. Revisión de trabajos en SEP 100 % basados en TGVCC

En la literatura se pueden encontrar pocos trabajos en los que se estudie la operación y control de SEP donde el 100 % de la generación se encuentra conectada a la red mediante convertidores de potencia, pues la mayoría de los trabajos existentes de este tipo se enfocan en el ámbito de las micro-redes aisladas. En particular, en la revisión bibliográfica realizada se encontraron dos trabajos aplicados al caso de sistemas eléctricos de potencia que tienen un propósito similar al de esta tesis.

1. Paper “Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system”

En este *paper* se discute la operación de sistemas de potencia donde no existen GS conectados a la red. Se propone el uso de un control *droop* P/δ para la operación del sistema a *frecuencia constante* [2].

2. Estudio “Control and operation of a grid with 100% converter-based devices” - Proyecto MIGRATE

Este trabajo busca desarrollar estrategias de control y reglas de operación para redes donde el 100% de sus equipos se conectan a la red mediante convertidores [99]. Este trabajo se enmarca dentro del proyecto MIGRATE⁷, cuyo objetivo es desarrollar y validar soluciones novedosas para abordar la inserción masiva de generadores y cargas conectadas a la red mediante convertidores en el sistema eléctrico europeo [99]. Este trabajo se subdivide en 3 reportes, cada uno con objetivos específicos distintos:

- “Local control and simulation tools for large transmission systems” [38].
- “New options for existing system services and needs for new system services” [44].
- “New options in system operations” [37].

A continuación, se resumen los resultados y conclusiones más importantes de estos trabajos. Dado el enfoque de esta tesis y el de los reportes mencionados, en el proyecto MIGRATE solo se revisarán los resultados del reporte “New options in system operations”.

2.8.1. “Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system”

En [2] se investiga la viabilidad y las implicaciones operacionales asociadas SEP que solo poseen generadores conectados a través de convertidores, operando a *frecuencia constante* gracias al uso de uno (o más) convertidores *grid-forming*. Cuando se habla de operación a frecuencia constante, se entiende que puede haber transitorios en la frecuencia eléctrica ante una falla, sin embargo esta última retorna a su valor nominal luego de unos pocos segundos o centésimas de segundo [2]. En este artículo se emplean dos sistemas: uno compuesto por 9 barras y 3 generadores y otro formado por 433 generadores y 2000 barras. Para modelar los convertidores *grid-forming* y *grid-supporting* se usan modelos genéricos de secuencia positiva simplificados [32], [74]. El sistema de 9 barras utilizado es el siguiente:

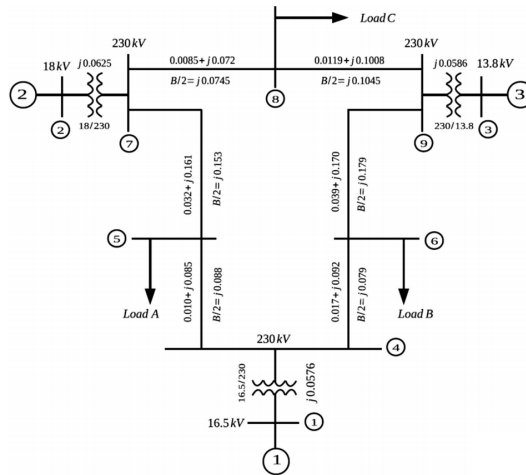


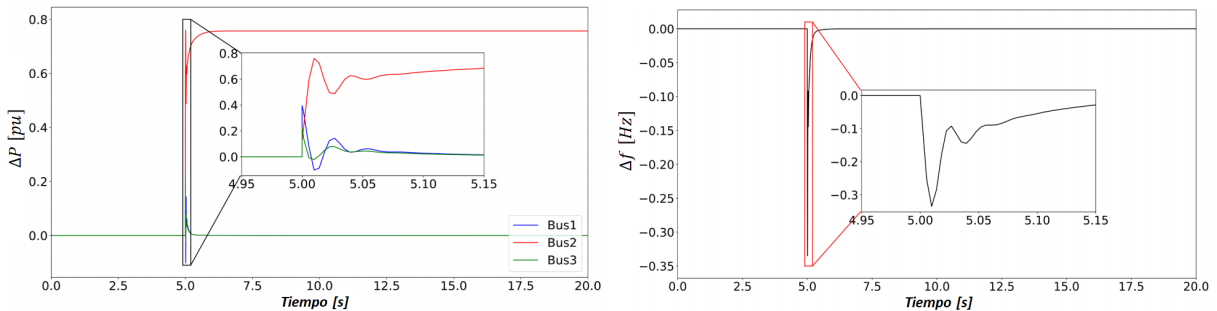
Figura 2.41: Diagrama unilineal de sistema de 9 barras usado en [2].

⁷Por su sigla en inglés: *Massive Integration of power Electronic devices*.

En este trabajo se consideran los siguientes casos de estudio:

1. Operación sin *droop* para la repartición de carga: En este escenario se tiene un convertidor *grid-forming* (en la barra 2) y dos convertidores *grid-following* (en las barras 1 y 3). Al realizar un incremento de la demanda del sistema, se obtiene que todo este aumento de carga es tomado por la unidad *grid-forming*, lo que se ajusta a lo esperado pues las unidades *grid-following* se controlan para tener una potencia de salida constante. Se destaca que la frecuencia del sistema se mantiene constante en su valor de referencia.

2. Operación con *droop* P/f: En este caso se mantiene el convertidor *grid-forming* en la barra 2, pero se reemplazan los convertidores *grid-following* por convertidores *grid-supporting* equipados con un lazo *droop* P/f. Así, al simular un aumento de la demanda se obtienen los cambios en la potencia de salida de los generadores y la desviación de frecuencia (respecto al valor nominal) que se muestran en las Figuras 2.42 (a) y (b).



(a) Cambio de potencia activa en convertidores.

(b) Cambio en la frecuencia del sistema.

Figura 2.42: Resultados para escalón de carga usando *droop* P/f [2].

En la Figura 2.42 se puede ver que durante el transitorio los convertidores *grid-supporting* contribuyen a suplir el aumento de carga de acuerdo con su control *droop* de frecuencia. Sin embargo, a medida que la frecuencia vuelve al valor nominal, la potencia inyectada por estas unidades también vuelve a sus valores nominales, lo que hace que todo el aumento de carga sea absorbido por el convertidor *grid-forming*. De ello puede se puede concluir que si se desea operar a frecuencia constante, un *droop* tradicional de frecuencia no permite lograr una repartición de carga adecuada entre convertidores en régimen permanente [2].

3. Operación con *droop* P/ δ :

Ahora, en lugar de usar el *droop* de frecuencia se implementa un *droop* de ángulo en los convertidores del sistema. Con esto, los resultados que se obtienen ante el mismo escalón de demanda que se impuso anteriormente son los que se presentan en la Figura 2.43.

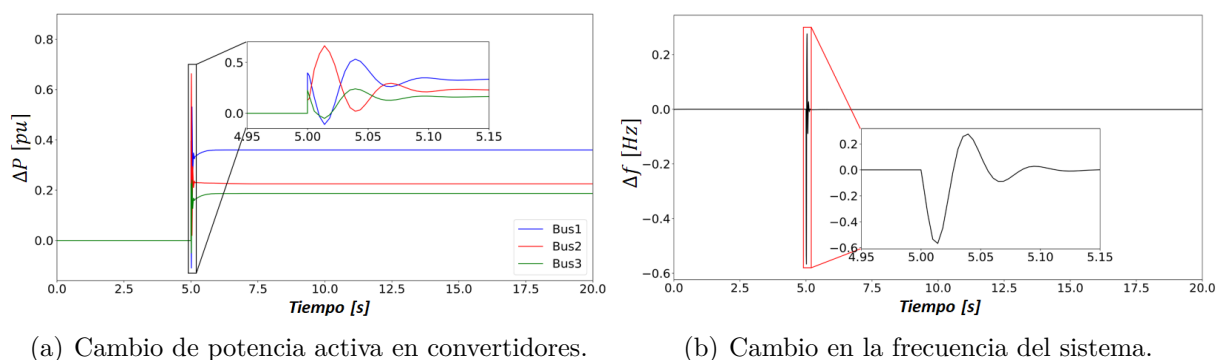


Figura 2.43: Resultados para escalón de carga usando *droop* P/δ [2].

En la Figura 2.43 se ve que al usar un *droop* de ángulo en los tres generadores, se consigue que los convertidores se repartan el aumento de carga en régimen permanente, mientras la frecuencia del sistema se mantiene en su valor nominal [2]. Adicionalmente, se observa que el transitorio del sistema decae en el orden de las décimas de segundo, lo cual da cuenta de un paradigma de operación diferente al de los SEP convencionales con su respuesta inercial característica y los consiguientes controles primario y secundario.

Por otra parte, en el SEP de 2000 barras también se realizan diferentes simulaciones. Entre estas, se encuentra la comparación entre un escenario en el que el sistema cuenta con un convertidor operado en modo *grid-forming* (con un lazo *droop* P/δ) y los demás son *grid-supporting*, con un escenario donde solo hay convertidores *grid-supporting* equipados con *droop* P/f . Al simular la pérdida de un bloque de generación en dichos escenarios, los comportamientos obtenidos para la frecuencia promedio del SEP son los que se muestran en la siguiente figura:

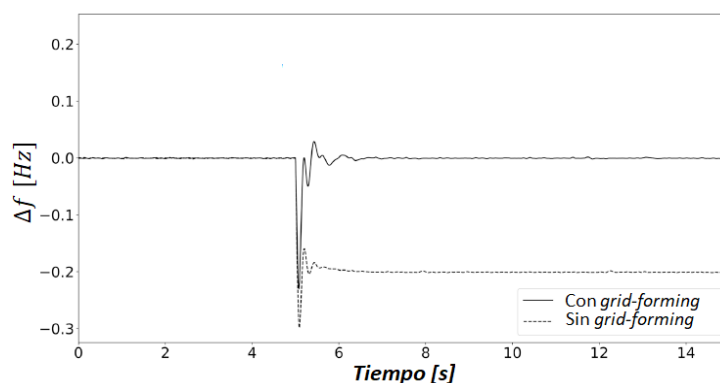


Figura 2.44: Cambio de frecuencia promedio del SEP [2].

En la Figura 2.44 se aprecia que incluso en un SEP grande, basta con una sola unidad operada en modo *grid-forming* para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal. Asimismo, se observa que el sistema también se mantiene estable si es que solo hay convertidores operados en modo *grid-supporting* con *droop* P/f , sin embargo, la principal

desventaja de este escenario en relación al anterior es que luego de una contingencia la frecuencia del sistema se estabiliza en un valor distinto al nominal.

2.8.2. “New options in system operations”

El objetivo principal de este estudio es encontrar reglas que deberían adoptar los operadores del sistema cuando se está operando un SEP donde la penetración de TGVCC es de un 100 %. En particular, se busca identificar los límites operacionales de un SEP operando sin máquinas sincrónicas, para lo que se plantean las siguientes interrogantes:

- ¿Es factible lograr una operación estable de un SEP donde el 100 % de su generación está conectada a la red mediante convertidores *grid-forming*?
- ¿Existe un porcentaje mínimo de capacidad a instalar en convertidores *grid-forming*, para que un sistema con una penetración del 100 % de TGVCC se mantenga estable ante un conjunto de contingencias pre-definidas?
- En caso de existir, ¿varía este porcentaje mínimo si se modifica la distribución y el tamaño de los convertidores *grid-forming* presentes en el sistema?

Para responder a las preguntas anteriores, en este trabajo se utiliza como caso de estudio el sistema eléctrico de Irlanda y el Norte de Irlanda. Este es un caso interesante pues Irlanda es una isla que solo posee interconexiones HVDC con sus países vecinos, y además, este sistema ya experimenta altos niveles de penetración de generación basada en convertidores (incluso se prevee que en un futuro la capacidad instalada en TGVCC va a ser suficiente para abastecer la totalidad de la demanda del sistema [37]). Sin embargo, en la actualidad solo se permite una penetración instantánea del 65 % de generación no-sincrónica debido a consideraciones de estabilidad y seguridad del sistema [37].

Para efectos del estudio, se considera un modelo simplificado del sistema de Irlanda y el Norte de Irlanda, el cual tiene los siguientes supuestos:

1. Solo se consideran los niveles de transmisión de 400, 275 y 200 [kV] para las simulaciones. Las conexiones en niveles de voltaje inferiores se representan usando cargas equivalentes.
2. Se considera solo la demanda *peak* del invierno de Irlanda en el año 2015, la cual consiste en 6 [GW] de potencia activa y 1,3 [GVar] de potencia reactiva demandadas.
3. El modelo de red se compone de un total de 82 barras, de las cuales 14 son potenciales puntos de conexión de convertidores.
4. Los convertidores se ubican en los mismos puntos de conexión de los generadores convencionales existentes. El motivo de este supuesto es que se desea asegurar que los eventuales desafíos que puedan surgir en este estudio se relacionen con el cambio de la naturaleza de la generación (de GS a TGVCC) y no por el cambio de ubicación de generadores [37].

En cuanto al tipo de contingencia utilizada para el estudio, en [37] se simulan cortocircuitos trifásicos balanceados con una duración de 100 [ms]. Es importante mencionar que la topología del sistema antes y después de la falla es la misma, lo que quiere decir que

los cortocircuitos simulados no resultan en la desconexión de una línea de transmisión. Un aspecto importante a destacar es que para el desarrollo de este trabajo se consideran dos de los modos de operación discutidos anteriormente en esta tesis:

- convertidores *grid-forming* con lazo *droop* P/f. El esquema de control utilizado es similar al presentado en la Figura 2.15.
- convertidores *grid-following* con un diagrama similar al ilustrado en la Figura 2.12. En el trabajo de [44] los convertidores *grid-following* controlan la potencia reactiva inyectada en todos los escenarios de simulación.

El *software* de simulación que se usa en [37] es *Modelica*. También se destaca que se contemplan dos escenarios de simulación: (i) solo existen convertidores *grid-forming* en el sistema y (ii) existen tanto convertidores *grid-forming* como *grid-following* en el sistema. Los resultados y análisis obtenidos se resumen a continuación.

1. Sistema operando solo con convertidores *grid-forming*

En este escenario, todos los generadores del sistema son conectados a la red mediante convertidores *grid-forming* con controladores *droop* para las potencias activa y reactiva. El sistema tiene un total de 14 convertidores [37].

Para investigar el desempeño dinámico del sistema se simulan cortocircuitos trifásicos en cada una de las barras del modelo reducido del sistema irlandés [37]. Como ilustración, se presenta el comportamiento obtenido cuando se aplica una falla de 100 [ms] en una barra en particular del SEP irlandés. En la Figura 2.45 se muestra el voltaje de 3 barras de la red ante este cortocircuito.

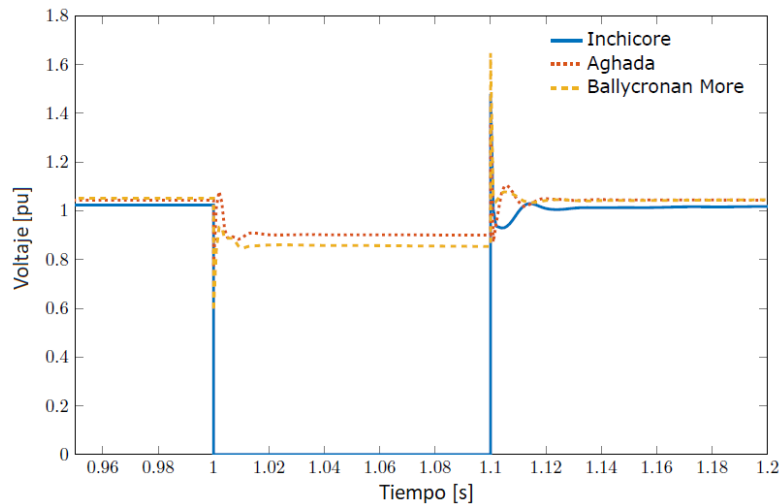


Figura 2.45: Voltaje en barras ante falla trifásica en barra *Inchore* [37].

Como se aprecia en la figura, tal como se esperaba el voltaje en la barra *Inchore* cae a cero, pues el cortocircuito se aplica en dicha barra. También se ve que la caída de tensión en las otras dos barras es menor, sobretodo en la barra *Aghada* ya que esta es la que se

encuentra más lejos del punto de falla. Adicionalmente, se ve que la tensión en estas barras se recupera rápidamente luego del despeje de la falla, con oscilaciones bien amortiguadas que decaen en menos de 20 [ms] [37].

Por otro lado, en la Figura 2.46 se muestra el comportamiento de la potencia activa, potencia reactiva y la corriente de salida de algunos de los 14 convertidores del sistema.

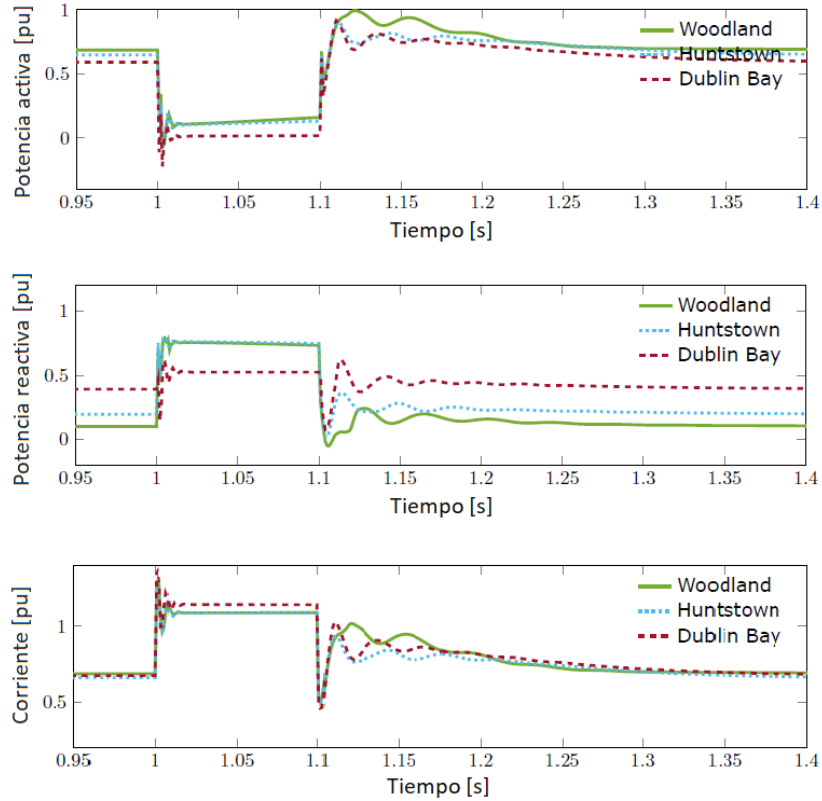


Figura 2.46: Potencia y corriente de convertidores *grid-forming* ante falla trifásica.

En la Figura 2.46 se puede notar que la potencia activa inyectada por los convertidores se reduce inmediatamente al ocurrir la falla, retornando a su nivel de estado estacionario luego de unos 250 [ms] [37]. Por otra parte, la potencia reactiva entregada por los generadores aumenta inmediatamente cuando ocurre el cortocircuito, retornando a su valor de régimen permanente luego de unos 50 [ms]. En este sentido, se tiene que los convertidores *grid-forming* se adaptan inmediatamente a la impedancia vista por la red (que en el caso de un cortocircuito es casi puramente inductiva), lo que se debe a su operación como fuente de tensión. Esta respuesta es similar a la que pueden presentar convertidores *grid-following* equipados con una estrategia para inyectar reactivos durante fallas, pero con un desempeño más rápido [100]. Se destaca que la diferencia de esta respuesta con la de un GS es que en los convertidores existen límites de corriente más restrictivos [37].

Asimismo, se puede ver que el valor de la corriente entregada por los convertidores aumenta al ocurrir la falla. En específico, las simulaciones realizadas en [37] arrojan que la corriente en estado estacionario más alta obtenida es de 1.2 [pu] para los convertidores

ubicados en *Woodland*, *Hunstown* y *Dublin Bay*, debido a su mayor cercanía con la barra de falla (la corriente de convertidores ubicados en otras barras también aumenta, pero en menor medida). También se aprecia que apenas se aplica el cortocircuito, la corriente inyectada por estos convertidores es mayor que el límite de corriente impuesto en el control de impedancia virtual, lo que se atribuye a que este controlador no es lo suficientemente rápido para limitar la corriente en los primeros instantes que siguen a una contingencia [37]. Al respecto, si bien esto último podría dañar la vida útil de los convertidores, no afecta la estabilidad del sistema.

En el contexto anterior, cabe recalcar que en [37] se hizo este mismo tipo de análisis al aplicar cortocircuitos en cada una de las barras de la red bajo estudio. Los resultados muestran que el sistema se mantiene estable para cada escenario de falla simulado con muy pocas oscilaciones, lo que da cuenta de la robustez del SEP cuando todos los generadores se conectan a través de convertidores *grid-forming*.

2. Sistema operando con convertidores *grid-forming* y *grid-following*

En este caso de estudio, al igual que en el caso anterior, se simula el sistema con una penetración del 100 % de TGVCC y con un total de 14 convertidores. Sin embargo, en este caso los convertidores pueden ser *grid-forming* o *grid-following*. Dado que los convertidores *grid-following* tienen un desempeño transitorio significativamente diferente al de convertidores *grid-forming*, es importante investigar el comportamiento de un SEP donde además de convertidores *grid-forming*, hay convertidores *grid-following* [37].

Lo primero que se hace es encontrar la mínima capacidad total de convertidores *grid-forming* que debe estar en operación para que se preserve la estabilidad del sistema ante un conjunto de contingencias críticas. Para ello, se define el índice $SGFR$ ⁸, el cual corresponde a la razón entre la capacidad de los convertidores *grid-forming* operando en la red y la capacidad total de convertidores operando (incluyendo convertidores *grid-forming* y *grid-following*):

$$SGFR = \frac{G.F_{op}}{G.F_{op} + g.f_{op}} \quad (2.47)$$

Con $G.F_{op}$ [MVA] y $g.f_{op}$ [MVA] la capacidad de los convertidores *grid-forming* y *grid-following* operando en el sistema, respectivamente.

La metodología presentada en [37] parte con el escenario en que todos los convertidores son controlados en modo *grid-forming*, para luego ir reemplazándolos progresivamente por convertidores *grid-following* de la misma capacidad. Al realizar lo anterior se verifica la estabilidad del sistema conforme disminuye la capacidad de convertidores *grid-forming* en operación. A medida que se reemplazan convertidores *grid-forming* por convertidores *grid-following*, se intenta mantener la diversidad espacial de unidades *grid-forming* en la red, de manera que estas no se encuentren concentradas en una región específica del sistema [37]. Dado todo esto, se obtiene que para el SEP bajo estudio al menos el 37,5 % de la capacidad en [MVA] de convertidores operando debe ser *grid-forming* [37] (en este

⁸Por su sigla en inglés: *System grid-forming ratio*.

caso, 5 de las 14 unidades deben ser *grid-forming*). En lo que sigue, a esta condición de operación se le denomina *escenario base*.

Para demostrar que no se puede seguir disminuyendo el porcentaje de convertidores *grid-forming* operando en el sistema, se reemplazan uno a uno los convertidores *grid-forming* presentes en el escenario base y se simulan cortocircuitos trifásicos en cada una de las barras del sistema. Si para una combinación particular de convertidores *grid-forming* y *grid-following* existe una falla en una o más barras donde el voltaje o potencias activa/reactiva presenta un comportamiento inaceptable, se establece que esa configuración no es segura [37]. Este procedimiento se realiza para los 5 convertidores *grid-forming* del escenario base.

A modo de ilustración, en la Figura 2.47 se muestra el comportamiento del voltaje en tres barras luego de simular una falla trifásica de 100 [ms] en una barra en particular, cuando se cambia un convertidor *grid-forming* por un *grid-following*. A la izquierda se presenta el comportamiento resultante cuando el cambio se hace en *Aghada* y a la derecha cuando se hace en *Great-Island*.

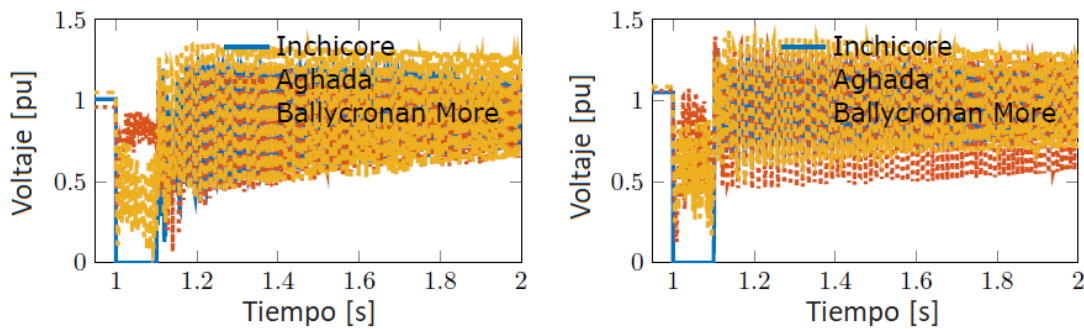


Figura 2.47: Voltaje en barras ante falla trifásica en barra *Inchore*, con menor participación de convertidores *grid-forming* (respecto al escenario base) [37].

Como se ve en esta figura, el sistema presenta una inestabilidad oscilatoria para ambos casos, lo que indica que la capacidad de convertidores *grid-forming* operando en la red no puede ser inferior al 37,5 % [37].

Ahora, si bien en el escenario base el sistema es estable ante fallas trifásicas de 100 [ms], las simulaciones realizadas dan cuenta de un comportamiento oscilatorio en los voltajes y potencias del sistema. Estas oscilaciones están directamente relacionadas con la magnitud de las ganancias del lazo PI de los PLL's de los convertidores *grid-following* presentes en la red [37]. En efecto, para determinar la capacidad mínima de unidades *grid-forming* que deben estar operando en el sistema, en [37] se asumen ganancias típicas para los PLL de los convertidores *grid-following*, las cuales en general son altas ya que así se garantiza una mayor sensibilidad frente a cambios en la fase de la tensión en el punto de conexión, lo que implica una mejor capacidad de sincronización del convertidor a la red [37], [101].

Como ejemplo, la Figura 2.48 muestra la evolución temporal de la tensión en 3 barras del sistema irlandés, cuando se aplica un cortocircuito trifásico de 100 [ms] en la barra

Inchore, para el escenario base.

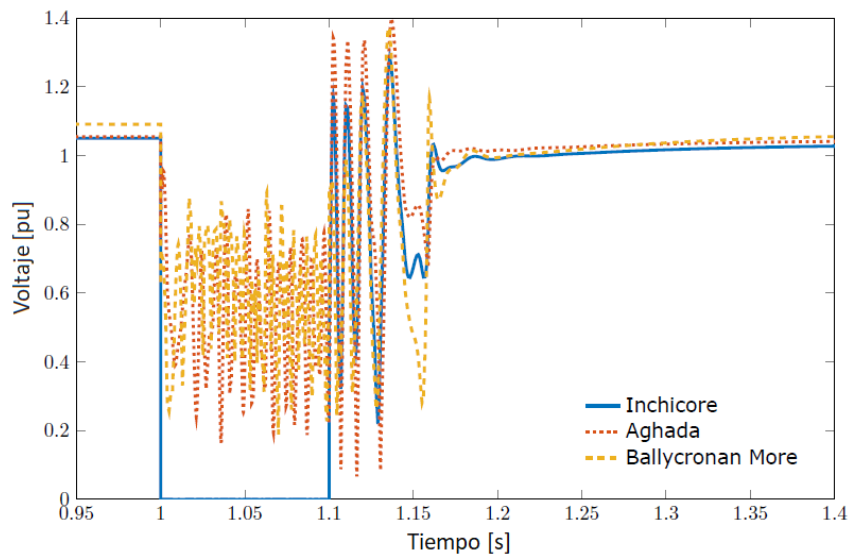


Figura 2.48: Voltajes ante falla trifásica en barra *Inchore* - Escenario base [37].

Para esta misma falla, en la Figura 2.50 se ilustra la respuesta de algunos de los convertidores *grid-following* operando en el sistema.

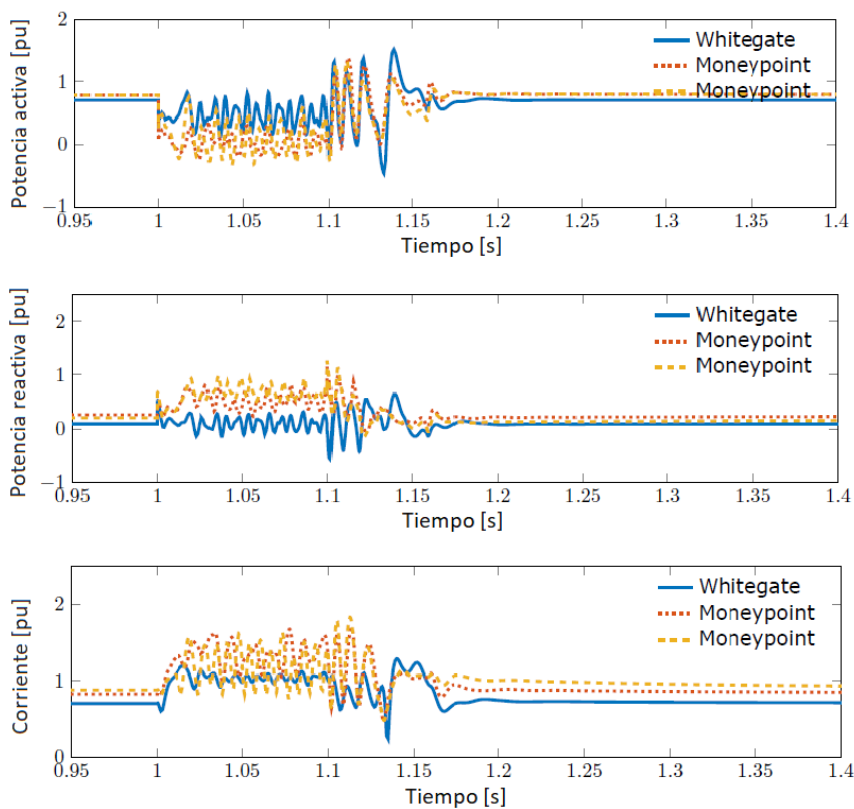


Figura 2.49: Potencia y corriente inyectada por convertidores *grid-following* ante falla trifásica - Escenario base [37].

En la Figura 2.48 se aprecia un comportamiento oscilatorio significativo en las barras del sistema tanto durante como después del cortocircuito, lo que se debe a las limitaciones del PLL de los convertidores *grid-following* durante condiciones de falla [55], [101]. Al comparar el escenario base (con 5 convertidores *grid-forming* y 9 *grid-following*) con el escenario en que solo existen convertidores *grid-forming* (Figura 2.45), se observa que cuando hay convertidores *grid-following* en la red el comportamiento oscilatorio es mucho más pronunciado y además, que el tiempo de estabilización del voltaje es mayor respecto al escenario en que solo hay convertidores *grid-forming*.

Por su parte, en la Figura 2.49 se observa que durante la falla la potencia activa y reactiva entregada por las unidades *grid-following* no se mantienen en su valor de referencia, sino que oscilan, lo que se debe a que la corriente inyectada por los convertidores supera su límite de 1 [pu] debido a la disminución de la tensión en la barra de conexión [37]. De esta manera, como los perfiles de tensión en la red durante el cortocircuito bajan y la corriente entregada por las unidades alcanza su límite, la potencia activa entregada por los convertidores disminuye. Ahora bien, se debe tener en cuenta que la potencia activa de salida no disminuiría si los convertidores no alcanzaran su límite de corriente máxima a inyectar.

En la Figura 2.49 se muestra la potencia activa, potencia reactiva y la corriente inyectada por algunos de los convertidores *grid-forming* en el escenario base.

