



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

**ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA MANTENER LA ESTABILIDAD DE
TENSIÓN EN SISTEMAS CON BAJOS NIVELES DE INERCIA**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOAQUÍN IGNACIO FIGUEROA BARRERA

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Rodrigo Moreno Veyra
Ricardo Álvarez Malebrán

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por
ANID a través del FONDAP 15110019

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: **JOAQUÍN IGNACIO FIGUEROA BARRERA**
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA MANTENER LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS CON BAJOS NIVELES DE INERCIA

En los últimos años, ha habido un aumento sostenido de la interconexión de proyectos de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) en los SEP, particularmente centrales fotovoltaicas y eólicas.

El reemplazo de generación sincrónica convencional por TGVCC conlleva diversos desafíos para la operación del sistema. Una de las principales causas es que hay una reducción en los niveles de cortocircuito, lo que vuelve al sistema más propenso a sufrir inestabilidades. Por consiguiente, es necesario tomar medidas que aseguren la estabilidad en el futuro a medida que hay una mayor presencia de TGVCC en la red.

En este trabajo se propone una alternativa para asegurar la estabilidad de tensión del sistema. Esta consiste en la implementación de un controlador de área amplia que actúa de manera coordinada con controladores locales para modificar la inyección de potencia reactiva de ciertas TGVCC durante contingencias.

El diseño, implementación y evaluación del controlador se realiza en el Sistema Eléctrico Nacional proyectado al año 2046 y modelado en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory. Los resultados indican que el controlador puede brindar beneficios en términos del desempeño dinámico de la red ante cortocircuitos en condiciones de operación de alta penetración de TGVCC.

*A mi familia, especialmente
mi hermano Nicolás.*

Agradecimientos

La etapa universitaria y, en particular, el proceso de desarrollar esta tesis, ha sido una de las experiencias más desafiantes y extensas que he tenido hasta ahora, tanto en lo personal como en lo académico. Si bien hubieron muchos momentos en los que pensé que no lo iba a lograr, tuve la suerte de contar con la compañía y apoyo de muchas personas durante todo este ciclo que me ayudaron a convencerme de lo contrario. Por esta razón, quiero dedicar este espacio en mi documento de tesis para agradecer a cada una de ellas.

En primer lugar, quiero agradecer de todo corazón a mi profesora guía Claudia por todo el apoyo que me brindó durante todo el desarrollo de la tesis, no sólo en lo académico, sino que también en lo personal. Le agradezco por demostrar todo su conocimiento, comprensión y empatía en cada reunión que tuvimos, y su dedicación y paciencia en cada corrección que me hizo. Espero que cualquier estudiante que esté pasando o vaya a pasar por este proceso cuente con la fortuna de tener un profesor o profesora guía con estas características.

Quiero agradecer a toda mi familia por estar siempre preocupados por mí en toda mi vida universitaria, pero en particular a mi papá, mamá y hermanos. A mis padres por siempre haberlo dado todo para que tuviéramos la mejor educación posible. Son básicamente la razón por la que me es posible estar aquí escribiendo esto. A mis hermanos porque siempre estuvieron ahí para mí cuando lo necesité y sé que siempre lo estarán. Quiero agradecer especialmente a mi hermano Nicolás que me acompaña y acompañará siempre desde el cielo.

Mi proceso universitario hubiera sido imposible de llevar sin el apoyo de mis amigos del colegio. Quiero agradecer a Sergio, Nacho, Paolo y Benjamín por seguir estando presentes en mi vida prácticamente durante toda mi etapa académica y espero que se mantenga así. Una de las cosas que más agradezco a la universidad es haberme puesto en el camino de tantas personas geniales. Primero, quiero agradecer a Tere, que ha sido mi luz en los momentos más oscuros de esta etapa y no puedo ser más afortunado por haberla conocido. A mi grupo de amigos y amigas de “Electrogiralt” y “Sumaria2” por hacer de mi vida universitaria un proceso el que, a pesar de todo, pude disfrutar. Mención especial a Dan, Pancho, Carlos, Diego y Lenny por siempre brindarme su apoyo y aconsejarme cuando más lo necesitaba. También a Rocco, que lamentablemente conocí tarde en la carrera, que me apoyó y escuchó en muchos momentos difíciles.

Finalmente, me gustaría agradecer a mis compañeros y compañeras de la salita de postgrado del DIE por sus consejos y correcciones a lo largo de mi trabajo de tesis. En especial, quiero agradecer a Alonso y Cris por toda su ayuda y soporte emocional que me dieron durante la etapa más difícil de la tesis. También agradezco a Francys por siempre escucharme y apoyarme cuando lo necesité.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcance	3
1.5. Estructura del trabajo	3
2. Marco teórico	5
2.1. Robustez de un SEP	5
2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los SEP	6
2.2.1. TGVCC y niveles de cortocircuito	6
2.2.2. TGVCC e inercia del sistema	7
2.3. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de los SEP	7
2.3.1. Introducción	7
2.3.2. Efectos en la estabilidad de tensión	9
2.4. Requerimientos de <i>fault ride-through</i> en SEP	13
2.5. Desafíos asociados al proceso de <i>fault ride through</i> en TGVCC	15
2.5.1. Límite térmico de los convertidores	15
2.5.2. Pérdida de estabilidad por inyección de corriente durante cortocircuitos	16
2.5.3. Efectos del nivel de cortocircuito en la estabilidad del PLL	19
2.5.4. Aumento de la tensión del enlace DC ante cortocircuitos	21
2.6. Estrategias de control novedosas para mantener la estabilidad en sistemas eléctricos	22
2.6.1. Control centralizado	22
2.6.1.1. Amortiguamiento de oscilaciones interárea	23
2.6.1.2. Estabilidad transitoria de ángulo	27
2.6.1.3. Estabilidad de frecuencia	29
2.6.1.4. Estabilidad de tensión	32
2.6.1.5. Comentarios finales	35
2.6.2. Control distribuido	36
2.6.2.1. Amortiguamiento de oscilaciones interárea	37
2.6.2.2. Estabilidad transitoria	38
2.6.2.3. Estabilidad de frecuencia	40
2.6.2.4. Estabilidad de tensión	41
2.6.2.5. Comentarios finales	42

2.6.3.	Control jerárquico	42
2.6.3.1.	Amortiguamiento de oscilaciones interárea	43
2.6.3.2.	Estabilidad transitoria de ángulo	45
2.6.3.3.	Estabilidad de frecuencia	48
2.6.3.4.	Estabilidad de tensión	49
2.6.3.5.	Comentarios finales	49
2.7.	Comentarios finales	50
3.	Análisis preliminar	52
3.1.	Introducción	52
3.2.	Caso de estudio	52
3.3.	Procedimiento de análisis	55
3.4.	Resultados	58
3.4.1.	Zona 1	58
3.4.2.	Zona 2	60
3.4.3.	Zonas 3, 4 y 5	62
3.4.4.	Zonas 1 y 2	64
3.5.	Análisis de resultados	65
4.	Controlador propuesto	67
4.1.	Arquitectura de control	67
4.2.	Red de medición WAMS y detección de falla	69
4.3.	Aporte de corriente reactiva adicional de las TGVCC	70
4.4.	Determinación de parámetros de control	71
5.	Resultados	73
5.1.	Evaluación del controlador propuesto	74
5.1.1.	Fallas en zona 1	74
5.1.2.	Fallas en zona 2	76
5.1.3.	Fallas en zonas 3 y 4	77
5.2.	Impacto de los retardos en el sistema de comunicación en el desempeño del controlador	80
5.3.	Impacto del tiempo de despeje de falla	82
6.	Conclusiones	84
6.1.	Trabajo futuro	85
	Bibliografía	87
	Anexo A. Listado de acrónimos	103

Índice de Tablas

2.1.	Requerimientos de LVRT de códigos de red internacionales.	14
3.1.	Punto de operación de demanda mínima neta.	53
5.1.	Fallas simuladas para evaluar el controlador.	73
5.2.	Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador Fallas zona 1.	76
5.3.	Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador Fallas zona 2.	76
5.4.	Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador Fallas zonas 3 y 4.	78
5.5.	Ejemplos de aplicaciones que utilizan datos de PMUs y sus requerimientos. . .	80
5.6.	Tiempo de establecimiento por caso y mejora con respecto al caso sin controlador.	83

Índice de Ilustraciones

2.1.	Efecto de un mayor porcentaje de carga dinámica en la red ante un cortocircuito.	10
2.2.	Tensiones en la red ante un cortocircuito trifásico en función de la penetración de TGVCC.	11
2.3.	Respuesta agregada del sistema eléctrico Irlandés ante un cortocircuito.	12
2.4.	Frecuencia medida por el PLL bajo distintas magnitudes de caídas de tensión.	13
2.5.	Curvas de LVRT de varios países.	14
2.6.	Limitación de corriente mediante la reducción de corriente activa.	16
2.7.	Diagrama unilineal de central TGVCC conectada a la red.	17
2.8.	Diagrama fasorial en operación dentro de los límites.	17
2.9.	Diagrama fasorial en el límite de magnitud de corriente.	18
2.10.	Región factible de inyección de corriente para un ángulo θ_I	19
2.11.	Movimiento de los valores propios a medida que el SCR disminuye.	20
2.12.	Región factible de valores K_p para distintos valores de SCR.	21
2.13.	Aumento de la tensión DC durante un cortocircuito.	22
2.14.	Ejemplo de arquitectura de control centralizada.	23
2.15.	Ángulo de los GS.	24
2.16.	Esquema general de operación del WADC propuesto para HVDC y FACTS.	25
2.17.	Flujo de potencia a través de una de las líneas del sistema de prueba ante un cortocircuito monofásico.	25
2.18.	Esquema general de operación del WADC propuesto para GS.	26
2.19.	Topología de la red HVDC unida a la red AC.	27
2.20.	Esquema de operación del control coordinado entre enlaces HVDC y DFIGs.	27
2.21.	Diferencia angular de uno de los generadores ante un cortocircuito trifásico en un de las líneas de la red de prueba.	28
2.22.	Ejemplo de arquitectura MAS.	30
2.23.	Diagrama de bloques del controlador propuesto.	31
2.24.	Ejemplo de arquitectura MAS.	32
2.25.	Evolución de la tensión de una de las barras de la red en el tiempo ante un aumento de la potencia reactiva consumida por las cargas.	33
2.26.	Esquema general del control centralizado propuesto.	34
2.27.	Desempeño del controlador con respecto al caso con sólo controlador local ante una falla trifásica.	35
2.28.	Ejemplo de arquitectura de control distribuida.	37
2.29.	Conexión entre dispositivos físicos y entre dispositivos de comunicación.	38
2.30.	Esquema de conexión del sistema distribuido propuesto.	39
2.31.	Topología de la red de prueba.	41
2.32.	Ejemplo de arquitectura de control jerárquica.	43
2.33.	Diagrama de conexión del sistema de control jerárquico propuesto.	44

2.34.	Esquema del sistema de control jerárquico multi-agente propuesto.	45
2.35.	Esquema del sistema de control jerárquico propuesto para GS y DFIG.	47
2.36.	Esquema de conexión del sistema de control rápido de frecuencia propuesto.	49
3.1.	Características del sistema bajo estudio.	54
3.2.	Fallas simuladas en el análisis preliminar.	56
3.3.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 1.	58
3.4.	Tensión en la barra de falla para diferentes K_{FRT} Zona 1.	59
3.5.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 2.	60
3.6.	Tensión en la barra de falla para diferentes K_{FRT} Zona 2.	61
3.7.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 3.	62
3.8.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 4.	63
3.9.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 5.	63
3.10.	Mejora en el tiempo de establecimiento por falla Zona 1+2.	64
3.11.	V en la barra de falla para diferentes casos y $K_{FRT} = 4$ Zona 1+2.	65
4.1.	Diagrama de bloques general del sistema de control.	68
4.2.	Arquitectura actual de la plataforma WAMS del CEN.	69
4.3.	Conexión entre la red WAMS y el bloque de detección de falla	70
4.4.	Conexión entre el controlador centralizado y el controlador local	71
4.5.	Mejora en el tiempo de establecimiento para los K_{FRT} escogidos.	72
5.1.	Mejora en el tiempo de establecimiento al implementar el controlador.	74
5.2.	Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC Fallas zona 1.	75
5.3.	Tensiones en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC Fallas zona 2.	77
5.4.	Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC Fallas en zonas 3 y 4.	79
5.5.	Mejora en el tiempo de establecimiento al implementar el controlador incorporando retardos en la comunicación.	81
5.6.	Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC Fallas C5 y C6 (zona 2).	82
5.7.	Tensión en barra de falla con tiempo de despeje de 120 [ms].	83

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, la generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales, como la generación solar fotovoltaica (PV) y eólica, ha aumentado significativamente alrededor del mundo. Los números son claros: desde el año 2010 hasta fines del 2020, la generación PV y eólica aumentaron en 96 % y 78 % respectivamente, llegando a tener una capacidad instalada mundial de 587 y 623 [GW] [1]. Lo anterior ha sido producto de políticas de protección ambiental más estrictas, metas de reducción del uso de combustibles fósiles, así como la necesidad de satisfacer una demanda global creciente [2]. Esta tendencia ha llevado a que los sistemas de potencia (SEP) comiencen un proceso de transición desde sistemas dominados por generadores sincrónicos (GS) hacia sistemas con altos niveles de penetración de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC).

Si bien la incorporación masiva de TGVCC representa un gran paso en términos de mitigación de los efectos del cambio climático, también impone grandes desafíos técnicos en la operación, estabilidad y control de los SEP [3–5]. Diversos estudios han mostrado que la transición segura de un SEP convencional a uno dominado por TGVCC (y por ende de baja inercia) es, en esencia, un problema de control complejo. En este sentido, si bien los convertidores son equipos rápidos y flexibles que ofrecen una amplia gama de alternativas de control, también añaden una capa adicional de complejidad [6].

Los principales aspectos a considerar en términos de control son [7]: retardos de actuación asociados al procesamiento de las señales (como el PLL), posibles inestabilidades causadas por límites de inyección de corriente de los convertidores durante fallas, surgimiento de interacciones dinámicas rápidas (inestables) debido al acoplamiento entre convertidores y la red, así como el hecho de que el desempeño dinámico de las TGVCC durante contingencias depende fuertemente de la robustez del sistema y la arquitectura de control utilizada en los convertidores. Adicionalmente, a medida que la penetración de las TGVCC aumenta, se crean cientos de nuevos puntos de control rápido en la red [8], lo que inevitablemente complejiza aún más la coordinación y ajuste de parámetros del SEP.

Las soluciones para abordar los diversos problemas de estabilidad que surgen en sistemas débiles de baja inercia son específicas a cada sistema y dependerán de las características propias de la red y TGVCC existentes. En el caso de los problemas de estabilidad asociados

a bajos niveles de robustez, una de las soluciones más simples es reducir la potencia generada por las TGVCC. Si bien esta acción reduce la sensibilidad del voltaje frente a cambios de los flujos de potencia, sólo debe usarse como una solución temporal para evitar comportamientos inestables hasta que se desarrolle una solución de largo plazo [6]. Otra alternativa es la incorporación de equipos adicionales en áreas débiles de la red, lo que permite mejorar localmente la robustez del sistema. Los equipos FACTS, como SVC y STATCOM, ayudan a controlar los voltajes de la red mediante la inyección rápida de reactivos [9], [10]. Además, pueden ayudar a limitar las fluctuaciones de tensión y mejorar la capacidad de *fault ride-through* de las TGVCC [11], [12]. No obstante, los equipos FACTS también poseen sistemas de control rápidos que pueden interactuar con los sistemas de control de las TGVCC, pudiendo causar inestabilidades, principalmente en el caso de sistemas débiles [6]. Por otro lado, al igual que las TGVCC, estos equipos también tienen una capacidad limitada de inyección de corrientes de cortocircuito. En este sentido, experiencias prácticas en Dinamarca han mostrado que los condensadores sincrónicos son una buena alternativa para mejorar los niveles de cortocircuito y la inercia del sistema [13].

Otra alternativa para disminuir los riesgos de inestabilidad en sistemas de baja inercia es modificar los sistemas de control de las TGVCC para que apoyen la estabilidad del sistema durante contingencias. Lo anterior incluye estrategias de control para *fault ride-through*, de forma de inyectar corriente reactiva durante cortocircuitos [14–18], así como estrategias de respuesta rápida de frecuencia (también llamada inercia virtual) durante desbalances de carga [19]. Diversos estudios han mostrado que este tipo de controles mejoran significativamente el desempeño dinámico de los SEP y, por ende, reducen los riesgos de inestabilidad.

Si bien estas estrategias representan un buen punto de partida para mejorar el desempeño dinámico de los sistemas eléctricos débiles, no serán suficientes para mantener la estabilidad en SEP dominados por TGVCC con niveles de inercia iguales o cercanos a cero [7, 20]. Estas estrategias de control se basan en el principio de inyección de corrientes durante contingencias utilizando sólo mediciones locales (sin tener una visión general del estado del sistema). Aunque este enfoque descentralizado y no-coordinado ha mostrado ser exitoso en SEP convencionales dominados por GS, difícilmente funcionará en sistemas débiles de baja inercia. En estos casos, las estrategias de control de área amplia (WACs, por sus siglas en inglés) serán esenciales para superar los problemas inherentes de control y estabilidad que surgen en los sistemas con pocos o, incluso, sin ningún GS [7]. Con este enfoque, las señales medidas en un área de la red son transmitidas a otras áreas para tener retroalimentación. De esta forma, las acciones de control que se toman durante contingencias por las TGVCC y otros elementos activos de la red, como equipos FACTS o de almacenamiento, no sólo se basan en mediciones locales, sino que también en el estado del sistema en otras áreas. Por consiguiente, la respuesta del SEP frente a contingencias se basa en un conjunto de acciones coordinadas entre cientos (o miles) de convertidores distribuidos en un área amplia del sistema, que consideran el estado del sistema de manera local y el estado del mismo en otros puntos distantes de la red.

1.2. Hipótesis

La principal hipótesis de este trabajo es que en los SEP futuros con bajos niveles de inercia y poco robustos, una forma de mantener la estabilidad de tensión durante cortocircuitos es

utilizando una combinación coordinada de estrategias de control locales de las TGVCC y de área amplia.

En particular, se incluyen las siguientes hipótesis más específicas:

- La estabilidad de tensión de los sistemas con baja inercia está fuertemente relacionada con la robustez del sistema, medida en función de los niveles de cortocircuito.
- En sistema pocos robustos, la inyección de potencia reactiva por parte de las unidades generadoras puede tener un impacto positivo incluso en barras alejadas de sus puntos de conexión.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es desarrollar una estrategia de control jerárquica que incluya un control coordinado de área amplia y controladores locales en centrales TGVCC, con el fin de asegurar la estabilidad de tensión durante contingencias.

1.3.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión de los desafíos de estabilidad que se presentan en sistemas con baja inercia.
- Realizar una revisión del estado del arte de los sistemas de control de área amplia utilizados en sistemas de potencia.
- Identificar posibles arquitecturas de control de área amplia para TGVCC que permitan mantener la estabilidad de tensión en sistemas con baja inercia.
- Desarrollar una estrategia de control jerárquica que incluya un control coordinado de área amplia y controladores locales considerando las TGVCC distribuidas a lo largo de la red.
- Validar la estrategia de control propuesta utilizando un modelo dinámico detallado del Sistema Eléctrico Chileno al año 2046 mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

1.4. Alcance

El enfoque de esta investigación es la estabilidad de tensión en sistema eléctricos de potencia con altos niveles de TGVCC. En este contexto, no se consideran otros tipos de estabilidad. Para efecto de las simulaciones, se considera que el controlador de las TGVCC opera con prioridad de inyección de potencia reactiva.

1.5. Estructura del trabajo

La estructura del presente documento es como sigue: en el capítulo 2 se presenta el marco teórico, el cual sienta las bases para el desarrollo de la investigación. En él, se describen los

principales desafíos de los SEP dominados por TGVCC y su impacto en la estabilidad de tensión. Además, se detallan los desafíos del proceso de FRT de las TGVCC para luego finalizar con una revisión del estado del arte de los controladores de área amplia y sus aplicaciones para mantener la estabilidad en los SEP. Esto permite justificar la necesidad de investigar estrategias de control novedosas y sus posibles aplicaciones en el sistema eléctrico chileno. En el capítulo 3, se realiza un análisis preliminar con el objetivo de dimensionar el efecto de aumentar la inyección de corriente reactiva por parte de las TGVCC durante fallas por sobre lo establecido en la normativa vigente. Este estudio se realiza sobre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proyectado a 2046 en un escenario de operación de alta penetración de TGVCC y demanda mínima. Los resultados obtenidos del análisis preliminar se utilizan para proponer un controlador de área amplia que actúa de manera coordinada con los controladores locales de las TGVCC. La estructura de este controlador se describe en el capítulo 4. Para evaluar el impacto del controlador propuesto en el desempeño dinámico del SEN, se simulan múltiples cortocircuitos a lo largo del sistema cuyos resultados se muestran y analizan en el capítulo 5. Los resultados se complementan con un análisis de sensibilidad con respecto a los retardo en el sistema de comunicación, fenómeno que puede ocurrir en sistemas de área amplia. Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las principales conclusiones de la investigación realizada y se proponen análisis adicionales como trabajo futuro.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Robustez de un SEP

El concepto de *robustez* es típicamente utilizado para caracterizar el desempeño dinámico de los SEP bajo diferentes condiciones de operación. Este concepto entrega una indicación de la capacidad del sistema para sobrellevar diferentes tipos de contingencias, manteniendo un comportamiento estable. Dos indicadores comúnmente utilizados para cuantificar la robustez de los SEP son el nivel de cortocircuito (SCL, por sus siglas en inglés) y la inercia del sistema.

- El nivel de cortocircuito en una barra determinada de la red es un indicador común de la robustez del SEP en el punto: mientras más alto es el nivel de cortocircuito, más robusta es la red en el punto de medición [6], [21], [22], [23]. El SCL representa la “rigidez” de la tensión en una determinada barra de la red [6], [21]: niveles de cortocircuito elevados sugieren que el sistema es robusto, con tensiones rígidas, lo que significa que los valores de tensión no se desvían excesivamente cuando el sistema enfrenta pequeñas perturbaciones. Esto se debe a que las impedancias serie de sistemas robustos son relativamente bajas, por lo que la sensibilidad de las tensiones ante cambios en los flujos de potencia también lo es [6]. Considerando que los GS son la mayor fuente de corriente de cortocircuito en los SEP [21], valores elevados de SCL generalmente se encuentran en áreas cercanas a los GS, mientras que valores bajos de SCL (áreas débiles de la red) se encuentran lejos de las centrales de generación convencional [22], [23]. Adicionalmente, los niveles de cortocircuito entregan una buena medida del desempeño dinámico del sistema durante contingencias [24]. Sistemas eléctricos con valores elevados de SCL se caracterizan por tener numerosos GS en operación, que suministran elevadas corrientes de cortocircuito durante fallas, por lo que apoyan fuertemente la estabilidad de la red [6], [23].
- La inercia del sistema es frecuentemente considerada como uno de los parámetros fundamentales en la operación sincronizada de los SEP [7]. Es una medida de la capacidad del sistema de sobrellevar desbalances de potencia, manteniendo la frecuencia de la red estable [13]. Por consiguiente, el nivel de inercia de un SEP también es un buen indicador de su robustez. La respuesta inercial es la respuesta natural de los elementos rotatorios que componen a los SEP, tales como GS y motores. Esta respuesta influye tanto en la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDACs) durante contingencias como en el desempeño del control de frecuencia en régimen permanente (variaciones pequeñas de carga y generación) [25]. Durante los primeros segundos después de un desbalance de potencia, la frecuencia del sistema disminuye a una tasa

determinada principalmente por la inercia total del sistema: a menor inercia sistémica, mayor es la rapidez con que la frecuencia cae. Debido al acoplamiento electromecánico de los GS con la frecuencia de la red, durante desbalances de carga sus masas rotatorias inyectan o absorben energía cinética durante varios segundos para contrarrestar la desviación de frecuencia de acuerdo con su inercia [5], [13], [2]. Esta respuesta solidaria natural de los GS ocurre mientras se mantenga el desbalance entre la potencia generada y consumida. Esta acción ralentiza la dinámica de la frecuencia del sistema, facilitando, por ende, su regulación [2]. Esta acción inercial inicial es esencial para contrarrestar la disminución de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance, con el fin de prevenir la activación de los EDACs.

2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los SEP

A continuación, se resumen los efectos que tiene una inserción masiva de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC) en las corrientes de cortocircuito y la inercia de los SEP y, por ende, en la robustez de estos.

2.2.1. TGVCC y niveles de cortocircuito

A diferencia de los GS, las corrientes de cortocircuito inyectadas por las TGVCC durante cortocircuitos están limitadas a valores entre 1,0 y 1,2 veces la corriente nominal, debido al límite térmico de los equipos de electrónica de potencia mediante el cual son conectadas a la red [22]. Por otra parte, los GS pueden proveer corrientes de cortocircuito de hasta 6 veces su corriente nominal [13]. El valor exacto de corriente de cortocircuito que pueden inyectar las TGVCC depende de diversos factores, tales como: el tipo de falla y su duración, la condición de operación previa a la falla, y la estrategia de control implementada en el convertidor. Esta es una diferencia clave con las máquinas sincrónicas, en cuyo caso las corrientes de falla dependen fuertemente de las características eléctricas y físicas de la máquina. En los sistemas de potencia convencionales, los principales agentes que inyectan corrientes de cortocircuito son los GS, por lo que su desplazamiento por las TGVCC conlleva a una reducción de la robustez en las áreas en las que los GS son desplazados [22], [23].

Los sistemas débiles (con bajos niveles de cortocircuito), se caracterizan por presentar diferentes problemas operacionales y de estabilidad que se pueden manifestar de diversas maneras. En primera instancia, la reducción de la robustez conlleva a que las sensibilidades de la tensión frente a cambios en los flujos de potencia dV/dP y dV/dQ sean mayores, lo que implica que pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia pueden alterar significativamente las tensiones de la red [6], [23]. Por otro lado, problemas de estabilidad como inestabilidades de control, interacción entre controladores, inestabilidad de pequeña señal e inestabilidad de tensión son más probables en sistemas débiles [6]. Durante contingencias, los sistemas con bajos niveles de cortocircuito pueden experimentar caídas de tensión severas en áreas extensas de la red, dificultando la recuperación de los niveles de tensión luego de despejada la falla. En otras palabras, los sistemas débiles con bajos niveles de SCL son más propensos a inestabilidades o colapsos de tensión [6], [21], [23]. Asimismo, caídas de tensión severas pueden provocar una aceleración considerable de los rotores de las máquinas cercanas a la falla, llevando a que puedan perder sincronismo [26]. En conclusión, la reducción de los niveles de cortocircuito y, por ende, de la robustez de los SEP debido a una gran inserción de

TGVCC puede alterar significativamente el desempeño dinámico de los sistemas eléctricos durante contingencias, siendo más propensos a sufrir inestabilidades [6].

2.2.2. TGVCC e inercia del sistema

Debido a la característica estocástica de las TGVCC y al hecho que están conectadas a través de electrónica de potencia a los SEP, desde el punto de vista de la frecuencia, estos sistemas de generación se comportan de manera radicalmente diferente a las plantas de generación convencionales [5], [7]. La principal diferencia radica en que la mayoría de las TGVCC no contribuyen (aún) a la regulación de frecuencia ni a la respuesta inercial de los SEP [7]. Por una parte, los convertidores de las TGVCC usualmente son controlados para inyectar el máximo de potencia activa disponible a la red, por lo que este tipo de plantas de generación no guardan reservas de potencia para contribuir a mantener el balance de potencia generada y demandada (regulación de frecuencia). Por otro lado, a diferencia de los GS, las TGVCC usualmente no proveen de respuesta inercial a los SEP. Las plantas PV no poseen partes rotatorias, por lo que no tienen energía almacenada como en el caso de los GS [5]. Si bien existe una cierta cantidad de energía almacenada en el enlace DC, para efectos prácticos esta es despreciable [5]. En el caso de las turbinas eólicas, los convertidores desacoplan eléctricamente al generador de la red (total o parcialmente), lo que tiene como consecuencia que la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias no se utiliza para contribuir con respuesta inercial, a menos que se utilice una estrategia de control especialmente diseñada para ese propósito [7].

Diversas investigaciones y experiencias prácticas han mostrado que la sustitución de GS por TGVCC conlleva a un detrimento del control primario de frecuencia y de la respuesta inercial de los SEP [22]. Esta característica es particularmente importante en sistemas pequeños y aislados, en cuyo caso la inercia del sistema ya es pequeña [7], [26]. Una inercia sistémica reducida incrementa el nadir de la frecuencia luego de la desconexión de una unidad de generación, lo que lleva a que la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés) sea más pronunciada al inicio de la contingencia [7]. Por lo tanto, la dinámica de la frecuencia del sistema se vuelve más rápida [2], [5]. Esto tiene como consecuencia que surjan caídas de frecuencia más bajas y recurrentes luego de la pérdida de una unidad de generación, lo que podría implicar una mayor activación de EDACs, poniendo en riesgo la estabilidad de frecuencia del sistema [7], [27].

2.3. Efectos de las TGVCC en la estabilidad de los SEP

2.3.1. Introducción

Una diferencia clave entre las TGVCC y los GS es su respuesta dinámica durante contingencias. En el caso de las TGVCC, su interacción con la red durante perturbaciones está dominada por las características de la estrategia de control elegida y no por las propiedades físicas del convertidor [13]. Este comportamiento difiere radicalmente del comportamiento de los GS, cuyas propiedades físicas, como inercia y parámetros eléctricos, cumplen un rol clave en su desempeño dinámico. En este contexto, varias investigaciones han mostrado que el comportamiento dinámico de las TGVCC puede ser particularmente desafiante en redes débiles, como es el caso de sistemas de potencia de baja inercia [6, 21, 22]. Desafortunadamente, muchas centrales de TGVCC de gran escala se encuentran conectadas en áreas débiles

de la red, donde los niveles de cortocircuito ya son bajos [6], [22]. Esto se debe a que las áreas geográficas con mayor potencial eólico y solar generalmente son áreas remotas, lejos de centros de generación y con baja capacidad de transmisión [22]. Dependiendo del modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de las TGVCC depende en gran medida de que la señal de voltaje medida en la red sea estable [6]. A medida que los niveles de cortocircuito son más bajos, es decir, a medida que la red es más débil, la señal de voltaje se vuelve menos estable, lo que significa que su valor se ve más afectado por la inyección de corriente de las TGVCC, pues la sensibilidad de la tensión a cambios en los flujos de potencia es mayor. En consecuencia, en dichas circunstancias es más probable que surjan interacciones de control complejas porque cada equipo que controla una variable eléctrica tendrá más impacto en equipos vecinos [6].

Un convertidor tradicional comprende lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos (por ejemplo, PLL y los lazos internos de control de corriente). La experiencia ha mostrado que estos lazos de control son las principales fuentes que causan inestabilidades en las TGVCC [6, 21, 22]. Particularmente en redes débiles, se ha comprobado que es más probable que las TGVCC experimenten inestabilidades de control en el lazo de corriente interno [22], [28], en el control de voltaje de lazo cerrado [22], [24], [29], [30] y en el PLL [6], [22], [29–33]. El PLL permite a las TGVCC sincronizarse con la red mediante la estimación del ángulo de fase del voltaje medido. Durante cortocircuitos, la estimación del ángulo de fase se ve deteriorada, lo que puede resultar en un control inexacto de la potencia activa y reactiva de la planta, pudiendo llevar a inestabilidades. Luego del despeje de la falla, el PLL debe ser capaz de recuperar rápidamente el sincronismo para así recuperar el control de potencia reactiva y mantener los niveles de voltaje. Este problema en la operación del PLL es aún más crítico en redes débiles, puesto que la tensión puede cambiar drásticamente y, por ende, la estimación del ángulo de fase empeora aún más. Asimismo, los niveles de tensión luego de despejada la falla pueden estar altamente contaminados con ruido [6].

Del párrafo anterior, se concluye que el desempeño dinámico de las TGVCC es dominado por sus sistemas de control y la estrategia utilizada para controlar la interfaz entre la fuente de energía y la red [22]. Debido a que la gran mayoría de las TGVCC utilizan *voltage-source converters* para conectarse a la red [34], estos pueden ser diseñados para controlar independientemente la corriente activa y reactiva que es intercambiada con la red siempre y cuando la corriente se mantenga dentro de los límites de operación del convertidor. Esto permite un control de las potencias activa y reactiva rápido y flexible. Sin embargo, tal como se explicó en la sección 2.2, las TGVCC también imponen grandes desafíos en términos del desempeño dinámico de los SEP durante grandes perturbaciones, en distintas escalas de tiempo. La frecuencia de conmutación de los interruptores de la electrónica de potencia de los convertidores está, típicamente, en el rango de los kilo Hertz, mientras que la dinámica de los sistemas de control de alto nivel está en el rango de los 1 a los 10 [Hz], por lo que las centrales TGVCC tienen impacto en un amplio espectro de fenómenos dinámicos [35].

Otro aspecto importante que debe ser considerado son las interacciones dinámicas rápidas entre los convertidores y el resto del sistema. A diferencia de los SEP tradicionales (dominados por los fenómenos electromecánicos [36]), la respuesta dinámica de los SEP con una alta inserción de TGVCC es mucho más rápida debido a los tiempos de respuesta de los convertidores [37]. En estos casos, pueden surgir interacciones dinámicas rápidas debido al

acoplamiento entre los convertidores y la red. Estas interacciones frecuentemente provocan comportamientos inestables [7].

En el contexto anterior, otro desafío importante para las TGVCC es lograr mantenerse conectadas durante contingencias sin perder estabilidad, especialmente cuando están conectadas a redes débiles [6], [22], [32], [38–40]. No obstante, la desconexión de las TGVCC durante condiciones anormales no está permitida de acuerdo con los códigos de red actuales, debido a que esto podría acentuar aún más los efectos de la falla [41]. Más aún, generalmente las centrales TGVCC no sólo deben permanecer conectadas durante una falla sino que además deben contribuir a mantener la estabilidad de tensión mediante la inyección de reactivos [39], [41]. Varios estudios han destacado la importancia de que las TGVCC permanezcan conectadas y apoyen en la recuperación de las tensiones de la red para mantener la estabilidad del sistema. Esta capacidad de las TGVCC es aún más crítica en redes débiles [39]. Sin embargo, diversos estudios han mostrado que las TGVCC pueden perder estabilidad rápidamente en redes débiles cuando los niveles de tensión son bajos [41]. Por otro lado, el desempeño dinámico de las TGVCC durante fallas dependerá de los requerimientos impuestos por los códigos de red, la robustez de la red en el punto de conexión y la arquitectura de control utilizada por las TGVCC.

En función de los aspectos descritos en los párrafos anteriores, a continuación, se describen los principales impactos de una alta penetración de TGVCC en la estabilidad de tensión de los SEP. Los otros tipos de estabilidad no se consideran por no ser el foco del presente trabajo. Particularmente, el enfoque está en los fenómenos que ocurren en el corto plazo, por lo que se describen en detalle los efectos de una alta penetración de TGVCC en dicha ventana de tiempo.