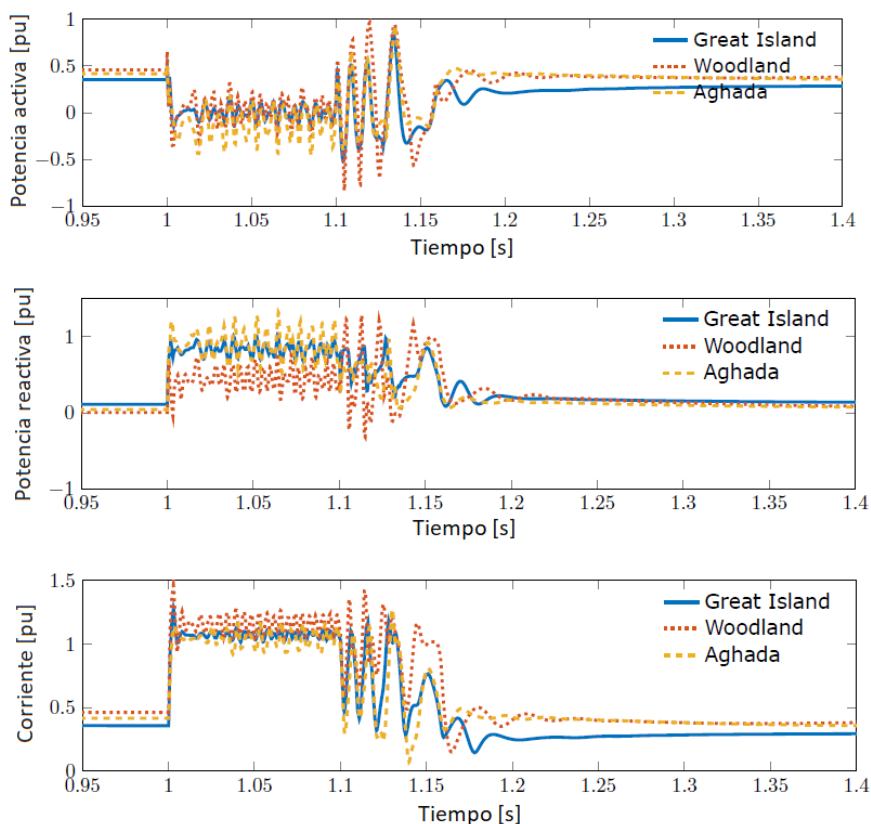


Figura 2.50: Potencia y corriente inyectada por convertidores *grid-forming* ante falla trifásica - Escenario base [37].

De forma similar a lo visto en el escenario solo con convertidores *grid-forming*, las unidades *grid-forming* del escenario base se adaptan automáticamente a la impedancia de la red durante el cortocircuito al disminuir la inyección de potencia activa y aumentar la potencia reactiva entregada. Sin embargo, a raíz de las oscilaciones de las potencias activa y reactiva de salida de los convertidores *grid-following*, las unidades *grid-forming* también presentan una respuesta oscilatoria mientras intentan inyectar la potencia activa y reactiva necesaria para mantener la estabilidad del sistema. La consecuencia de esto es que la corriente suministrada por los convertidores *grid-forming* se mantiene en valores altos durante la falla y por más de 50 [ms] después del despeje de la misma [37].

Para demostrar la dependencia que tienen las oscilaciones de las tensiones en la red respecto a las ganancias de los PLL de las unidades *grid-following*, se realiza la misma simulación que se hizo para obtener la Figura 2.48, pero considerando ganancias más bajas en los PLL (en este caso, reducidas por un factor de 4). Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente figura:

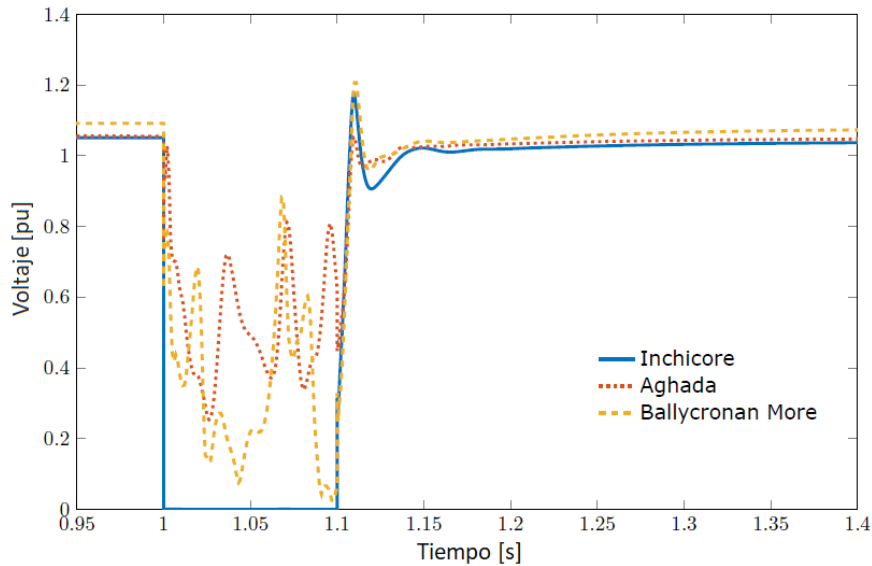


Figura 2.51: Voltaje en barras luego de falla trifásica en barra *Inchore* - Escenario base (con ganancias de PLL's reducidas) [37].

Al comparar la Figura 2.51 (ganancias de PLL reducidas) con la Figura 2.48 (ganancias de PLL originales), se deduce que mientras más bajas son las ganancias de los PLL's, menores son las oscilaciones del voltaje durante y después de la falla. Esto se atribuye a que ganancias de PLL altas implican una fuerte sensibilidad a perturbaciones en el sistema que resulten en cambios de frecuencia o saltos de fase, lo que en general es deseable ya que ello significa una mejor capacidad de sincronización del convertidor a la red [55]. No obstante, el uso de ganancias altas puede resultar problemático durante condiciones de falla, pues el PLL tiene dificultad para seguir correctamente la frecuencia y la fase de la red, lo que provoca oscilaciones significativas en el sistema tanto durante como después de la falla. Por su parte, ganancias de PLL más bajas implican que el seguimiento de fase que realiza el PLL es más lento, por lo que las oscilaciones obtenidas ante contingencias

son menores, pero también lleva a que el control de las potencias activa y reactiva a sus valores de referencia sea menos preciso en estado estacionario [37], [101], [102].

Para comprobar la generalidad de las conclusiones obtenidas en [37] se efectúan algunos análisis de sensibilidad. Uno de ellos radica en la duración de la falla trifásica aplicada. En particular, se investiga el comportamiento del SEP en el escenario base cuando se aplica una falla trifásica de 250 [ms] de duración (en lugar de 100 [ms]) en una de las barras de la red. Los resultados muestran que el sistema presenta una inestabilidad oscilatoria ante esta falla, tanto para el caso en que se usan ganancias de PLL altas como para el caso en que se usan ganancias bajas, aunque en este último caso la magnitud de las oscilaciones es menor [37]. Para efectos de comparación se aplicó la misma falla de 250 [ms] en el escenario en que todos los convertidores del SEP irlandés son *grid-forming*, donde a diferencia del escenario base, se obtuvo que el sistema se mantiene estable [37].

Otro estudio interesante que se realiza en [37] es investigar qué ocurriría si los convertidores del futuro serán de una menor capacidad en relación a los GS actuales y por lo tanto, las barras podrían tener conectados convertidores *grid-forming* y *grid-following* al mismo tiempo, y no un solo tipo de convertidor como se supuso en un principio. Esto provocaría una mayor distribución de convertidores *grid-forming* a lo largo de la red, lo que eventualmente puede tener un impacto en la capacidad mínima requerida de unidades *grid-forming* operando en el sistema.

Para investigar lo anterior, en [37] se divide arbitrariamente la red irlandesa en 4 regiones. Además, se impone que en cada uno de los 14 puntos de conexión de convertidores el arreglo de un solo convertidor conectado a la barra mediante una línea y un transformador (configuración original) sea reemplazado por conexiones separadas de convertidores *grid-forming* y *grid-following* (configuración modificada), manteniendo la capacidad total (S_0) conectada a la barra, tal como se ilustra en la Figura 2.52.

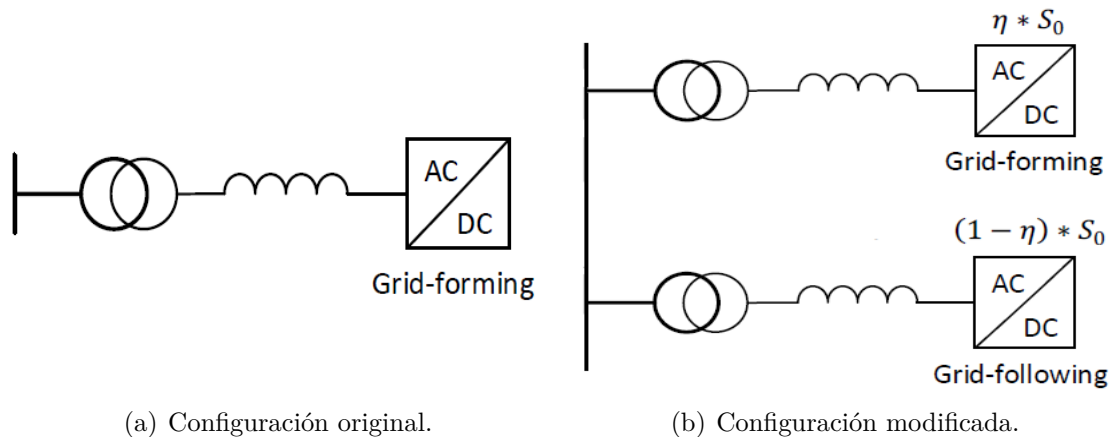


Figura 2.52: Configuraciones para la conexión de convertidores a la red [37].

Donde η representa la proporción de capacidad *grid-forming* en una barra en particular, con $0 \leq \eta \leq 1$. Dentro de cada una de las 4 regiones definidas se asume que todos los

convertidores poseen el mismo valor de η , pero diferentes regiones pueden tener distintos valores de η [37]. Para efectos del estudio, se considera como punto de partida el 37,5 % de capacidad en convertidores *grid-forming* en cada una de las regiones y a partir de este valor, se comienza a sensibilizar respecto a la proporción de unidades *grid-forming* en cada región. Cabe mencionar que una de las regiones definidas en [37] posee un valor de η fijo e igual a un 37,5 % a lo largo de todo el estudio.

Luego, se seleccionan 6 barras del sistema en las que puede ocurrir una falla, 2 para cada una de las 3 regiones con proporción η variable. Una de estas barras representa un nodo cercano a los convertidores de la región, mientras que la otra se encuentra relativamente lejos. Así, se procede a simular fallas trifásicas de 100 [ms] en cada una de estas 6 barras y a la vez se sensibiliza respecto al valor de η de cada región. Dada esta metodología, se obtienen algunas conclusiones generales:

- Es posible reducir el requerimiento de capacidad de convertidores *grid-forming* operando en el sistema desde un 37,5 % en el caso original (donde cada convertidor tiene la misma capacidad que un generador sincrónico), hasta aproximadamente un 30 % (medido como un promedio global del sistema) en el caso en que las unidades *grid-forming* tienen una menor potencia nominal y están más distribuidas en la red [37].
- El requerimiento de la capacidad mínima de convertidores *grid-forming* operando en el sistema no es uniforme, sino que depende de la región. En específico, una de las regiones tiene un requerimiento de capacidad mínima de convertidores *grid-forming* de aproximadamente un 32 %, otra de un 30 % y otra de un 26 % [37].
- El comportamiento dinámico del sistema depende de la cercanía de la falla aplicada respecto a cada una de las 4 regiones definidas y de la proporción de convertidores *grid-forming* operando en ellas. Fallas cercanas a regiones del SEP con una menor proporción de convertidores *grid-forming* (respecto al promedio global) tienden a provocar inestabilidad oscilatoria con mayor facilidad en comparación a fallas que ocurren cerca de regiones con una mayor proporción de unidades *grid-forming* [37]. Esto se atribuye a la respuesta automática de los convertidores *grid-forming* ante el cambio de la impedancia de la red causado por un cortocircuito, y asimismo, a la dificultad de los PLL's de convertidores *grid-following* para estimar correctamente la fase durante condiciones de falla [37], [101].

2.8.3. Conclusiones

A partir de los trabajos revisados, en términos generales se puede concluir que si se emplean estrategias de control adecuadas, es factible lograr la operación estable de un SEP 100 % basado en generación conectada a la red mediante convertidores. También se destaca que, aunque se obtienen análisis y conclusiones de utilidad, la generalidad de estos trabajos y su eventual aplicación a un SEP como el chileno es limitada debido a motivos que se discuten a continuación.

Por una parte, la principal novedad del trabajo realizado en [2] es que se aprovecha la flexibilidad y rapidez que ofrece el control de convertidores para concebir la operación a

frecuencia constante de un SEP 100 % basado en TGVCC, haciendo uso del *droop* P/δ . No obstante, existen algunos aspectos que no se discuten en este trabajo y que son relevantes para la operación y control de un sistema sin GS. Uno de ellos es que en [2] no se aborda ni se menciona el mal desempeño del *droop* P/δ en cuanto a la mala repartición de carga obtenida entre convertidores en régimen permanente [81], [83]. Además, tampoco se señala explícitamente la forma en que se define el ángulo de referencia δ_{ref} de las unidades. En este sentido, si bien la operación a frecuencia constante que se obtiene con el *droop* P/δ efectivamente es una ventaja en relación al *droop* P/f debido a la desviación de frecuencia en régimen permanente que este último deja ante una perturbación, se debe tener en cuenta que esto no es un problema en sí pues: (i) los SEP actuales poseen la infraestructura necesaria para que el CSF restaure la frecuencia a su valor nominal [1], [16], [43], y (ii) el CSF se puede aplicar sin problemas en redes 100 % basadas en convertidores [72].

Además, el *droop* P/δ se puede aplicar solamente para convertidores controlados como fuentes de tensión, esto es, convertidores *grid-forming* [82]. Sin embargo, en los SEP del futuro es altamente probable que también haya convertidores *grid-following* controlados como fuentes de corriente [37]. Luego, si se desea utilizar una estrategia de control *droop* P/δ , se debe considerar que los convertidores *grid-following* no podrán aportar en la repartición de carga ante una contingencia, por lo que todo el peso del desbalance entre carga y generación deberá ser asumido por los convertidores *grid-forming*.

Por otra parte, en [37] se abordan y evalúan una serie de desafíos asociados a la operación y control de un sistema donde el 100 % de su generación es reemplazada por TGVCC. La principal característica de este trabajo es que se realizan una serie de estudios dinámicos y análisis de sensibilidad, en los cuales se extraen diversas conclusiones y se identifican los límites operacionales de una red 100 % basada en convertidores. También tiene la ventaja de que se realizan simulaciones tanto en un SEP solo con convertidores *grid-forming* (con *droop* P/f incorporado), como en un SEP con convertidores *grid-forming* y *grid-following* operando al mismo tiempo. Con esto, se pueden hacer comparaciones entre el desempeño de sistemas con y sin unidades *grid-following* y verificar las limitaciones del aporte que pueden realizar los convertidores *grid-following* ante una falla.

Aun cuando el estudio realizado en [37] entrega varias conclusiones de utilidad para operar un SEP real solo con TGVCC, éste tiene algunas limitaciones que deben ser consideradas. En primer lugar, el utilizar un modelo reducido de 82 barras para el SEP irlandés podría provocar que los resultados y análisis efectuados pierdan generalidad y validez al extenderlos al modelo de red completo del sistema. De esta forma, resultaría interesante hacer un estudio similar, pero usando el modelo de red completo de un SEP y no uno reducido. Adicionalmente, en [37] se asume que los convertidores *grid-following* no participan en la restauración del balance entre generación y carga luego de una contingencia pues los modelos usados para estos convertidores no incluyen controladores *droop*. Al respecto, sería de utilidad corroborar el impacto que tendría el incorporar lazos *droop* en los convertidores *grid-following* en la capacidad mínima requerida de unidades *grid-forming* operando para que el sistema sea estable ante un conjunto de contingencias. Finalmente, en [37] los convertidores *grid-following* no controlan tensión, sino que regulan la potencia reactiva inyectada, y además, no poseen estrategias de aporte de corrientes

reactivas durante contingencias. Si estos conceptos se implementaran en los convertidores *grid-following* del sistema podrían contribuir notablemente al desempeño dinámico del SEP ante fallas.

En el contexto anterior, es importante hacer hincapié en que las conclusiones obtenidas de estudios dinámicos como los recién presentados son difíciles de generalizar y extrapolar a otros sistemas de potencia [1]. Por una parte, si bien estos estudios pueden modelar sistemas con altos niveles de precisión (a diferencia de estudios teóricos/analíticos), el foco de los mismos es evaluar el desempeño dinámico de un SEP para un escenario en particular dejando de lado otros escenarios posibles. Esto permite extraer conclusiones cuantitativas para ese escenario en específico, pero dificulta la obtención de conclusiones generales [1]. Además, las características particulares de cada SEP hacen que las conclusiones de estudios como [2] y [37] no sean aplicables a otros sistemas. Esto último es especialmente relevante para el caso del SEP chileno, el cual tiene un conjunto de características únicas que lo hacen inherentemente poco robusto y propenso a presentar diferentes problemas de estabilidad. Entre estas características se destacan:

- Topología del sistema extremadamente longitudinal (cerca de 3000 [km] de largo), con líneas muy largas y conexiones débiles entre áreas (red poco enmallada).
- Sistema aislado de otros países.
- La localización del potencial eólico y solar en el país está llevando a que el sistema chileno presente altos niveles de ERNC concentrado en pocas regiones.

Dado esto, el SEP chileno conlleva desafíos no presentes en la mayoría de los sistemas de potencia del resto del mundo. Esto debe ser considerado a la hora de extender estudios que se puedan encontrar en la literatura al caso de Chile, pues la mayoría de estos trabajos utilizan sistemas robustos cuyos problemas de estabilidad son de naturaleza muy diferente a los que enfrenta el sistema chileno. Por este motivo, difícilmente se podrían predecir los límites de estabilidad del sistema chileno con un buen nivel de precisión a partir de los resultados de estudios realizados para otros sistemas.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Introducción

El diagrama metodológico general utilizado en este trabajo se muestra en la Figura 3.1. A nivel macro, el objetivo de esta metodología es estudiar los requerimientos de control asociados a las TGVCC que tendrá el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno proyectado para el año 2046, de modo que se mantenga una operación segura desde la perspectiva de la frecuencia ante contingencias críticas y diferentes niveles de penetración de centrales conectadas mediante convertidores.

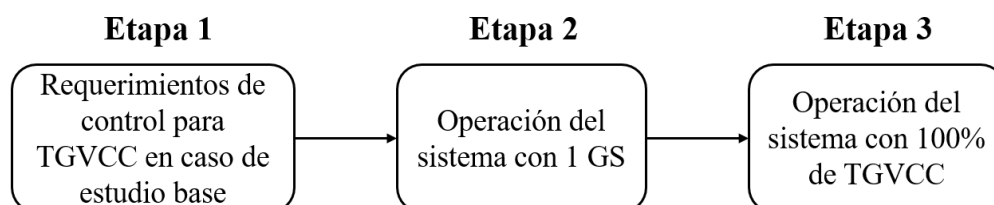


Figura 3.1: Diagrama metodológico general del estudio.

La metodología implementada consta de 3 grandes etapas que se ejecutan secuencialmente. Cada una de estas tres etapas representa un escenario de operación con un cierto nivel de penetración de convertidores. Específicamente, en la etapa 1 se analiza el caso de estudio base considerado en esta tesis, el cual corresponde al punto de operación de mínima demanda neta del SEN proyectado para el año 2046 (para más detalles ver Capítulo 4). Luego, en la etapa 2 se opera el sistema con un solo GS en servicio, y finalmente, en la etapa 3 la red se opera con un 100 % de penetración TGVCC.

3.2. Etapa 1: Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base

En la primera etapa se determinan los requerimientos de control de frecuencia en las centrales conectadas a la red mediante convertidores, de modo que el desempeño dinámico del sistema del caso base sea adecuado ante contingencias críticas. Para ello, se sigue el proceso iterativo que se muestra en la Figura 3.2.

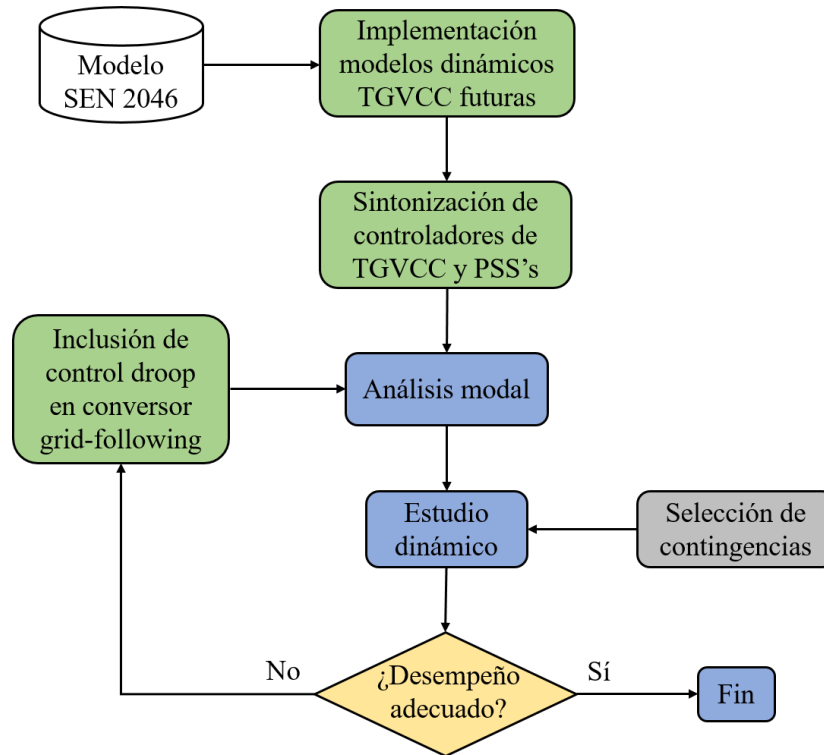


Figura 3.2: Diagrama de bloques de etapa 1 de la metodología.

En primer lugar, se implementan los modelos dinámicos de las centrales TGVCC que de acuerdo a la planificación realizada en [12] ingresarán al sistema chileno hasta el año 2046. Las centrales TGVCC incorporadas se operan en modo *grid-following* controlando tensión en el punto de conexión a la red. En este trabajo, para modelar las plantas fotovoltaicas y eólicas futuras se utilizan adaptaciones de los modelos *grid-following* WECC para plantas PV [103] y WT [104]. Estos modelos WECC se adaptaron para incorporar un PLL modelado explícitamente en el esquema de control del convertidor y para representar la planta como fuente de tensión. El ancho de banda del PLL de estas plantas es de 6 [Hz], pues este es un valor promedio encontrado en la literatura asociada a SEP con altos niveles de penetración de convertidores. El detalle de las modificaciones realizadas a estos modelos se puede encontrar en el Anexo A.

Luego de esto, se sintonizan algunos de los controladores de convertidores que son relevantes para el desempeño dinámico del SEP. En particular, se sintonizan las ganancias (K_p, K_i) del control PI del lazo de control de voltaje de los convertidores *grid-following*

futuros incorporados producto de la planificación hasta el 2046. Para la sintonización se consideran rangos de valores típicos hallados en la literatura y se verifica la operación del sistema en pequeña señal y ante una contingencia. Este proceso de sintonización se ejecuta pues las ganancias (K_p, K_i) del lazo de tensión de las unidades *grid-following* influyen significativamente en el desempeño de sistemas dominados por TGVCC [47], [49]. Adicionalmente, en caso de ser necesario, se encienden PSS's¹ asociados a los GS en servicio o bien, se re-sintonizan sus ganancias K_{pss} . Esto último para amortiguar modos electromecánicos que eventualmente puedan estar mal amortiguados.

Al final del proceso de sintonización se analiza la operación en pequeña señal del sistema mediante un análisis modal. En este paso se verifica que todos los modos de oscilación obtenidos sean estables (es decir, con parte real negativa) y además que tengan un amortiguamiento adecuado [105]. El amortiguamiento mínimo que se exige es $\xi_{min} > 10\%$, tal como se establece en la norma técnica chilena [106]. En caso de obtenerse modos inestables o mal amortiguados, se toman las medidas correctivas pertinentes para que el SEP sea estable en pequeña señal. Esto último es un punto de partida necesario para poder llevar a cabo un estudio dinámico ante grandes perturbaciones.

Si el análisis modal resulta en modos de oscilación estables y bien amortiguados, se realizan simulaciones dinámicas para evaluar la estabilidad del sistema ante contingencias. En este sentido, la alta complejidad de un SEP de tamaño real, con miles de barras y generadores conlleva la realización de estudios de estabilidad acotados, donde únicamente se evalúan los “peores escenarios”. Por ende, las simulaciones dinámicas se realizan únicamente para contingencias y puntos de operación críticos en los que la estabilidad del sistema puede verse amenazada. Para la evaluación de la estabilidad de frecuencia el enfoque tradicional considera los siguientes aspectos [107]:

- Los problemas de estabilidad de frecuencia surgen en los periodos de baja demanda y gran inyección de energía por parte de las TGVCC como solar fotovoltaica y eólica. Lo anterior debido a que en este caso existe un número limitado de generadores sincrónicos (GS) que contribuyen a la mantención de la estabilidad. En la literatura especializada este punto de operación donde la inyección de potencia por parte de generadores sincrónicos es mínima se conoce como “mínima demanda neta”.
- Dentro de las contingencias críticas que se simulan en los estudios de estabilidad de frecuencia se encuentra la desconexión intempestiva de las mayores unidades de generación en funcionamiento.

Dado lo anterior, en esta tesis se decide simular 3 contingencias: La desconexión intempestiva del generador sincrónico, la planta fotovoltaica y la planta eólica en servicio con mayores despachos del sistema.

En caso de que la simulación dinámica de una de estas contingencias sea inestable o no presente un comportamiento adecuado, se incorpora un lazo *droop* de frecuencia en alguno de los convertidores *grid-following* en servicio. Es decir, un convertidor *grid-following* se pasa a operar en modo *grid-supporting*. El proceso iterativo de cambio de

¹Por su sigla en inglés: *Power System Stabilizer*.

modo de operación *grid-following* por *grid-supporting* se efectúa partiendo desde el área del sistema con menor inercia, hasta llegar al área con mayor inercia (la definición de las áreas se puede encontrar en el Capítulo 4). Esta etapa finaliza cuando el comportamiento dinámico obtenido sea adecuado en pequeña señal y ante contingencias.

3.3. Etapa 2: Operación del sistema con 1 GS

La etapa 2 de la metodología consiste en aumentar el nivel de penetración de TGVCC hasta que quede un solo GS en operación. El punto de partida de esta etapa es el sistema con la sintonización de parámetros y cambios en el modo de operación de convertidores *grid-following* por convertidores *grid-supporting* que fueron efectuados en la etapa 1. El procedimiento usado en la etapa 2 de la metodología se muestra en la Figura 3.3.

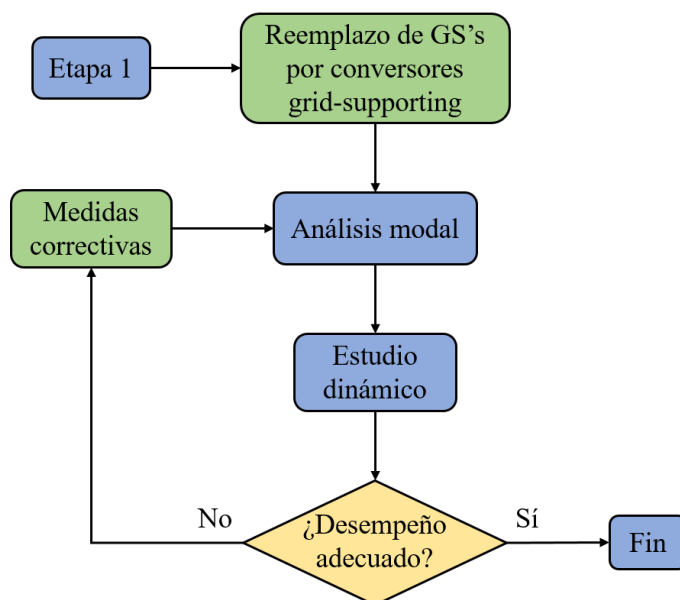


Figura 3.3: Diagrama de bloques de etapa 2 de la metodología.

En esta etapa se comienza sustituyendo todos los GS operativos en la red por convertidores de tipo *grid-supporting* equipados con un lazo *droop* para la regulación de frecuencia, a excepción de un solo GS. Este GS corresponde a la unidad hidroeléctrica con mayor despacho del sistema, la cual se utilizará como generador *slack*. Los convertidores *grid-supporting* tendrán la misma capacidad nominal, despacho y barra de conexión de los generadores sincrónicos que reemplazan.

Una vez hecho lo anterior, se ejecuta un análisis modal y se simulan las fallas seleccionadas en la etapa 1. Si el sistema muestra un desempeño dinámico satisfactorio, la etapa 2 termina y se pasa a la etapa 3. En caso contrario, se toman las medidas correctivas pertinentes que permitan mejorar el comportamiento del sistema. Entre estas medidas se considera la re-sintonización de parámetros en los controladores de plantas TGVCC y si es necesario, la incorporación de convertidores operados en modo *grid-forming*.

3.4. Etapa 3: Operación del sistema sin GS

En la última etapa de la metodología se sustituye el único generador sincrónico que se encuentra en servicio en la etapa 2 por una central conectada a la red mediante un convertidor. Para ello se consideran dos escenarios, tal como se ilustra en la Figura 3.4.

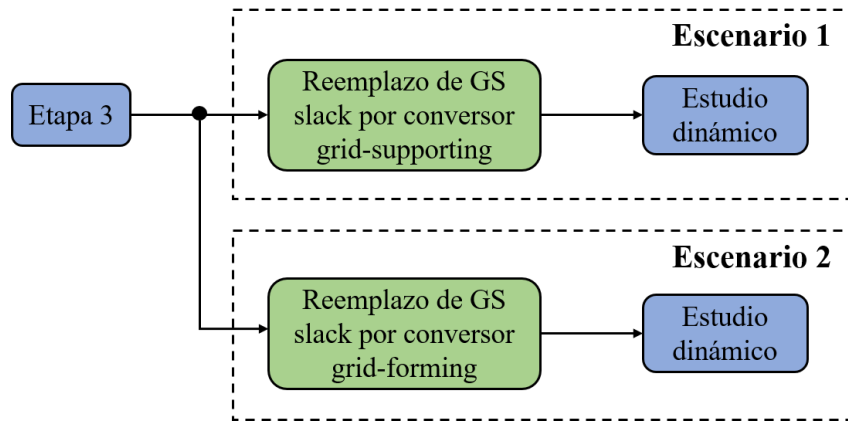


Figura 3.4: Diagrama de bloques de etapa 3 de la metodología.

Como se observa en esta figura, en el primer escenario el GS *slack* se reemplaza por un convertidor operado en modo *grid-supporting* de exactamente la misma capacidad nominal, despacho y barra de conexión. En cambio, en el segundo escenario el GS *slack* también se reemplaza por un convertidor de la misma capacidad, despacho y barra de conexión, pero esta vez el convertidor se opera en modo *grid-forming*. El propósito de esto es comparar el desempeño de un SEP sin GS cuando este solo tiene convertidores *grid-following* y *grid-supporting*, respecto al caso en que al menos una de las TGVCC no se sincroniza a la red mediante un PLL (como ocurre en un convertidor *grid-forming*).

En ambos escenarios se realiza un análisis modal, se simulan las 3 contingencias seleccionadas y se toman medidas correctivas en caso de que se requieran. Las medidas correctivas se toman sobre los convertidores *grid-supporting* que ingresan como reemplazos de los generadores sincrónicos operativos en el caso de estudio base.

Se destaca que en los convertidores operados en modo *grid-forming* se implementa el modelo genérico que se mostró en la Figura 2.15, con los valores usados en [37] para los parámetros del lazo de control de tensión y corriente. El detalle de la implementación de este modelo en DIgSILENT se encuentra en el Anexo B.

Capítulo 4

Caso de estudio base

El caso de estudio base corresponde al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno proyectado para el año 2046, cuya planificación de la generación y transmisión se obtuvo del trabajo de [12]. Para la planificación del sistema se utilizó información proveniente de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía [108], del modelo de descarbonización del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [109], así como información de la capacidad de generación instalada en el año 2016 según la Comisión Nacional de Energía (CNE) [110].

En esta tesis se usa el modelo detallado del SEN proyectado para el 2046. Este modelo cuenta con 2398 barras, 1561 líneas de transmisión y 1175 puntos de carga. La capacidad de generación total instalada es de 38236 [MW], de los cuales 27679 [MW] corresponden a generadores conectados a la red mediante convertidores y 10557 [MW] a generadores sincrónicos. Es decir, la penetración de TGVCC del sistema es de un 72,39 % en términos de capacidad instalada. La distribución por región de la capacidad instalada en TGVCC y GS se muestra en el Anexo C.

4.1. Punto de operación

La complejidad matemática de los modelos dinámicos de los SEP y los tiempos de ejecución implicados en la simulación dinámica de los mismos, hacen que analizar la operación de las 8760 horas del año sea un problema impracticable. A raíz de esto, en este trabajo se considera solo un punto de operación que corresponde al de mínima demanda neta para el año 2046, esto es, la hora del año en que la generación sincrónica presente en el SEP inyecta la menor cantidad de potencia al sistema. Lo anterior, pues se ha reportado que esta condición de operación es crítica frente a altos niveles de TGVCC [107].

En la Figura 4.1 se presenta la demanda y la potencia activa inyectada por TGVCC y GS para el punto de mínima demanda neta. Para este trabajo, el SEN se ha dividido en 4 áreas de extensiones geográficas similares. En esta figura también se muestra la ubicación y el tipo de generador desconectado en cada una de las fallas simuladas en el estudio.

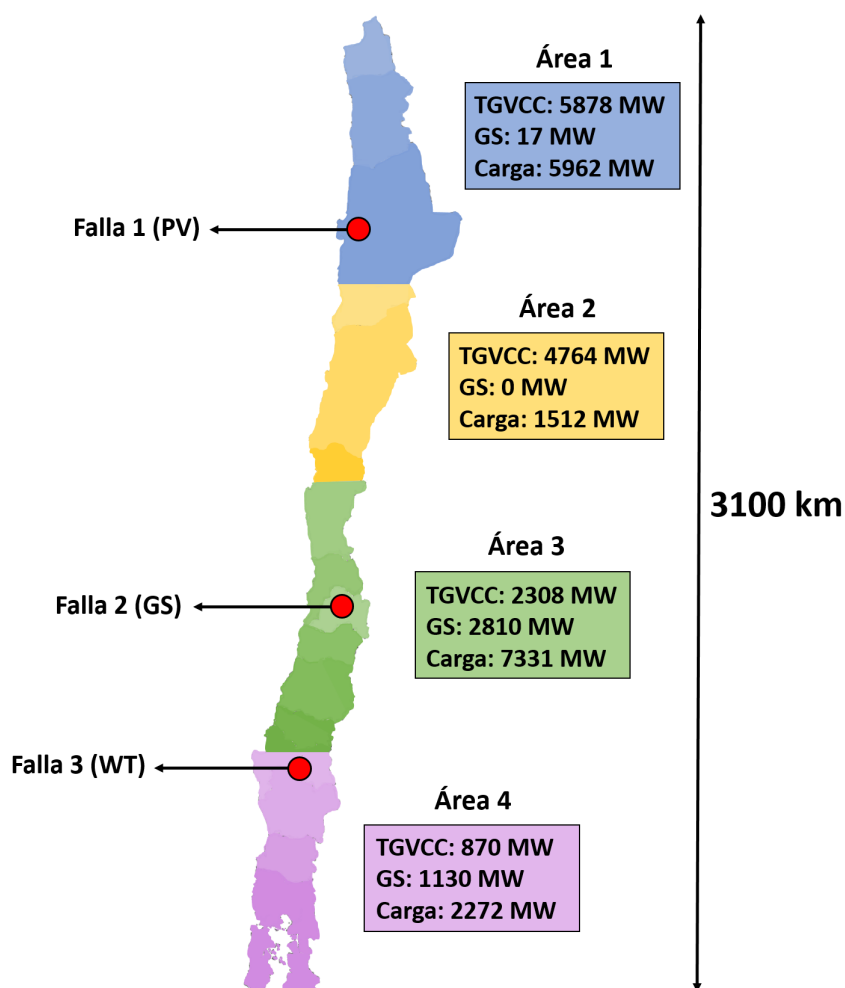


Figura 4.1: Demanda y despachos en punto de mínima demanda neta por área.

El resumen de la generación y demanda del total del punto de operación de mínima demanda neta se muestra en la Tabla 4.1. Como se aprecia, el 77,7 % de la demanda del sistema es provista por generadores conectados mediante convertidores.

Característica	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Demanda total	17077	100
Generación TGVCC	13820	77,7
Generación sincrónica	3957	22,3
Generación total	17777	100

Tabla 4.1: Resumen punto de operación mínima demanda neta.

Por su parte, en la Tabla 4.2 se registra para cada área la inercia rotatoria total en [s] considerando todos los GS en servicio y fuera de servicio (en base común de 10557 [MW]), además de la cantidad y capacidad nominal en servicio de TGVCC y GS del sistema para el punto de mínima demanda neta. En esta tabla se destaca que un 79,6 % de la capacidad

total de generación en servicio se conecta a la red mediante convertidores, mientras que un 20,4% es en base a generadores sincrónicos.

Área	Inercia total [s]	Capacidad TGVCC en servicio [MW]	Capacidad GS en servicio [MW]	TGVCC en servicio	GS en servicio
1	0,01	10445	23	33	1
2	0,02	8622	0	34	0
3	2,96	4451	4329	41	90
4	1,24	1998	2180	18	77
Total	4,23	25516 (79,6 %)	6532 (20,4 %)	126	168

Tabla 4.2: Características principales de caso de estudio base.

A partir de la Figura 4.1 y las Tablas 4.1 y 4.2 se puede notar que el sistema del caso de estudio base además de contar con un alto nivel de penetración de convertidores, tiene gran parte de su inercia concentrada en la zona centro-sur. Asimismo, en la zona norte del SEN se observa un amplio dominio de TGVCC por sobre los generadores sincrónicos convencionales. Todo lo anterior hace que este caso de estudio sea particularmente interesante desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia.

4.2. Contingencias simuladas

En esta tesis se simula la desconexión intempestiva de la planta fotovoltaica (PV), el generador sincrónico (GS) y la planta eólica (WT) con los mayores despachos del sistema. En la siguiente tabla se muestran las características principales de las fallas seleccionadas:

Característica	Falla 1	Falla 2	Falla 3
Área	1	3	4
Tipo de generador desconectado	PV	GS	WT
Capacidad generador desconectado [MW]	500	472	433
Despacho generador desconectado [MW]	350	370	350

Tabla 4.3: Características de fallas consideradas en el estudio.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos del estudio de estabilidad de frecuencia propuesto sobre el modelo del SEN proyectado para el año 2046. Para ello, se ejecutan secuencialmente las tres etapas de la metodología presentada en la Figura 3.1.

5.1. Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base

5.1.1. Sintonización de controladores de TGVCC

Luego de implementar los modelos dinámicos WECC en las centrales TGVCC futuras, se procede a sintonizar los parámetros (K_p, K_i) del controlador PI del lazo de regulación de tensión de las unidades *grid-following* que se incorporarán en el sistema chileno hasta el 2046. Esto se hace para obtener el mejor comportamiento dinámico posible en el caso de estudio base.

Para lo anterior, se analizan los resultados del análisis modal y el desempeño del sistema ante la falla 1 que fue descrita en la Tabla 4.3, usando distintas combinaciones de (K_p, K_i) . En este caso, se empieza sintonizando la ganancia K_p dejando un valor fijo en la ganancia K_i . Una vez que se encuentra el valor de K_p que hace que el sistema se comporte de mejor forma, se sensibiliza respecto al valor de K_i considerando el valor de K_p ya sintonizado. Se consideran valores de K_p entre 0 a 5 y K_i entre 0 a 40 pues son los rangos típicos usados para estos parámetros en la literatura.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para las distintas combinaciones consideradas. Para efectos de ilustración, los indicadores que se presentan son la razón de amortiguamiento ξ_{min} del valor propio con el mínimo amortiguamiento del sistema, la cantidad $N_{\xi < 10\%}$ de valores propios mal amortiguados (con $\xi < 10\%$) y el *nadir* de frecuencia f_{nadir} al simular la falla 1.

K_p [pu]	K_i [pu]	ξ_{min} [%]	$N_{\xi < 10\%}$	f_{nadir} [Hz]
1	0,7	-19,6	14	No aplica
2	0,7	4,3	10	48,447
3	0,7	4,3	10	48,459
4	0,7	4,5	10	48,478
5	0,7	4,5	10	48,499
5	2	4,5	10	48,618
5	5	4,5	10	48,687
5	15	4,5	10	48,732
5	25	4,5	10	48,744
5	40	4,4	10	48,750

Tabla 5.1: Resumen de resultados de sintonización de controlador de tensión de TGVCC.

A nivel macro, se observa que todas las combinaciones de (K_p, K_i) consideradas arrojan solo los modos estables, con la excepción de la combinación $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$. En dicha combinación, existen 2 modos complejos conjugados con una razón de amortiguamiento $\xi < 0\%$, lo que da cuenta de un modo inestable que hace infactible la operación del sistema. En este aspecto, se puede notar que al aumentar el valor de K_p desde 1 a 2, el modo de oscilación inestable desaparece. También se destaca que el valor de K_i no afecta mayormente los modos con amortiguamientos bajos.

La Figura 5.1 muestra los valores propios correspondientes a la combinación $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$. Los ejes de la figura se han restringido de forma de mostrar los modos electromecánicos. El análisis modal entrega un total de 2410 valores propios, de los cuales 14 tienen un nivel de amortiguamiento menor a 10% (incluyendo 2 que son inestables). Los modos mal amortiguados que son estables están dentro de la zona demarcada por el triángulo rojo, mientras que el modo inestable se encierra en una circunferencia roja.

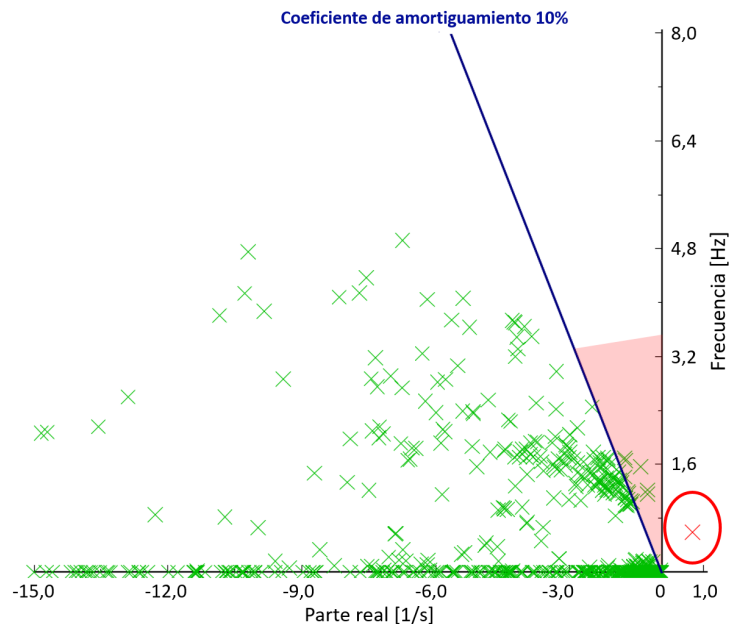


Figura 5.1: Análisis modal en caso de estudio base - $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$ [pu].

En esta figura se observa que la frecuencia de oscilación de todos los modos estables y mal amortiguados del sistema es menor a 2 [Hz]. Estos modos corresponden a modos electromecánicos ya que, según el análisis de factores de participación, se asocian a la velocidad y ángulo de algunos generadores sincrónicos del sistema. Más detalles se pueden encontrar en la Figura D.1 del Anexo D.

Por su parte, el modo inestable que se aprecia en la Figura 5.1 también tiene una frecuencia de oscilación menor a 2 [Hz], específicamente de 0,59 [Hz], por lo que *a priori* podría ser un modo electromecánico. Sin embargo, este es un “modo de control” que está asociado a la variable de estado del PI del controlador de tensión de algunos de los convertidores *grid-following* futuros. Dado que la salida de este lazo depende directamente del valor del parámetro K_p (ver Figura 2.12 del Marco Teórico), esto explica el hecho de que al aumentar el valor de K_p en el control de las TGVCC futuras se contribuya a eliminar este modo de oscilación inestable. Lo anterior también concuerda con lo visto en la literatura, donde se ha establecido que el aumento de la ganancia K_p ayuda a proveer amortiguamiento a modos de baja frecuencia con amortiguamientos bajos [46].

En cuanto al desempeño dinámico ante la desconexión de un generador, en la Tabla 5.1 se observa que a medida que aumenta el valor de K_p y de K_i , el *nadir* de frecuencia sube, lo que indica una mejoría en el comportamiento del sistema. Para apreciar lo anterior con mayor detalle, en la Figura 5.2 se presenta el comportamiento de la frecuencia en 5 barras representativas de la red para los diferentes valores de K_p considerados, al simular la falla 1 en $t = 1$ [s]. En el Anexo D se pueden ver los resultados obtenidos para el voltaje de las barras representativas del sistema.

Como se puede notar en la Figura 5.2, el sistema se mantiene estable al aplicar la desconexión de generación de la falla 1 para todos los valores de K_p contemplados. Sin embargo, se obtiene un marcado comportamiento oscilatorio que si bien va disminuyendo de amplitud conforme pasa el tiempo, no se alcanza a amortiguar debidamente en un horizonte de 100 [s]. A pesar de lo anterior, se destaca que a medida que se aumenta el valor de K_p , las oscilaciones post-falla se amortiguan de mejor manera y el *nadir* de frecuencia aumenta. Un comportamiento oscilatorio similar puede observarse en el voltaje de las barras representativas en la Figura D.2 del Anexo D.

Considerando lo anterior y los resultados del análisis modal, se deduce que el mejor valor de K_p que se puede escoger en este caso es $K_p = 5$. Cabe mencionar que no se escogen valores mayores a $K_p = 5$ pues no son comunes en la literatura y porque parámetros de control demasiado altos pueden afectar la convergencia numérica de las simulaciones dinámicas [41], [46–49]. Esto también se suma a que para valores altos del parámetro K_p (mayores a 3) la mejoría que se obtiene al seguir aumentando su valor no es significativa.

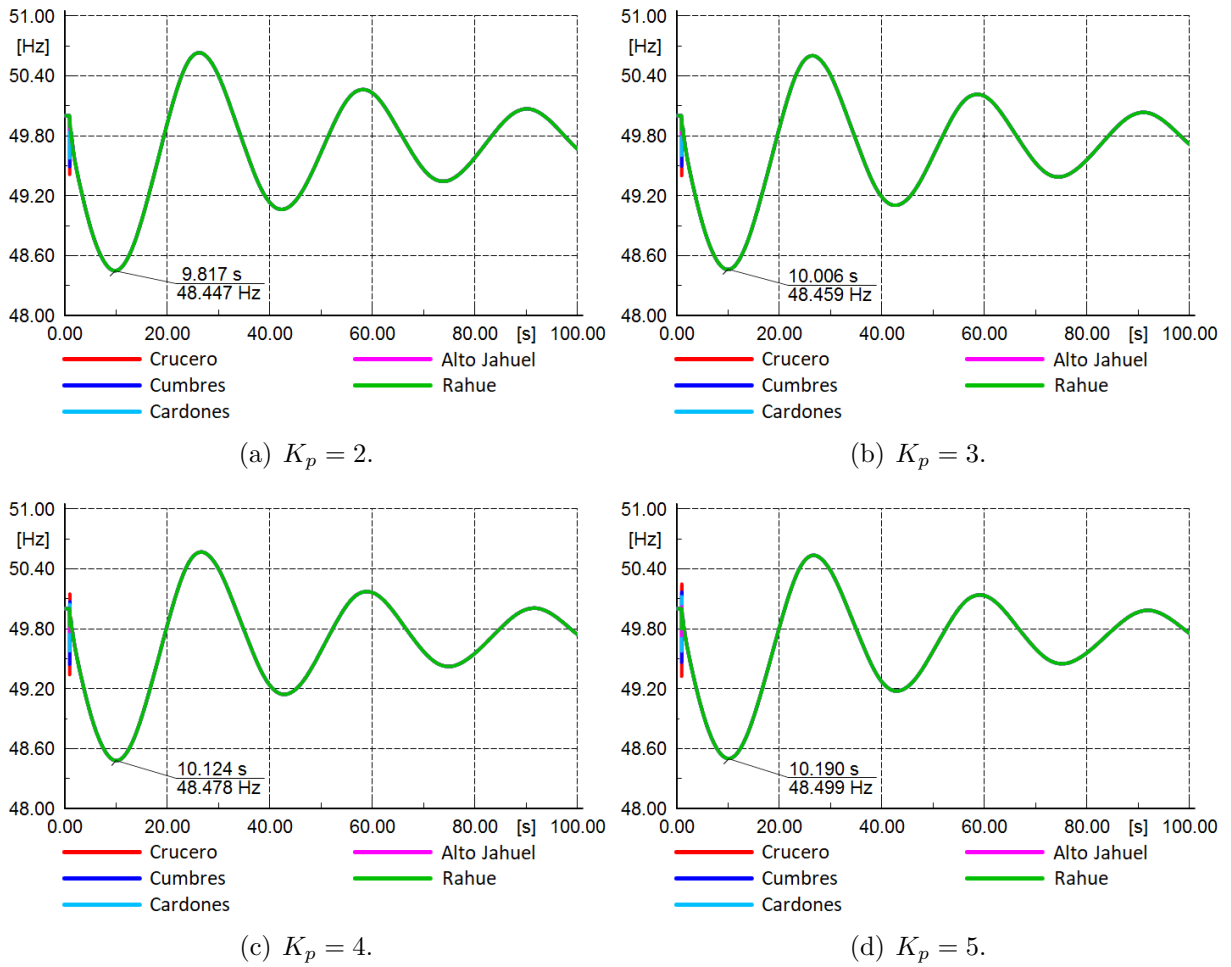
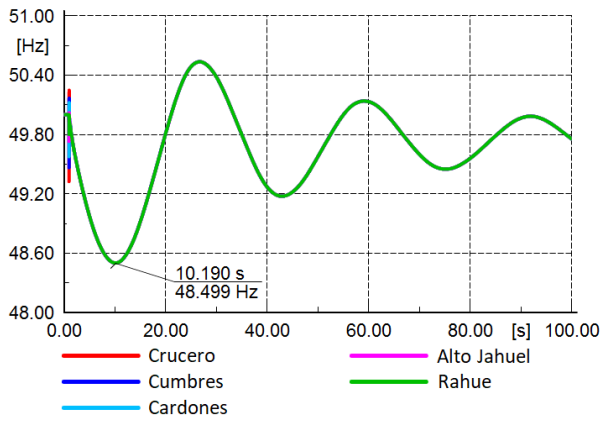
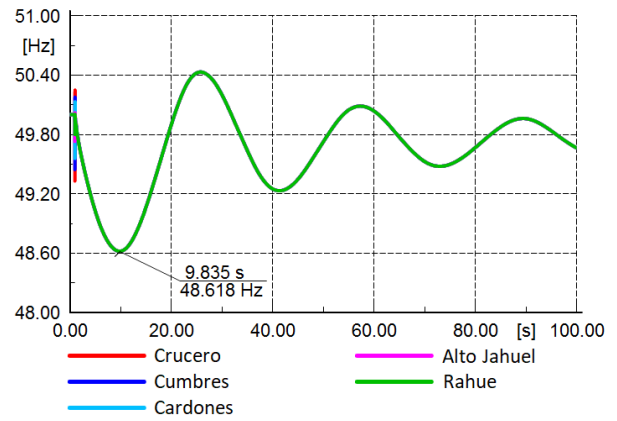


Figura 5.2: Frecuencia de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_p .

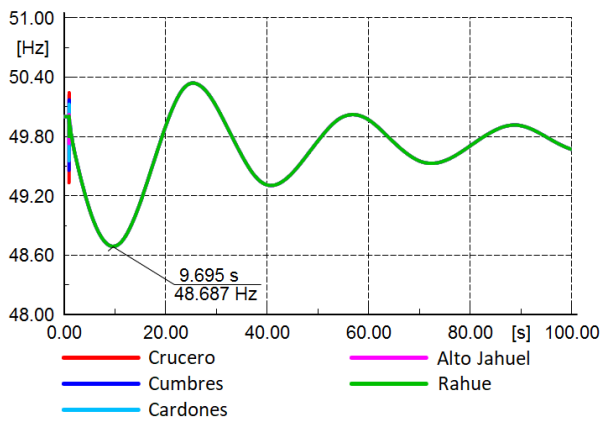
Por otro lado, en la siguiente figura se muestra el comportamiento de la frecuencia ante la falla 1 que se obtiene al considerar distintos valores de K_i en el controlador de tensión de TGVCC futuras. Según lo indicado anteriormente, para esta sensibilización se mantendrá fijo el valor de $K_p = 5$ [pu].



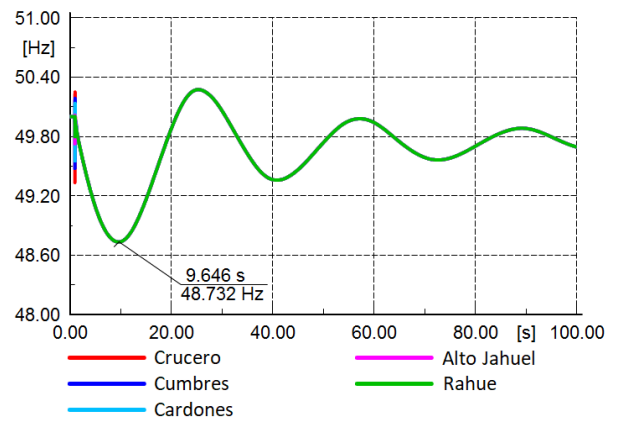
(a) $K_p = 5$ y $K_i = 0,7$.



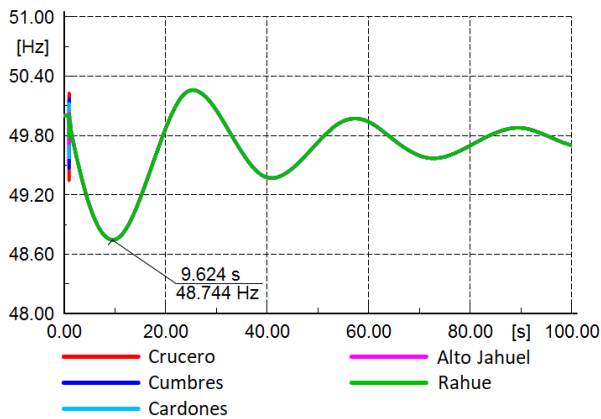
(b) $K_p = 5$ y $K_i = 2$.



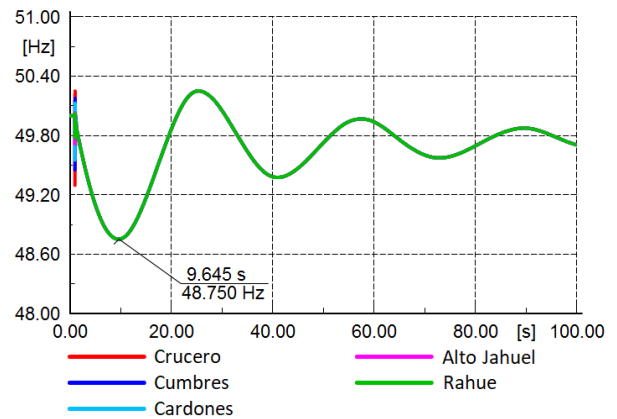
(c) $K_p = 5$ y $K_i = 5$.



(d) $K_p = 5$ y $K_i = 15$.



(e) $K_p = 5$ y $K_i = 25$.



(f) $K_p = 5$ y $K_i = 40$.

Figura 5.3: Frecuencia de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_i .

Como se observa, las oscilaciones post-falla disminuyen su amplitud y el *nadir* de frecuencia aumenta de valor a medida que el valor del parámetro K_i aumenta. Esta mejoría se aprecia sobre todo para valores bajos de K_i , en particular para valores menores a

$K_i = 15$, donde el *nadir* aumenta notoriamente al hacer crecer el valor de K_i . En el caso de $K_i = 25$ y $K_i = 40$ también se puede notar una mejoría; no obstante, el efecto de aumentar el valor de K_i en estos casos se hace significativamente menor.

En este aspecto, se decide escoger el valor $K_i = 25$ [pu]. Esto es porque si bien con $K_i = 40$ el desempeño de la frecuencia es mejor, la diferencia con el caso $K_i = 25$ no es considerable. Adicionalmente, los resultados del análisis modal arrojan que el amortiguamiento de los modos del sistema comienza a disminuir poco a poco para valores elevados de (K_i), lo cual puede ser perjudicial cuando se incorporen más TGVCC en el SEN en las siguientes etapas de este estudio. De hecho, en la literatura se demuestra que valores elevados de K_i puede comprometer el margen de estabilidad en pequeña señal de un sistema con alta penetración TGVCC [47].

Por lo tanto, la sintonización que se escoge en este estudio para el lazo de control de voltaje de las unidades *grid-following* que se incorporarán en el SEN en años futuros, es $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].

5.1.1.1. Desempeño de sintonización TGVCC definitiva

La figura a continuación muestra los valores propios en la ventana electromecánica obtenidos del análisis modal del sistema en el caso de estudio base, considerando valores de $K_p = 5$ y $K_i = 25$ sintonizados anteriormente.

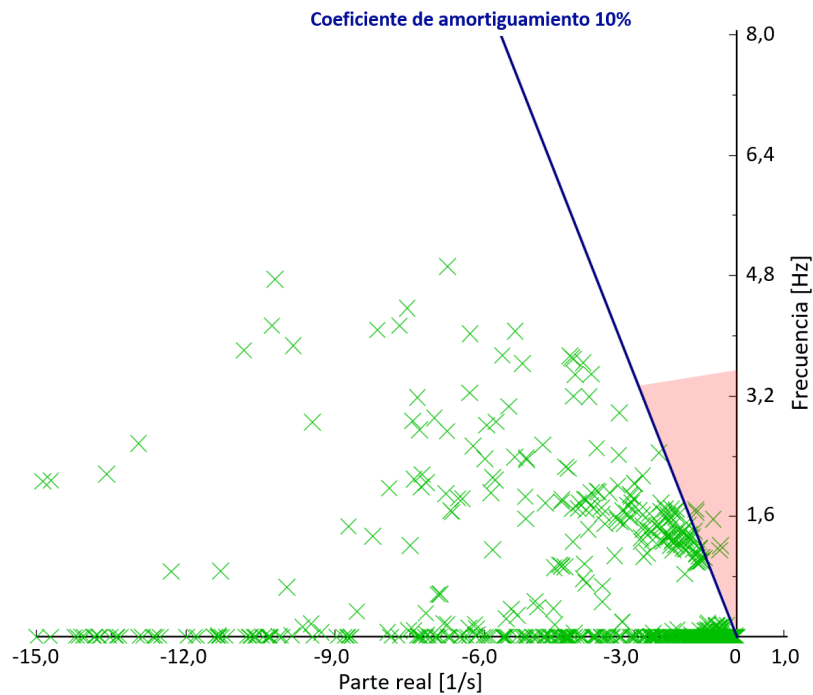


Figura 5.4: Análisis modal en caso de estudio base - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].

La Tabla 5.2 resume las principales características de los modos mal amortiguados. De la tabla se concluye que estos modos mal amortiguados son del tipo electromecánico, con

amortiguamientos que varían desde un 4,49 % hasta un 8,29 % y frecuencias de oscilación que van desde los 1,15 [Hz] hasta los 1,69 [Hz] aproximadamente.

Modo	Parte real [1/s]	Parte imaginaria [1/s]	Frecuencia de oscilación [Hz]	Razón de amortiguamiento [%]
131	-0,3439	7,6452	1,2168	4,4942
132	-0,3439	-7,6452	1,2168	4,4942
143	-0,3676	7,2478	1,1535	5,0648
144	-0,3676	-7,2478	1,1535	5,0648
220	-0,5052	9,8229	1,5634	5,1359
221	-0,5052	-9,8229	1,5634	5,1359
329	-0,8811	10,6380	1,6931	8,2544
330	-0,8811	-10,6380	1,6931	8,2544
320	-0,8637	10,3828	1,6525	8,2902
321	-0,8637	-10,3828	1,6525	8,2902

Tabla 5.2: Características modos de oscilación mal amortiguados - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].

Para identificar los generadores más influyentes en cada uno de los modos mal amortiguados, se realizó un análisis de los factores de participación. La figura a continuación muestra solo los modos mal amortiguados obtenidos incluyendo los nombres de las centrales que más afectan a dichos modos. En todos estos casos las variables de estado más influyentes son la velocidad y ángulo de los generadores indicados en la figura. Los generadores en cuestión son máquinas sincrónicas.

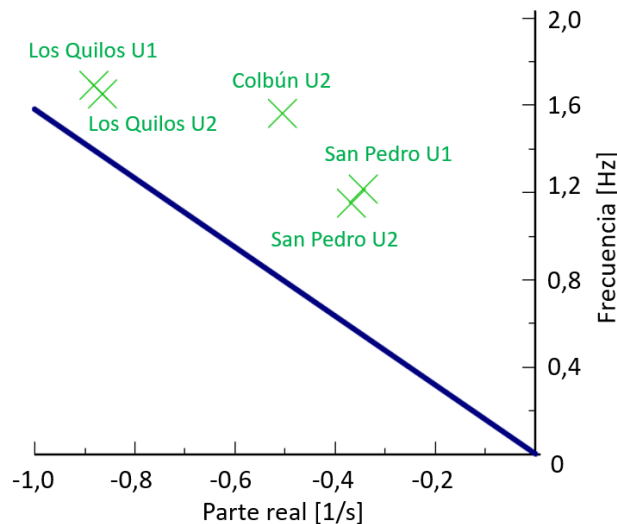


Figura 5.5: Modos mal amortiguados en caso de estudio base - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].

En la Figura 5.6 se muestra la respuesta de la frecuencia ante las contingencias simuladas.

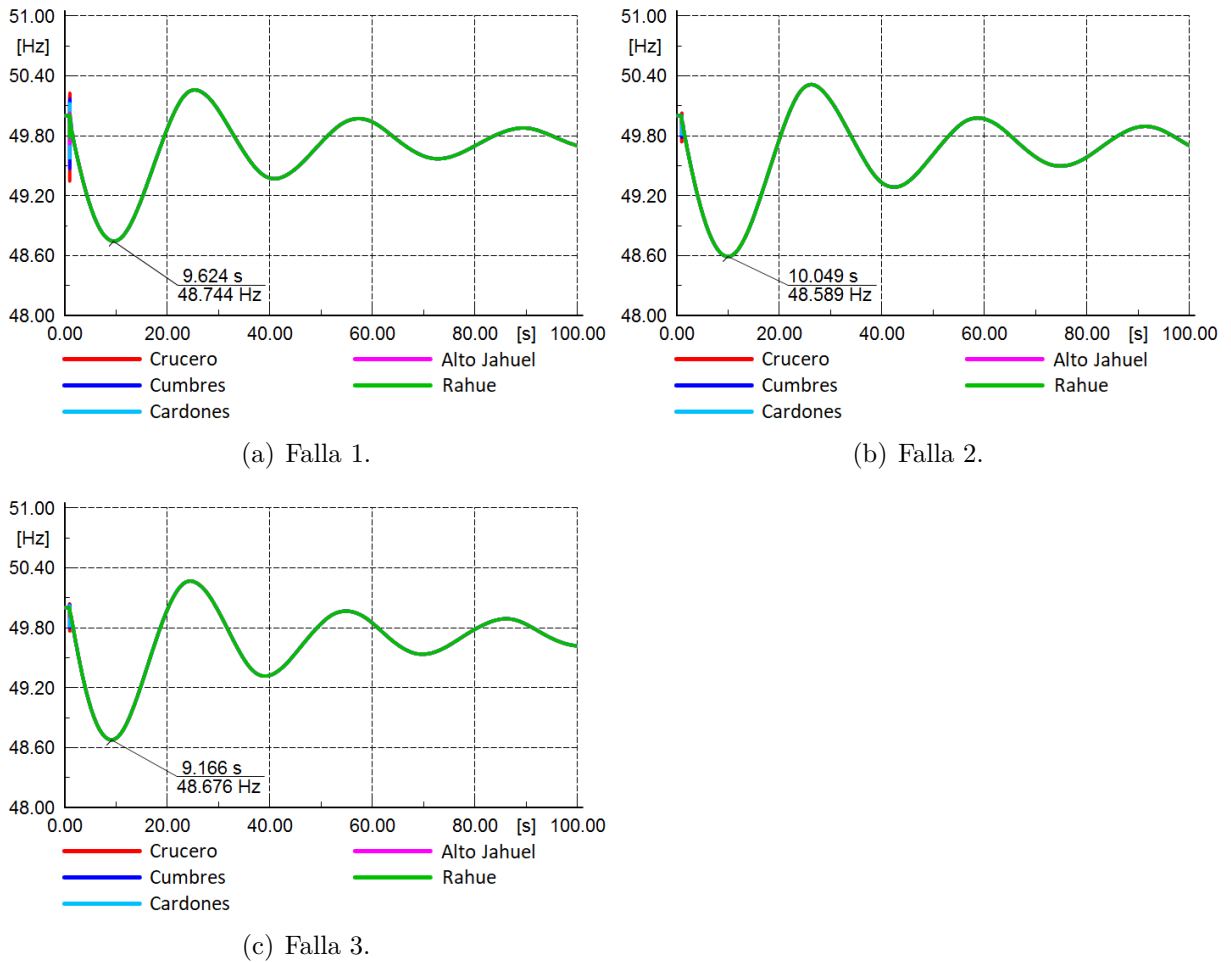


Figura 5.6: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu].