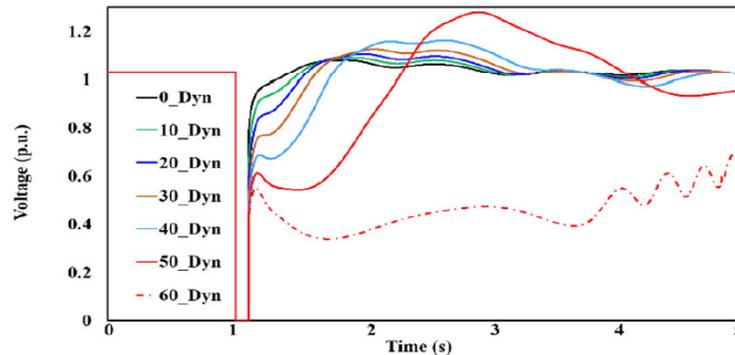
2.3.2. Efectos en la estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión corresponde a la capacidad de los SEP de mantener las tensiones de todas las barras cerca de sus valores nominales, luego de una perturbación [42]. Dependiendo de la ventana de tiempo de interés, la estabilidad de tensión se puede clasificar como de corto o largo plazo. Si bien en ambos casos la estabilidad depende de la capacidad del sistema de suministrar la potencia requerida por las cargas, los actores que juegan un rol importante en la mantención de la estabilidad, en las diferentes escalas de tiempo, son diferentes. En el caso de la estabilidad de largo plazo, los dispositivos de interés son aquellos de acción lenta, como los cambiadores de tap y los limitadores de corriente de los generadores [35]. En caso de inestabilidad, esta se manifiesta en la forma de reducciones progresivas de las tensiones en algunas barras de la red, a raíz de la incapacidad de satisfacer la demanda de potencia reactiva de las cargas en el largo plazo (varios minutos) [42]. Si bien el estudio detallado de la estabilidad de tensión de largo plazo está fuera del alcance de este trabajo, es importante destacar que existen diversas investigaciones que han estudiado los efectos de las TGVCC en dicho tipo de estabilidad [43–51].

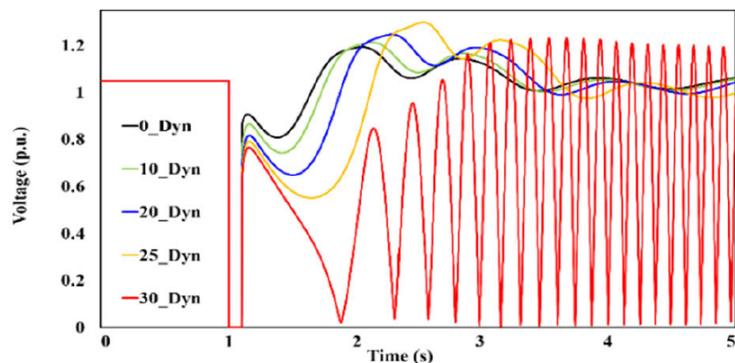
Por otro lado, la estabilidad de tensión de corto plazo involucra equipos rápidos, como motores de inducción, cargas conectadas a través de electrónica de potencia, TGVCC y enlaces HVDC [42]. La ventana de tiempo de interés es de varios segundos, similar a la de la estabili-

dad transitoria, por lo que la modelación de los equipos debe capturar los fenómenos en esta escala de tiempo. Debido a que el suministro de potencia reactiva de la carga es el principal mecanismo de inestabilidad en el corto plazo, la inclusión de modelos adecuados de las cargas es fundamental para el estudio de estabilidad de tensión de corto plazo en los SEP [42,52–55].

Uno de los modelos más utilizados en estudios de estabilidad es el modelo compuesto de carga. Este modelo consiste en que un porcentaje de la carga es modelada como estática y otro como dinámica, utilizando el modelo de los motores de inducción [56]. En la figura 2.1 (extraída de [53]) se muestra el efecto que tiene en la estabilidad de tensión el porcentaje de carga dinámica y el nivel de robustez de la red para el caso del sistema de 39 barras de la IEEE ante un cortocircuito trifásico. De las figuras se concluye que la cantidad de carga dinámica que puede soportar una barra depende significativamente de la robustez de esta. Concretamente, si el nivel de cortocircuito de una barra es bajo, puede soportar un menor nivel de carga dinámica frente a la misma contingencia. Esto se debe a que, ante una baja de tensión en bornes, los motores de inducción tienden a consumir más potencia reactiva para remagnetizar el campo y recuperar su velocidad original, la que se ve disminuida ante la perturbación. Esta alta demanda de reactivos disminuye la tensión inicial luego de despejada la falla y ralentiza su recuperación a niveles normales [57], como se observa en la figura 2.1.



(a) Barra más robusta de la red.



(b) Barra más débil de la red.

Figura 2.1: Efecto de un mayor porcentaje de carga dinámica en la red ante un cortocircuito.

La condición descrita podría verse acrecentada ante una mayor penetración de TGVCC, puesto que los niveles de robustez de la red disminuyen a medida que estas tecnologías aumentan, lo que podría impactar en el desempeño dinámico de las áreas del sistema con

una gran presencia de motores de inducción. En la figura 2.2 (extraída de [54]) se muestra la respuesta de una red de prueba con 14 generadores, basada en la red del sudeste de Australia, ante un cortocircuito trifásico.

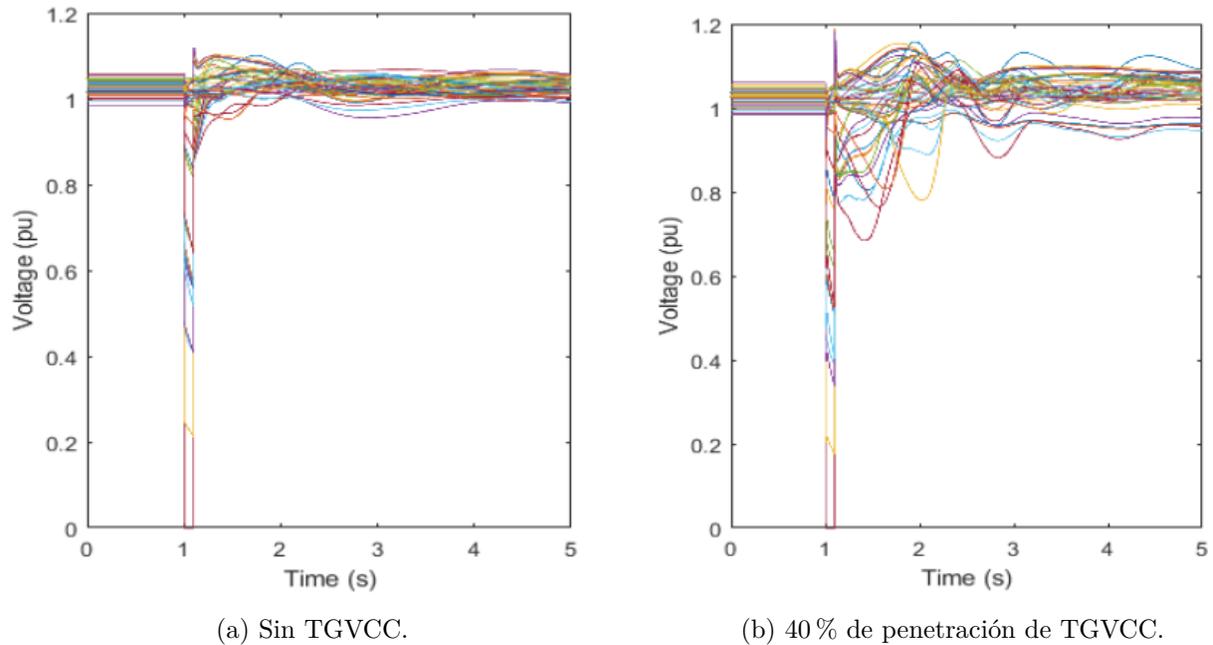
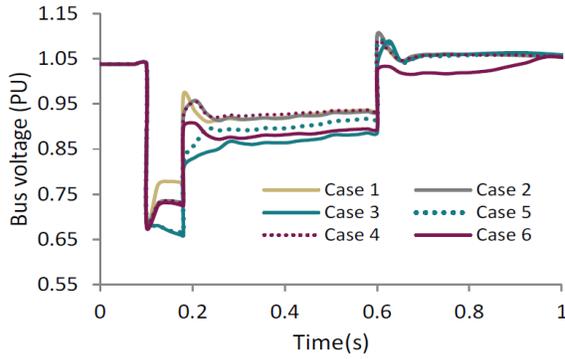


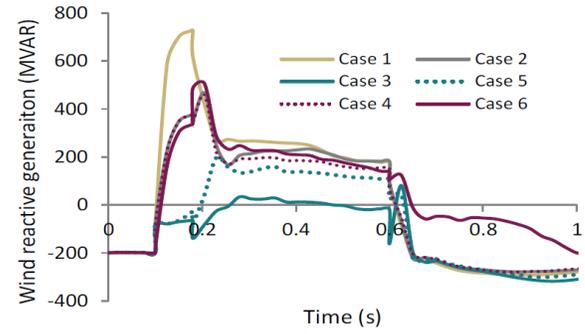
Figura 2.2: Tensiones en la red ante un cortocircuito trifásico en función de la penetración de TGVCC.

Comparando las figuras (a) y (b), se observa que cuando se tiene una penetración del 40 % de TGVCC, la respuesta del sistema es más oscilatoria, con algunas de las barras con oscilaciones de gran amplitud. El modelo de las cargas considera un 88 % de carga estática y un 12 % de carga dinámica, por lo que no solo las barras con un alto porcentaje de carga dinámica ven empeorado su desempeño dinámico al ser el sistema menos robusto. Es importante destacar que, en la revisión realizada, los modelos de TGVCC utilizados durante las simulaciones son modelos simplificados, que no consideran las dinámicas del PLL ni los lazos internos de control de corriente. Sin embargo, a medida que la red es menos robusta, se vuelve relevante considerar esas dinámicas para capturar adecuadamente los fenómenos dinámicos en redes débiles [6, 58].

Si bien los tipos de cargas en la red y su modelación son fundamentales para estudiar la estabilidad de tensión de corto plazo, la estrategia de control utilizada en las TGVCC también juega un rol clave. En este sentido, una característica fundamental que deben tener las TGVCC para apoyar la estabilidad de tensión de corto plazo es la capacidad de inyección de corriente reactiva durante cortocircuitos (capacidad de FRT) [59]. Diferentes experiencias prácticas han mostrado la importancia de la capacidad de FRT para evitar diferentes problemas de estabilidad producto de la falta de potencia reactiva [60, 61], particularmente en redes débiles [62–67]. Para evidenciar la importancia de las estrategias de FRT en la estabilidad del sistema, la figura 2.3 (extraída de [68]) muestra la respuesta agregada de varios parques eólicos instalados en la parte suroeste del sistema eléctrico de Irlanda durante un cortocircuito trifásico, utilizando distintas estrategias de control de FRT. Cada curva de diferente color representa una estrategia de FRT distinta (caso).



(a) Tensión media de las barras del sistema.



(b) Potencia reactiva inyectada por los parques eólicos.

Figura 2.3: Respuesta agregada del sistema eléctrico Irlandés ante un cortocircuito.

En la figura 2.3, se observa que la estrategia de FRT tiene un rol clave en el desempeño dinámico de las TGVCC, particularmente en la inyección de potencia reactiva durante fallas. Por consiguiente, se deben diseñar e implementar estrategias en función de la topología particular de cada red, con el fin de cumplir con las exigencias establecidas por los códigos de red y evitar así inestabilidades.

Tal como se describe en la sección 2.3, dada la dependencia del desempeño dinámico de las TGVCC con respecto a su sistema de control, el impacto que estas tienen en la estabilidad depende fuertemente de la estrategia de control utilizada en el proceso de FRT. Por otro lado, el desempeño del sistema de control depende a su vez de la estimación del ángulo de la tensión realizada por el PLL (ver sección 2.3) y del nivel de robustez del sistema en el punto de conexión. En redes poco robustas, el problema de sincronización entre el convertidor y la red durante fallas se ve acentuado, lo que afecta la capacidad de las TGVCC de inyectar corrientes reactivas durante fallas, poniendo en riesgo la mantención de estabilidad de tensión de corto plazo del sistema. En la figura 2.4 (extraída de [69]) se muestra el efecto que tiene la magnitud de la falla (caída de tensión) en la frecuencia estimada por el PLL, ante un cortocircuito trifásico. Se observa que, a mayor caída de tensión, el sobrepaso y tiempo de establecimiento de la frecuencia aumentan, lo que ralentiza la sincronización con la red. Esto guarda directa relación con el nivel de robustez del sistema, pues a medida que la red es más débil, la caída de tensión es mayor con respecto a la caída que existiría en una red más robusta ante una misma falla.

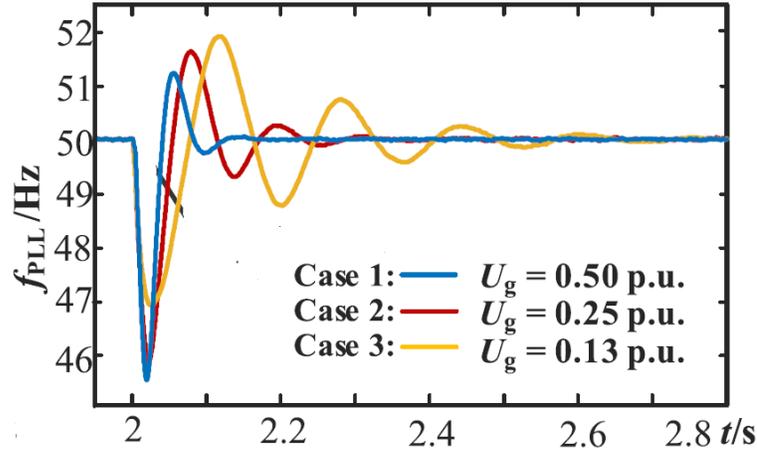


Figura 2.4: Frecuencia medida por el PLL bajo distintas magnitudes de caídas de tensión.

2.4. Requerimientos de *fault ride-through* en SEP

En SEP con una integración masiva de TGVCC, diversas experiencias prácticas han mostrado que no es posible permitir que estas unidades se desconecten durante contingencias debido a los efectos que esto puede tener en la estabilidad del SEP. Este es el caso de los incidentes ocurridos en Europa en el año 2006 [70], en el sur de California y el apagón en Australia el año 2016 [71, 72] y en Gran Bretaña en el año 2019 [73], los que mostraron la importancia de diseñar e implementar estrategias de control que permitan a las TGVCC mantenerse conectadas durante contingencias. La característica común de estos eventos fue una reducida robustez del sistema en el momento de la falla debido a una alta penetración de TGVCC. Por esta razón, los operadores de los sistemas eléctricos y reguladores del sector exigen que las TGVCC se mantengan conectadas durante fallas. Este proceso generalmente se denomina capacidad de FRT.

La mayoría de los códigos de red existentes en la actualidad en los diferentes países incluyen algún tipo de requerimientos de FRT que las plantas TGVCC deben cumplir durante fallas. Gran parte de estos códigos no sólo incluyen restricciones en cuanto a la desconexión durante cortocircuitos, sino también acerca de la inyección de corriente reactiva durante las fallas. Si bien la mayor parte de estos requerimientos son bastante similares, siempre existen diferencias debido a las características y desafíos propios de cada SEP.

En los códigos de red, la capacidad de FRT que deben tener las centrales eólicas y fotovoltaicas generalmente se expresan en curvas de voltaje-tiempo (también llamadas curvas de LVRT, por sus siglas en inglés). Estas curvas describen bajo qué circunstancias las centrales deben mantenerse conectadas o pueden desconectarse para mantener la estabilidad y seguridad del SEP [74]. Estas curvas dependen, principalmente, de la capacidad nominal de la central, la tensión en el punto de conexión (PCC, por sus siglas en inglés), la duración de la falla y el tipo de falla [75]. En la figura 2.5(a), se muestran algunas curvas de LVRT de diferentes países [74, 76–80]. Como se desprende de la figura 2.5, las curvas de LVRT varían fuertemente entre países, pues cada sistema eléctrico tiene distintas características, lo que

implica distintas necesidades en términos de capacidad de FRT.

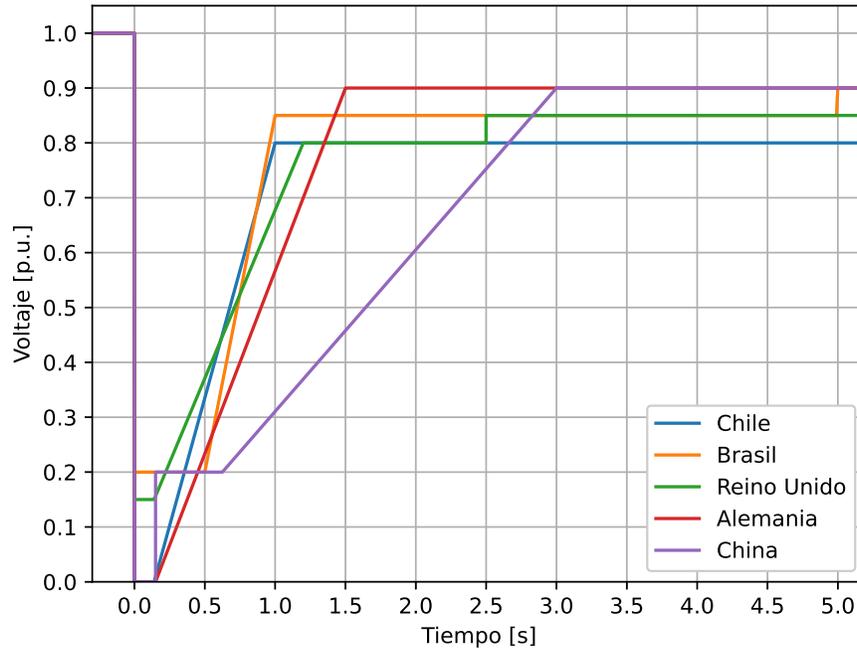


Figura 2.5: Curvas de LVRT de varios países.

En la tabla 2.1 se muestran requerimientos de LVRT de varios países [81]. Los valores de V_{min} y t_{min} durante la falla indican la mínima tensión en bornes que deben soportar las centrales de generación renovable y el tiempo mínimo que deben mantenerse conectadas bajo dichas condiciones, respectivamente. Por otro lado, los valores de V_{min} y t_{max} post falla indican la tensión mínima en bornes que deben alcanzar las centrales de TGVCC una vez despejada la falla y el tiempo máximo que deben tardar en recuperar dicha tensión, respectivamente.

Tabla 2.1: Requerimientos de LVRT de códigos de red internacionales.

País	Durante la falla		Post falla	
	V_{min} [p.u.]	t_{min} [s]	V_{min} [p.u.]	t_{min} [s]
Australia	0.0	0.1	0.7	2.0
Canadá	0.0	0.15	0.85	1.0
Dinamarca	0.2	0.5	0.9	1.5
Alemania	0.0	0.15	0.9	1.5
India	0.15	0.3	0.85	3.0
Irlanda	0.15	0.625	0.9	3.0
Nueva Zelanda	0.0	0.2	0.6	1.0
España	0.0	0.15	0.85	1.0
Reino Unido	0.15	0.14	0.8	1.21
USA (FERC)	0.15	0.625	0.9	3.0
USA (WECC)	0	0.15	0.9	1.75

Tal como ya se mencionó, además de mantenerse conectadas durante fallas, la mayoría de los códigos de red exigen que las TGVCC prioricen la inyección de corriente reactiva hasta que la tensión en el PCC se recupere, apoyando así a la restauración de las tensiones del sistema. En el caso de Chile, la NTSyCS establece que el control de tensión en las TGVCC debe activarse a los 20 [ms] de detectada la falla y que estas unidades deben suministrar una corriente reactiva adicional correspondiente al 2 % de su corriente nominal por cada 1 % de caída de tensión en el punto de conexión con la red [76].

Si bien es importante que las centrales TGVCC se mantengan conectadas e inyecten corriente reactiva durante cortocircuitos, existen grandes desafíos que estas centrales deben superar para poder cumplir con los códigos de red actuales sin perder estabilidad. A continuación, se resumen los desafíos técnicos que estas unidades deben enfrentar.

2.5. Desafíos asociados al proceso de *fault ride through* en TGVCC

Los convertidores mediante los cuales las TGVCC se conectan a la red ofrecen una gran flexibilidad en términos de operación y control. Sin embargo, durante cortocircuitos, estas tecnologías deben superar varios desafíos para poder cumplir con los códigos de red sin perder estabilidad. Entre los principales desafíos se puede mencionar:

- Cumplimiento del límite térmico de los convertidores.
- Mantención de sincronismo y estabilidad durante cortocircuitos en la red.
- Estabilidad del PLL debido a bajos niveles de cortocircuito
- Limitación de sobretensiones en el enlace DC.

2.5.1. Límite térmico de los convertidores

Una de las principales precauciones que se debe tener en el marco de la capacidad de FRT en TGVCC es respetar el límite térmico de los convertidores. Los dispositivos semiconductores utilizados en el proceso de conmutación son muy sensibles a sobrecargas [39], por lo que la inyección de corriente reactiva durante cortocircuitos debe ser tal que se mantenga dentro del límite de inyección de corriente de los convertidores. Para asegurar este límite durante cortocircuitos, se puede reducir la componente activa de la corriente y permitir así la inyección de corriente reactiva según la normativa. En la figura 2.6 (extraída de [39]) se muestra la componente activa y reactiva de la corriente inyectada por un convertidor en el plano complejo. El círculo es el lugar geométrico de la magnitud máxima de la corriente. En la figura se observa que el aumento de ambas componentes durante una falla puede sobrepasar el valor máximo de la corriente (fasor I_1), lo que puede culminar en la activación de la protección por sobrecorrientes del convertidor. Por lo tanto, para que el convertidor pueda mantenerse conectado e inyectar corriente reactiva durante una falla, la componente activa debe ser reducida en ΔI_a para obtener el fasor de corriente I_2 , que está dentro del límite de corriente máxima, como se muestra en la figura.

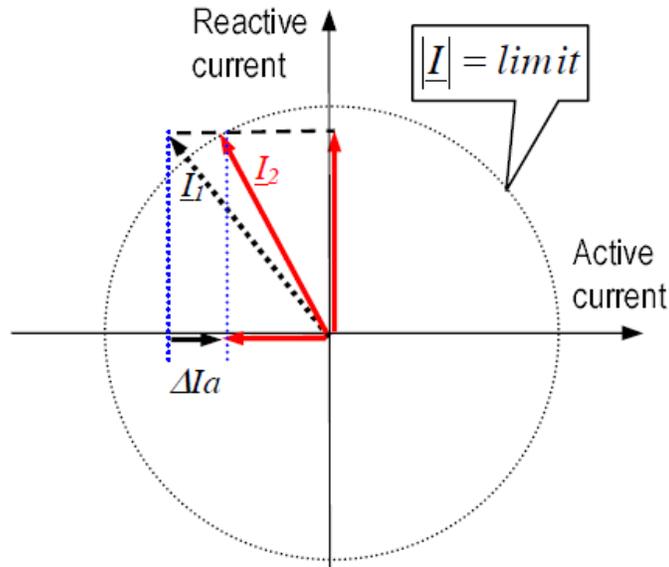


Figura 2.6: Limitación de corriente mediante la reducción de corriente activa.

La reducción de la componente activa de la corriente no es necesariamente un problema en términos de balance carga-generación, puesto que, ante caídas de tensión, la carga dependiente de la tensión también disminuye la potencia consumida. Sin embargo, inyectar sólo corriente reactiva durante fallas también puede causar problemas de estabilidad y pérdida de sincronismo de las TGVCC con la red, como se describe en la siguiente sección.

2.5.2. Pérdida de estabilidad por inyección de corriente durante cortocircuitos

Si bien el límite térmico de los conductores es una limitación importante en cuanto a la cantidad de corriente de cortocircuito que pueden inyectar las TGVCC, existen otras restricciones importantes asociadas a la pérdida de sincronismo por sobrepasar límites de estabilidad de inyección de corriente de los convertidores [14, 15, 32, 39, 82, 83]. La sincronización con la red en centrales TGVCC operando en modo *grid-following* se realiza mediante el PLL. Este se encarga de estimar la fase de la tensión y la frecuencia durante operación normal y contingencias. El PLL utiliza la tensión medida en bornes para estimar el ángulo. Dado que durante cortocircuitos la tensión difiere fuertemente de la tensión nominal, la estimación del ángulo realizada por el PLL puede ser errónea, lo que afecta el desempeño del sistema de control de las TGVCC pudiendo incluso causar la pérdida de sincronismo del PLL con la red. Este efecto es más crítico a medida que la caída de tensión es más severa [32, 84], por lo que es particularmente importante en redes débiles. En otras palabras, las corrientes inyectadas a la red por las TGVCC se encuentran limitadas por requerimientos de estabilidad. Para explicar este límite, se considera la figura 2.7 que muestra una central TGVCC conectada a la red a través de una impedancia Z , que es inductiva, pues se compone de transformadores y filtros.

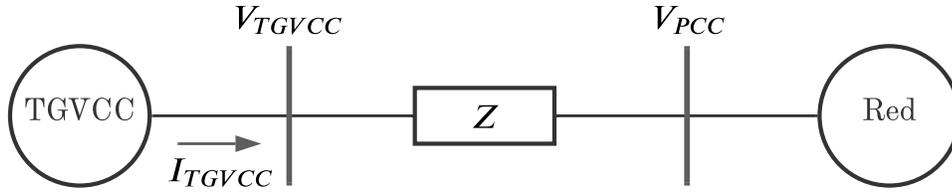


Figura 2.7: Diagrama unilineal de central TGVCC conectada a la red.

De la figura se obtiene que:

$$V_{PCC} = V_{TGVCC} - Z \cdot I_{TGVCC} \quad (2.1)$$

Donde V_{PCC} corresponde a la tensión en el punto de conexión de la central TGVCC con la red, V_{TGVCC} es la tensión en bornes de la TGVCC e $I_{TGVCC} = I_d - jI_q = |I|\angle\theta_I$ es la corriente inyectada por la TGVCC. Tomando como referencia el fasor V_{TGVCC} , en base a la ecuación (2.1), se obtiene el diagrama fasorial que se muestra en la figura 2.8. Se observa que el fasor de corriente tiene un ángulo θ_I con respecto a la tensión en bornes, el fasor $-ZI$ tiene un ángulo $\theta_I - \theta_z$ y el fasor V_{PCC} tiene un ángulo θ_{PCC} .

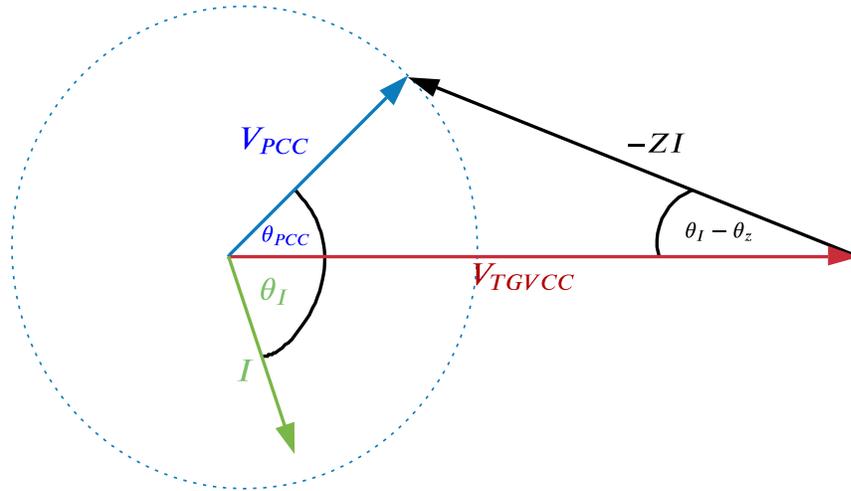


Figura 2.8: Diagrama fasorial en operación dentro de los límites.

En la figura 2.9 se muestra un diagrama fasorial para un punto de operación en el cuál se inyecta la máxima corriente admisible considerando como criterio la máxima transferencia de potencia [32].

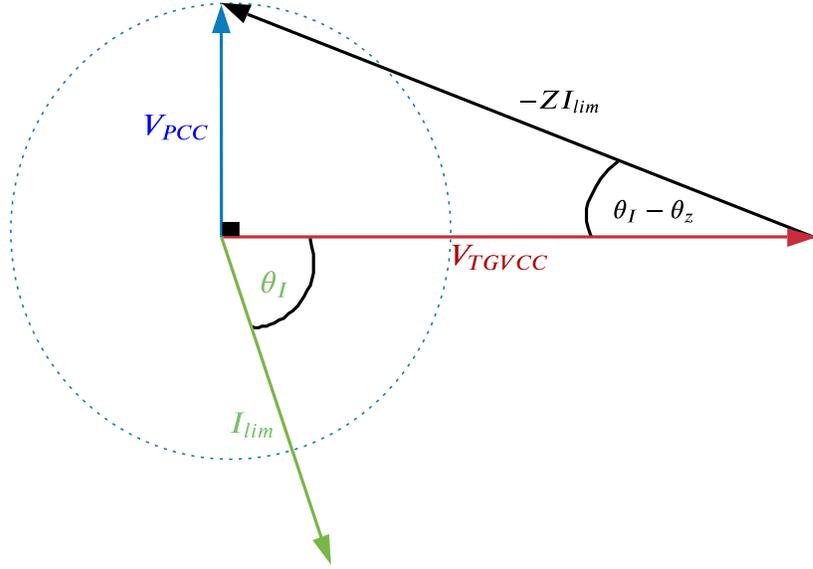


Figura 2.9: Diagrama fasorial en el límite de magnitud de corriente.

La máxima transferencia de potencia ocurre cuando $\theta_{PCC} = \pi/2$, pues la transferencia de potencia entre los bornes de la central TGVCC y el punto de conexión con la red (considerando una impedancia Z altamente inductiva) está dado por:

$$P_{TGVCC} = \frac{|V_{PCC}| \cdot |V_{TGVCC}|}{Z} \cdot \text{sen}(\theta_{PCC}) \quad (2.2)$$

Si bien $\theta_{PCC} = \pi/2$ corresponde al límite de transferencia en régimen permanente, la rápida acción de los convertidores y tiempo de respuesta de su sistema de control permite considerar $\pi/2$ como ángulo crítico en términos de estabilidad durante un corto periodo de tiempo luego de una falla [39]. Si la corriente inyectada por el convertidor supera la corriente límite I_{lim} (ver figura 2.9), la magnitud de $-ZI$ puede ser mayor que para el caso límite. En consecuencia, no se puede encontrar un punto de operación factible si se mantiene el valor de V_{pcc} .

En base al diagrama fasorial del caso límite (ver figura 2.10), se puede obtener la magnitud de la corriente, I_{lim} , en función de V_{PCC} , Z , θ_z y θ_I utilizando trigonometría:

$$I_{lim} = \frac{V_{PCC}}{|Z| \cdot \text{sen}(\theta_I - \theta_z)} \quad (2.3)$$

Al resolver la ecuación (2.3) para ángulos θ_I desde 0 a 2π , considerando que tanto V_{PCC} (tensión durante la falla) como $|Z|$ y θ_z son fijos, se obtiene la corriente límite que la central puede inyectar para un determinado ángulo θ_I [32]. Estos valores se observan gráficamente en la figura 2.10. El valor máximo de corriente que puede inyectar la central TGVCC está dado por las flechas punteadas celestes, con magnitud I_{lim} . Si durante una falla, el control de corriente determina la inyección de un fasor de corriente que se encuentre fuera del área sombreada, no existe un punto de operación válido y se pierde estabilidad [32].

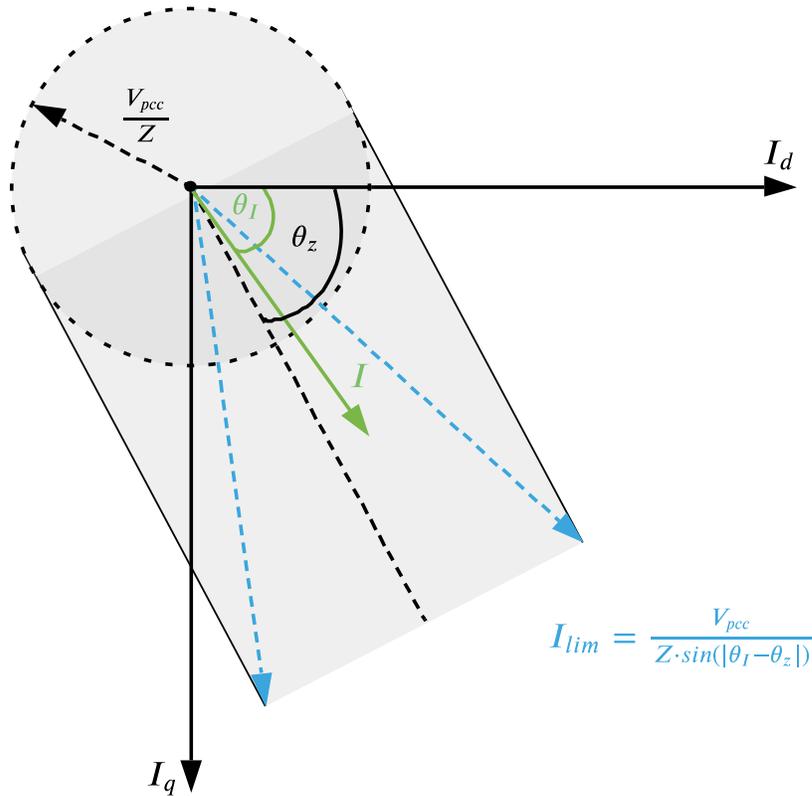


Figura 2.10: Región factible de inyección de corriente para un ángulo θ_I .

Este desafío es importante en redes débiles, pues durante cortocircuitos, la tensión V_{PCC} puede reducirse considerablemente, lo que acota el área dentro de la cual el fasor de corriente puede variar. Por consiguiente, la acción del control de corriente, que a su vez depende de la estimación del ángulo realizada por el PLL, es crítica para mantener la estabilidad de la central TGVCC. Sin embargo, el valor límite de la corriente inyectada no depende sólo de V_{PCC} , sino que también de su ángulo, θ_I , y de la impedancia de conexión con la red, Z . La inyección de corriente con un ángulo θ_I cercano a θ_z (es decir, controlando la proporción de inyección de corriente activa y reactiva) aumenta la corriente límite [32], por lo que considerar el ángulo θ_z en el diseño del sistema de control de la central permite mejorar su desempeño dinámico y mantener su estabilidad.

2.5.3. Efectos del nivel de cortocircuito en la estabilidad del PLL

Diversas investigaciones han mostrado que el nivel de cortocircuito tiene un efecto directo en el desempeño dinámico del PLL y, por ende, en el de las centrales TGVCC en modo *grid-following* [69, 85–88]. Tal como se mostró en la figura 2.4, caídas de tensión mayores tienen un efecto directo en la sincronización del PLL, disminuyendo el amortiguamiento de las oscilaciones y aumentando el tiempo de establecimiento. Conclusiones similares se desprenden del trabajo realizado en [85], en el cual se muestra cómo los parámetros del PLL tienen un mayor efecto en la estabilidad de redes con baja inercia. En la figura 2.11 (extraída de [85]) se muestra la evolución de los valores propios de un sistema a medida que la constante proporcional (K_p) del PLL aumenta de 0 a 200, considerando distintos valores de SCR en el

punto de conexión de una central TGVCC conectada a una red infinita.

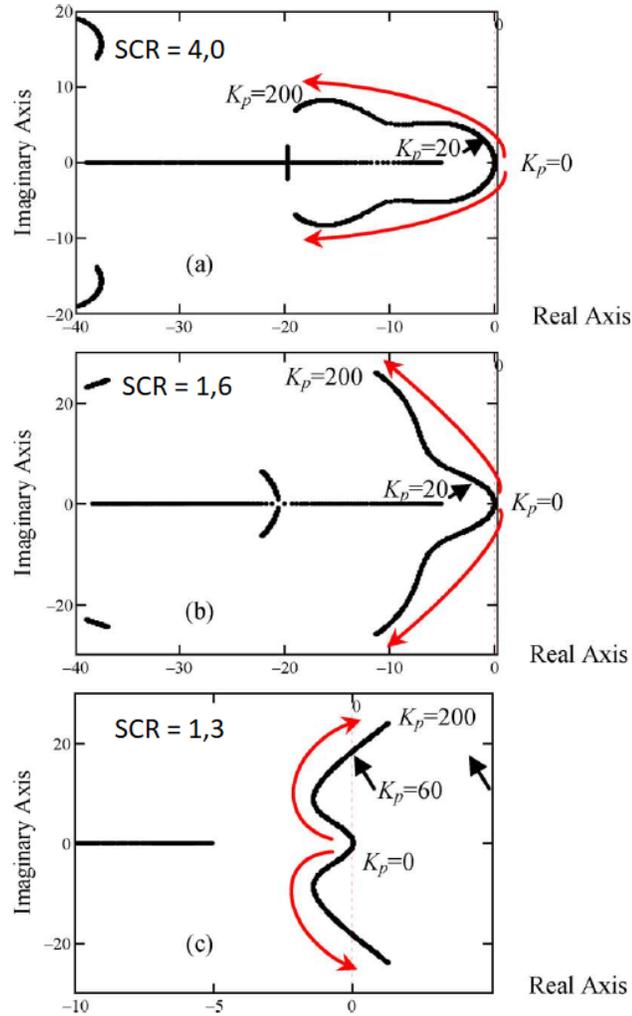


Figura 2.11: Movimiento de los valores propios a medida que el SCR disminuye.