A pesar de que el sistema se mantiene estable para las 3 fallas simuladas, el desempeño dinámico de la frecuencia no es adecuado. En particular, la frecuencia tiene un punto mínimo menor a los 49 [Hz] y presenta oscilaciones que no se amortiguan adecuadamente.

5.1.2. Sintonización de PSS's de generadores sincrónicos

Como se señaló en la sub-sección anterior, el sistema cuenta con un conjunto de modos de oscilación electromecánicos mal amortiguados que se asocian a variables de estado de velocidad y ángulo de algunos GS del sistema (ver Figura 5.5). Esto se atribuye a que los PSS's del modelo del SEN están sintonizados para puntos de operación con niveles de penetración TGVCC mucho más bajos en comparación al usado en este trabajo. Así, para aumentar el amortiguamiento de estos modos se re-sintonizan o encienden controladores PSS's, según corresponda. Las acciones que se toman se muestran en la Tabla D.1 del Anexo D.

El análisis modal en la ventana electromecánica y en el espectro completo de los valores propios obtenidos se muestran en la Figura 5.7 y 5.3.2, respectivamente.

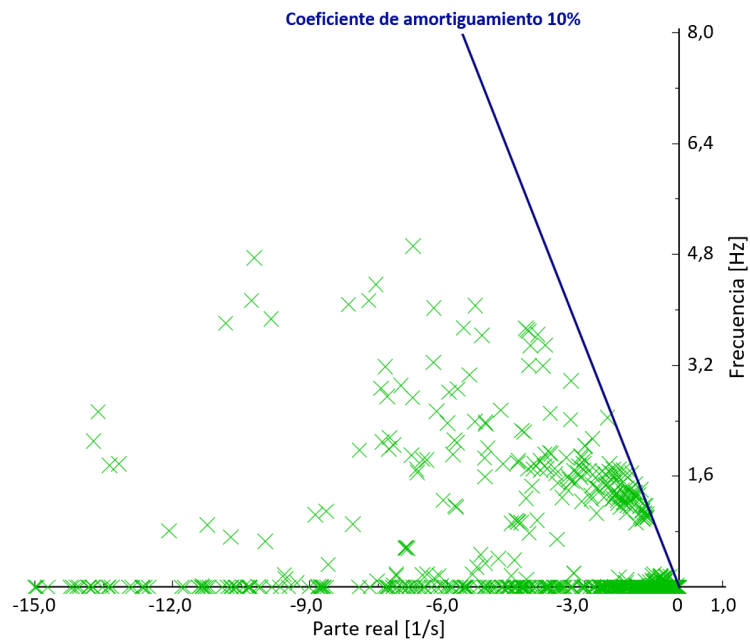


Figura 5.7: Análisis modal en ventana electromecánica al tomar medidas sobre PSS's.

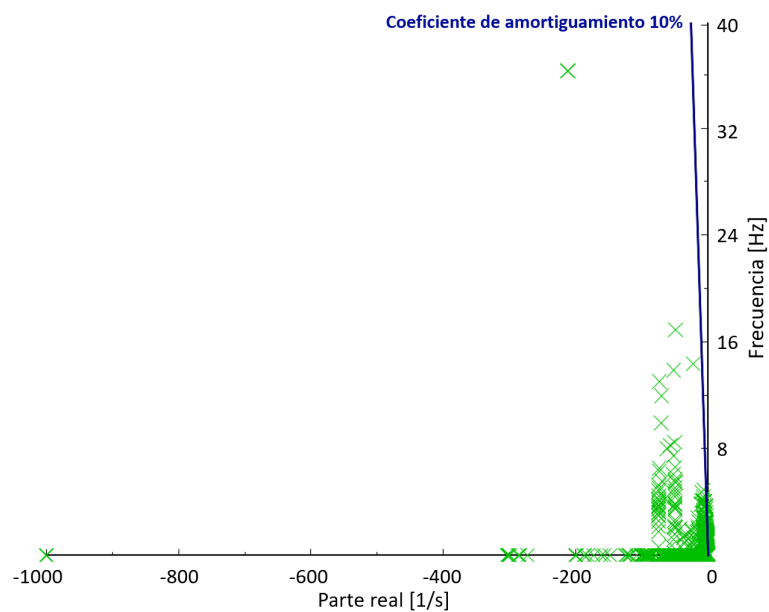
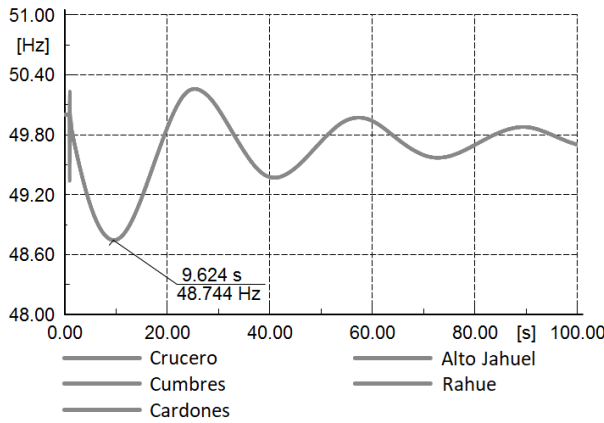


Figura 5.8: Análisis modal al tomar medidas sobre PSS's.

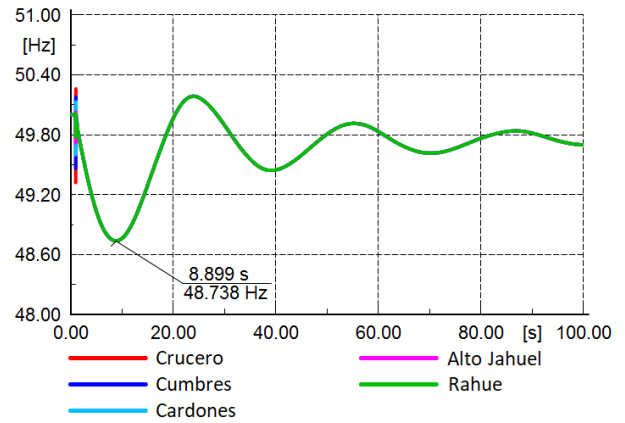
El análisis de pequeña señal cuando se toman medidas correctivas sobre algunos de los PSS's del sistema entrega 2480 modos en total, de los cuales ninguno es inestable o mal amortiguado ($\xi < 10\%$). Además, se aprecia que la mayor parte de valores propios tienen una frecuencia de oscilación menor a los 17 [Hz] y una parte real de valor absoluto menor a los 300 [1/s]. Los modos que se encuentran fuera de este rango se asocian a reguladores de velocidad y AVR's de algunos GS del sistema.

El efecto de las fallas 1, 2 y 3 en la frecuencia luego de tomar medidas correctivas en los

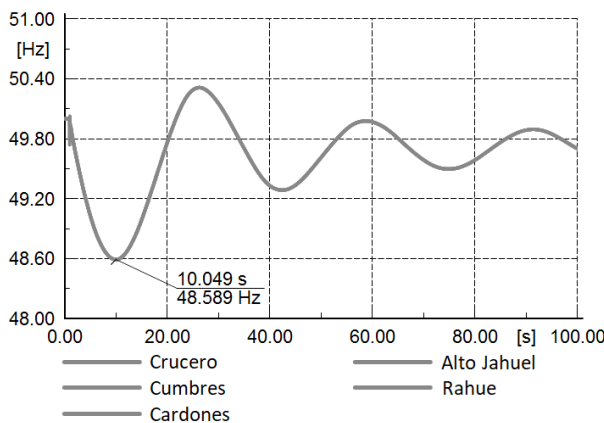
PSS's del sistema se muestra en la Figura 5.9. Para facilitar la comparación de resultados, en la columna de la izquierda se muestran los resultados previos a la sintonización de los PSS's (caso base 1), mientras que en la columna derecha se presentan los gráficos obtenidos al re-sintonizar los PSS's del sistema (caso base 2).



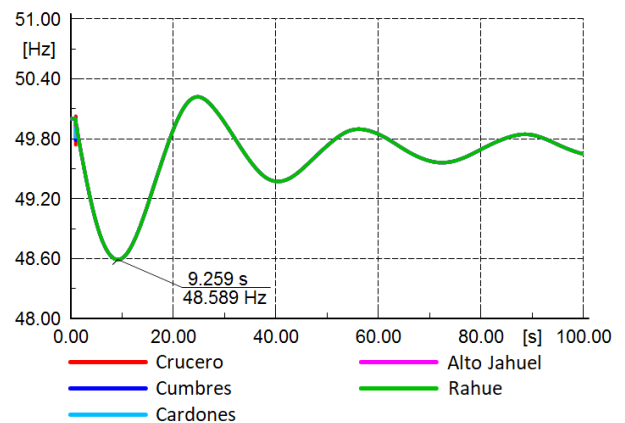
(a) Falla 1 - Caso base 1.



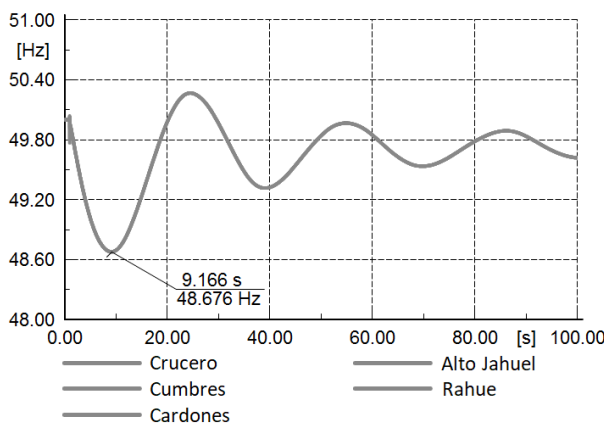
(b) Falla 1 - Caso base 2



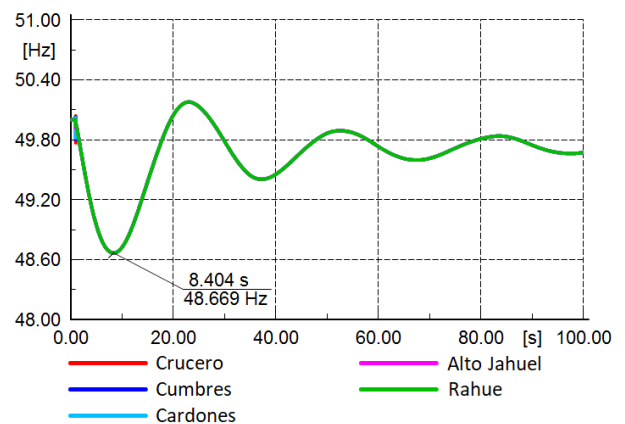
(c) Falla 2 - Caso base 1.



(d) Falla 2 - Caso base 2.



(e) Falla 3 - Caso base 1.



(f) Falla 3 - Caso base 2.

Figura 5.9: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Caso base 1 vs. Caso base 2.

Como se aprecia en esta figura, el sistema se mantiene estable ante las 3 fallas simuladas. Asimismo, al tomar medidas sobre algunos PSS's del sistema, las oscilaciones post-falla disminuyen su amplitud respecto al caso base 1 (a pesar de que el *nadir* de frecuencia se haga un poco menor en las fallas 1 y 3) para las 3 contingencias simuladas.

Sin embargo, la frecuencia todavía no tiene un comportamiento dinámico adecuado. En concreto, la frecuencia alcanza un valor mínimo menor a los 49 [Hz] para las 3 fallas, lo que puede llevar a la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) del sistema [106]. Además, luego de ocurrida cada una de las contingencias, la frecuencia presenta un comportamiento oscilatorio que no se amortigua apropiadamente. En efecto, la frecuencia no alcanza a establecerse en su valor de estado estacionario post-falla en la ventana de 100 [s] presentada en la figura. Esto se puede explicar por la poca inercia rotatoria disponible en el sistema, a que existen menos GS que participen en la regulación de frecuencia en comparación a sistemas de potencia convencionales, y asimismo, a la magnitud de las fallas simuladas.

Se destaca que la contingencia que provoca una mayor desviación de frecuencia es la falla 2, pues es aquella falla que implica un mayor desbalance entre generación y demanda (370 [MW]). En esto también influye que en la falla 2 se desconecta un generador sincrónico que, en caso de no haberse desconectado, podría participar en la respuesta inercial y regulación de frecuencia del sistema ante una contingencia.

5.1.3. Inclusión de control *droop* en convertidores *grid-following*

Para mejorar el desempeño dinámico de la frecuencia, se incorporan iterativamente lazos *droop* de frecuencia en algunos de los convertidores *grid-following* operativos en el sistema. Es decir, estos convertidores pasan a operar en modo *grid-supporting*). Para cada iteración se consideran convertidores de entre 150 a 200 [MW] de capacidad, partiendo en la primera iteración con el área con menor inercia del sistema, hasta llegar al área de mayor inercia en caso de ser necesario.

Cabe mencionar que el coeficiente *droop* de frecuencia que se escoge para la operación *grid-supporting* es $m = 0,05$ [pu] pues es un valor típico hallado en la literatura [35], [64], [98]. Para el *droop* de voltaje se usa $n = 0$ [pu] ya que no existen unidades TGVCC futuras que se conecten en la misma barra (todas tienen transformadores elevadores propios). Luego, el *droop* de tensión no es necesario [74].

En la Tabla 5.3 se registra el área, capacidad y despacho de las centrales TGVCC que pasan a operar en modo *grid-supporting* en las 4 iteraciones que fueron efectuadas para que el comportamiento de la frecuencia sea adecuado ante las 3 fallas consideradas. En esta tabla se observa que la capacidad total en centrales *grid-supporting* incorporadas es de 730 MW, lo que corresponde a un 2.9% de la capacidad total de TGVCC en servicio para el punto de operación analizado (que según la Tabla 4.2 es de 25516 [MW]).

Iteración	Área	Capacidad [MW]	Despacho [MW]
1	1	178	99
2	2	200	146
3	4	152	59
4	3	200	147
Total		730	451

Tabla 5.3: Iteraciones para la inclusión de lazos *droop* de frecuencia en convertidores *grid-following* del sistema.

En la Figura 5.10 se muestran los valores propios en la ventana electromecánica correspondientes a la iteración 4.

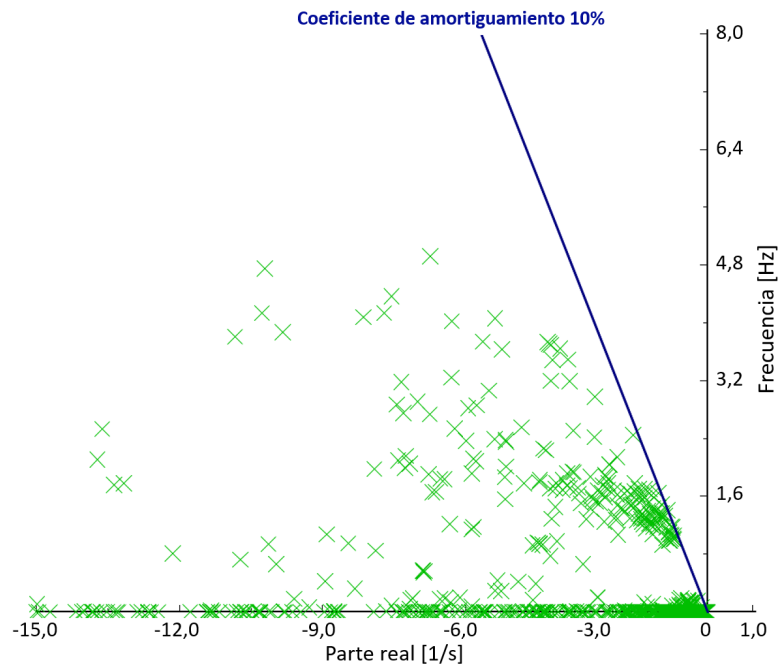
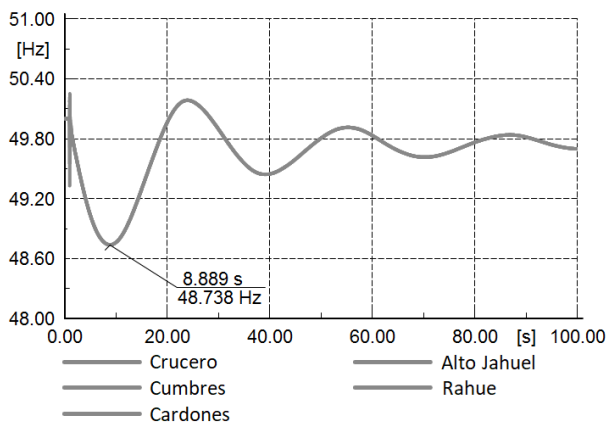


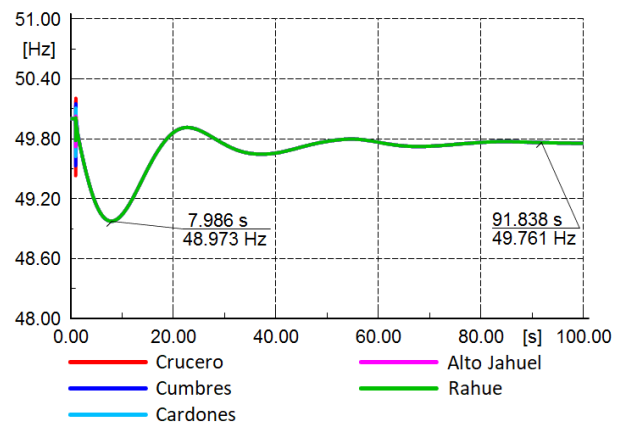
Figura 5.10: Análisis modal en ventana electromecánica al incluir *droop* de frecuencia en convertidores *grid-following* - Iteración 4.

En este escenario existe un total de 2484 valores propios, de los cuales ninguno presenta un amortiguamiento menor al 10%. Además, se observa que en la ventana electromecánica no existen mayores cambios respecto a los modos mostrados en la Figura 5.7 para el escenario previo a la incorporación de lazos *droop* de frecuencia en algunos convertidores *grid-following* del sistema.

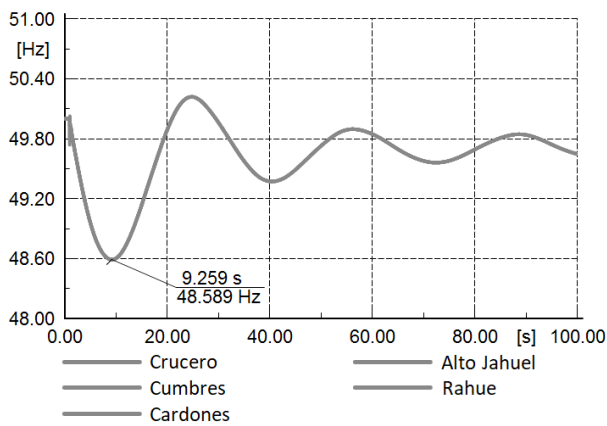
El comportamiento de la frecuencia ante las fallas simuladas para las iteraciones 1 a la 4 se presenta en las siguientes figuras. Para facilitar la comparación de una iteración con la otra, en la columna de la izquierda de cada figura se muestran los resultados obtenidos para la iteración anterior. Se ha llamado “Iteración 0” al escenario previo a la incorporación de lazos *droop* de frecuencia en convertidores *grid-following* (Figura 5.9).



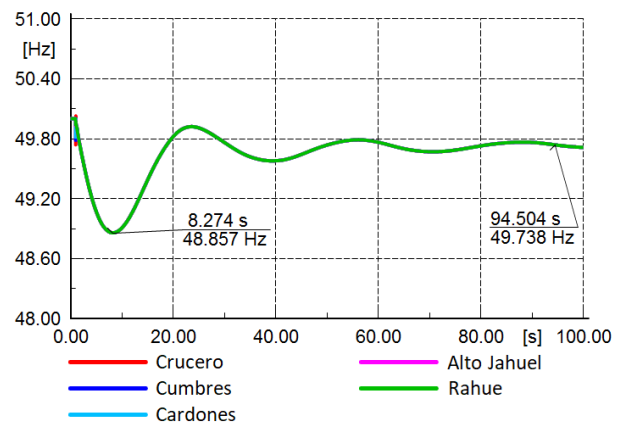
(a) Falla 1 - Iteración 0.



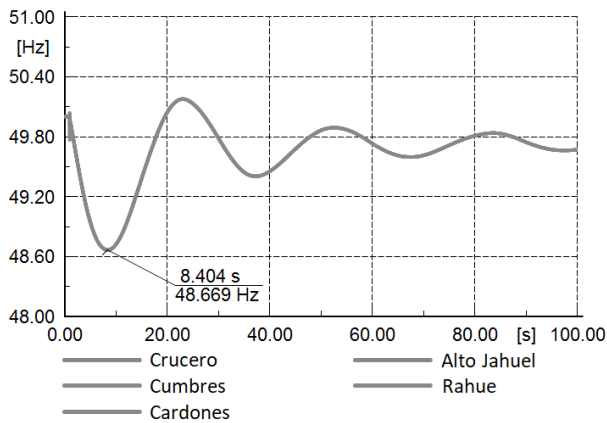
(b) Falla 1 - Iteración 1.



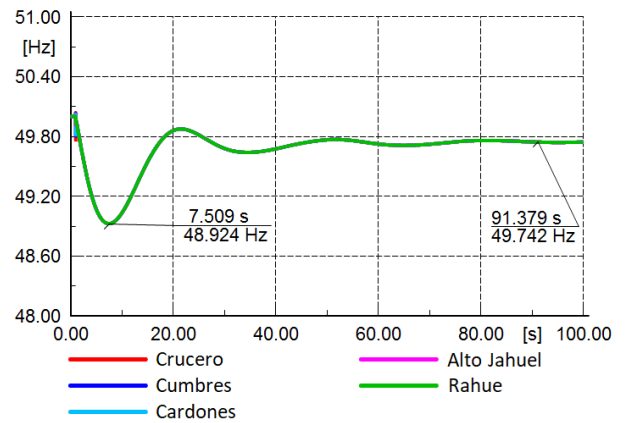
(c) Falla 2 - Iteración 0.



(d) Falla 2 - Iteración 1.

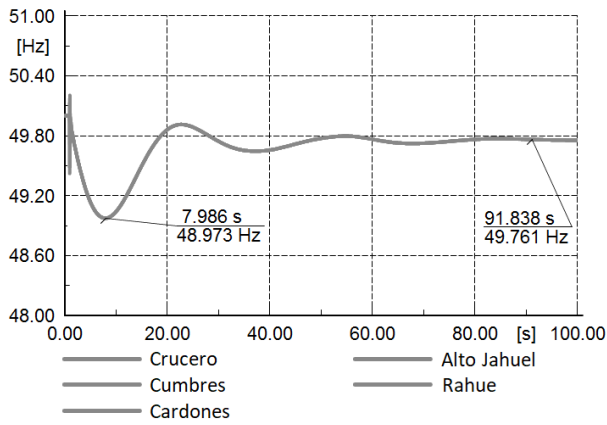


(e) Falla 3 - Iteración 0.

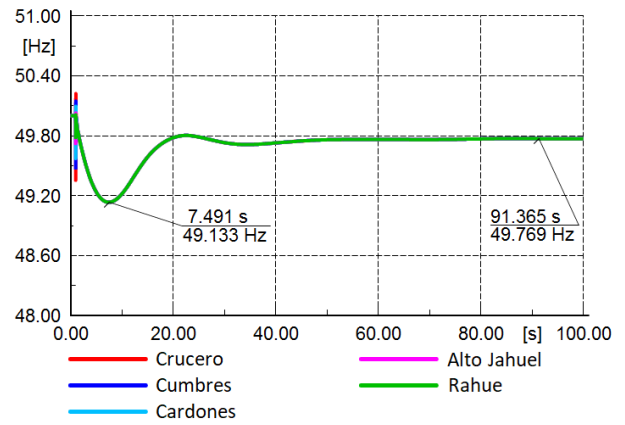


(f) Falla 3 - Iteración 1.

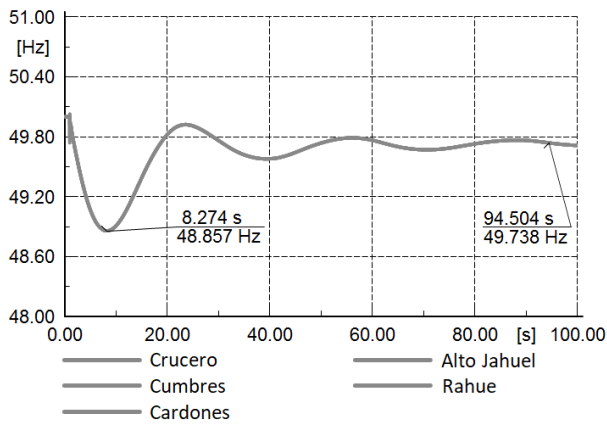
Figura 5.11: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteración 1.



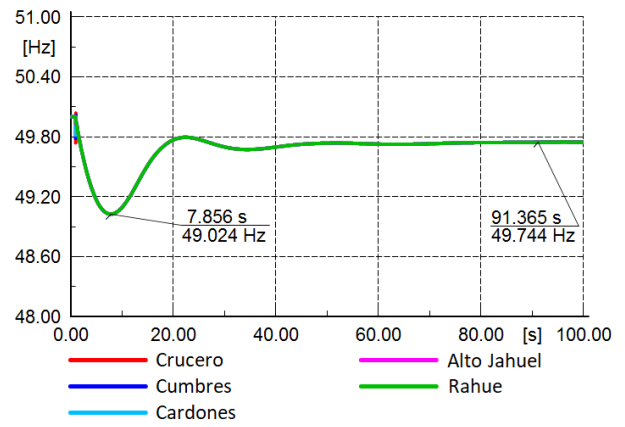
(a) Falla 1 - Iteración 1.



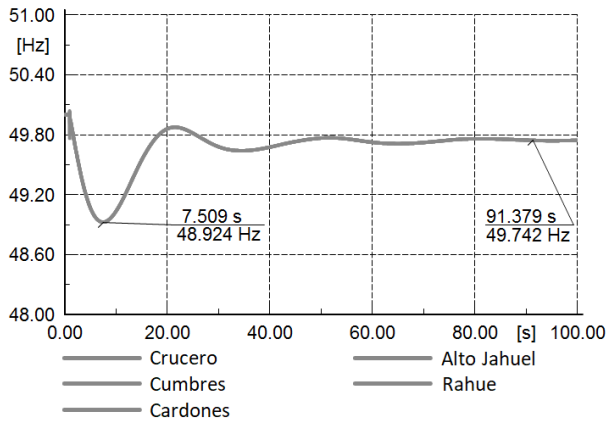
(b) Falla 1 - Iteración 2.



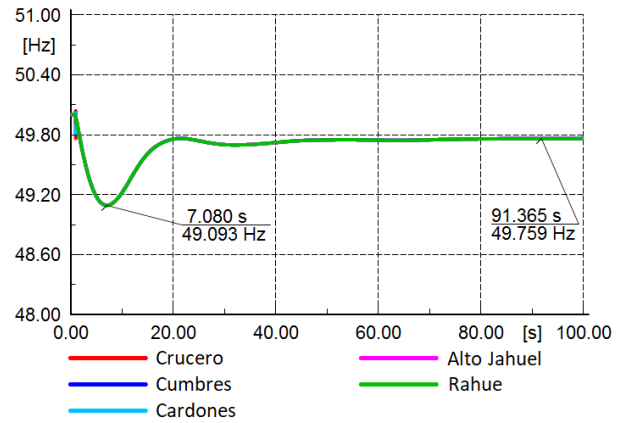
(c) Falla 2 - Iteración 1.



(d) Falla 2 - Iteración 2.

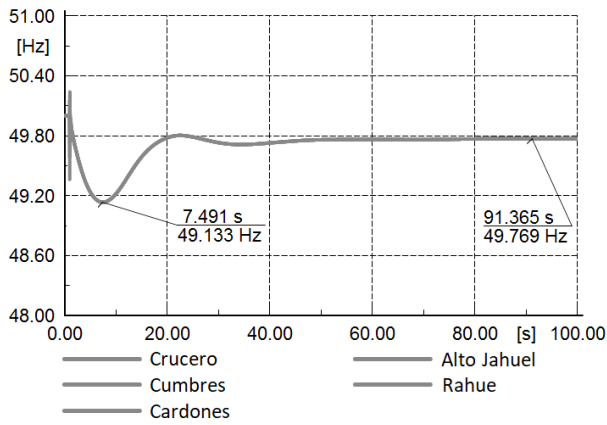


(e) Falla 3 - Iteración 1.

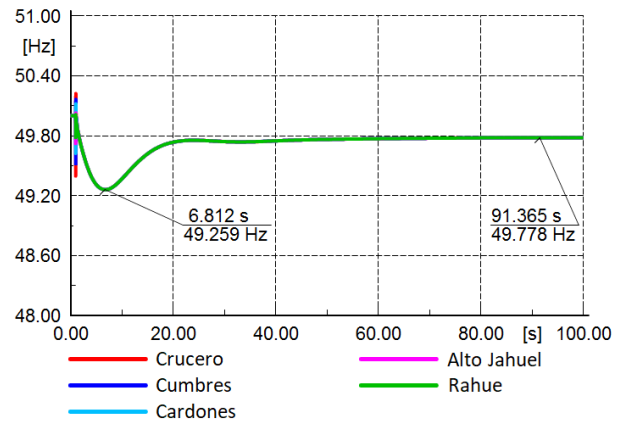


(f) Falla 3 - Iteración 2.

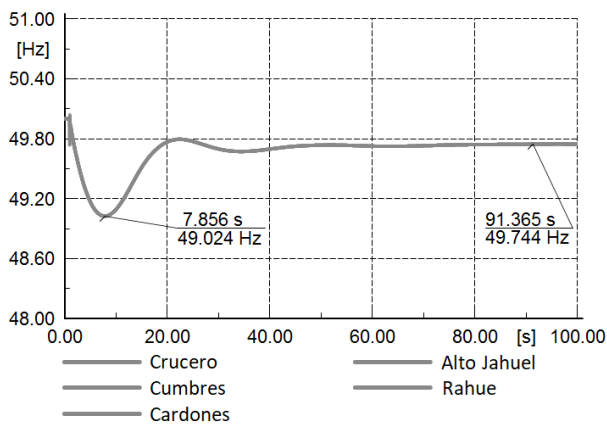
Figura 5.12: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteración 2.



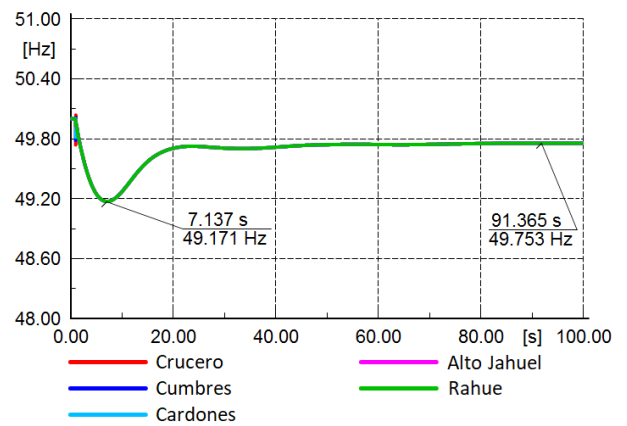
(a) Falla 1 - Iteración 2.