De la figura se observa que a medida que el SCR disminuye y la magnitud de K_p aumenta, la parte imaginaria de los valores propios más cercano al eje imaginario crece más rápido, lo que disminuye el amortiguamiento y, por ende, aumenta la magnitud de las oscilaciones. Esto ocurre hasta un valor límite de SCR, a partir del cual el sistema se vuelve inestable. Como muestra la figura, para los casos en que el $SCR > 1,6$ el sistema es estable para todos los valores de K_p simulados. Para el valor de $SCR = 1,3$, el sistema es estable sólo hasta $K_p = 60$. Por consiguiente, se puede establecer una región factible de valores de K_p con respecto a diferentes valores de SCR, como se muestra en la figura 2.12 (extraída de [85]).

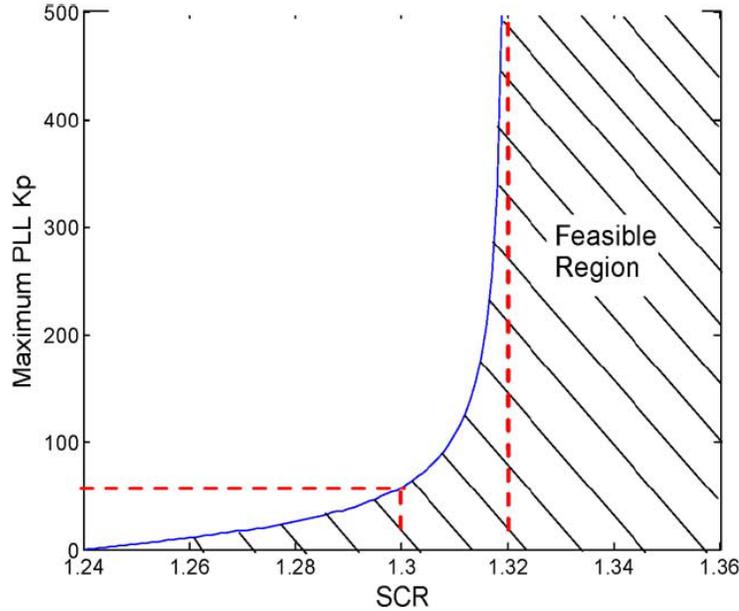


Figura 2.12: Región factible de valores K_p para distintos valores de SCR.

Lo explicado en esta sección muestra que las ganancias del PLL deben ser reducidas en redes débiles para evitar la pérdida de estabilidad. No obstante, la reducción de las ganancias implica una reducción en el factor de amortiguamiento, lo que empeora el desempeño dinámico de la central. En redes robustas, las ganancias de PLL pueden ser lo suficientemente grandes para optimizar el desempeño de la central [85]. No obstante, en redes débiles se tiene que considerar el nivel de cortocircuito en el diseño del PLL para mantener la estabilidad de la central (ver figura 2.11) [82], [86], por lo que la sintonización del PLL es fundamental en redes poco robustas.

Si bien el análisis descrito es en pequeña señal, las ganancias proporcional e integral del PLL tienen un rol fundamental en el desempeño dinámico de las TGVCC durante grandes perturbaciones. En este contexto, en [89] se realiza un estudio detallado del efecto de la robustez en el diseño del PLL y se propone una metodología de sintonización del PLL para mejorar la respuesta de una TGVCC durante contingencias. De este estudio se concluye que mediante el aumento del ancho de banda del PLL (que depende directamente de sus ganancias) durante contingencias se puede obtener un mejor desempeño dinámico en redes con baja robustez.

2.5.4. Aumento de la tensión del enlace DC ante cortocircuitos

Si durante cortocircuitos el sistema de control limita la corriente activa inyectada por las TGVCC, existe un desbalance entre la potencia activa generada por la fuente y la potencia activa inyectada a la red. En consecuencia, durante fallas se podría acumular energía en el enlace DC, aumentando la tensión DC [16–18]. En la figura 2.13 extraída de ([16]) se muestra la respuesta de la tensión DC de una central TGVCC ante un cortocircuito monofásico en bornes. El cortocircuito provoca una disminución de la potencia suministrada por la central a la red, mientras que la potencia generada por la fuente se mantiene. El desbalance de potencia causa el aumento de la tensión en el enlace DC.

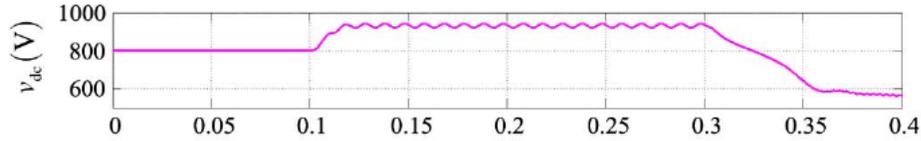


Figura 2.13: Aumento de la tensión DC durante un cortocircuito.

Para mantener una correcta operación y proteger al convertidor, es necesario mantener la tensión del enlace DC en valores cercanos al nominal. Con este fin, se puede utilizar un *chopper DC* [90] para disipar la energía incidente al enlace y mantener la tensión DC cercana a su valor nominal. Por esta razón, si bien conservar el valor de la tensión DC dentro de los límites es primordial para la operación estable de las TGVCC, el uso de dispositivos de protección como el *chopper* permiten manejar este desafío sin mayores dificultades.

2.6. Estrategias de control novedosas para mantener la estabilidad en sistemas eléctricos

A nivel general, las estrategias de control usadas en sistemas de potencias pueden ser categorizadas en descentralizada, centralizada, distribuida y jerárquica [91]. Su principal diferencia radica en la cantidad de mediciones que utilizan para tomar decisiones acerca de las acciones de control y en dónde se toman estas decisiones [92]. El control descentralizado es el más simple en cuanto al sistema de comunicación necesario para su implementación. Las decisiones son realizadas de manera local y sin conocer el estado del resto de la red [93]. Típicamente, los controladores descentralizados están distribuidos espacialmente y las señales necesarias para realizar la acción de control se obtienen de manera local. Por otro lado, las estrategias de control centralizadas, distribuidas y jerárquicas aprovechan la información proveniente de PMUs, que permiten tener una visión global del estado de la red y tomar así decisiones que mejoren el desempeño del sistema completo en tiempo real. En este contexto, el objetivo de esta sección es realizar una revisión del estado del arte de diferentes arquitecturas de control de área amplia que han sido utilizadas en sistemas de potencia para mantener estabilidad, describiendo ejemplos y sus aplicaciones en el amortiguamiento de oscilaciones interárea y estabilidad.

2.6.1. Control centralizado

El control centralizado basa su funcionamiento en una unidad de control central que recolecta información del sistema completo o de un área de este, y coordina las acciones de diversos dispositivos de control [93]. A diferencia del control descentralizado, esta arquitectura de control requiere que se transmita y procese una gran cantidad de datos, lo que implica mayores costos computacionales y retardos. Además, es más propensa a fallas en el sistema de comunicación y retardos, impactando negativamente el desempeño de los controles centralizados [93]. En la figura 2.14 (extraída de [91]) se muestra un esquema simplificado de un control centralizado.

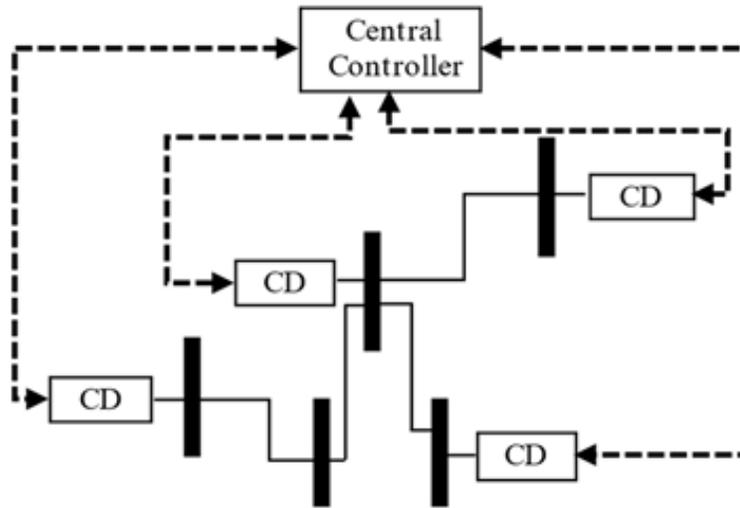


Figura 2.14: Ejemplo de arquitectura de control centralizada.

De los trabajos con arquitectura de control centralizada que se revisaron, gran parte se enfoca en el amortiguamiento de oscilaciones interárea [94–108] y en enfrentar problemas de estabilidad transitoria de ángulo [109–118]. Sólo unos pocos abordan aplicaciones de control centralizado para mantener la estabilidad de frecuencia [119–125] o estabilidad de tensión [126–133]. Por temas de extensión del documento, no se describen todos los trabajos revisados.

2.6.1.1. Amortiguamiento de oscilaciones interárea

En sistemas de potencia dominados por GS, el amortiguamiento de modos interárea se realiza mediante *power system stabilizers* (PSS), que forman parte del sistema de control de excitación de los GS o son incluidos en equipos FACTS [134]. Los PSS utilizan señales medidas localmente, por lo que pueden no ser del todo efectivos para amortiguar oscilaciones interárea, pues carecen de una visión general del estado del sistema. Por otro lado, los PMUs proveen información fasorial en tiempo real de varias áreas de la red, lo que permite tener mejor observabilidad de los modos interárea que cuando se consideran sólo señales locales. Por esta razón, en el diseño de controladores de área amplia para amortiguar oscilaciones (WADC, por sus siglas en inglés) muchas veces se utiliza esta información global del sistema medida por PMUs, lo que aumenta el amortiguamiento de los modos interárea con respecto al amortiguamiento que proveen los controladores basados en señales locales [135].

Durante los últimos años, se han propuesto un gran número de trabajos con controles centralizados con diferentes enfoques. La mayoría de ellos coordinan diferentes equipos distribuidos en la red tales como: generadores eólicos, parques fotovoltaicos, dispositivos de almacenamiento, equipos FACTS o incluso generadores sincrónicos. En [96] se propone un controlador centralizado para amortiguar oscilaciones cuyas señales de salida son enviadas al controlador de DFIGs. Para determinar a qué DFIG se le añade la señal proveniente del control central, se utilizan conceptos de controlabilidad y observabilidad. Los parámetros del controlador son optimizados para que este sea robusto ante incertidumbre en los parámetros del sistema y a retardos del sistema de comunicación. La señal adicional proveniente del controlador central se añade al controlador del convertidor del lado del rotor (RSC, por sus siglas en inglés), pues se obtiene un mejor desempeño con respecto al controlador del convertidor

del lado de la red [136]. El sistema de control propuesto es probado en la red de 39 barras de la IEEE con 10 GS y 5 DFIGs. El desempeño del controlador se compara con el caso base, en el que sólo los GS participan en el amortiguamiento de oscilaciones mediante PSS. En la figura 2.15 (extraída de [96]) se muestra el desempeño del controlador propuesto con respecto al caso base ante un cortocircuito trifásico despejado a los 100 [ms]. Se observa que el amortiguamiento aumenta considerablemente con el control centralizado implementado.

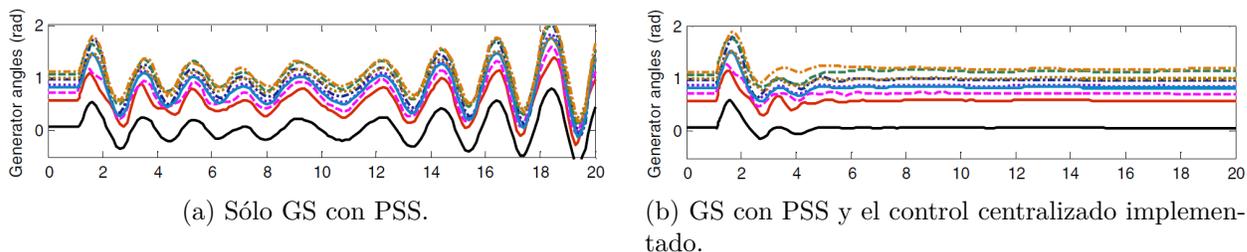


Figura 2.15: Ángulo de los GS.

En [104] se propone un WADC que utiliza múltiples controladores de área amplia, implementados en enlaces HVDC y FACTS, con el fin de proveer amortiguamiento eficiente a varios modos interárea bajo diferentes condiciones de operación. El controlador es diseñado en base a un problema H_2/H_∞ con el propósito de que este sea robusto ante perturbaciones y la incertidumbre del modelo. En la figura 2.16 (extraída de [104]) se muestra un esquema de operación del WADC propuesto. Este se implementa en un sistema de 5 áreas y 16 máquinas, el cual se modifica para que las áreas 4 y 5 se conecten a través de un enlace HVDC y se consideren varios equipos FACTS conectados en distintas áreas.

Para el diseño del controlador, se linealiza el modelo del sistema en función de un set de ecuaciones diferenciales de los dispositivos relevantes de la red (enlace HVDC, FACTS, generadores, cargas, etc.) y sus controladores. La linealización del modelo permite realizar un análisis de pequeña señal, mediante el cual se seleccionan las señales de entrada a los controladores de los equipos y a qué equipos se le añaden dichas señales. Esto se realiza en función de la controlabilidad y observabilidad de los modos interárea en estudio. Para probar el WADC propuesto, se realizan diversas simulaciones dinámicas. En la figura 2.17 (extraída de [104]) se muestra el flujo de potencia a través de una de las líneas de la red de prueba ante un cortocircuito monofásico. Se puede observar que el WADC reduce considerablemente las oscilaciones luego de despejada la falla.

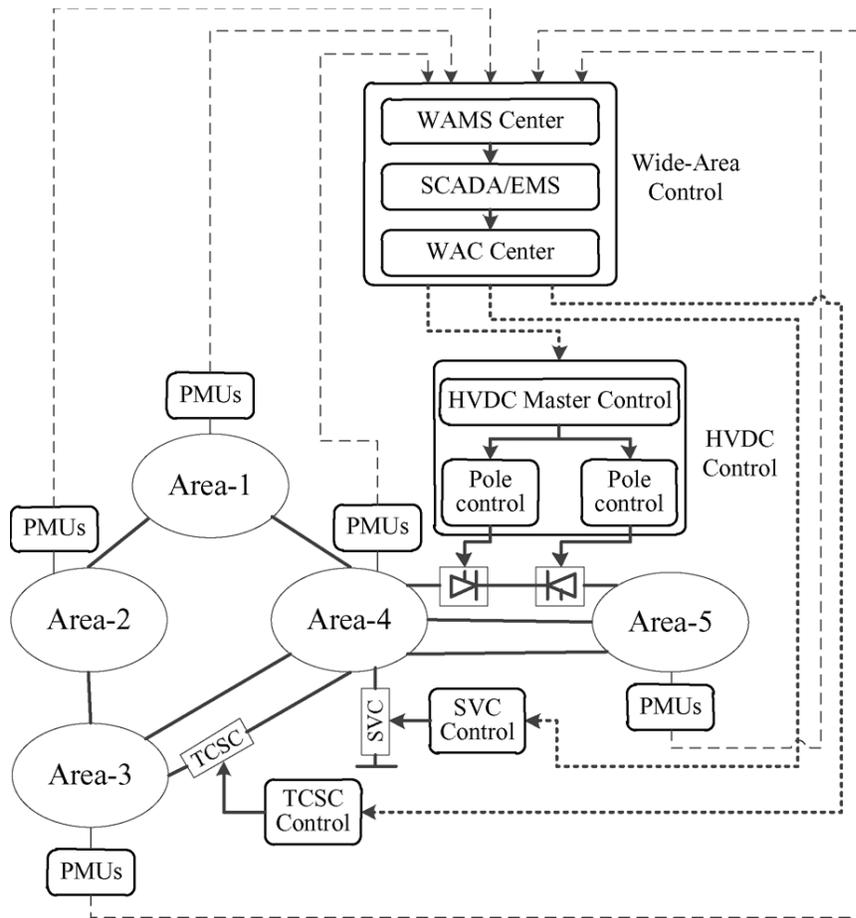


Figura 2.16: Esquema general de operación del WADC propuesto para HVDC y FACTS.

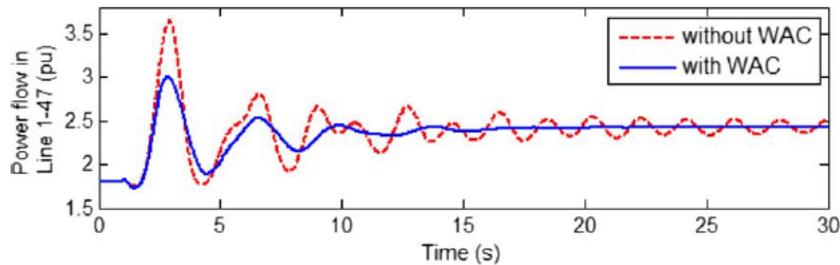


Figura 2.17: Flujo de potencia a través de una de las líneas del sistema de prueba ante un cortocircuito monofásico.

En [108], se propone un WADC con múltiples entradas y salidas (MIMO), robusto, que provee de señales adicionales al AVR de generadores sincrónicos, con el fin de proveer amortiguamiento adicional a los modos interárea. El diseño del controlador se basa en problemas H_2/H_∞ y ubicación de polos. En la figura 2.18 (extraída de [108]), se muestra el esquema general del controlador centralizado propuesto. Para el diseño del control, se realiza una optimización que busca minimizar la cantidad de señales provenientes de PMUs a utilizar como entrada a los controladores y la cantidad GS en los que ubicar dichos controladores. La elección de señales y generadores se realiza mediante un análisis de controlabilidad y ob-

servabilidad, que se basa en la linealización de los modelos detallados de los GS. Luego, se realiza una reducción del modelo para diseñar el controlador.