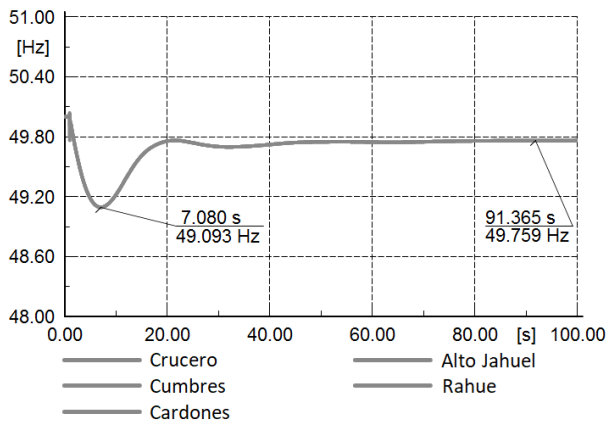
(b) Falla 1 - Iteración 3.



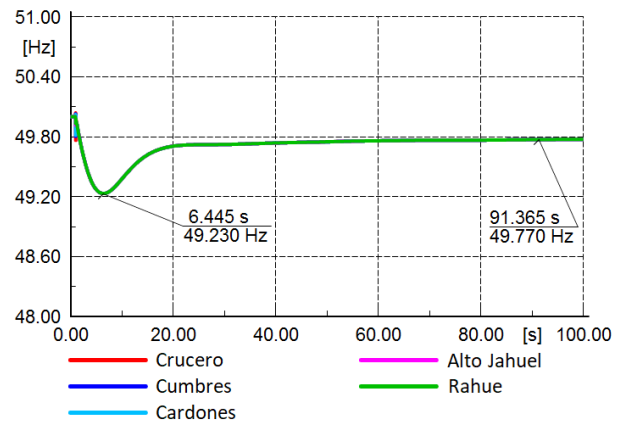
(c) Falla 2 - Iteración 2.



(d) Falla 2 - Iteración 3.

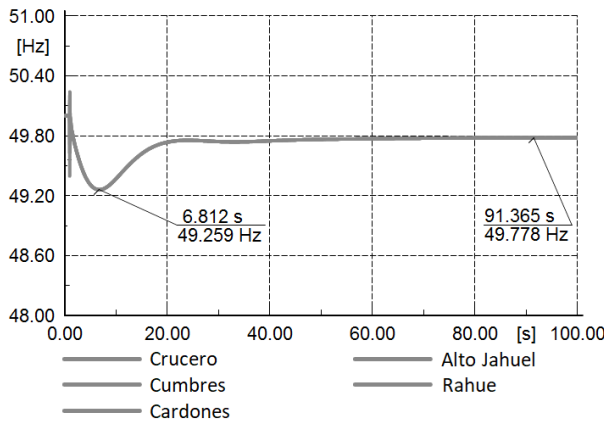


(e) Falla 3 - Iteración 2.

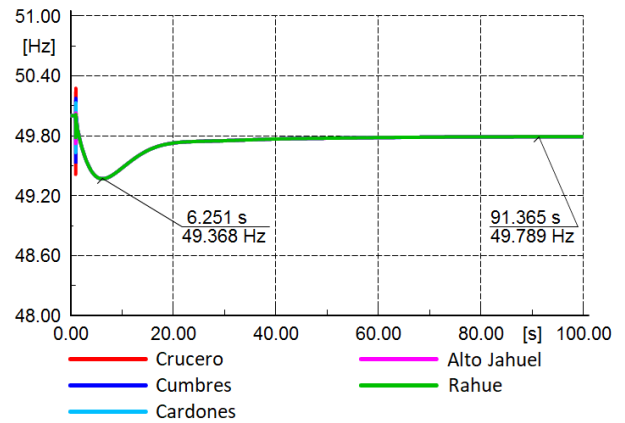


(f) Falla 3 - Iteración 3.

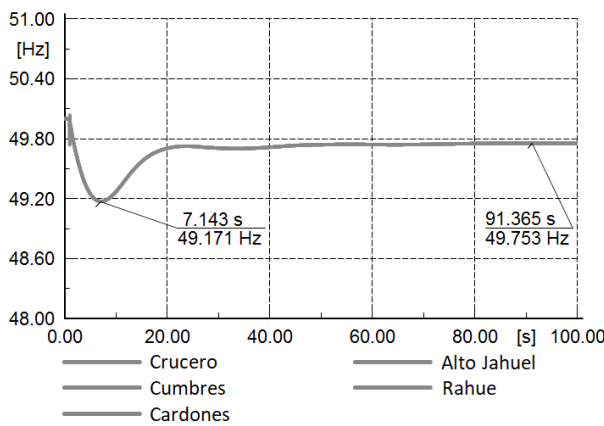
Figura 5.13: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteración 3.



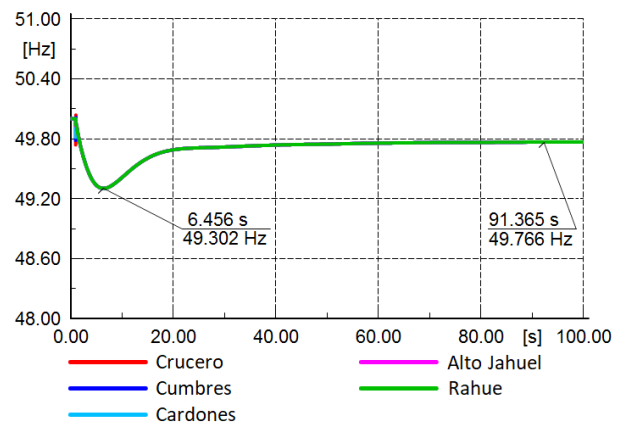
(a) Falla 1 - Iteración 3.



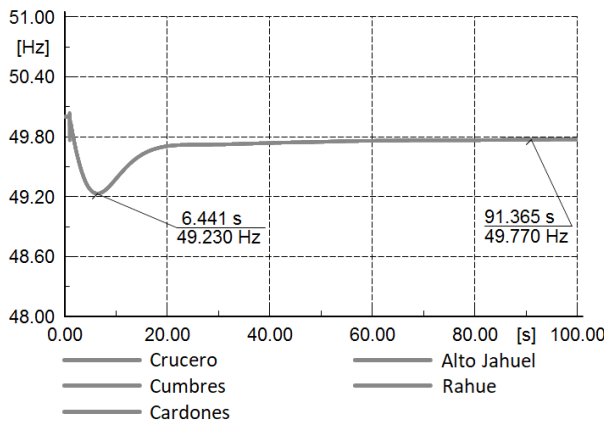
(b) Falla 1 - Iteración 4.



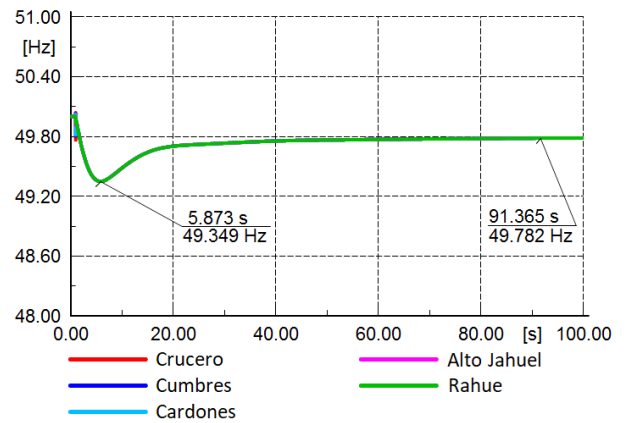
(c) Falla 2 - Iteración 3.



(d) Falla 2 - Iteración 4.



(e) Falla 3 - Iteración 3.



(f) Falla 3 - Iteración 4.

Figura 5.14: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteración 4.

Como se esperaba, el desempeño de la frecuencia empieza a mejorar a medida que se incorporan lazos *droop* de frecuencia en algunos de los convertidores *grid-following* de la red. En particular, al hacer que algunos convertidores participen en la repartición de carga, la frecuencia alcanza valores de *nadir* cada vez más altos, obteniéndose en la iteración

4 valores superiores a los 49,3 [Hz] para las 3 fallas simuladas. Asimismo, el comportamiento oscilatorio post-falla observado en la frecuencia se amortigua cada vez más rápido conforme aumenta la cantidad de convertidores operados en modo *grid-supporting* con lazos de control de frecuencia. De hecho, en la iteración 4 la frecuencia se establece en su valor de estado estacionario en aproximadamente 40 [s] luego de la contingencia, lo que demuestra una significativa mejora respecto al escenario en que ninguna central TGVCC participaba en la regulación de frecuencia.

5.2. Operación del sistema con 1 GS

Luego de obtener un desempeño adecuado en el caso de estudio base con un 77,7 % de generación a partir de TGVCC, se sustituyen todos los GS del sistema (salvo el *slack*) por convertidores *grid-supporting*. Según lo registrado en la Tabla 4.2, en esta etapa se reemplazó un total de 167 unidades sincrónicas. El único GS operativo en este escenario es la unidad hidroeléctrica con mayor despacho del sistema. Esta unidad es el GS *slack* Ralco U1, el que tiene una capacidad de 257 [MW], un despacho de 174 [MW] y se localiza en el área 4 del SEN (según las áreas de la Figura 4.1). Dado que la generación total para el punto de operación usado es de 17777 [MW], en este punto de operación el 99,02 % de la demanda del sistema (incluyendo pérdidas) es suministrada por unidades TGVCC.

Por otra parte, los parámetros del lazo de control de voltaje y corriente son los mismos que fueron usados en el caso de estudio base para los convertidores *grid-following* futuros. Por lo tanto, el ancho de banda del PLL de estas plantas es de 6 [Hz] y se usa $K_p = 5$ y $K_i = 25$ [pu] en el PI del controlador de tensión. Además, se usan los coeficientes *droop* $m = 0,05$ y $n = 0$ [pu] utilizados anteriormente.

En la Figura 5.15 se muestra el análisis modal resultante en la ventana electromecánica.

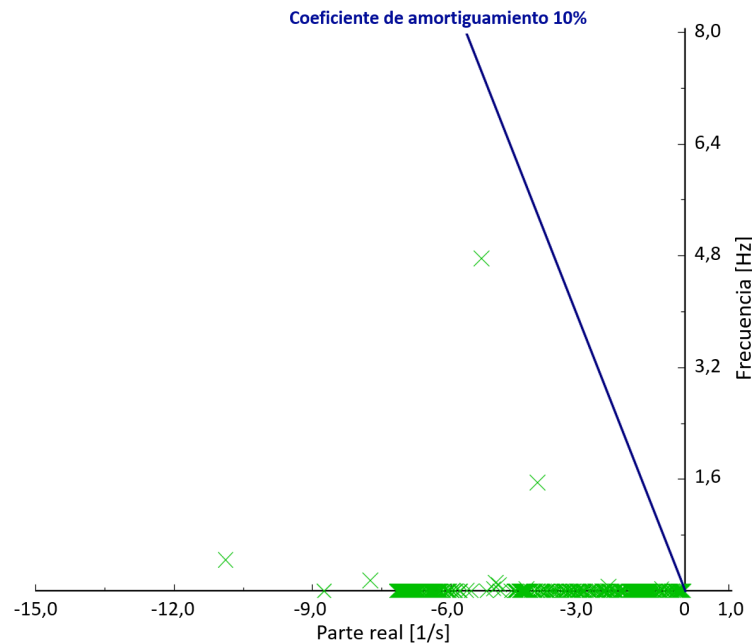


Figura 5.15: Análisis modal en ventana electromecánica - SEN operando con 1 GS.

En este caso, se obtiene un total de 3314 valores propios. Ninguno de ellos posee una razón de amortiguamiento $\xi < 10\%$. Se destaca que en la ventana electromecánica se aprecian dos modos oscilatorios. Como se ilustra en la figura, uno de estos modos tiene una frecuencia de aproximadamente 4,8 [Hz] y se asocia a una variable de estado del PLL de algunas centrales *grid-following* futuras. El otro modo oscilatorio que se observa tiene una frecuencia de 1,6 [Hz] aproximadamente, el cual corresponde a un modo electromecánico asociado a la velocidad y ángulo del único GS operativo en la red, en este caso Ralco U1.

En la Figura 5.16 se presenta el comportamiento de la frecuencia en las barras representativas del sistema ante las desconexiones de generación de las falla 1, 2 y 3. El horizonte de simulación fue restringido a 10 [s] por la rapidez con que la frecuencia se establece en su valor de estado estacionario post-falla.

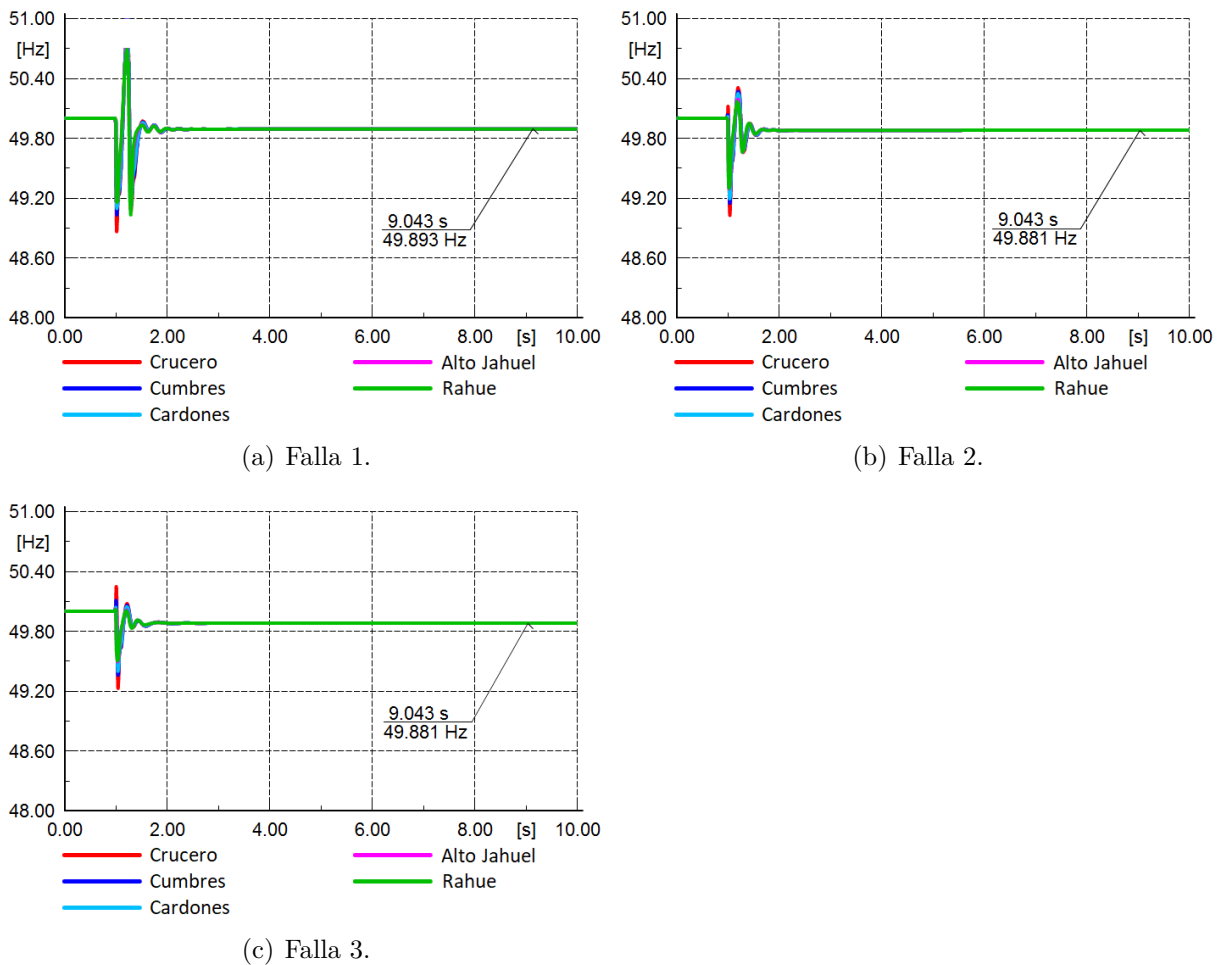


Figura 5.16: Frecuencia de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Operación del sistema con 1 GS.

Esta figura muestra que el SEN se mantiene estable ante las 3 fallas seleccionadas. En específico, se observa que la frecuencia experimenta un comportamiento oscilatorio al desconectarse un generador; sin embargo, estas oscilaciones se amortiguan rápidamente y

la frecuencia alcanza su valor de régimen permanente en aproximadamente 3 [s] después de que ocurren las 3 contingencias simuladas. Esto es considerablemente más rápido a lo observado en las simulaciones presentadas anteriormente y los tiempos de establecimiento típicos para la frecuencia en sistemas dominados por generadores sincrónicos [1].

La rapidez de la dinámica de la frecuencia de este escenario se debe a la mayor flexibilidad y rapidez que ofrece el control de centrales TGVCC en comparación a los GS convencionales [2], [5]. En consecuencia, es de esperar que luego de una perturbación la frecuencia se desenvuelva en una ventana de tiempo más rápida respecto al caso de estudio base luego de sustituir todos los GS de la red por convertidores *grid-supporting* de exactamente la misma capacidad, despacho y ubicación.

5.3. Operación del sistema con 100 % de TGVCC

En esta etapa se reemplaza la única unidad sincrónica operativa en la etapa anterior por una central TGVCC. Para efectos de comparación, se consideran dos casos de estudio: (i) El GS es reemplazado por un convertidor operado en modo *grid-supporting* y (ii) El GS es reemplazado por un convertidor operado en modo *grid-forming*.

5.3.1. Reemplazando GS slack por convertidor *grid-supporting*

En la figura a continuación se muestran los valores propios obtenidos en la ventana electromecánica cuando el GS *slack* se reemplaza por un convertidor *grid-supporting*.

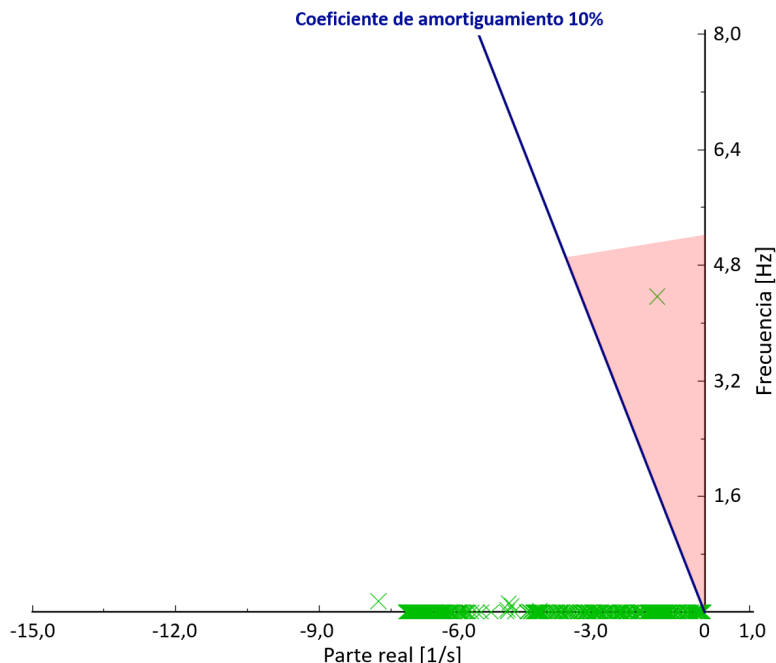


Figura 5.17: Análisis modal de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-supporting*.

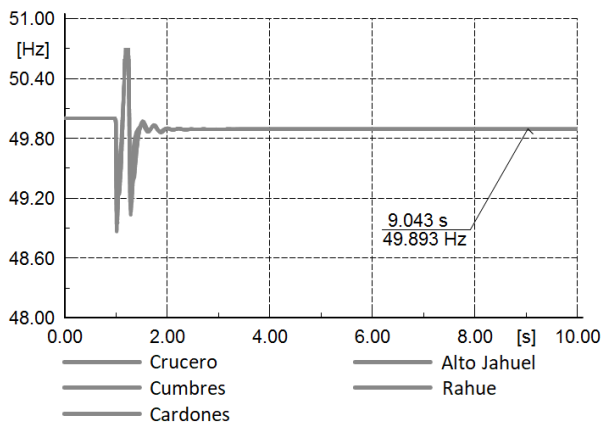
El análisis modal del sistema entrega solo modos estables. Sin embargo, como se ilustra en la Figura 5.17, existe un par conjugado de valores propios mal amortiguados con una razón de amortiguamiento $\xi = 3,85\%$, lo que se considera no adecuado para la operación del sistema. La frecuencia de oscilación del modo de oscilación mal amortiguado es de 4,37 [Hz] y de acuerdo al análisis de factores participación, se asocia a la variable de estado asociada al integrador (a partir del cual se obtiene el ángulo θ que define la orientación angular de los ejes dq del esquema de control del convertidor) del PLL de algunos de los convertidores de mayor capacidad y despacho de la red.

Para verificar el desempeño dinámico de este escenario, se simulan las 3 fallas seleccionadas. El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 5.18. Se destaca que para propósitos de ilustración se usa una escala distinta para la frecuencia en la falla 1 del escenario 100% TGVCC.

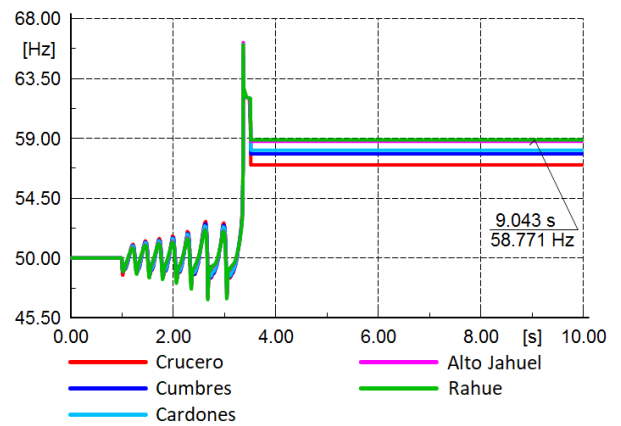
En la Figura 5.18 se puede notar que el sistema se mantiene estable ante las fallas 2 y 3 a pesar de que existen valores propios mal amortiguados. No obstante, el comportamiento oscilatorio post-falla se encuentra menos amortiguado en comparación al escenario en que hay 1 GS en servicio (en este caso, Ralco U1). De hecho, ante la falla 1 el sistema operado con un 100% de TGVCC presenta oscilaciones inestables que crecen conforme pasa el tiempo y hacen que las plantas TGVCC con modelo se desconecten debido a la activación de sus protecciones. Esto hace que la frecuencia del sistema se indefina.

Por lo tanto, una medida correctiva que se puede implementar es hacer que no haya modos mal amortiguados en el sistema. Para ello, se propone re-sintonizar las ganancias (K_p, K_i) del PLL de los convertidores *grid-supporting* que ingresaron en la etapa 2 de la metodología como reemplazos para los GS operativos en el caso base. Concretamente, las ganancias (K_p, K_i) de estos PLL se reducen para así disminuir su ancho de banda y con ello, mejorar el comportamiento en pequeña señal del sistema. Esta solución se propone pues se ha demostrado que en redes débiles con altos niveles de penetración TGVCC, PLL's con altos valores de ancho de banda pueden comprometer la estabilidad del sistema en pequeña señal [43], [49], [57].

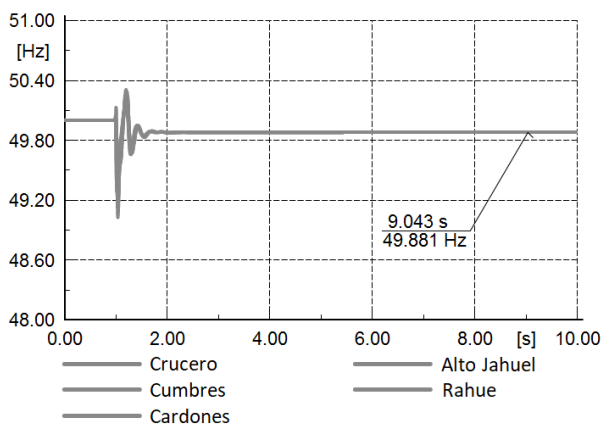
En este caso, el ancho de banda del PLL asociado a las TGVCC que ingresaron como reemplazos de generadores sincrónicos se reducirá desde los 6 [Hz] que tenían originalmente, a los 3 [Hz]. Este último es un valor que está dentro del rango encontrado en la revisión bibliográfica asociada a SEP con altos niveles de TGVCC [2], [37], [56–59].



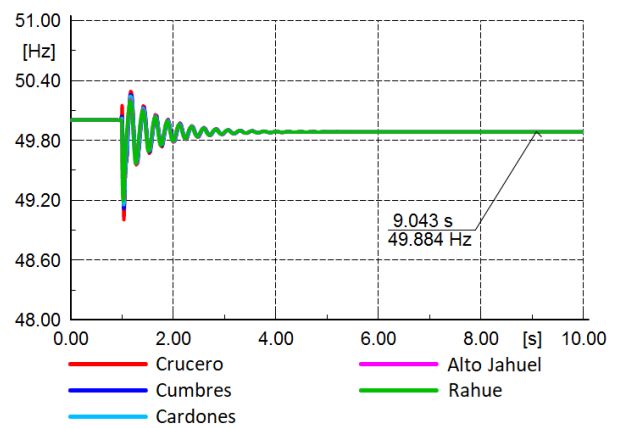
(a) Falla 1 - GS *slack* operativo.



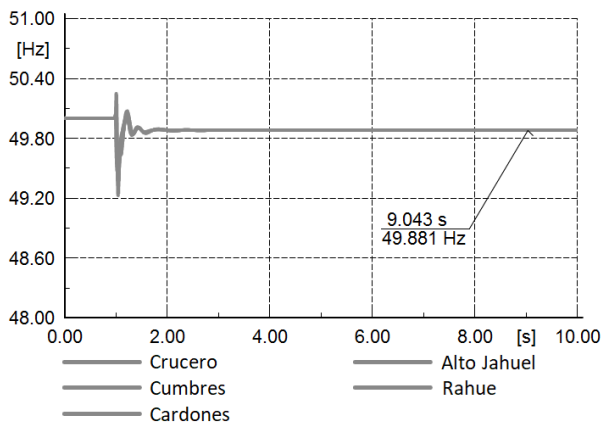
(b) Falla 1 - 100 % TGVCC.



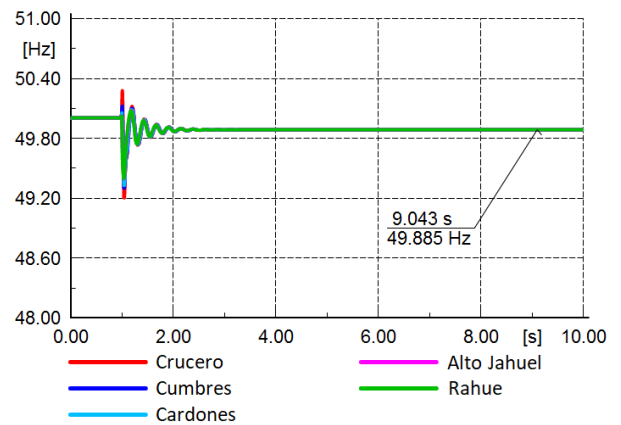
(c) Falla 2 - GS *slack* operativo.



(d) Falla 2 - 100 % TGVCC.



(e) Falla 3 - GS *slack* operativo.



(f) Falla 3 - 100 % TGVCC.

Figura 5.18: Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-supporting*.

El efecto que tiene la re-sintonización de PLL's propuesta sobre los valores propios resultantes en la ventana electromecánica se muestra en la Figura 5.19.

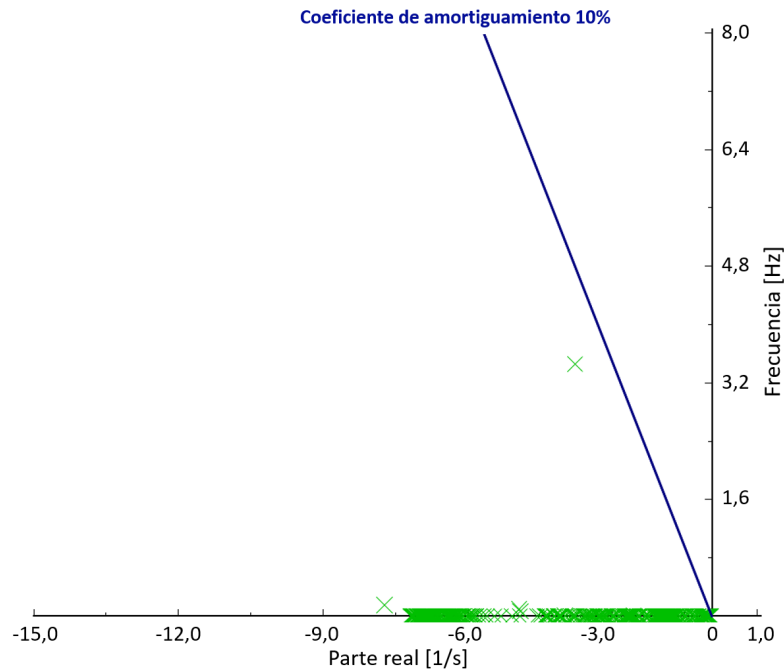
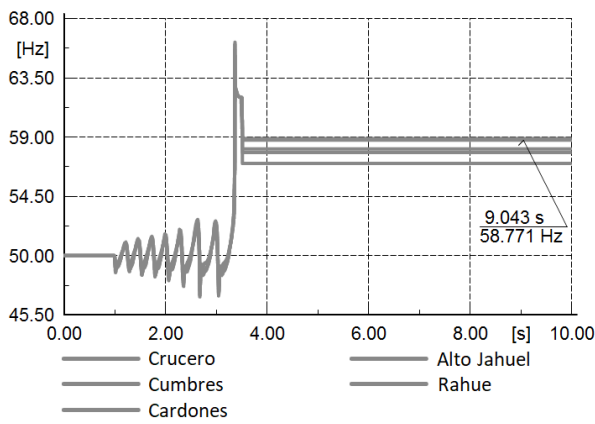


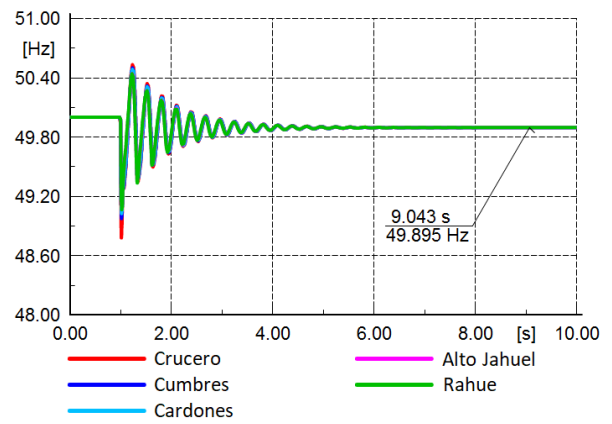
Figura 5.19: Análisis modal en ventana electromecánica de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-supporting* (PLL's re-sintonizados).

El análisis modal entrega un total de 3311 modos en este escenario de operación. En la Figura 5.19 se observa un modo oscilatorio en la ventana electromecánica, el cual corresponde al modo que estaba mal amortiguado antes de re-sintonizar los PLL. En este aspecto, al igual que en el análisis modal de la Figura para el SEN operado con 1 GS, no se observan los modos de oscilación electromecánicos que aparecen tradicionalmente en sistemas con GS, como ocurrió en los análisis modales presentados en las Figuras 5.7 y 5.10 para el caso de estudio base. Esto se explica debido a que las constantes de tiempo, la sintonización y la interacción con la red de las TGVCC son completamente diferentes respecto a los GS convencionales [1], [5].