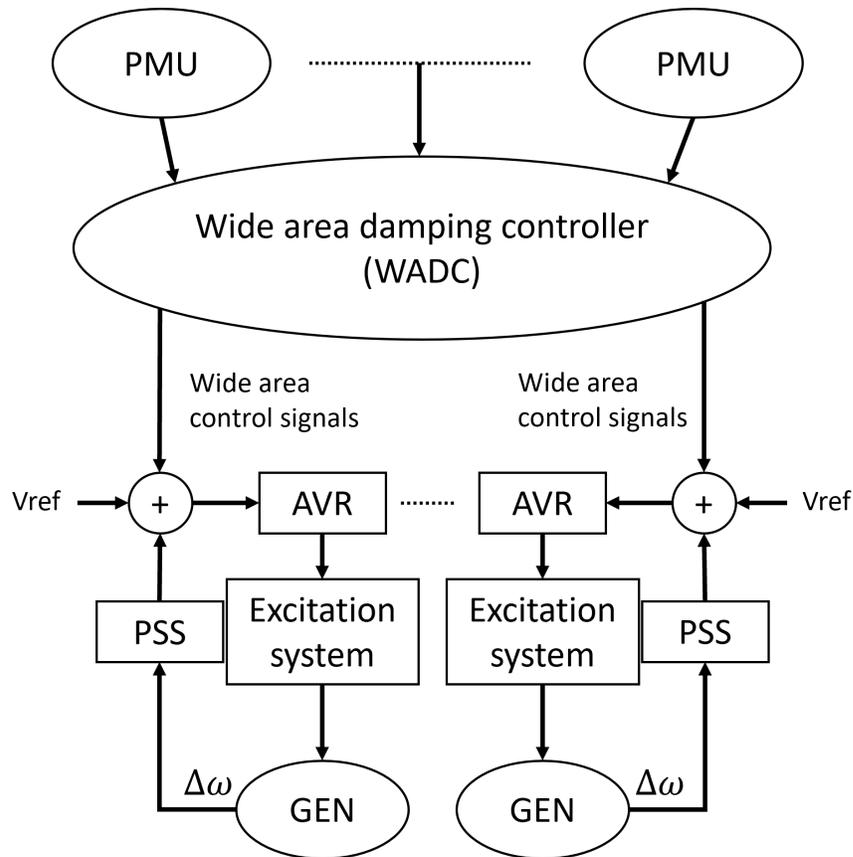


Figura 2.18: Esquema general de operación del WADC propuesto para GS.

Trabajos similares a los anteriormente descritos se encuentran en [94, 95, 97–103, 105–107]. Sin embargo, no son detallados en el presente documento pues presentan metodologías similares.

Como se observa de los trabajos descritos, la implementación de controladores de área amplia para el amortiguamiento de oscilaciones interárea puede mejorar considerablemente el desempeño del sistema con respecto al uso de controladores locales. Además, permite que distintos equipos distribuidos en la red participen en conjunto en el amortiguamiento de dichos modos.

Las estrategias de control centralizado que se han propuesto utilizan distintos tipos de tecnología para aumentar el amortiguamiento de modos interárea, tales como TGVCC, equipos FACTS, HVDC y GS. Sin embargo, ninguno de ellos analiza o considera el impacto que tendría una alta penetración de TGVCC en el diseño y desempeño del control. Asimismo, se observa que la mayoría de los trabajos revisados requieren conocer los modelos detallados de todos los dispositivos de la red para realizar la linealización y obtener las medidas de controlabilidad y observabilidad del sistema, por lo que el diseño del controlador en redes reales con miles de barras y generadores sincrónicos puede ser complejo y computacionalmente costoso.

2.6.1.2. Estabilidad transitoria de ángulo

Con respecto a la estabilidad transitoria de ángulo, también existe un gran número de trabajos reportados en el marco de controladores centralizados. La mayoría de ellos buscan modificar consignas de potencia de las unidades de generación y, algunos, modifican la topología de la red para mantener la estabilidad del sistema. En [109] se propone un control coordinado de potencia de centrales eólicas *offshore* (DFIGs) conectadas a través de enlaces HVDC para mantener la estabilidad transitoria del sistema de potencia AC *onshore*. La topología de la red de prueba utilizada se muestra en la figura 2.19 (extraída de [109]) y la figura 2.20 muestra el esquema de operación del controlador propuesto [109].

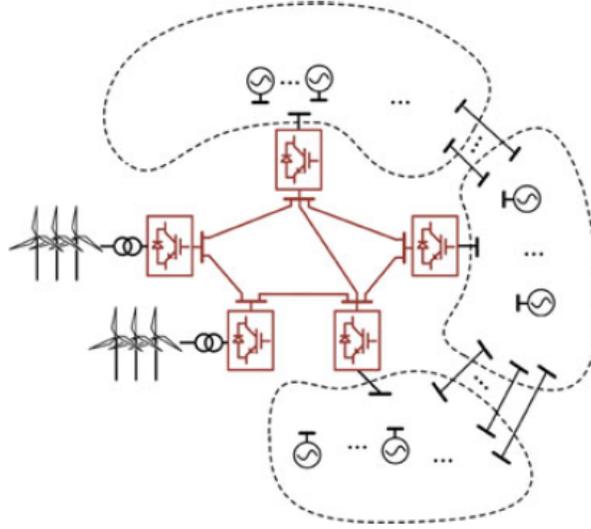


Figura 2.19: Topología de la red HVDC unida a la red AC.

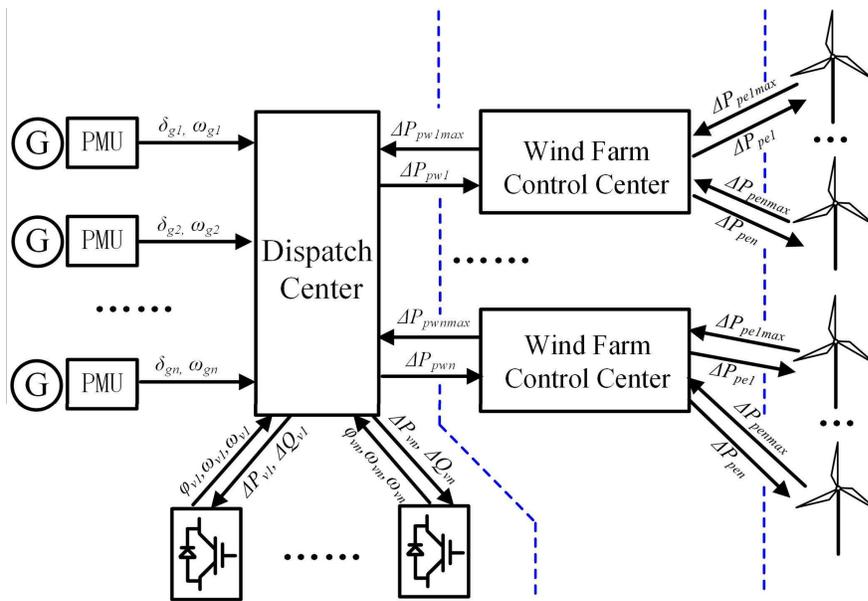


Figura 2.20: Esquema de operación del control coordinado entre enlaces HVDC y DFIGs.

En la figura 2.20 se observa que los PMUs se encargan de enviar la información de los ángulos y frecuencia de los GS hacia un centro de despacho, que es el encargado de modificar las consignas de potencia de los parques eólicos y de los enlaces HVDC. El controlador se diseña en función de los modelos de los enlaces HVDC y DFIGs y utilizando funciones de Lyapunov. La efectividad del controlador propuesto se verifica mediante simulaciones dinámicas en la red de 39 barras de la IEEE, la cual es modificada para incluir parques eólicos conectados a través de enlaces HVDC a la red AC. En la figura 2.21 (extraída de 2.20) se muestra la diferencia angular de uno de los generadores del sistema ante un cortocircuito trifásico en una de las líneas. La falla es despejada mediante la desconexión de la línea. Se observa que, en el caso base en el que no se considera el controlador centralizado (curva negra), el generador pierde sincronismo, mientras que con el controlador implementado este mantiene el sincronismo.

Pese a que los resultados expuestos en el trabajo muestran que efectivamente el sistema de control propuesto permite mantener la estabilidad del sistema ante las contingencias simuladas, la estrategia propuesta depende fuertemente de las tecnologías presentes en la red (aerogeneradores conectados a una red AC mediante enlaces HVDC), lo que dificulta su implementación en redes con otro tipo de tecnologías.

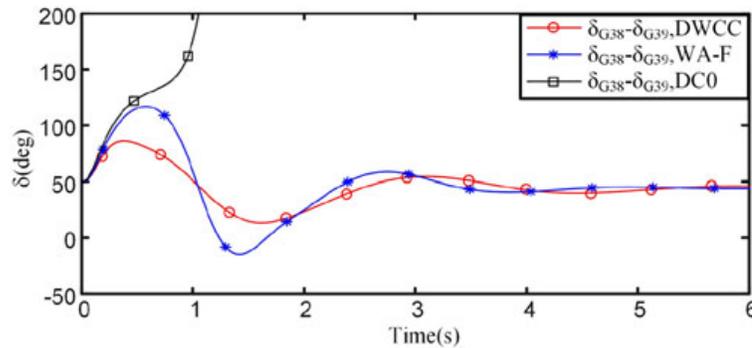


Figura 2.21: Diferencia angular de uno de los generadores ante un cortocircuito trifásico en un de las líneas de la red de prueba.

En [112] se propone una estrategia de re-despacho en tiempo real para mantener la estabilidad transitoria del sistema mediante la modificación de la consigna de potencia de ciertos GS. Es una estrategia preventiva que se basa en la evaluación de la estabilidad transitoria utilizando un índice denominado *transient stability index* (TSI), cuyo valor depende de la desviación de los ángulos de los rotores de los GS con respecto al centro de inercia del sistema. El cálculo del TSI es realizado por un algoritmo de inteligencia computacional, que es entrenado con datos obtenidos de simulaciones dinámicas para diferentes puntos de operación y cortocircuitos trifásicos. Luego de una contingencia, se propone un re-despacho de algunos generadores seleccionados en base al TSI como acción preventiva para evitar la inestabilidad del sistema. Esta estrategia se prueba en la red de 39 barras de la IEEE simulando un cortocircuito trifásico despejado a los 200 [ms]. Los resultados del control centralizado se comparan con el caso sin el controlador, obteniéndose que con la estrategia propuesta el sistema mantiene la estabilidad ante contingencias, mientras que en el caso base (sin el controlador propuesto) se pierde sincronismo. Si bien esta estrategia puede ser efectiva en sistemas dominados por GS, en el trabajo no se menciona nada acerca de su aplicabilidad en sistemas con una alta penetración de TGVCC.

Un enfoque similar al trabajo anterior se utiliza en [111], en el que se propone un esquema de acción correctiva en tiempo real (RAS, por sus siglas en inglés) durante contingencias, que detecta condiciones anormales y toma acciones correctivas adicionales a la desconexión de componentes con fallas. Entre las acciones correctivas se encuentran cambios en la generación y/o demanda así como cambios topológicos en la red [137]. Utilizando la información medida por PMUs del sistema luego de una falla, se estima el estado (ángulo y frecuencia) de los generadores de la red utilizando un filtro de Kalman extendido. Esta información es utilizada por un “detector de inestabilidad” que, en conjunto con una estrategia para identificar generadores críticos en tiempo real, permite tomar acciones correctivas para evitar una posible inestabilidad. Al igual que la estrategia presentada en [112], el detector requiere de entrenamiento realizado de manera *offline* previo a la implementación del RAS. Una vez finalizado el entrenamiento, el RAS puede ser implementado de manera *online*. Esta estrategia es probada en la red de 39 barras de la IEEE y 10 generadores sincrónicos. Similar al trabajo anterior, esta estrategia depende de modificaciones de las consignas de potencia de los GS. No incluye TGVCC en la implementación. Asimismo, depende fuertemente de modificaciones topológicas para mantener la estabilidad, lo que puede ser contraproducente si es realizado en exceso [110].

Los sistemas de control centralizado utilizados para mantener la estabilidad transitoria han sido principalmente estudiadas en sistemas dominados por generadores sincrónicos. La mayoría de las acciones de control aplicadas son modificaciones de las consignas de potencia de los GS. Debido a la variabilidad e incertidumbre de las TGVCC, estas estrategias podrían no funcionar en redes con una alta penetración renovable, pues la generación de estas unidades depende de la disponibilidad del recurso. Sólo uno de los trabajos incluye TGVCC en el control [109]. No obstante, es una estrategia conjunta entre parques eólicos y enlaces HVDC a través de los cuales se conectan, por lo que es muy dependiente de las tecnologías presentes en la red.

2.6.1.3. Estabilidad de frecuencia

Gran parte de las estrategias de control centralizadas que buscan mantener la estabilidad de frecuencia proponen controladores de emergencia, es decir, cuya acción de control sea la desconexión de carga, o controladores más sofisticados que involucran la participación de nuevas tecnologías, como respuesta de la demanda y/o vehículos eléctricos.

Tradicionalmente, se utilizan los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDACs) para restaurar el balance de carga y generación y evitar el colapso del sistema. Sin embargo, un mal diseño de los EDACs puede resultar en una desconexión insuficiente o excesiva de carga [138]. Además, usualmente, no se considera el uso de PMUs para realizar las mediciones ni se aprovechan las capacidades que otorgan las redes inteligentes como protocolos avanzados, técnicas mejoradas de comunicación y el uso de WAMs para monitorear el sistema [139, 140]. En [121] se propone un esquema de control para evitar posibles *blackouts* causados por perturbaciones que lleven a excursiones de frecuencia. Esta estrategia propone un EDAC que utiliza una arquitectura centralizada y jerarquizada, basándose en el funcionamiento de múltiples agentes (MAS, por sus siglas en inglés). El objetivo principal del control es minimizar la desconexión de carga que se debe realizar para mantener la estabilidad de

frecuencia y el tiempo que la desconexión persiste. La figura 2.22 (extraída de [121]) muestra un esquema general de la propuesta [121]. Se observa que contiene 3 tipos de agentes:

- Agente monitor: contiene los agentes de monitoreo, que son los encargados de tomar las mediciones en su respectiva barra mediante PMUs. Estas mediciones son enviadas al agente de área respectivo.
- Agente por área: con información de su área respectiva (cantidad de unidades de generación, barras de carga, líneas interconectadas, etc). Estos agentes condensan la información recibida y la envían al agente mediador.
- Agente mediador: recibe la información proveniente de los agentes de área acerca del consumo y generación de cada una de las áreas de la red. Luego, agrupa esta información y realiza los cálculos necesarios para determinar si ha ocurrido una falla y si es necesario desconectar carga (y cuánta carga se debe desconectar de manera óptima) para mantener la estabilidad de frecuencia del sistema. Si se requiere desconectar carga, el agente mediador determina qué áreas y agentes monitor participan, enviando las órdenes a los agentes de área, los que a su vez las envían a los agentes monitor.

Este tipo de arquitectura permite separar las mediciones, la información de la topología del sistema y la toma de decisiones en capas distintas e independientes.

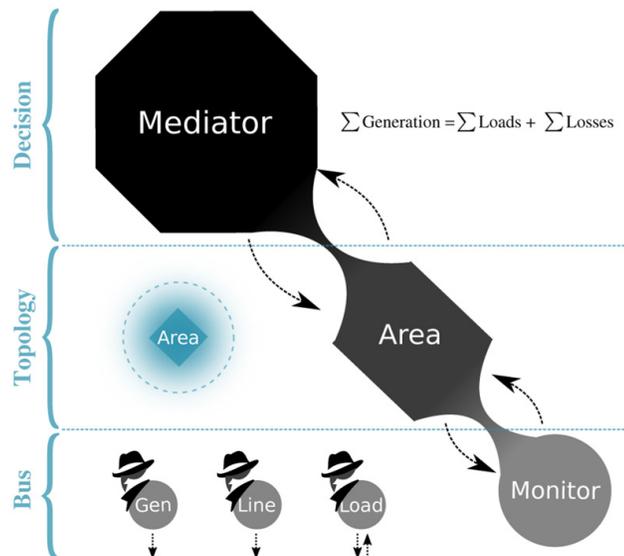


Figura 2.22: Ejemplo de arquitectura MAS.

El desempeño del esquema de control propuesto se prueba en una red de 3 áreas interconectada con 12 agentes de monitoreo en total. La estrategia se compara con otras dos estrategias de EDAC mediante simulaciones dinámicas: una basada en la medición instantánea de frecuencia y otra en la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés). Las simulaciones muestran que la estrategia propuesta es la que más rápido retorna la frecuencia a su valor nominal luego de un desbalance de carga-generación. Si bien es una estrategia novedosa y se obtienen buenos resultados con respecto a EDACs tradicionales, no se detalla la implementación de la estrategia en redes con una alta penetración de TGVCC.

En [120] se propone un controlador de emergencia que utiliza la respuesta de la demanda (EDR) y la capacidad de sobrecarga (EPB) de múltiples enlaces HVDC presentes en la *East China Power Grid* (ECPG) para proveer soporte al control primario de frecuencia, en respuesta a la creciente penetración de TGVCC y su limitada capacidad para proveer control primario de frecuencia. Para esto, se modelan los equipos relevantes en el dominio de Laplace para luego agruparlos en un modelo uninodal. En base a este modelo se diseña un controlador centralizado en tiempo real. En la figura 2.23 (extraída de [120]), se muestra el diagrama de bloques reducido del controlador propuesto.