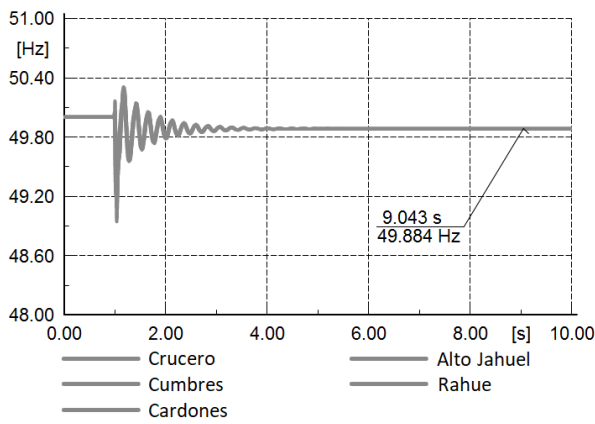
Al simular las fallas seleccionadas con la re-sintonización de PLL descrita, se obtiene el comportamiento de la frecuencia presentado en la Figura 5.20. Para facilitar la comparación de resultados, en la columna de la izquierda se muestran los resultados previos a la re-sintonización de PLL, mientras que en la columna derecha se presentan los gráficos obtenidos después de re-sintonizar PLL's.



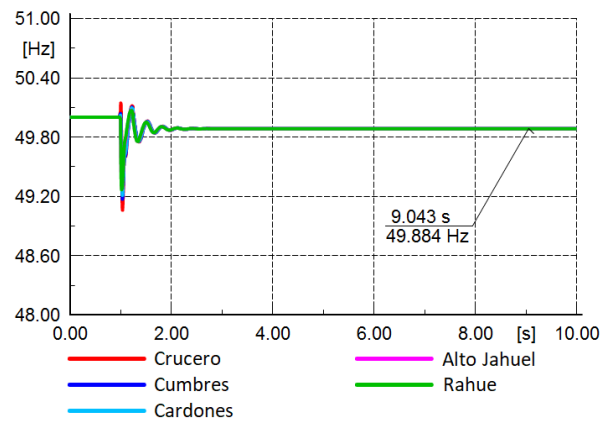
(a) Falla 1 - Sin re-sintonizar PLL's.



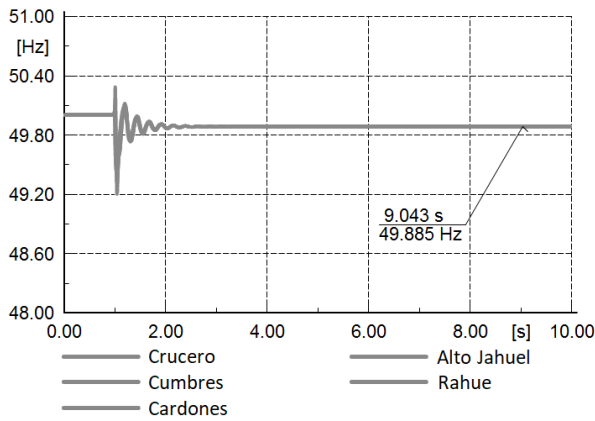
(b) Falla 1 - Re-sintonizando PLL's.



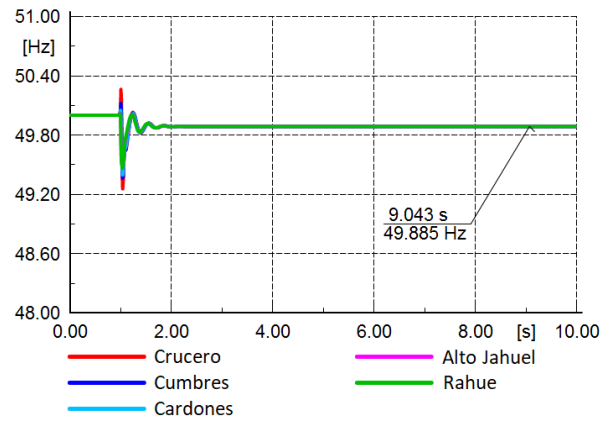
(c) Falla 2 - Sin re-sintonizar PLL's.



(d) Falla 2 - Re-sintonizando PLL's.



(e) Falla 3 - Sin re-sintonizar PLL's.



(f) Falla 3 - Re-sintonizando PLL's.

Figura 5.20: Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS slack reemplazado por convertidor *grid-supporting* (re-sintonización de PLL's).

El sistema se mantiene estable ante las 3 fallas, y al igual que en el escenario con 1 GS, luego de la contingencia la frecuencia presenta oscilaciones que se amortiguan rápidamente, estableciéndose en su valor de régimen permanente post-falla en menos de 5 [s]. En la falla 1 se observan oscilaciones de mayor amplitud y duración respecto a las

fallas 2 y 3, lo que es coherente con lo observado en la Figura 5.18 donde de hecho, el sistema es inestable ante la falla 1. Lo anterior puede explicarse porque en el área donde ocurre la falla 1, existe una mayor presencia de controladores de TGVCC que se puedan ver afectados por la contingencia.

5.3.2. Reemplazando GS slack por convertidor *grid-forming*

Finalmente, se verifica el comportamiento del sistema cuando el GS operativo al final de la etapa 2 de la metodología es sustituido por un convertidor operado en modo *grid-forming* equipado con un lazo *droop* de frecuencia. En este sentido, al igual que para las convertidores *grid-supporting* que fueron incorporados, se utilizan coeficientes $m = 0,05$ [pu] para el *droop* de frecuencia y $n = 0$ [pu] para el *droop* de voltaje.

En la siguiente figura se muestra el análisis modal del sistema en la ventana electromecánica.

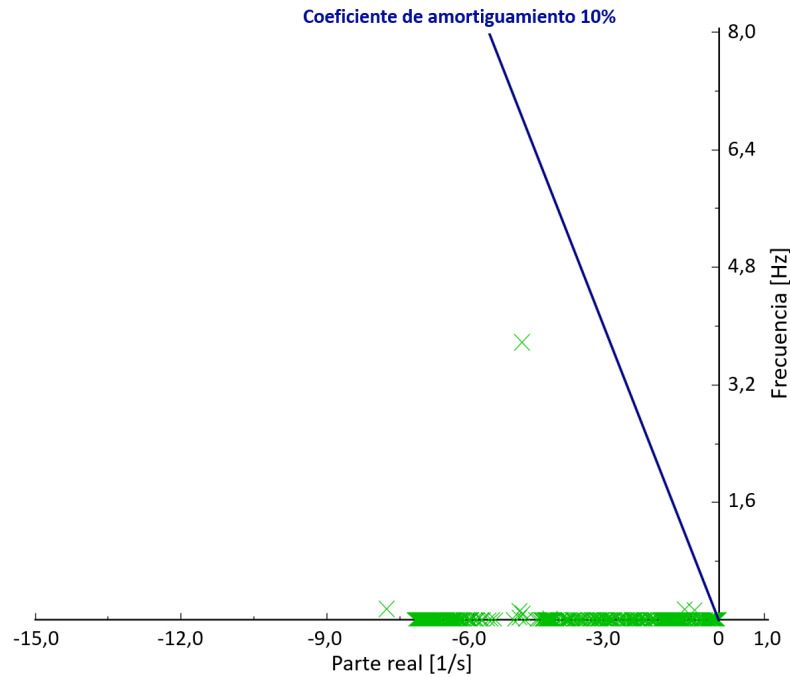


Figura 5.21: Análisis modal en ventana electromecánica de sistema operado con 100 % de TGVCC - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-forming*.

Como se ilustra en la Figura 5.21, el análisis modal del sistema en este escenario no arroja modos con amortiguamiento $\xi < 10\%$, por lo que no es necesario re-sintonizar los controladores de las TGVCC del sistema. Esto se debe principalmente a que el convertidor *grid-forming* incorporado se comporta como una fuente de tensión que, a diferencia de un convertidor *grid-supporting*, impone tensión y frecuencia sin requerir de un PLL para sincronizarse a la red. Así, dado que dependiendo de su sintonización el PLL puede tener efectos adversos en la estabilidad transitoria y de pequeña señal de sistemas poco robustos con altos niveles de TGVCC, al incluir un convertidor *grid-forming* se contribuye a que el desempeño en pequeña señal sea mejor respecto al escenario en que el GS *slack* es

reemplazado por un convertidor *grid-supporting* [8], [63]. Adicionalmente, se destaca que en este escenario tampoco existen los modos de oscilación electromecánicas que aparecen tradicionalmente en sistemas con GS.

Por su parte, en la Figura 5.22 se presenta el análisis modal en el espectro completo de los valores propios obtenidos.

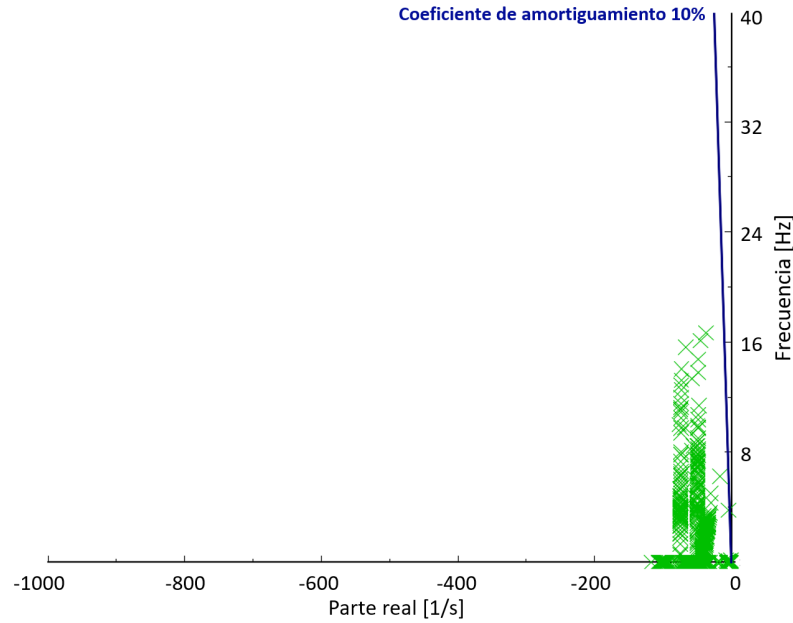
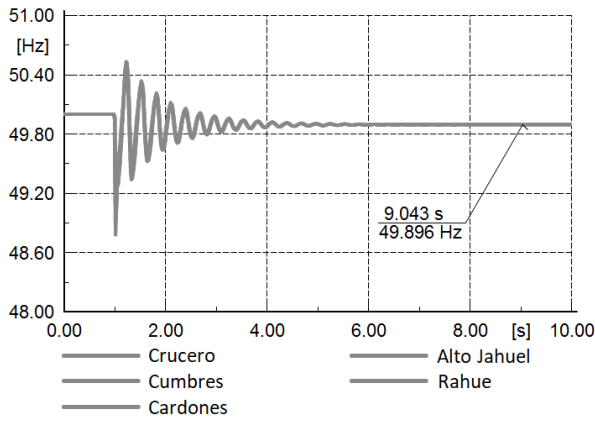


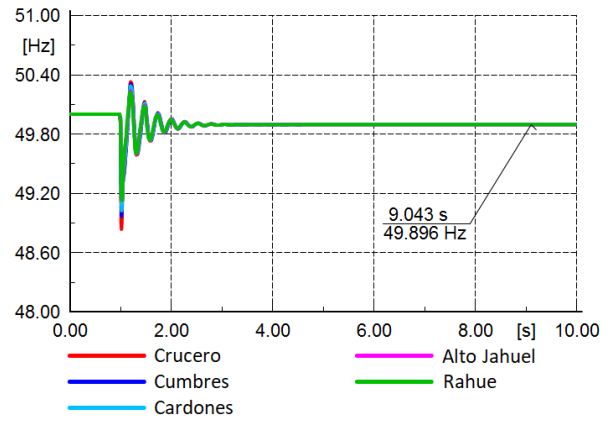
Figura 5.22: Análisis modal en sistema operado con 100 % de TGVCC - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-forming*.

En esta figura se aprecia que todos los valores propios tienen una frecuencia de oscilación menor a los 17 [Hz] y una parte real de valor absoluto menor a los 120 [1/s]. En este aspecto, salvo por la ventana electromecánica y algunos modos fuera del rango mencionado (que se asocian a controladores de generadores sincrónicos), no se observan mayores cambios respecto a lo observado en la Figura para el caso de estudio base. Esto se debe que a pesar de que había una cierta cantidad de GS en el caso de estudio base, el sistema ya tenía un alto porcentaje de generación (77,7 %) en base a TGVCC, por lo que era de esperar que los resultados del análisis modal no cambiaran de forma drástica.

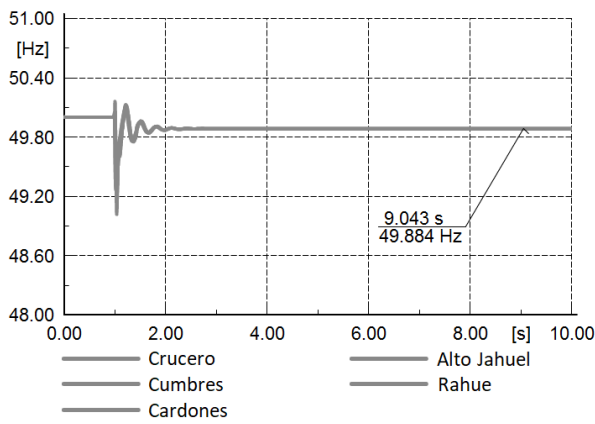
La figura a continuación muestra el desempeño de la frecuencia ante las contingencias seleccionadas en este caso. Para efectos de comparación, también se muestran los resultados obtenidos cuando el GS *slack* se sustituyó por un convertidor *grid-supporting* (considerando la re-sintonización de PLL's).



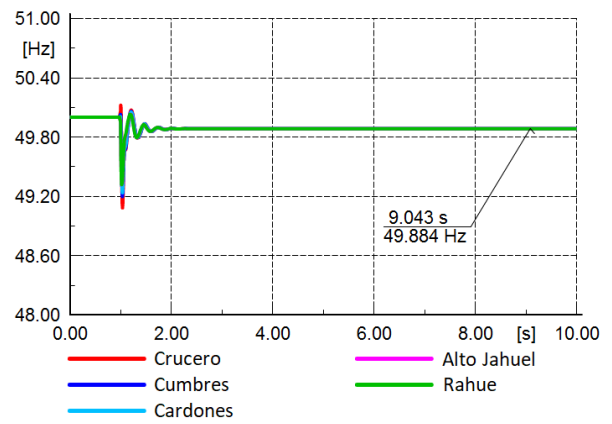
(a) Falla 1 - Slack *grid-supporting*.



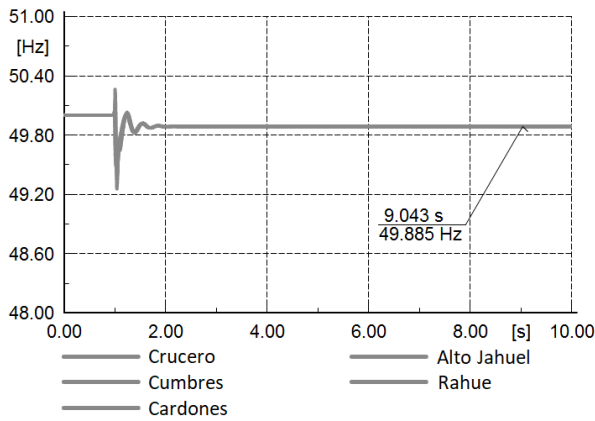
(b) Falla 1 - Slack *grid-forming*.



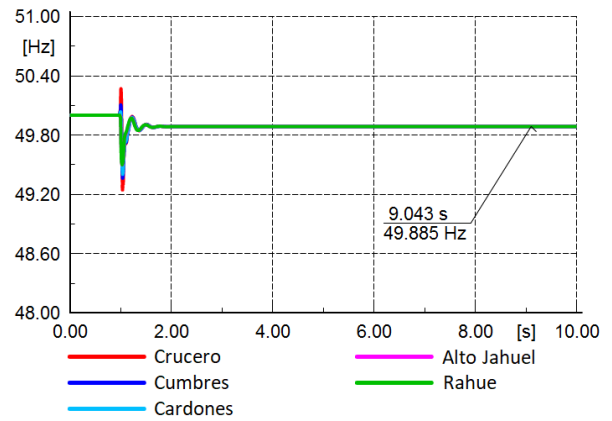
(c) Falla 2 - Slack *grid-supporting*.



(d) Falla 2 - Slack *grid-forming*.



(e) Falla 3 - Slack *grid-supporting*.



(f) Falla 3 - Slack *grid-forming*.

Figura 5.23: Frecuencia de sistema operado con 100 % de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-forming*.

Aquí se observa que el sistema se mantiene estable ante las 3 fallas simuladas. Además, como ya se pudo ver en las simulaciones de las Figuras 5.16 y 5.20, la frecuencia se establece en su valor de estado estacionario post-falla mucho más rápido en comparación a los sistemas eléctricos tradicionales. También se aprecia una mejoría en el desempeño

del sistema para las 3 fallas respecto a lo observado cuando el GS slack fue sustituido por un convertidor *grid-supporting*, especialmente en la falla 1. Esto se atribuye a que debido a su estructura de control y dependiendo de su sintonización, el uso de un convertidor *grid-forming* sin PLL puede contribuir a amortiguar de mejor forma oscilaciones en pequeña señal y ante grandes perturbaciones en comparación a un convertidor *grid-supporting* con PLL [8].

Capítulo 6

Conclusiones

En esta tesis se ha estudiado el desempeño dinámico de la frecuencia y los requerimientos de control para TGVCC en un sistema de potencia con altos niveles de penetración de convertidores. A lo largo del estudio, se cumplieron los objetivos y se confirmaron las distintas hipótesis que se plantearon al inicio de este trabajo.

En concreto, antes de realizar el estudio de estabilidad, se debió efectuar una revisión bibliográfica exhaustiva de las estrategias de control propuestas tanto en el campo de las micro-redes como de los sistemas de potencia para lograr una operación segura desde la perspectiva de la frecuencia en redes con niveles muy bajos o nulos de inercia. A partir de esta revisión, se encontró un modelo genérico para convertidores *grid-forming* con lazos *droop*, el cual fue implementado y validado en el *software* DIgSILENT. Asimismo, esta revisión llevó a una mayor comprensión de los esquemas *grid-following*, lo que permitió sintonizar adecuadamente y actualizar por modelos más adecuados los controladores de las TGVCC proyectadas para el año 2046 en la base de datos del SEN chileno en DIgSILENT.

En cuanto a la metodología propuesta para el estudio de estabilidad de frecuencia, se consideraron 3 escenarios de operación sobre el SEN proyectado para el año 2046, cada uno con una cierta penetración de TGVCC. En la primera etapa del estudio, se analizó la operación del punto de mínima demanda neta (con un 78% de penetración de convertidores). En este escenario, pese a que el SEN se mantuvo estable ante las contingencias críticas simuladas, se obtuvo un desempeño no adecuado para la frecuencia.

Al respecto, se verificó la hipótesis de que el desempeño en pequeña señal y ante fallas de un SEP con una alta penetración de TGVCC depende fuertemente del valor de los parámetros de control usados en los convertidores. En efecto, al aumentar las ganancias del controlador de voltaje de los convertidores *grid-following* proyectados al 2046, se logró que el sistema pasara de ser inestable a ser estable en pequeña señal, y además, se obtuvo una mejoría en el comportamiento de la frecuencia. No obstante, aún con esta re-sintonización de controladores TGVCC, fue necesario incorporar lazos de regulación de frecuencia en algunos convertidores para mantener un buen desempeño dinámico ante contingencias. Lo anterior valida las hipótesis que plantean que no es posible mantener una operación

segura en SEP dominados por TGVCC si todos los convertidores se operan en el modo *grid-following* tradicional, por lo que parte de las unidades TGVCC deben participar en la regulación de frecuencia del sistema.

En la segunda etapa se analizó la operación del mismo sistema de la etapa anterior, pero esta vez con un solo GS en servicio. Para ello, salvo la unidad hidráulica con mayor despacho de la red, se sustituyeron todos los GS por convertidores *grid-supporting* con control de frecuencia. En dicho caso, el SEN se mantuvo estable ante las fallas críticas. Sin embargo, se apreciaron diferencias importantes respecto a la primera etapa, pues la frecuencia presentó una dinámica mucho más rápida a la de SEP tradicionales. En específico, la frecuencia se estableció en su valor de régimen permanente post-falla en tiempos significativamente menores a los vistos en SEP dominados por máquinas sincrónicas. Esto se explica por la rapidez que ofrece el control de convertidores en relación a los GS.

Por último, en la tercera etapa el sistema se operó sin generadores sincrónicos (100 % TGVCC). Los resultados obtenidos muestran que el sistema tiene problemas de amortiguamiento en pequeña señal y de estabilidad ante contingencias cuando el único GS en servicio en la etapa 2 es sustituido por un convertidor *grid-supporting*. En este caso, el problema radicaba en modos mal amortiguados asociados a los PLL's de los convertidores incorporados a la red. Esto era de esperarse ya que el PLL, dependiendo de su sintonización, suele reducir el margen de estabilidad de redes dominadas por TGVCC. A raíz de esto, se redujo el ancho de banda del PLL de las unidades *grid-supporting* que reemplazaron GS. Con ello, se obtuvo un comportamiento adecuado en pequeña señal y ante fallas, lo que nuevamente valida la hipótesis de que el desempeño de sistemas dominados por TGVCC depende de los parámetros de control implementados en los convertidores.

Por otro lado, cuando el único GS en servicio en la etapa 2 fue sustituido por un convertidor *grid-forming*, el sistema no presentó problemas de estabilidad en pequeña señal ni ante fallas. Esto se atribuye a que un convertidor *grid-forming* impone tensión sin la necesidad de un PLL que lo sincronice a la red. Lo anterior puede contribuir a mejorar el desempeño de redes con altos niveles de penetración de TGVCC, donde la mala sintonización y la alta presencia de PLL's afectan negativamente la estabilidad del sistema. De esta manera, se comprueba la hipótesis de que desde la perspectiva de la frecuencia, es factible lograr una operación segura en SEP con un 100 % de TGVCC.

Con todo lo anterior, este trabajo constituye una importante contribución y un primer acercamiento para el análisis de la estabilidad y límites operacionales de SEP futuros dominados por TGVCC. En este aspecto, a partir de esta tesis se pueden desprender diferentes áreas de investigación relevantes para la operación de sistemas con altos niveles de penetración de centrales ERNC conectadas a la red mediante convertidores.

6.1. Trabajos futuros

Si bien este trabajo entrega una serie de resultados y conclusiones de utilidad para abordar la operación de SEP con niveles muy bajos o incluso nulos de inercia, aún quedan aristas que requieren ser exploradas en detalle en investigaciones futuras.

En primer lugar, se podría realizar un estudio similar al de esta tesis, pero considerando otros puntos de operación también interesantes desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia/tensión. Por ejemplo, alternativas a considerar son el punto de máxima demanda, el de mínima inercia, entre otros.

Otro aspecto que se sugiere abordar es la estabilidad de tensión de SEP con altos niveles de penetración de convertidores. Esto es interesante debido a la disminución de robustez que experimentan las redes a medida que se desplazan generadores sincrónicos por TGVCC con una capacidad limitada de inyección de corrientes de cortocircuito. En un estudio de esa índole es posible que, para preservar la estabilidad, se necesite una mayor presencia de convertidores *grid-forming* que impongan tensión y que no requieran de un PLL para sincronizarse a la red.

También se podría optimizar usando criterios específicos, o bien, sensibilizar respecto a la distribución de la capacidad *grid-forming* y *grid-supporting* a lo largo de la red. Así, se puede investigar qué tanto depende la estabilidad de frecuencia o tensión respecto a la ubicación de convertidores que participen en la regulación de voltaje y frecuencia del sistema. Lo anterior es relevante en SEP extensos y longitudinales como el chileno.

Otra línea que se puede abordar es la implementación y comparación del rendimiento de esquemas de control distintos al *droop* de frecuencia clásico para la repartición de carga entre generadores en un SEP. Por ejemplo, puede estudiarse el desempeño de versiones modificadas del *droop* tradicional u otras estrategias como el generador sincrónico virtual, el oscilador virtual, el *matching control* e incluso esquemas de repartición de carga que requieran de enlaces de comunicación entre unidades.

Finalmente, se recomienda comparar los resultados obtenidos en esta tesis mediante simulaciones a frecuencia fundamental (RMS), con los resultados que se obtendrían al usar simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT) que modelen explícitamente las ecuaciones diferenciales de la red, las reactancias de acoplamiento de convertidores y el estator de los GS. Esto puede ser interesante pues conforme aumenta la penetración de convertidores con dinámicas rápidas, la validez de las simulaciones RMS puede verse comprometida. Dados los tiempos de simulación restrictivos que implican simulaciones EMT en sistemas de potencia, se podrían usar modelos reducidos del SEP bajo estudio.

Bibliografía

- [1] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018, pp. 1–25.
- [2] D. Ramasubramanian, E. Farantatos, S. Ziaeinejad, and A. Mehrizi-Sani, “Operation paradigm of an all converter interfaced generation bulk power system,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 19, pp. 4240–4248, 2018.
- [3] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge, and B. Hannegan, “Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, March 2017.
- [4] P. Tielens and D. Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews 55*, November 2015, pp. 613–628.
- [5] M. Paolone, T. Gaunt, X. Guillaud, M. Liserre, S. Meliopoulos, A. Monti, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, “Fundamentals of power systems modelling in the presence of converter-interfaced generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106811, 2020.
- [6] K. W. Jones, P. Pourbeik, G. Kobet, A. Berner, N. Fischer, F. Huang, J. Holbach, M. Jensen, J. O’Connor, M. Patel, M. Ropp, J. Wen, T. Yang, R. D. Bauer, R. W. Cummings, R. D. Quint, N. Segal, and M. Osman, “Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and short-circuit performance,” 07 2018.
- [7] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 69, pp. 144–155, 2017.
- [8] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. S. Callaway, and G. Hug, “Understanding small-signal stability of low-inertia systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2021.
- [9] A. Ulbig, T. Borsche, and G. Andersson, “Impact of low rotational inertia on power system stability and operation,” *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*,

vol. 19, 12 2013.

- [10] M. Dervy, G. Denis, T. Provost, F. Xavier, and A. Menze, “Maximizing the penetration of inverter-based generation on large transmission systems: the migrate project,” in *6th Solar Integration Workshop*, Aug 7.
- [11] H. BEEN, “Meeting renewable energy targets: Global lessons from the road to implementation,” *World Wide Fund Nat*, p. 82, 2013.
- [12] C. Tapia, “Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del sistema eléctrico chileno considerando la política energética 2050,” *Universidad de Chile*, July 2020.
- [13] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [14] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas, *Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1st ed. Santiago de Chile: Prentice Hall - Pearson Educación, 2008.
- [15] V. Vittal, J. D. McCalley, P. M. Anderson, and A. Fouad, *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2019.
- [16] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [17] Y. Han, H. Li, L. Xu, X. Zhao, and J. M. Guerrero, “Analysis of washout filter-based power sharing strategy—an equivalent secondary controller for islanded microgrid without lbc lines,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4061–4076, Sep. 2018.
- [18] D. Sharma and S. Mishra, “Power system frequency stabiliser for modern power systems,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 9, pp. 1961–1969, 2018.
- [19] Q. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, April 2011.
- [20] I. Cvetkovic, D. Boroyevich, R. Burgos, C. Li, M. Jaksic, and P. Mattavelli, “Modeling of a virtual synchronous machine-based grid-interface converter for renewable energy systems integration,” in *2014 IEEE 15th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. IEEE, 2014, pp. 1–7.
- [21] A. Junyent-Ferr, Y. Pipelzadeh, and T. C. Green, “Blending hvdc-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1059–1066, July 2015.
- [22] N. Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control*, 1st ed. Noida: John Wiley

& Sons, 2014.

- [23] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, and N. D. Hatziargyriou, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, July 2014.
- [24] M. Kumar and B. Tyagi, “A state of art review of microgrid control and integration aspects,” in *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, Nov 2016, pp. 1–6.
- [25] S. M. Malik, X. Ai, Y. Sun, C. Zhengqi, and Z. Shupeng, “Voltage and frequency control strategies of hybrid ac/dc microgrid: a review,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 2, pp. 303–313, 2017.
- [26] S. M. Kaviri, M. Pahlevani, P. Jain, and A. Bakhshai, “A review of ac microgrid control methods,” in *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, April 2017, pp. 1–8.
- [27] T. Vandoorn, J. De Kooning, B. Meersman, and L. Vandevelde, “Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews 19*, December 2012, pp. 613–628.
- [28] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, “Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, Jan 2016.
- [29] A. D. A. Bidram, V. Nasuruan and F. Lewis, *Cooperative Synchronization in Distributed Microgrid Control*, 1st ed. Berlin: Springer, 2017.
- [30] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of power converters in ac microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov 2012.
- [31] X. Wang, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, and Z. Chen, “A review of power electronics based microgrids,” *International Journal of Power Electronics*, vol. 12, no. 1, pp. 181–192, 2012.
- [32] D. Ramasubramanian, Z. Yu, R. Ayyanar, V. Vittal, and J. Undrill, “Converter model for representing converter interfaced generation in large scale grid simulations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 765–773, Jan 2017.
- [33] P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. D. Weber, P. S. Zadehkhosht, Y. Kazachkov, S. Tacke, J. Wen, and A. Ellis, “Generic dynamic models for modeling wind power plants and other renewable technologies in large-scale power system studies,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 3, pp. 1108–1116, 2017.
- [34] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, and F. Blaabjerg, “Evaluation

- of current controllers for distributed power generation systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, March 2009.
- [35] T. Qoria, *Towards reliable operation of converter-dominated power systems: Dynamics, optimization and control*, 2019.
- [36] T. Qoria, T. Prevost, G. Denis, F. Gruson, F. Colas, and X. Guillaud, “Power converters classification and characterization in power transmission systems,” in *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’19 ECCE Europe)*. IEEE, 2019, pp. P–1.
- [37] X. Zhao, P. Guhathakurta, and D. Flynn. New options in system operations - deliverable 3.4.
- [38] T. Qoria, Q. Cossart, C. Li, X. Guillaud, F. Colas, F. Gruson, and X. Kestelyn. (2018, December) Local control and simulation tools for large transmission systems. [Online]. Available: https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/5c5beff0d5bef78799253aae9b19f50a9cb6eb9f/D3.2%20-%20Local%20control%20and%20simulation%20tools%20for%20large%20transmission%20systems.pdf
- [39] J. Matevosyan, B. Badrzadeh, T. Prevost, E. Quitmann, D. Ramasubramanian, H. Urdal, S. Achilles, J. MacDowell, S. H. Huang, V. Vital, J. O’Sullivan, and R. Quint, “Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration?” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, 2019.
- [40] A. Alsaif, Z. Miao, and L. Fan, “Comparison of islanding and synchronization for a microgrid with different converter control,” in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, 2019, pp. 1–6.
- [41] L. Huang, H. Xin, Z. Li, P. Ju, H. Yuan, Z. Lan, and Z. Wang, “Grid-synchronization stability analysis and loop shaping for pll-based power converters with different reactive power control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 501–516, 2020.
- [42] L. Fan, “Modeling type-4 wind in weak grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853–864, April 2019.
- [43] L. Fan, *Control and dynamics in power systems and microgrids*. CRC Press, 2017.
- [44] T. Jouini, U. Markovic, and D. Grob. (2018, December) New options for existing system services and needs for new system services. [Online]. Available: https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/0298d5d56a3f1977e8b95e5476a88a7b840004cf/D3.3%20-%20New%20options%20for%20existing%20system%20services%20and%20needs%20for%20new%20system%20services.pdf
- [45] F. Milano and Á. O. Manjavacas, *Converter-Interfaced Energy Storage Systems: Context, Modelling and Dynamic Analysis*. Cambridge University Press, 2019.

- [46] L. Fan, “Modeling type-4 wind in weak grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853–864, 2019.
- [47] L. Fan and Z. Miao, “An explanation of oscillations due to wind power plants weak grid interconnection,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 488–490, 2018.
- [48] L. Papangelis, M. Debry, T. Prevost, P. Panciatici, and T. Van Cutsem, “Stability of a voltage source converter subject to decrease of short-circuit capacity: A case study,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–7.
- [49] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, and A. M. Gole, “Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a vsc-hvdc converter,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287–2296, 2014.
- [50] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley & Sons, 2011, vol. 29.
- [51] T. Kalitjuka, “Control of voltage source converters for power system applications,” Master’s thesis, Institutt for elkraftteknikk, 2011.
- [52] F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, O. Lopez, and E. Acha, “Tuning of phase-locked loops for power converters under distorted utility conditions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 6, pp. 2039–2047, 2009.
- [53] B. Liu, F. Zhuo, Y. Zhu, H. Yi, and F. Wang, “A three-phase pll algorithm based on signal reforming under distorted grid conditions,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 9, pp. 5272–5283, 2015.
- [54] B. Wen, D. Dong, D. Boroyevich, R. Burgos, P. Mattavelli, and Z. Shen, “Impedance-based analysis of grid-synchronization stability for three-phase paralleled converters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 1, pp. 26–38, 2016.
- [55] Y. Sun, E. de Jong, X. Wang, D. Yang, F. Blaabjerg, V. Cuk, and J. Cobben, “The impact of pll dynamics on the low inertia power grid: A case study of bonaire island power system,” *Energies*, vol. 12, no. 7, p. 1259, 2019.
- [56] J. Ma, Y. Qiu, Y. Li, W. Zhang, Z. Song, and J. S. Thorp, “Research on the impact of dfig virtual inertia control on power system small-signal stability considering the phase-locked loop,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2094–2105, 2017.
- [57] D. Ramasubramanian, W. Wang, P. Pourbeik, E. Farantatos, A. Gaikwad, S. Soni, and V. Chadliev, “Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 14, no. 1, pp. 87–97, 2020.