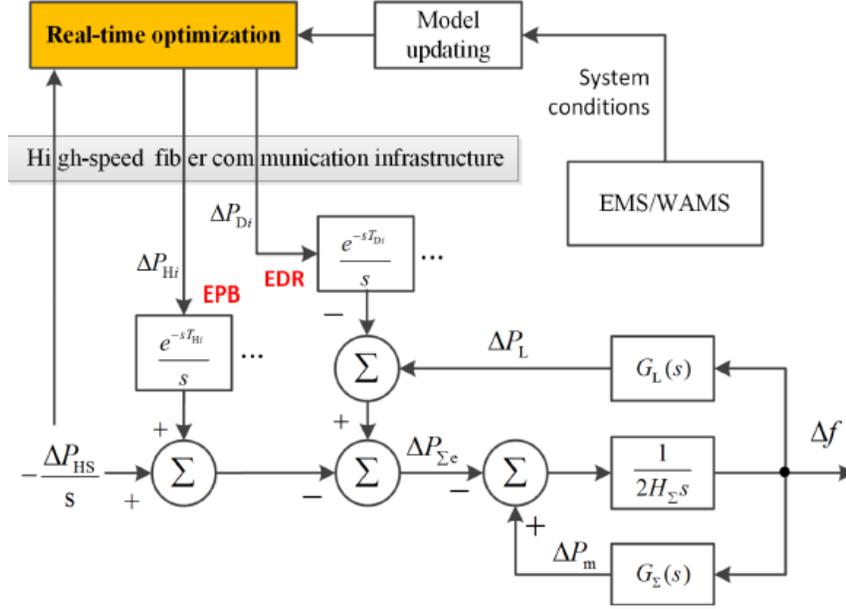


Figura 2.23: Diagrama de bloques del controlador propuesto.

En la figura se observa que el modelo utilizado para diseñar el controlador se actualiza en tiempo real en base a mediciones realizadas por PMUs con el fin de que el controlador cuente con las condiciones actuales del sistema para su operación. En base a esta información, se realiza un proceso de optimización en el centro de control cuyo objetivo es obtener las consignas de potencia de la respuesta de la demanda y los enlaces HVDC en función del costo total de hacer que la frecuencia resultante no exceda un umbral preestablecido. Estas señales se añaden al control primario de frecuencia tradicional. Además, en el diseño del control se toman en cuenta otros aspectos como el tiempo de cómputo de la resolución del problema de optimización y el impacto que tiene el retardo del sistema de comunicación en su desempeño. Esta estrategia se prueba en la ECPG, obteniendo buenos resultados con respecto al control primario tradicional. Sin embargo, este sistema de control es implementando en una topología muy particular (ECPG), que cuenta con numerosos enlaces HVDC y tiene capacidad de respuesta de la demanda. En consecuencia, no necesariamente es aplicable a otras redes con diferentes tecnologías.

Del reducido número de trabajos encontrados que abordan estabilidad de frecuencia, se concluye que la mayoría propone diferentes tipos de EDACs para mantener la estabilidad del sistema. Además, no consideran la incorporación de TGVCC en la estrategia de control ni su impacto en la estabilidad. Sólo en la estrategia propuesta en [120] se considera el impacto

de las TGVCC en el desempeño dinámico de la red mediante una inercia sistémica reducida, mas no son utilizadas en el control.

2.6.1.4. Estabilidad de tensión

La mayor parte de los trabajos revisados, cuyo objetivo es mantener la estabilidad de tensión, proponen estrategias en la ventana de tiempo del largo plazo basadas principalmente en EDACs. Sólo en [127] se desarrolla una estrategia diferente, en que se implementa un control dinámico de tensión mediante el uso de múltiples agentes. El objetivo de esta propuesta es tomar acciones correctivas luego de una perturbación (cambio repentino y grande en la demanda de la red y desconexión intempestiva de equipos). En la figura 2.24 (extraída de [127]), se muestra un esquema de la arquitectura multi-agente propuesta. Los agentes RA son los dispositivos controlados, cuyas señales (posición de taps de transformadores y de bancos de condensadores, por ejemplo) son enviadas por los BA o *bus agents*. Estos últimos se encargan de tomar mediciones mediante PMUs, pudiendo compartir información entre ellos. Estas mediciones son enviadas al *super PDC*, que se encarga de procesarlas (calculando índices de sensibilidad, por ejemplo) y envía la información de vuelta a las BAs.

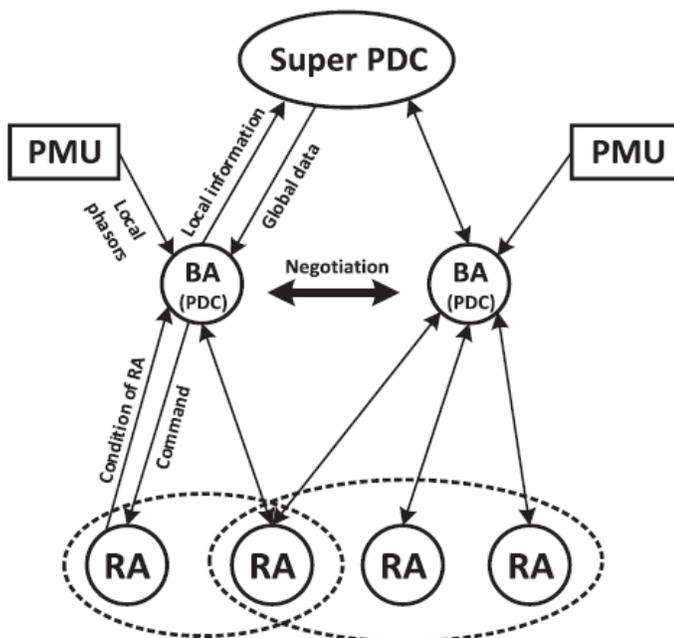


Figura 2.24: Ejemplo de arquitectura MAS.

Finalmente, en base a esta información global y cuando ocurre una perturbación en la red que aleje los niveles de tensión de la banda permitida (en el caso del paper, $\pm 5\%$ de la tensión nominal), los BAs envían las acciones de control hacia los RAs (cambio de posición de taps, por ejemplo). Esta estrategia se prueba en la red *Nordic32*, compuesta por 20 GS, 9 bancos de condensadores, 2 de reactores, 37 transformadores y 41 barras de carga. En la figura 2.25 (extraída de [127]) se muestra la tensión en una de las barras de la red ante un aumento de la potencia reactiva consumida por las cargas a los 5 [s]. El desempeño del controlador propuesto se compara con otras estrategias encontradas en la literatura. De la figura se observa que la estrategia propuesta permite restaurar la tensión a valores cercanos al nominal de manera más rápida que los otros controladores.

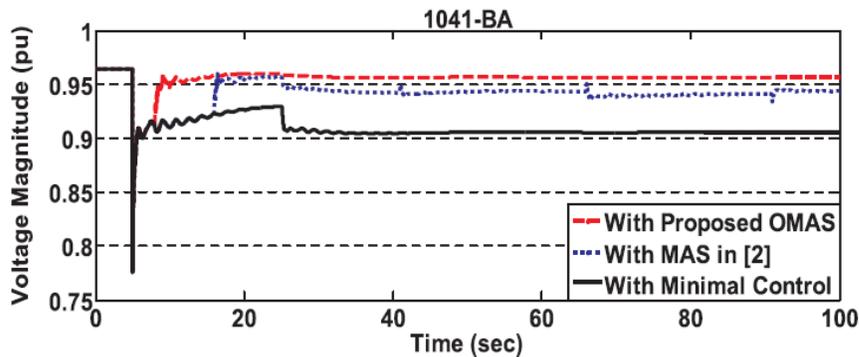


Figura 2.25: Evolución de la tensión de una de las barras de la red en el tiempo ante un aumento de la potencia reactiva consumida por las cargas.

En [128] se diseña un EDAC basado en *model predictive control* (MPC) para mantener la estabilidad de tensión de largo plazo del sistema en situaciones críticas, como la desconexión de más de un elemento de la red. Su objetivo principal es optimizar la cantidad de carga que debe ser desconectada en tales situaciones. La función objetivo del MPC penaliza los desvíos de las tensiones en las barras y la generación de potencia reactiva (variables de estado) con respecto a sus valores de referencia. En el problema de optimización se incluyen restricciones asociadas a la acción de control (desconexiones de carga) y limitaciones para las variables de estado. Es importante destacar que el control no mide la tensión de todos los nodos ni la potencia reactiva de todos los generadores. Los más críticos son determinados mediante un análisis modal o monitoreando la magnitud de las desviaciones con respecto a sus valores de referencia. Esto permite utilizar una menor cantidad de PMUs para realizar mediciones lo que reduce el costo de implementación de esta estrategia.

La estrategia es probada en una red con 3 GS y 2 cargas ante distintas contingencias mostrando buenos resultados. Sin embargo, si bien el MPC propuesto muestra un buen desempeño en términos de mantener la estabilidad de tensión en el largo plazo, los resultados no se comparan con otra estrategia de control. Adicionalmente, la estrategia no incluye a las TGVCC ni sus impactos en la red o en el desempeño del controlador.

Las 2 estrategias de control descritas buscan mantener la estabilidad de tensión de largo plazo. Lo anterior es común a la mayoría de los trabajos existentes [126–131].

De hecho, de los trabajos revisados, sólo 2 abarcan la estabilidad de corto plazo del sistema [132], [133]. En [132] se propone una estrategia preventiva y correctiva basada en respuesta de la demanda en situaciones de emergencia. Uno de sus objetivos es minimizar un índice de estabilidad de tensión de corto plazo (STVSI, por sus siglas en inglés). En este sentido, en el trabajo se propone este índice y su eficacia se verifica ante múltiples contingencias. Las acciones de control realizadas son: de manera preventiva, se modifica el despacho de los GS, mientras que, de manera correctiva, se desconecta demanda para evitar la pérdida de estabilidad en el corto plazo. Estas acciones de control son determinadas a través de un problema de optimización que busca minimizar el STVSI. Sin embargo, no se entregan detalles de cómo se implementa esta estrategia en la ventana de tiempo del corto plazo. Asimismo, su implementación está sujeta a redes que contengan la tecnología que permita realizar respuesta de la demanda.

El trabajo presentado en [133] propone la implementación de un control centralizado que involucre las unidades de generación cercanas a los centros de carga con el fin de mantener la estabilidad de tensión de corto plazo en la zona. La estrategia utiliza mediciones realizadas por PMUs distribuidos en la red (del centro de carga) para conocer el estado global de la red en tiempo real. A partir de estas señales, envía una señal adicional al sistema de control de excitación de los GS instalados en la región para que estos modifiquen su generación de potencia reactiva en función de la tensión en barras críticas de la red. De esta forma, el control opera cuando la tensión se aleja de la banda permitida ($\pm 5\%$ de la tensión nominal). En la figura 2.26 (extraída de [133]) se muestra un diagrama que describe de manera general la estrategia y sus principales componentes.

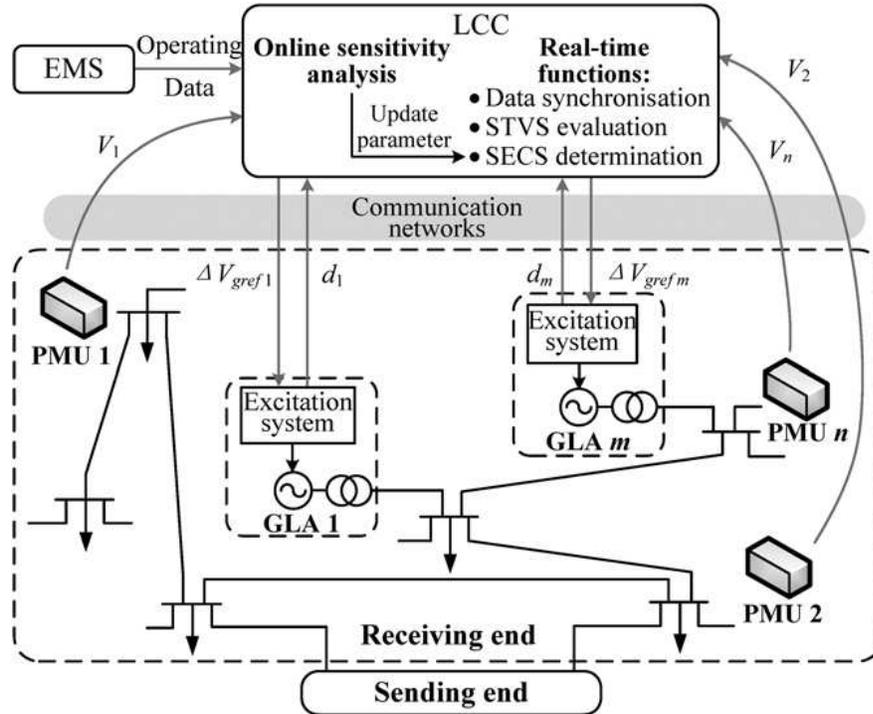


Figura 2.26: Esquema general del control centralizado propuesto.

A continuación, se describen los aspectos más importantes del controlador propuesto:

- El control centralizado de área local (LCC, por sus siglas en inglés) cumple con 3 funciones: 1) sincroniza los fasores de tensión enviados por los PMUs (para sobrellevar el problema de retardos en la comunicación); 2) calcula indicadores que permiten monitorear posibles problemas de tensión en la red y escoger los GS a los que se envía la señal adicional, y 3) determina la señal adicional que se envía al sistema de excitación de los GS.
- Las señales de PMUs a utilizar y los actuadores a nivel de los GS (GLAs, por sus siglas en inglés) son preseleccionados a partir de 2 coeficientes que son calculados mediante simulaciones *offline* de diferentes condiciones de operación y fallas.
- La ley de control utilizada es:

$$\Delta V_{gref} = A\Delta V \quad (2.4)$$

Donde V_{gref} es la señal adicional, V es la tensión de las barras críticas y A es una matriz cuyos coeficientes se calculan en función de las reservas de potencia reactiva de los GS y un índice de sensibilidad que es actualizado de manera *online*.

El sistema de control se prueba en una de las redes de *China Southern Power Grid*, conformado por 3 GS y 12 barras de carga. En la figura 2.27 (extraída de [133]) se muestra las tensiones en 2 de las barras del sistema (figuras a y b) y la potencia reactiva inyectada por 2 de los GS (figuras c y d) ante una falla trifásica.

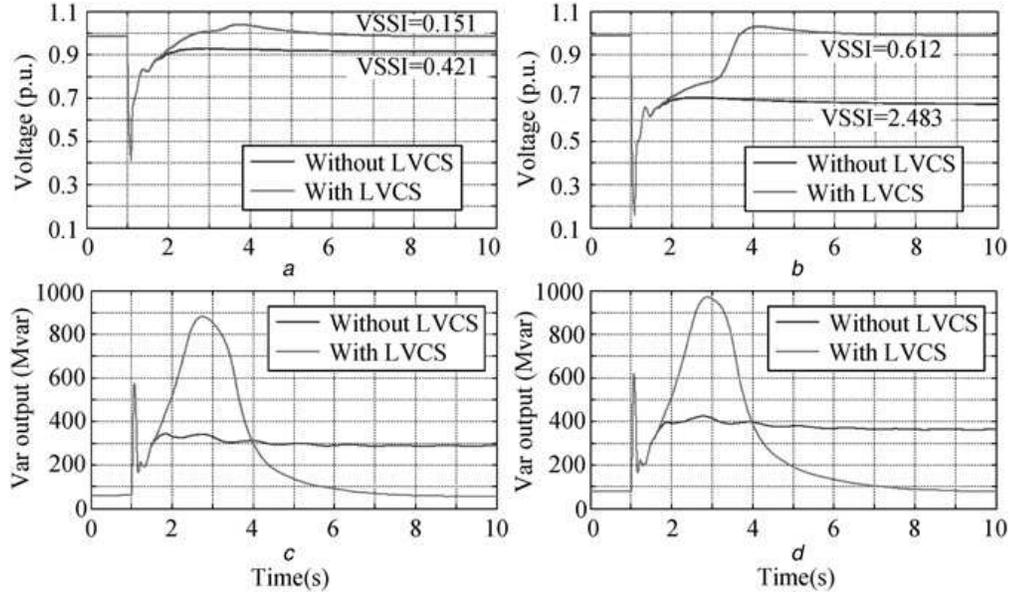


Figura 2.27: Desempeño del controlador con respecto al caso con sólo controlador local ante una falla trifásica.

Se observa que cuando se implementa el controlador propuesto, las tensiones en las barras se recuperan a su valor pre-falla luego de despejada la falla. No así cuando se implementa sólo el controlador local. De la figura 2.27, se observa que la inyección de potencia reactiva de los GS (con la señal adicional del controlador) se comporta de los manera similar durante los primeros instantes de la falla en ambos controladores. Sin embargo, al ser despejada la falla, el controlador propuesto aumenta de manera permanente la potencia reactiva de estos GS, supliendo la nueva demanda de reactivos por parte de la red. Por otra parte, el controlador local aumenta considerablemente la potencia reactiva por unos instantes, para luego volver a su valor pre-falla, lo que no permite restaurar las tensiones del sistema.

El controlador propuesto es simple y tiene un mejor desempeño que los controladores locales de tensión (considerando sólo el sistema de control de excitación). Sin embargo, no incluye a las TGVCC en la estrategia ni enfrenta (de manera directa) los desafíos de la redes débiles con altos niveles de penetración de TGVCC.

2.6.1.5. Comentarios finales

Las estrategias de control centralizado coordinan diferentes equipos presentes en las redes para enfrentar diferentes problemas que pueden surgir durante contingencias tales como el

amortiguamiento de oscilaciones interárea y la mantención de la estabilidad. En general, basan su funcionamiento en mediciones de PMUs (o WAMS) distribuidos en la red, pues estos permiten tener una visión global del estado del sistema. En este sentido, las decisiones que toman estas estrategias de control tienden a ser mejores que las que sólo utilizan información local (pues se tiene más información). Esto se demuestra particularmente bien en los trabajos revisados que abordan el amortiguamiento de oscilaciones interárea. No obstante, el control centralizado presenta varios desafíos que se deben tener en cuenta.

Uno de ellos son los retardos en el sistema de comunicación [141, 142], cuyo valor tradicionalmente se encuentra en el rango de las decenas a centenas de milisegundo, dependiendo de el medio de comunicación utilizado, la extensión del sistema de comunicación, el ancho de banda, entre otros [143]. Como los WAC utilizan la información que envían los PMU a través de canales de comunicación, estos son críticos para el correcto desempeño de los controladores. Por esta razón, es de suma importancia lidiar con la congestión de la red de comunicación, los retardos y la posible pérdida de paquetes de información [144]. En varios de los trabajos revisados, particularmente los que abordan problemas de oscilaciones interárea, consideran los efectos del retardo en el diseño de los controladores [94, 95, 98, 101, 105–107, 142–144].