- [58] S. Wang, J. Hu, X. Yuan, and L. Sun, “On inertial dynamics of virtual-synchronous-controlled dfig-based wind turbines,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, no. 4, pp. 1691–1702, 2015.
- [59] J. Hu, S. Wang, W. Tang, and X. Xiong, “Full-capacity wind turbine with inertial support by adjusting phase-locked loop response,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 1, pp. 44–53, 2017.
- [60] K. Ogata, *Ingeniería de control moderna*, 5th ed. Pearson Educación, 2010.
- [61] R. A. Mastromauro, “Voltage control of a grid-forming converter for an ac microgrid: A real case study,” in *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, Sep. 2014, pp. 1–6.
- [62] A. Tayyebi, F. Dörfler, F. Kupzog, Z. Miletic, and W. Hribernik, “Grid-forming converters—inevitability, control strategies and challenges in future grids application,” 2018.
- [63] X. Wang, M. G. Taul, H. Wu, Y. Liao, F. Blaabjerg, and L. Harnefors, “Grid-synchronization stability of converter-based resources—an overview,” *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 1, pp. 115–134, 2020.
- [64] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, “Interactions of grid-forming power converters and synchronous machines,” *arXiv preprint arXiv:1902.10750*, 2019.
- [65] D. Groß, M. Colombino, J. Brouillon, and F. Dörfler, “The effect of transmission-line dynamics on grid-forming dispatchable virtual oscillator control,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1148–1160, Sep. 2019.
- [66] C. Arghir, T. Jouini, and F. Dörfler, “Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines,” *Automatica*, vol. 95, pp. 273–282, 2018.
- [67] B. Johnson, M. Rodriguez, M. Sinha, and S. Dhople, “Comparison of virtual oscillator and droop control,” in *2017 IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [68] B. K. Poola, D. Groß, and F. Dörfler, “Placement and implementation of grid-forming and grid-following virtual inertia and fast frequency response,” in *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–1.
- [69] A. Alsafran, “Literature review of power sharing control strategies in islanded ac microgrids with nonlinear loads,” in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct 2018, pp. 1–6.
- [70] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, “Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems,” *IEEE Transactions on Industry Applications*,

vol. 29, no. 1, pp. 136–143, Jan. 1993.

- [71] M. C. Chandrokar, D. M. Divan, and B. Banerjee, “Control of distributed ups systems,” in *Proceedings of 1994 Power Electronics Specialist Conference - PESC'94*, vol. 1, Jun. 1994, pp. 197–204 vol.1.
- [72] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee, and P. C. Loh, “Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, April 2013.
- [73] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, “A voltage and frequency droop control method for parallel inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, July 2007.
- [74] D. Ramasubramanian, “Impact of converter interfaced generation and load on grid performance,” *Arizona State University*, 2017.
- [75] Y. W. Li and C. Kao, “An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 12, pp. 2977–2988, Dec. 2009.
- [76] A. Tuladhar, Hua Jin, T. Unger, and K. Mauch, “Control of parallel inverters in distributed ac power systems with consideration of line impedance effect,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 1, pp. 131–138, Jan 2000.
- [77] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, “Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, Oct 2009.
- [78] J. M. Guerrero, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, “Output impedance design of parallel-connected ups inverters with wireless load-sharing control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, no. 4, pp. 1126–1135, Aug 2005.
- [79] A. Bidram and A. Davoudi, “Hierarchical structure of microgrids control system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, 2012.
- [80] J. Guerrero, J. Matas, L. G. de Vicuna, N. Berbel, and J. Sosa, “Wireless-control strategy for parallel operation of distributed generation inverters,” in *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005.*, vol. 2, June 2005, pp. 845–850 vol. 2.
- [81] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, “Operation and control of hybrid microgrid with angle droop controller,” in *TENCON 2010 - 2010 IEEE Region 10 Conference*, Nov 2010, pp. 509–515.

- [82] R. Majumder, A. Ghosh, F. Zare, and G. Ledwich, "Angle droop versus frequency droop in a voltage source converter based autonomous microgrid," in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009, pp. 1–8.
- [83] R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich, and F. Zare, "Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 796–808, May 2010.
- [84] R. Majumder, A. Ghosh, F. Zare, and G. Ledwich, "Load sharing and power quality enhanced operation of a distributed microgrid," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 2, pp. 109–119, June 2009.
- [85] R. Majumder, G. Ledwich, A. Ghosh, S. Chakrabarti, and F. Zare, "Droop control of converter-interfaced microsources in rural distributed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2768–2778, Oct 2010.
- [86] J. Schiffer, A. Anta, T. D. Trung, J. Raisch, and T. Sezi, "On power sharing and stability in autonomous inverter-based microgrids," in *2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*. IEEE, 2012, pp. 1105–1110.
- [87] A. Keyhani and M. Albaijat, *Smart power grids 2011*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [88] R. R. Kolluri, I. Mareels, T. Alpcan, M. Brazil, J. de Hoog, and D. A. Thomas, "Power sharing in angle droop controlled microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4743–4751, Nov 2017.
- [89] R. E. Wilson and P. S. Sterlina, "Gps synchronized power system phase angle measurements," *International journal of satellite communications*, vol. 12, no. 5, pp. 499–505, 1994.
- [90] S. Seetharaman, E. Agarwal, L. Xie, V. Gupta, and P. Antsaklis, "Mixed voltage angle and frequency droop control for transient stability of interconnected microgrids," 09 2018.
- [91] S. Wang, X. Wu, Y. Xu, J. Wang, P. Ni, H. Wang, and Y. Yao, "A novel angle droop control method based on pmu measurement for accurate power sharing of multiple distributed generators," in *2018 IEEE 8th Annual International Conference on CYBER Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER)*. IEEE, 2018, pp. 1322–1327.
- [92] H. Moussa, A. Shahin, J.-P. Martin, S. Pierfederici, and N. Moubayed, "Optimal angle droop for power sharing enhancement with stability improvement in islanded microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5014–5026, 2017.
- [93] T. F. Wu, K. Siri, and J. Banda, "The central-limit control and impact of cable resistance in current distribution for parallel-connected dc-dc converters," in *Pro-*

ceedings of 1994 Power Electronics Specialist Conference - PESC'94, vol. 1, Jun. 1994, pp. 694–702 vol.1.

- [94] D. K. Molzahn, F. Dörfler, H. Sandberg, S. H. Low, S. Chakrabarti, R. Baldick, and J. Lavaei, “A survey of distributed optimization and control algorithms for electric power systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2941–2962, Nov 2017.
- [95] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota, and A. M. T. Oo, “Robust nonlinear distributed controller design for active and reactive power sharing in islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 893–903, Dec 2014.
- [96] D. K. Molzahn, F. Dörfler, H. Sandberg, S. H. Low, S. Chakrabarti, R. Baldick, and J. Lavaei, “A survey of distributed optimization and control algorithms for electric power systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2941–2962, Nov 2017.
- [97] Jingtao Tan, Hua Lin, Jun Zhang, and Jianping Ying, “A novel load sharing control technique for paralleled inverters,” in *IEEE 34th Annual Conference on Power Electronics Specialist, 2003. PESC '03.*, vol. 3, June 2003, pp. 1432–1437 vol.3.
- [98] U. Markovic, *Grid-forming control to achieve a 100% power electronics interfaced power transmission systems*, 2019.
- [99] A. Menze, S. Rüberg, S. López, J. Yu, J. Zvab, C. Coujard, E. Peirano, and H. Munzel, *MIGRATE – Massive integration of power electronic devices*. Brussels: MIGRATE Stakeholder Workshop, April 2017.
- [100] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann, and F. Koch, “Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks,” in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009, pp. 1–8.
- [101] F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, O. Lopez, and E. Acha, “Tuning of phase-locked loops for power converters under distorted utility conditions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 6, pp. 2039–2047, Nov 2009.
- [102] S. Golestan, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Three-phase pll: A review of recent advances,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 1894–1907, March 2017.
- [103] W. E. C. Council, *Central Station Photovoltaic Power Plant Model Validation Guideline*, 2015.
- [104] P. Pourbik, *Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators*, 2014.

- [105] G. Rogers, *Power system oscillations*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [106] C. N. de Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, September 2020.
- [107] D. Ortiz-Villalba, C. Rahmann, R. Alvarez, C. A. Canizares, and C. Strunck, “Practical framework for frequency stability studies in power systems with renewable energy sources,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 202 286–202 297, 2020.
- [108] M. de Energía. (2017) Planificación energética de largo plazo. [Online]. Available: <http://pelp.minenergia.cl>
- [109] C. E. Nacional. (2019) Documentos de planificación y desarrollo. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-carbon/base-datos-estudio-operacion-y-desarrollo-sen-sin-centrales-a-carbon>
- [110] C. N. de Energía. (2019) Capacidad instalada de generación. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad>

Anexo A

Modelos *grid-following* WECC implementados en TGVCC futuras

En las plantas fotovoltaicas y eólicas que se ingresan al sistema producto de la planificación del SEN hasta el año 2046, se usan adaptaciones de los *templates* “WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50Hz” [103] y “WECC WTG Type4B 2.0MVA 50Hz” [104], respectivamente. Estos modelos están disponibles en la librería general de DIGSILENT.

En la Figura A.1 se muestra el *frame* del modelo implementado para las plantas TGVCC. El diagrama general de control de las plantas PV y WT es el mismo, por ende lo que se describe a continuación es válido para ambos modelos.

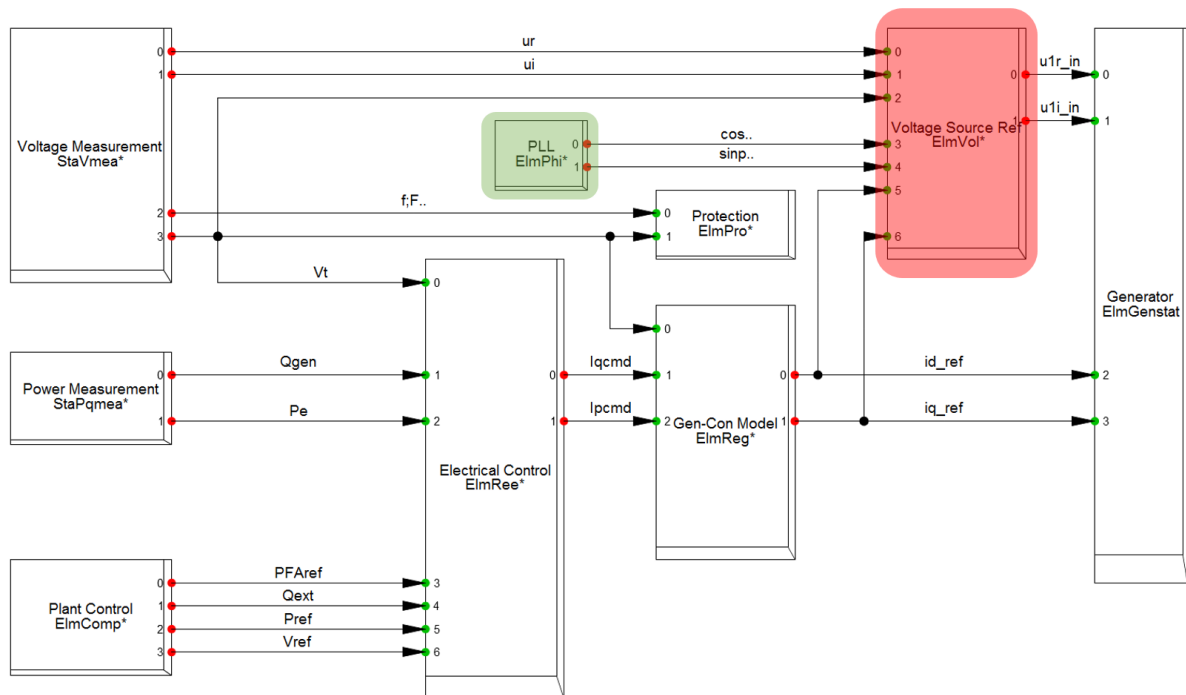


Figura A.1: *Frame* de modelos WECC implementados en plantas TGVCC.

En esta figura, se ha marcado en verde el bloque que se incorporó al modelo WECC, mientras que el bloque que fue modificado se marca en rojo. Específicamente, las adaptaciones que se hicieron al modelo WECC fueran las siguientes:

- 1. Incorporación de PLL:** Los modelos WECC originales disponibles en DIgSILENT no tienen un PLL explícitamente modelado. En su lugar, tienen un PLL ideal que calcula sin ningún retardo las referencias angulares $\cos\phi$ y $\sin\phi$. Dada la importancia de la representación de los PLL's, sobretodo en SEP con altos niveles de TGVCC, en este trabajo se implementa un PLL modelado explícitamente en el esquema de control de las plantas TGVCC futuras.
- 2. Representación de la planta:** En los modelos WECC la planta TGVCC se representa como una fuente de corriente, por lo que el slot *"Voltage Source Ref"* no es utilizado. En cambio, en este trabajo se emplea el bloque *"Voltage Source Ref"* donde a partir de ecuaciones algebraicas se generan las referencias de voltaje que permitan representar las plantas TGVCC como fuentes de tensión. Este esquema es modificado para que su referencia angular provenga de un PLL modelado explícitamente y no genere sus propias referencias angulares mediante un PLL ideal.

Como se observa en la Figura A.1, el modelo WECC tiene una estructura de control en cascada con diferentes bloques y elementos de medición. En particular, las mediciones de tensión y potencia se usan como entrada del controlador de potencia/tensión (bloque *"Electrical Control"*, donde se determinan las corrientes de referencia en eje d (*"id_ref"*) y en eje q (*"iq_ref"*). Este bloque permite controlar tensión, potencia reactiva o factor de potencia según la preferencia del usuario.

Las corrientes de referencia generadas por el lazo externo pueden dirigirse directamente al elemento *"Static Generator"* en caso de que se desee representar la planta como fuente de corriente. Si se desea representar la planta como fuente de tensión, se usa el lazo interno slot *"Voltage Source Ref"* para calcular la tensión en eje real (*"u1r_in"*) e imaginario (*"u1i_in"*) a imponer en terminales para entregar la potencia activa/reactiva deseada. En esta adaptación, la referencia angular del bloque interno proviene de un PLL modelado explícitamente.

Anexo B

Implementación modelo *grid-forming* en DIgSILENT

El modelo *grid-forming* implementado en DIgSILENT utiliza un convertidor PWM que tiene asociado un esquema de control en cascada basado en los esquemas de control genéricos hallados en la literatura [37], [43]. En la Figura B.1 se presenta el *frame* del modelo *grid-forming* implementado en esta tesis.

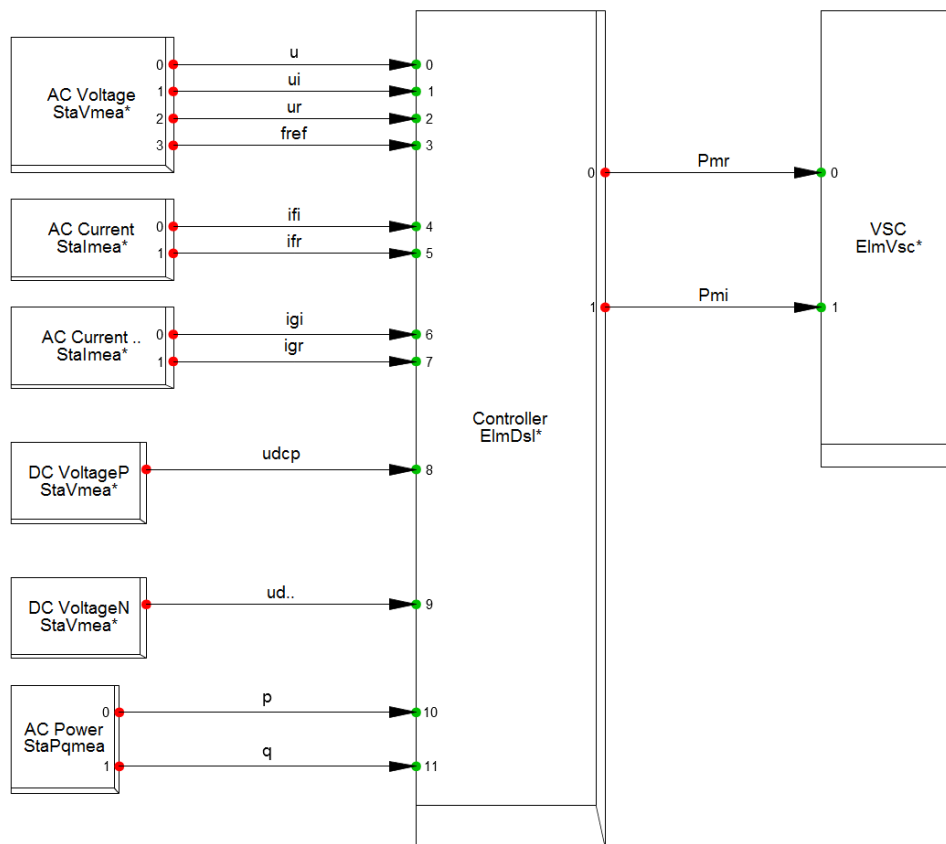


Figura B.1: *Frame* de modelo *grid-forming* implementado en DIgSILENT.

Como se aprecia en la figura anterior, en este *frame* existen medidores de potencia activa y reactiva, medidores de voltaje (en la barra de conexión AC y en el lado DC del convertidor) y medidores de corriente (en terminales del convertidor y a la salida de la barra de conexión AC). Estas mediciones son ingresadas en el controlador anidado de tensión y corriente (*slot "Controller"*), en cuyo interior existen lazos adicionales para el control *droop* de frecuencia y voltaje. Finalmente, las salidas de este controlador son los índices de modulación en ejes real e imaginario, las cuales son entregadas directamente al convertidor.

Por su parte, el esquema de control (*slot "Controller"*) construido en DIGSILENT es el que se muestra en la siguiente figura, donde se han destacado los principales bloques de control.

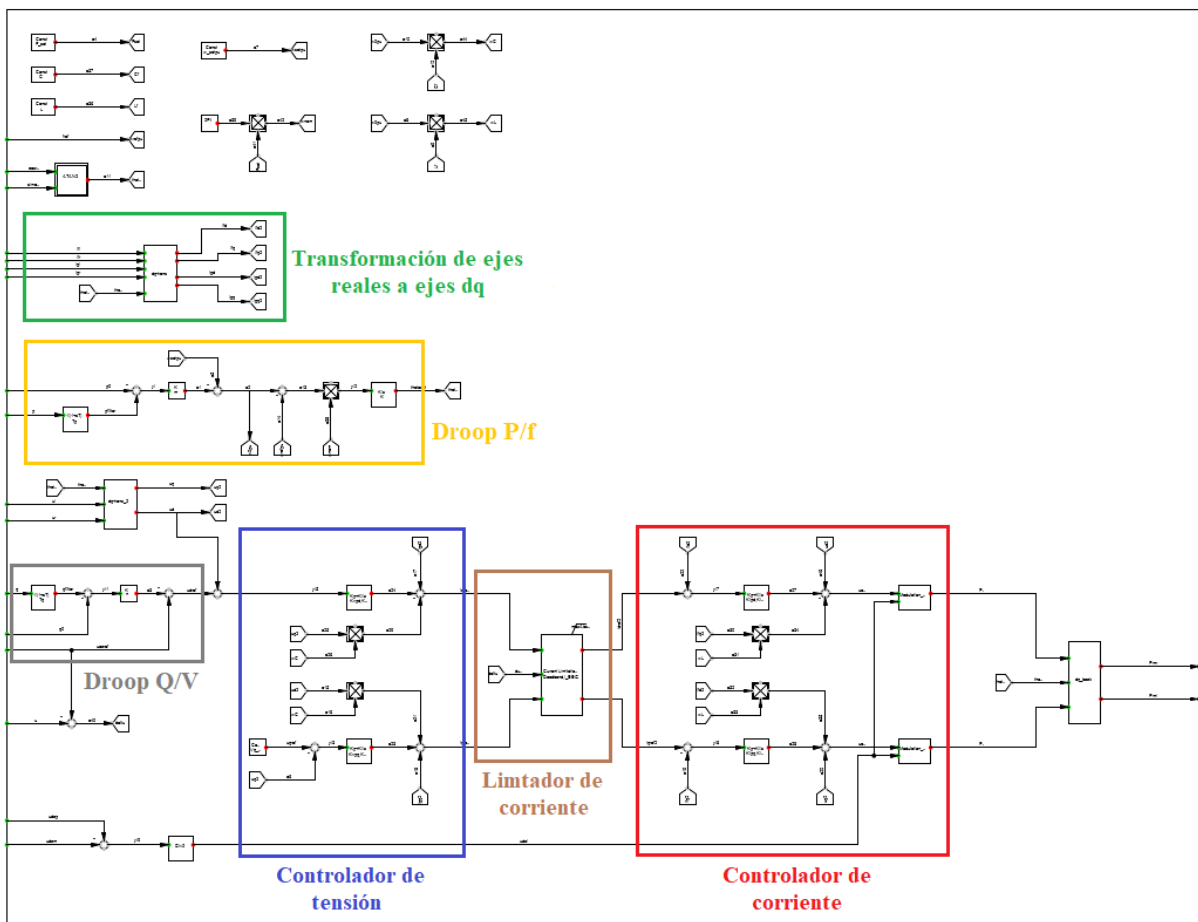


Figura B.2: Controlador *grid-forming* con lazos *droop* implementado en DIGSILENT.

Anexo C

SEN chileno proyectado para el 2046

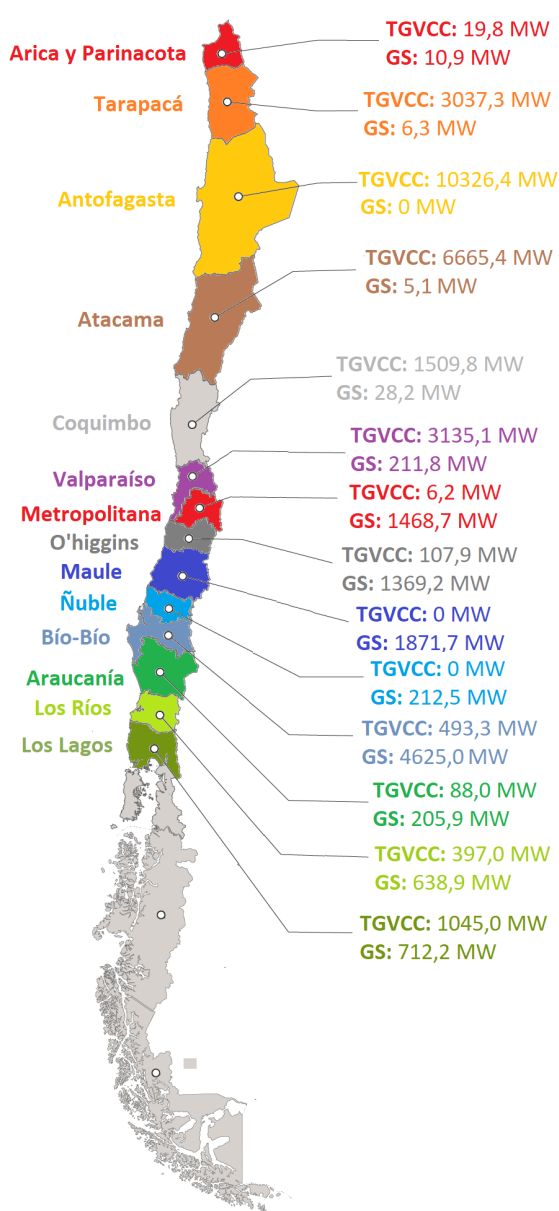


Figura C.1: Capacidad instalada por región en el SEN proyectado para el año 2046.

Anexo D

Resultados adicionales

D.1. Requerimientos de control para TGVCC en caso de estudio base

Unidad sincrónica	Cambio estado PSS	Cambio ganancia K_{pss}
Candelaria U1	Se desactiva	-
Colbún U2	Se desactiva	-
Los Quilos U1	Se activa	-
Los Quilos U2	Se activa	-
Isla U1	Se activa	$K_{pss}: 15 \rightarrow 3$
San Pedro U1	Se activa	$K_{pss}: 5 \rightarrow 2$
San Pedro U2	Se activa	$K_{pss}: 4 \rightarrow 2$
Ralco U1	-	$K_{pss}: 0,75 \rightarrow 1,8$
Ralco U2	-	$K_{pss}: 0,75 \rightarrow 1,8$
Antuco U1	-	$K_{pss}: 18 \rightarrow 7$
Pehuenche U1	-	$K_{pss}: 18 \rightarrow 6,5$
Pehuenche U2	-	$K_{pss}: 18 \rightarrow 6,5$
Nueva Renca TV	-	$K_{pss}: 10 \rightarrow 7$

Tabla D.1: Medidas correctivas sobre PSS's del sistema.

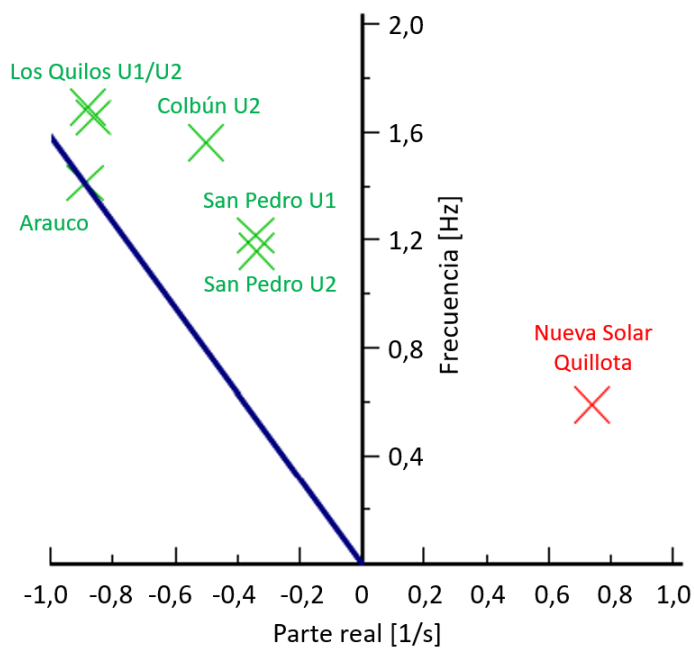
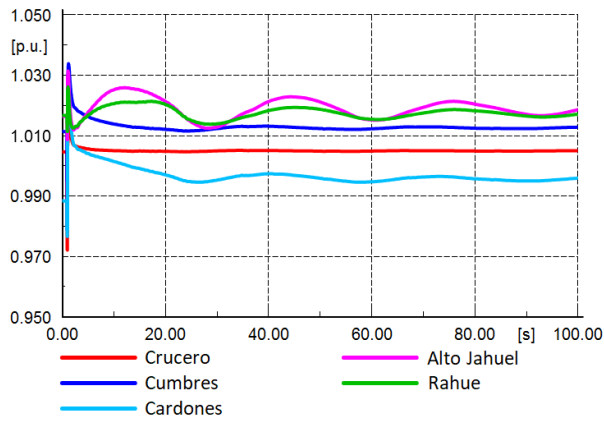
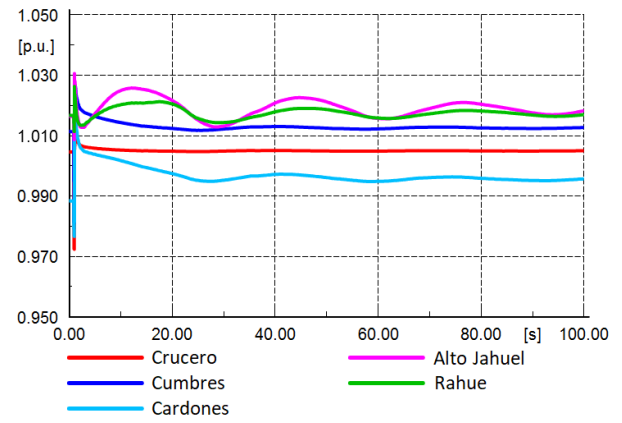


Figura D.1: Modos mal amortiguados en caso de estudio base - $K_p = 1$ y $K_i = 0,7$ [pu].

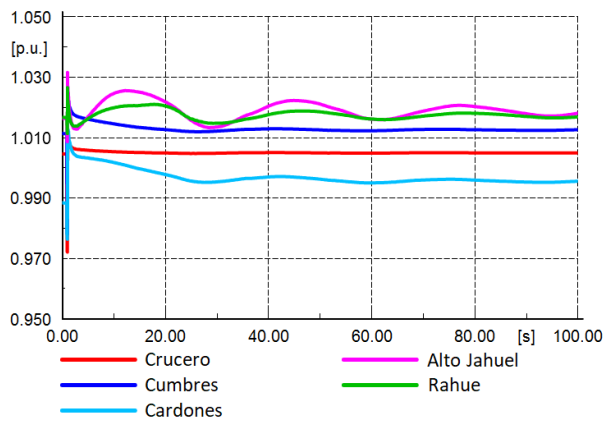
Los valores propios mal amortiguados y estables se asocian a variables de estado de algunas unidades sincrónicas del sistema. En particular, las variables de estado implicadas son la velocidad y ángulo de las máquinas que se indican. Por lo tanto, estos modos corresponden a modos electromecánicos mal amortiguados. Por otro lado, el modo inestable se asocia a la variable de estado del lazo PI del controlador de tensión de algunas centrales *grid-following* futuras, especialmente de la planta Nueva Solar Quillota.



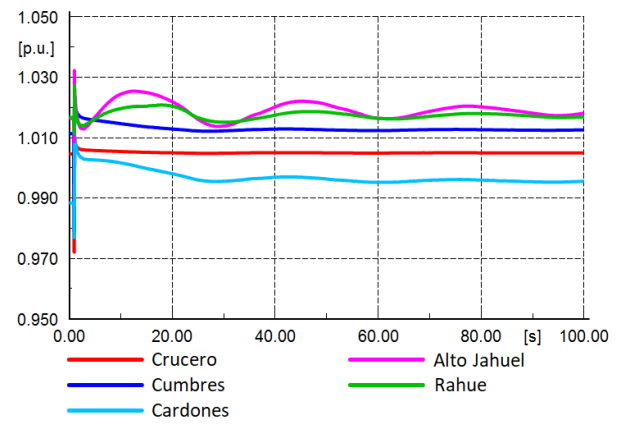
(a) $K_p = 2$.



(b) $K_p = 3$.

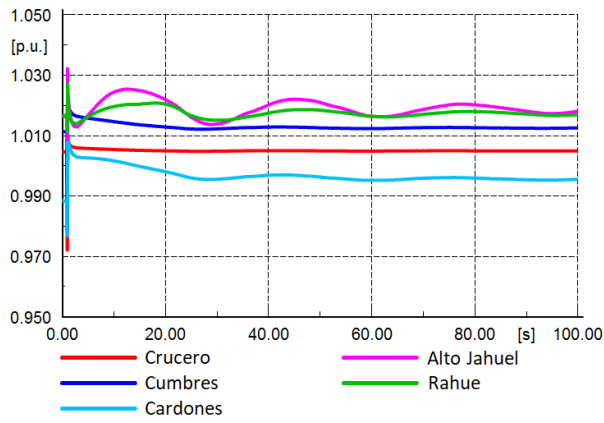


(c) $K_p = 4$.

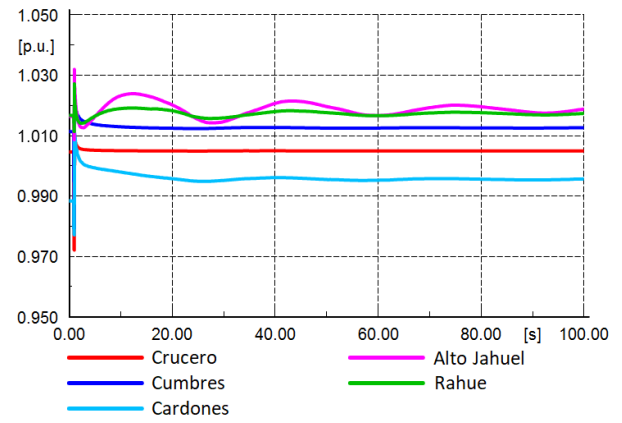


(d) $K_p = 5$.

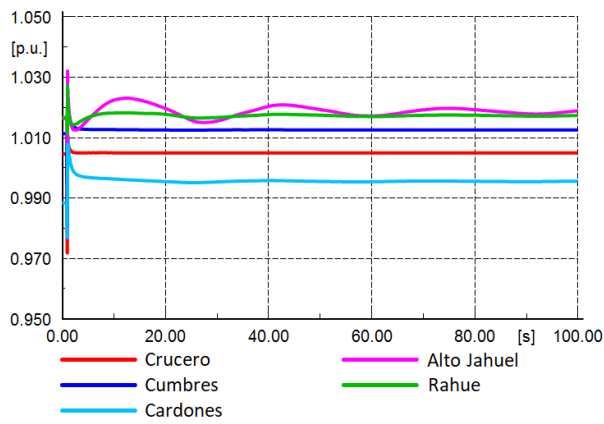
Figura D.2: Voltaje de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_p .



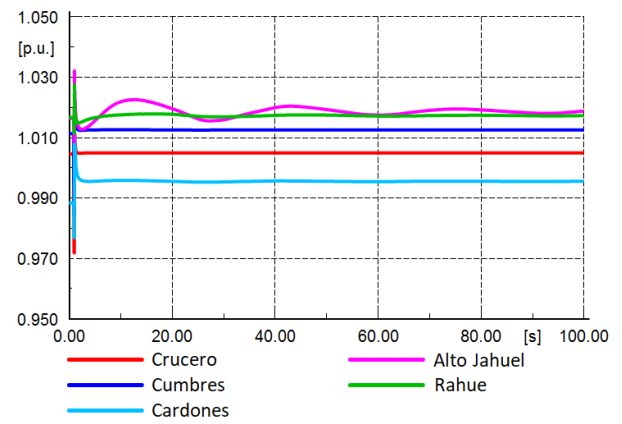
(a) $K_p = 5$ y $K_i = 0,7$.



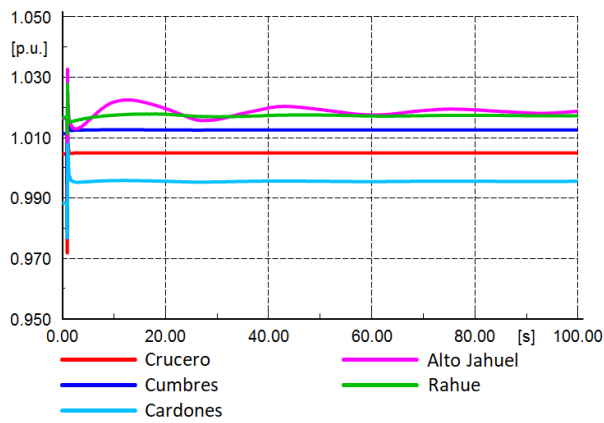
(b) $K_p = 5$ y $K_i = 2$.



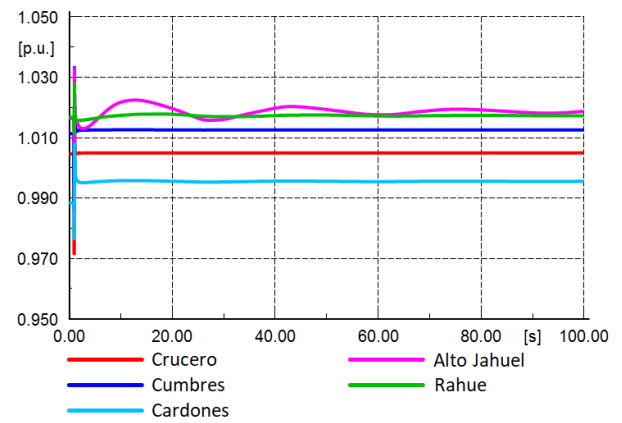
(c) $K_p = 5$ y $K_i = 5$.



(d) $K_p = 5$ y $K_i = 15$.

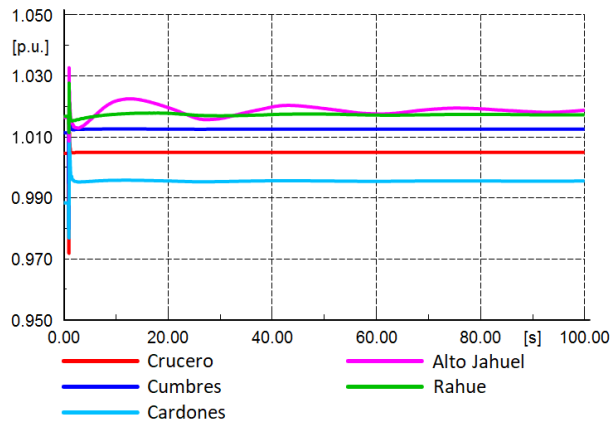


(e) $K_p = 5$ y $K_i = 25$.

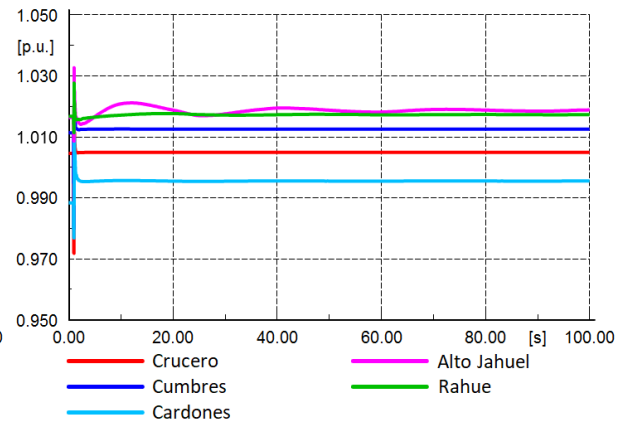


(f) $K_p = 5$ y $K_i = 40$.

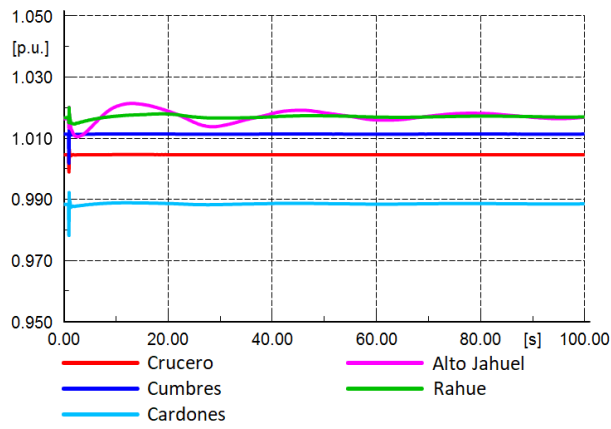
Figura D.3: Voltaje de las principales barras del sistema ante falla 1 - Sensibilización respecto a K_i .



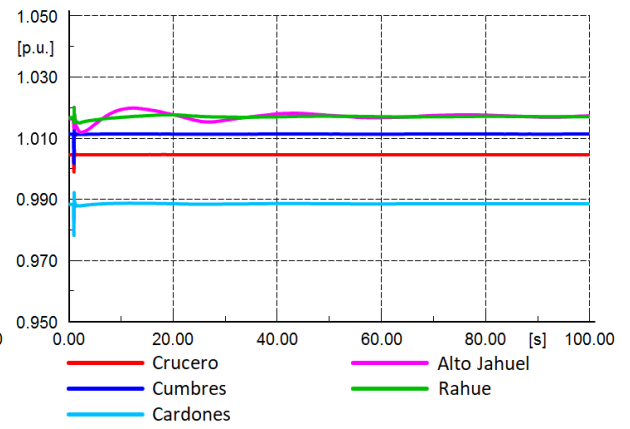
(a) Falla 1 - Caso base 1.



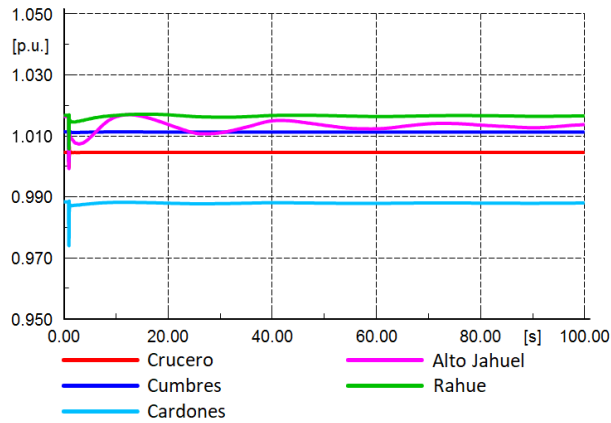
(b) Falla 1 - Caso base 2



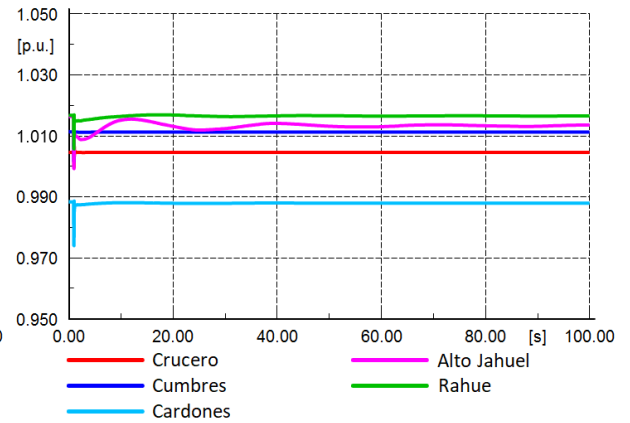
(c) Falla 2 - Caso base 1.



(d) Falla 2 - Caso base 2.

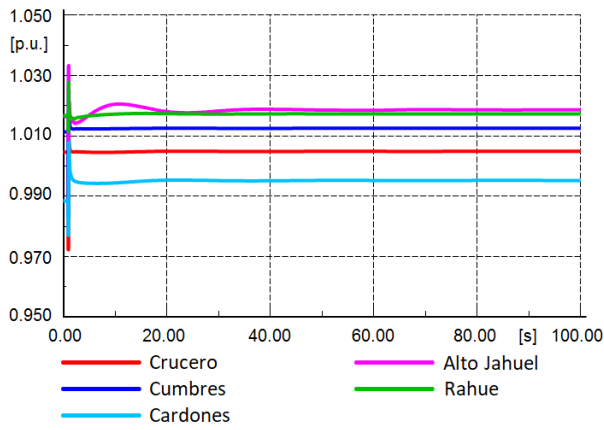


(e) Falla 3 - Caso base 1.

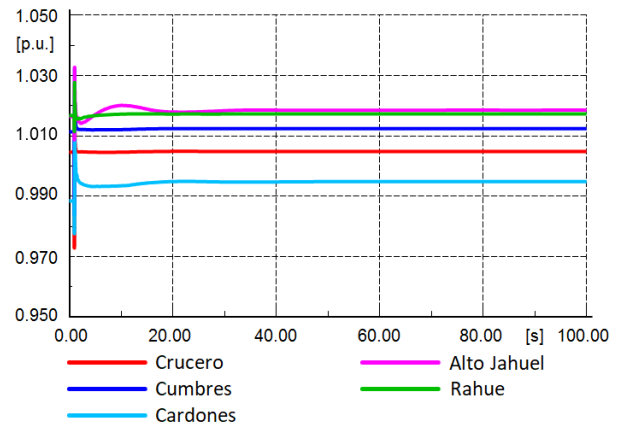


(f) Falla 3 - Caso base 2.

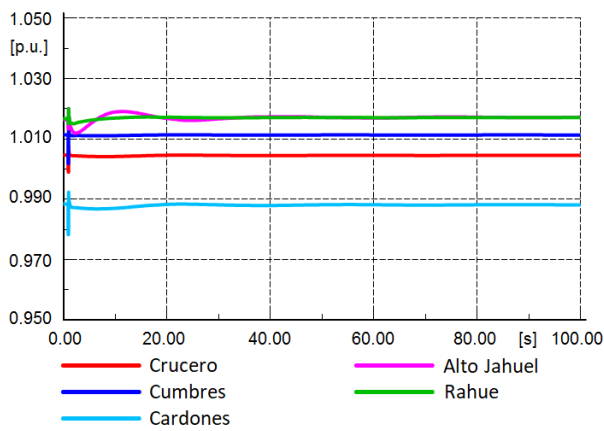
Figura D.4: Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Caso base 1 vs. Caso base 2.



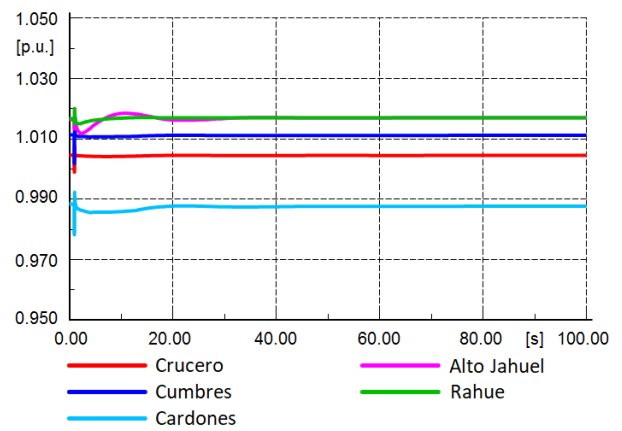
(a) Falla 1 - Iteración 1.



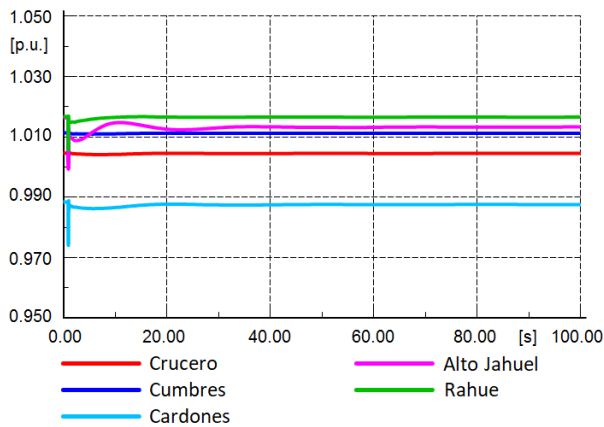
(b) Falla 1 - Iteración 2.



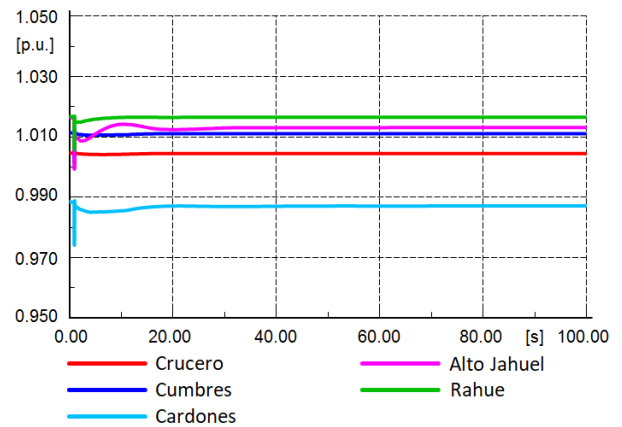
(c) Falla 2 - Iteración 1.



(d) Falla 2 - Iteración 2.

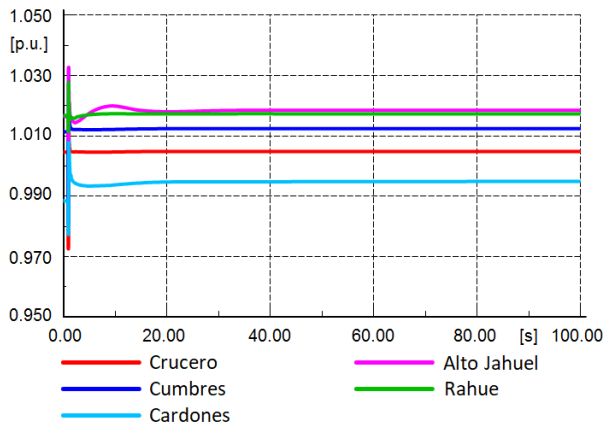


(e) Falla 3 - Iteración 1.

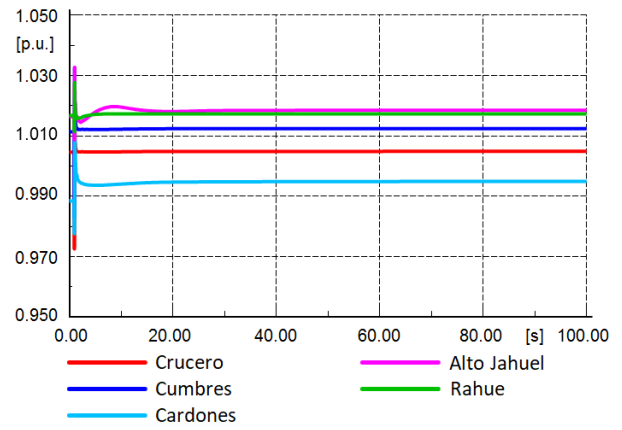


(f) Falla 3 - Iteración 2.

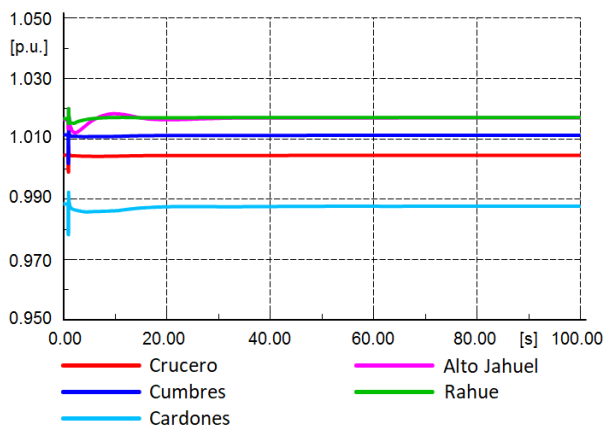
Figura D.5: Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteraciones 1 y 2.



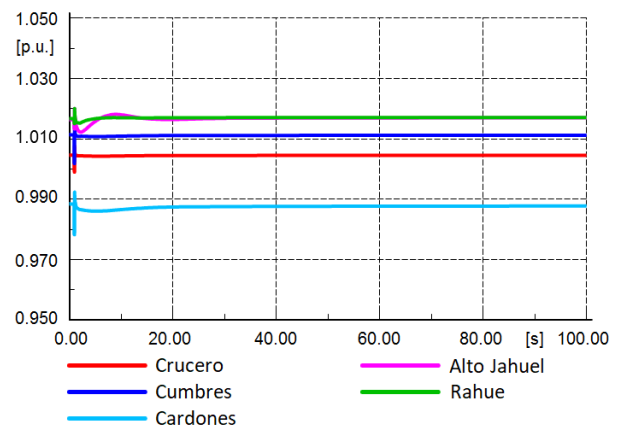
(a) Falla 1 - Iteración 3.



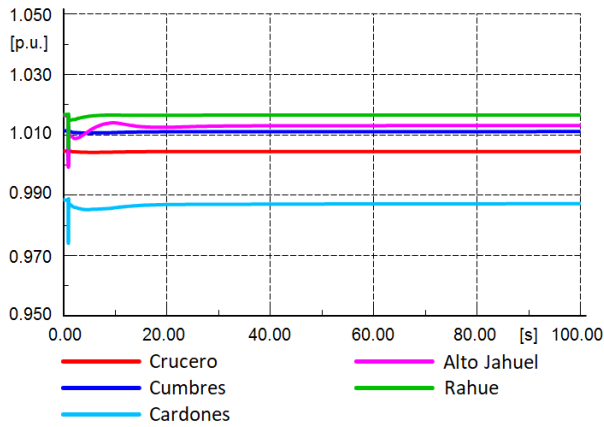
(b) Falla 1 - Iteración 4.



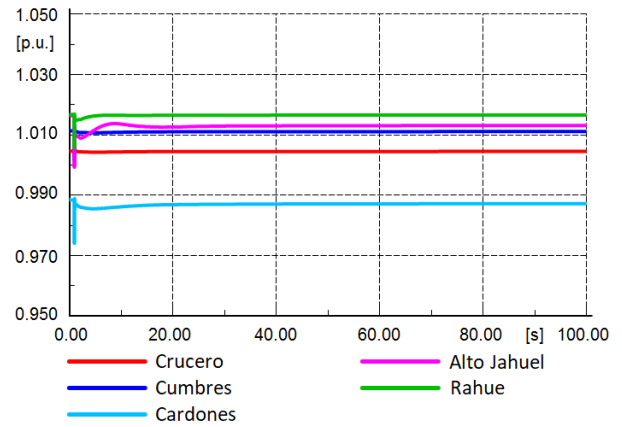
(c) Falla 2 - Iteración 3.



(d) Falla 2 - Iteración 4.



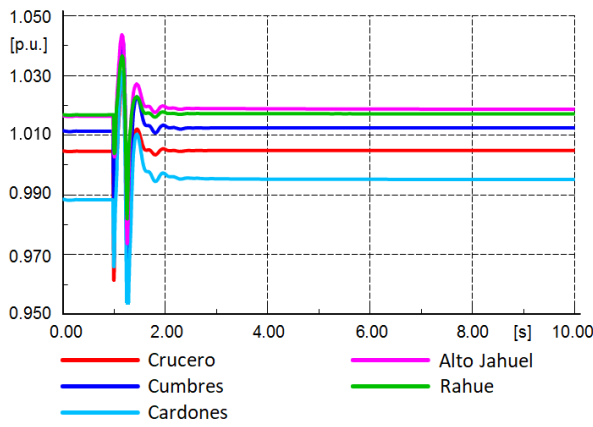
(e) Falla 3 - Iteración 3.



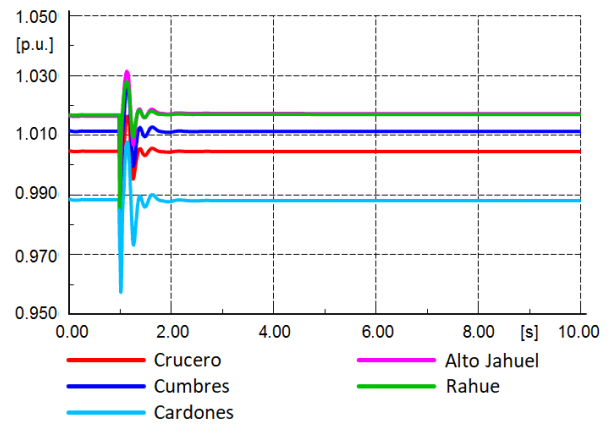
(f) Falla 3 - Iteración 4.

Figura D.6: Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Inclusión *droop* iteraciones 3 y 4.

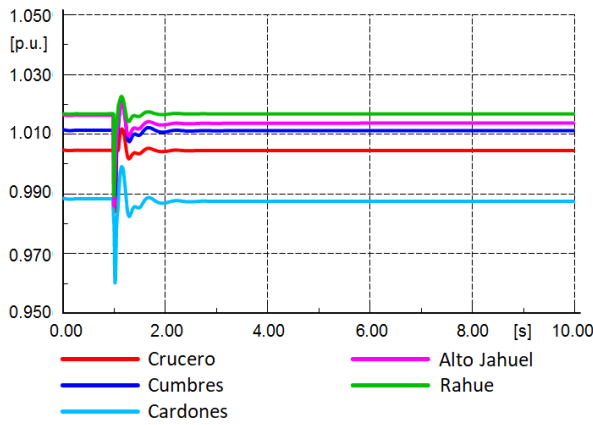
D.2. Operación del sistema con 1 GS



(a) Falla 1.



(b) Falla 2.



(c) Falla 3.

Figura D.7: Voltaje de las principales barras del sistema ante fallas seleccionadas - Operación del sistema con 1 GS.

D.3. Operación del sistema con 100% de TGVCC

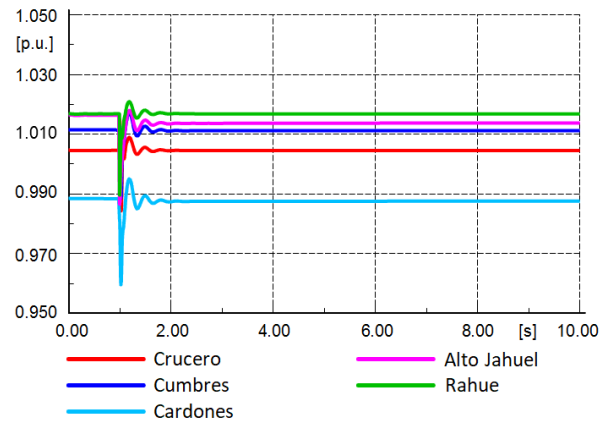
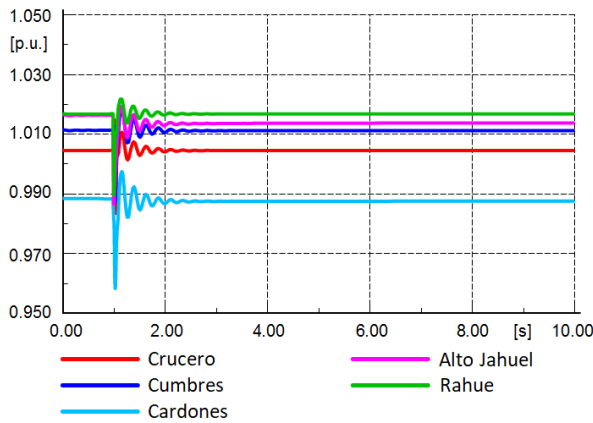
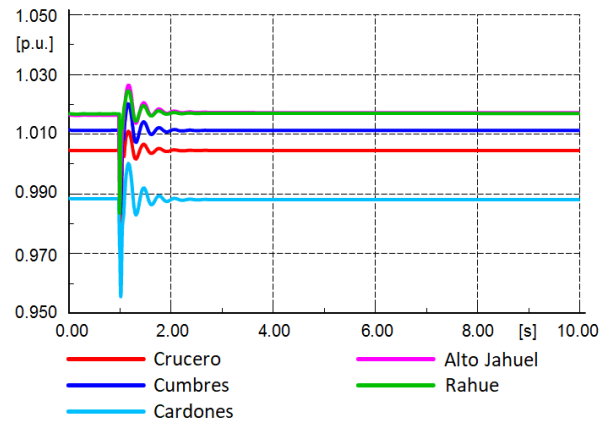
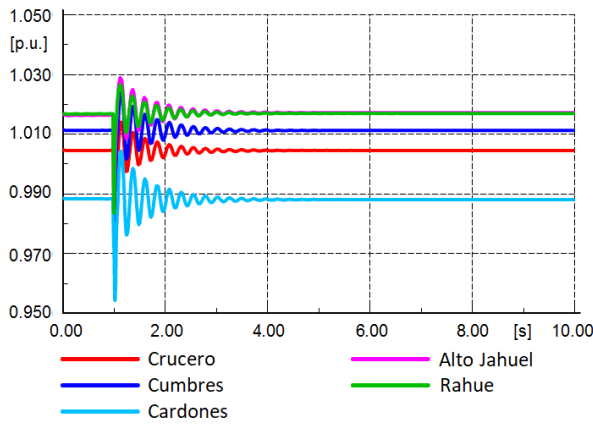
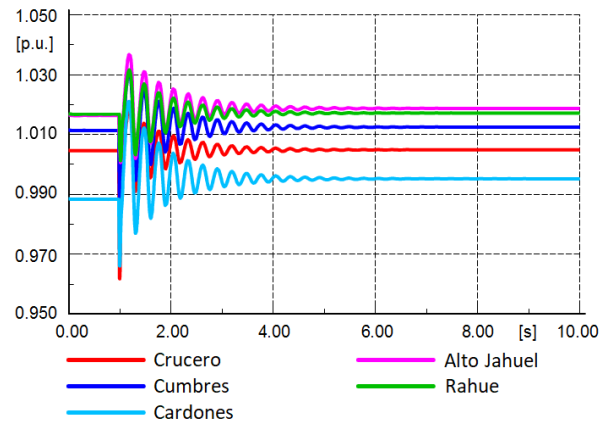
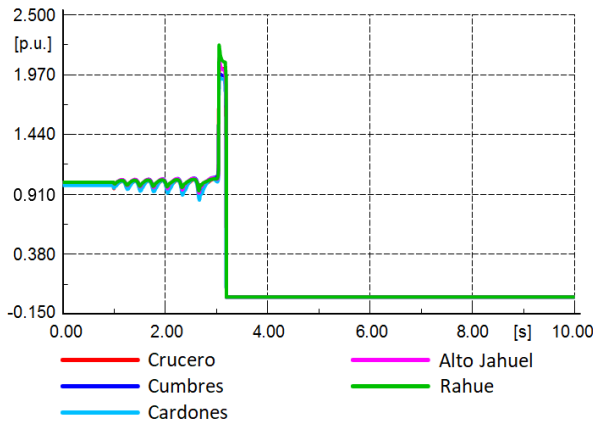
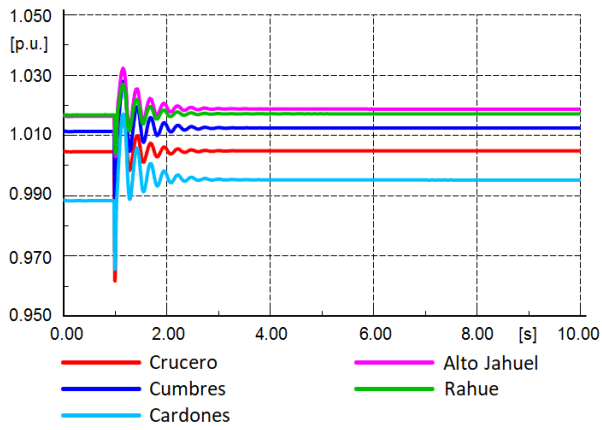
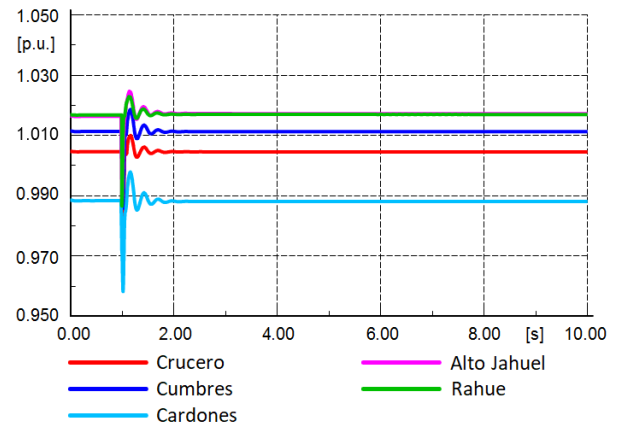


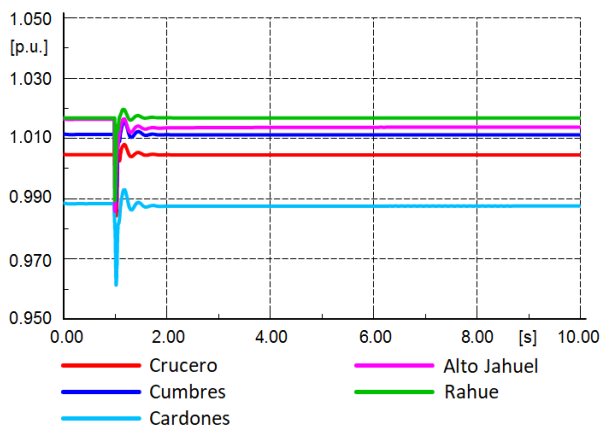
Figura D.8: Voltajes de sistema operado con 100% de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS slack reemplazado por convertidor *grid-supporting*.



(a) Falla 1.



(b) Falla 2.



(c) Falla 3.

Figura D.9: Voltaje de sistema operado con 100% de TGVCC ante fallas seleccionadas - GS *slack* reemplazado por convertidor *grid-forming*.