Otro desafío importante en el diseño de controladores de área amplia centralizados es la elección de la ubicación de los PMUs y en qué equipos del sistema se añaden las señales provenientes del controlador central. Esto es de suma importancia, puesto que el desempeño del controlador depende de sus señales de entrada, que deben reflejar de manera adecuada el modo que se quiere amortiguar. Además, se debe seleccionar qué dispositivo tiene un mayor impacto en el amortiguamiento de dicho modo. Por otro lado, la elección de las señales y equipos adecuados depende fuertemente de la disponibilidad de modelos precisos de sistemas de gran tamaño, debido a las incertezas de sus componentes y las variaciones de los puntos de operación [145].

Finalmente, es necesario destacar que si bien todos los trabajos centralizados muestran mejoras con respecto a una estrategia que utiliza sólo mediciones locales, únicamente 4 de ellos incluyen TGVCC en su propuesta o, al menos, incluyen su impacto en el análisis. En consecuencia, la inclusión de las TGVCC en el diseño de controladores de área amplia y, más aún, en el marco de redes débiles, es un tópico que aún requiere investigación considerando la creciente inserción de TGVCC en las redes y, por consiguiente, la disminución de los niveles de robustez.

2.6.2. Control distribuido

El enfoque del control distribuido es controlar áreas del sistema (pudiendo incluso ser una barra) basándose en la información entregada por diferentes agentes [91]. Este tipo de estrategia de control involucra la implementación de algoritmos que permiten la comunicación entre dispositivos vecinos, sin la necesidad de utilizar un centro de control. Esto implica que requiere una menor transferencia de datos y un menor costo computacional. Sin embargo, aún se requiere comunicación entre dispositivos vecinos para obtener información acerca del estado del sistema y así tener un mayor grado de observabilidad de la red con respecto a un control descentralizado [146]. En la figura 2.28 (extraída de [91]) se muestra la topología de un sistema de control distribuido.

De los trabajos con arquitectura de control distribuida que se revisaron [147–159], sólo 1 aborda el amortiguamiento de oscilaciones interárea [147], 5 estabilidad de ángulo [148–152], 6 estabilidad de frecuencia [153–158] y 1 estabilidad de tensión [159]. Sin embargo, por temas de extensión del documento, no se describen todos los trabajos revisados.

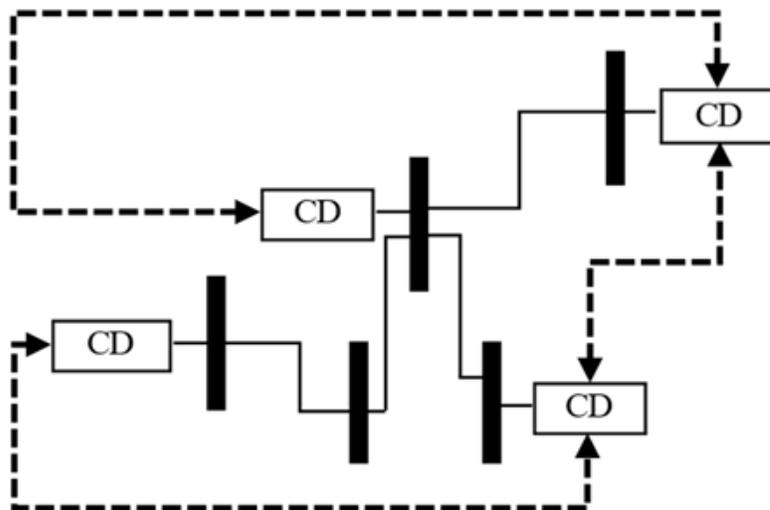


Figura 2.28: Ejemplo de arquitectura de control distribuida.

2.6.2.1. Amortiguamiento de oscilaciones interárea

A diferencia del control centralizado, se han reportado pocas aplicaciones de control distribuido en el amortiguamiento de oscilaciones interárea, lo que resulta natural al entender la naturaleza de estos fenómenos (que involucran varias áreas del sistema). En [147], se propone un controlador por retroalimentación de estado considerando un modelo de tercer orden de los generadores junto con su sistema de excitación. El controlador es diseñado en dos partes: la primera consiste en un controlador descentralizado tradicional LQ mientras que la segunda es un controlador distribuido, cuyo objetivo es mejorar el rendimiento del sistema ante oscilaciones de baja frecuencia. Con este fin, se considera una ganancia de retroalimentación (adicional al controlador diseñado en la primera parte) y la topología del sistema de comunicación, es decir, se selecciona entre qué dispositivos distribuidos (que pueden ser generadores o equipos FACTS) se transmite información. En otras palabras, la ley de control consta de dos términos: uno que asegura la estabilidad del sistema con un mínimo amortiguamiento, y el otro que aumenta el amortiguamiento general del sistema. La ley de control de este controlador por retroalimentación de estado es la que sigue:

$$u_i = K_i x_i + \sum_{j \in L_i} K_{ij} x_j \quad (2.5)$$

Donde x_i es el vector de estado del generador i y K_i es la ganancia del controlador proporcional. L_i es el conjunto de generadores con el que el generador i comparte información. El primer sumando es el término asociado al controlador descentralizado y el segundo sumando es el aporte de los estados de otros equipos a la acción de control del generador i .

En la figura 2.29 (extraída de [147]) se muestran las conexiones entre dispositivos físicos y sus respectivos sistemas de comunicación. No obstante, no necesariamente todos los dispositivos están conectados entre sí en la capa de comunicación. Esto se decide mediante la resolución de un problema de optimización entero mixto.

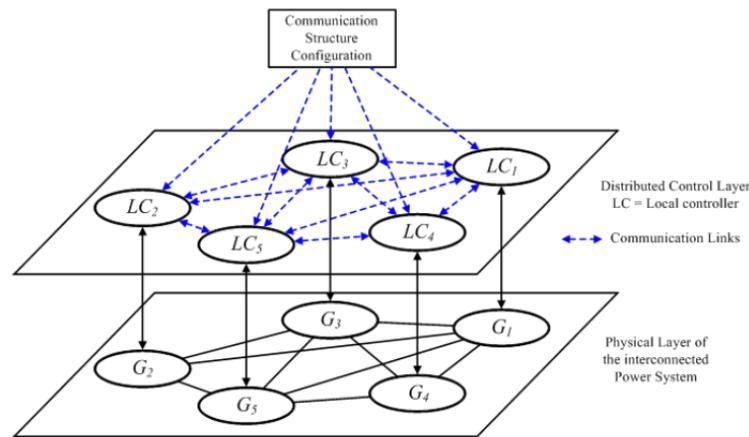


Figura 2.29: Conexión entre dispositivos físicos y entre dispositivos de comunicación.

Para probar este esquema de control, se utiliza un sistema con cinco barras en que los GS no poseen PSS. Sin embargo, los autores destacan que, si se incluyeran los PSS, esto no afectaría el diseño del sistema de control propuesto. De los resultados se concluye que el sistema de control propuesto mejora el amortiguamiento con respecto al caso base con un control descentralizado.

Una de las principales desventajas del trabajo descrito es que para determinar la topología del sistema de comunicación (es decir, qué GS comparten información entre si) se realiza un problema de optimización, por lo que los enlaces de comunicación permanecen fijos. Es decir, no es posible adaptar (fácilmente) el sistema de control y comunicación ante cambios en la topología de la red; cambios que podrían implicar un rediseño del controlador y, por ende, modificaciones a los enlaces de comunicación existentes entre generadores. Asimismo, el diseño del controlador no incluye TGVCC ni su impacto en la red.

2.6.2.2. Estabilidad transitoria

En cuanto a la estabilidad transitoria de ángulo, los trabajos revisados utilizan técnicas similares para determinar las áreas de la red a considerar en el diseño del controlador distribuido, como *second-order consensus*. Además, se utilizan métricas para evaluar el desempeño del controlador, como el tiempo crítico de despeje de falla (CCT, por sus siglas en inglés).

En [148] se describe una arquitectura multi-agente para mejorar la coordinación de protecciones utilizando el CCT. Como criterio para controlar su operación y así mantener la estabilidad transitoria del SEP. El CCT es calculado dinámicamente para ajustarse a diferentes condiciones de operación y fallas mediante un método directo y simulaciones RMS para

su cálculo, utilizando información obtenida mediante PMUs. Esto permite que los agentes se adapten a las condiciones de operación de la red en tiempo real. Los agentes son programas computacionales instalados en los relés de protección de cada barra del sistema, dividido por zonas. Un esquema ilustrativo del funcionamiento del controlador se muestra en la figura 2.30 (extraída de [148]).

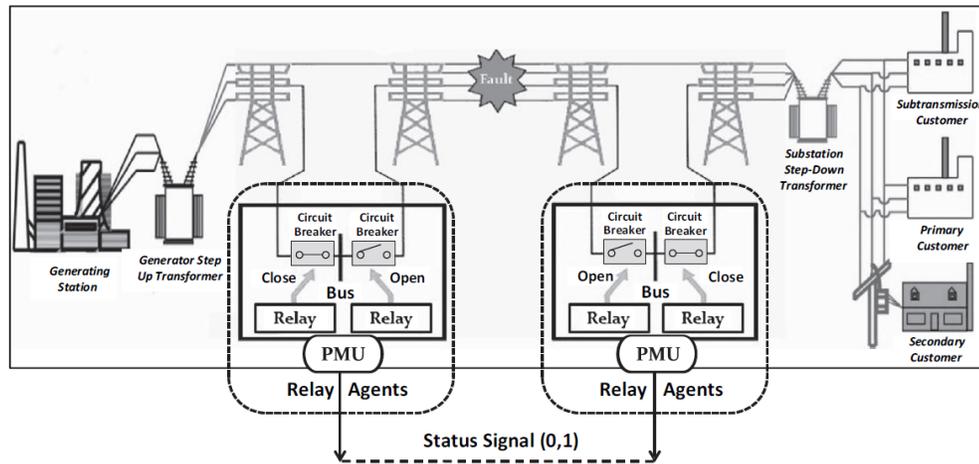


Figura 2.30: Esquema de conexión del sistema distribuido propuesto.

Los agentes comparten información entre sí, de manera bidireccional, acerca del estado de la red y dan la orden de cierre o apertura a los interruptores si se cumple que la corriente medida a través de PMUs sobrepasa un cierto umbral.

Para evidenciar la efectividad de esta estrategia, se realizan pruebas en una red de 32 barras y en otra de 64 barras, sólo con generación convencional. Los resultados obtenidos al simular un cortocircuito trifásico no son comparados con otra estrategia de control, por lo que no se puede concluir una mejora con respecto a un caso base. Asimismo, si bien puede ser una estrategia prometedora, no se menciona nada acerca de los tiempos de cómputo del CCT ni los límites de operación de los interruptores. Además, no se consideran TGVCC en la red ni características de redes débiles en el diseño de la estrategia, lo que puede ser crítico, por ejemplo, en el cálculo del umbral de operación de los interruptores.

En [149] se presenta un controlador distribuido basado en *second-order consensus* para la mantención de la estabilidad transitoria de ángulo ante cortocircuitos trifásicos. El concepto de *consensus* se utiliza para establecer áreas con generadores sincrónicos coherentes en la red. Las señales de entrada del controlador son el ángulo y velocidad de los GS, que se utilizan para modificar la potencia activa generada para mantener la estabilidad luego de una falla.

La estrategia se prueba en la red de 39 barras de la IEEE ante una falla trifásica. Los resultados expuestos parecen mejorar la respuesta ante cortocircuitos con respecto al caso sin control. No obstante, sólo se simula una falla, por lo que no se puede concluir categóricamente que el controlador propuesto mejora el desempeño dinámico del sistema con respecto al caso base.

Es importante añadir que el diseño de la estrategia y su implementación no es descrita

de manera detallada. No se describe dónde se implementa el controlador ni el diseño de la topología del sistema de comunicación. Además, el trabajo no aborda problemas asociados a una alta penetración de TGVCC.

En general, todas las estrategias de control distribuido que buscan mantener la estabilidad transitoria de un SEP utilizando generadores sincrónicos, los agrupan de manera coherente para aplicar la ley de control distribuida. Para esto, se utilizan técnicas como *second-order consensus* para establecer coherencia entre GS. Por otro lado, se pueden utilizar métricas como el CCT para evaluar el riesgo de inestabilidad del sistema y realizar acciones de control. Por último, cabe decir que ninguna de las estrategias revisadas incluye TGVCC en su diseño e implementación.

2.6.2.3. Estabilidad de frecuencia

Las estrategias distribuidas utilizadas para solucionar los problemas asociados a la estabilidad de frecuencia presentan metodologías variadas. En esta sección se describen los trabajos revisados más novedosos.

En [153] se propone una estrategia de MPC distribuida cuyo objetivo es enfrentar los desafíos de la variabilidad e incertidumbre de las fuentes de energía renovables, utilizando cargas controlables y equipos de almacenamiento en conjunto con los GS presentes en la red. El controlador permite mantener la frecuencia y el intercambio de potencia entre áreas cercanas a sus valores nominales/referenciales. Las acciones de control dependen de información local e información intercambiada entre barras de una misma área de control (no se explicita la utilización de PMUs). El controlador utiliza esta información del sistema y predice los perfiles de demanda en una ventana de tiempo finita y, mediante un modelo linealizado que se actualiza en cada intervalo de tiempo, predice el comportamiento futuro del sistema. La utilización del modelo linealizado reduce el costo computacional del algoritmo. Esta reducción es aún mayor si se considera que el problema de optimización es resuelto en cada barra, utilizando sólo información recibida de las barras conectadas entre sí mediante enlaces de comunicación en las áreas de control.

La estrategia es probada en una red de 8 barras, 4 GS, 4 equipos de almacenamiento y 4 cargas controlables. Se compara el desempeño del controlador propuesto con el AGC tradicional ante variaciones temporales de las cargas (no conexiones/desconexiones intempestivas de elementos de la red). Si bien se obtienen mejores resultados que en caso del AGC tradicional, su implementación es más compleja y requiere establecer enlaces de comunicación entre barras de las áreas de control. Asimismo, no se analizan los tiempos de cómputo en la resolución del problema de optimización, lo que puede afectar negativamente la regulación de frecuencia.

En [156] se propone un esquema de control distribuido que aprovecha la presencia de enlaces HVDC (particularmente multi-terminales) en la red para apoyar en el control primario de frecuencia. En este sentido, se permite que los controladores de potencia de los enlaces HVDC puedan utilizar las reservas de potencia de todas las áreas AC interconectadas en caso de que ocurra una contingencia en una de ellas. En consecuencia, se reducen las reservas totales de potencia en el sistema completo. Para que los GS de diferentes áreas sean sensibles a los desbalances de potencia, las frecuencias de cada área deben reflejar desbalances ocurridos en

otra área. Por lo tanto, el objetivo de esta estrategia es igualar las desviaciones de frecuencia de todas las áreas manipulando la potencia activa que fluye a través de los enlaces HVDC. Si la red DC contiene N convertidores, el esquema de control propuesto contiene $N - 1$ sub-controladores. Por ejemplo, en la figura 2.31 (extraída de [156]) se muestra la topología de la red de prueba utilizada en el trabajo. De los 5 convertidores presentes en el sistema, en 4 de ellos se implementa el controlador propuesto. El otro se encarga de controlar la tensión DC. El controlador restante controla la tensión en la red DC.

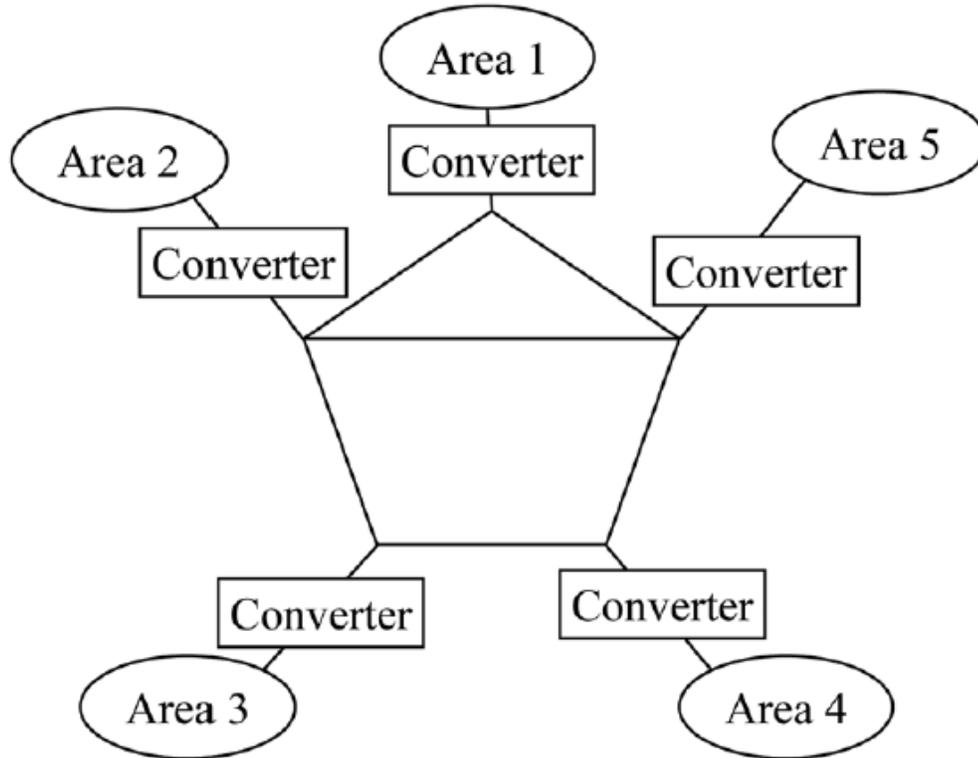


Figura 2.31: Topología de la red de prueba.

La ley de control de cada uno de los $N - 1$ controladores contiene un coeficiente que indica si el subcontrolador recibe o no información de la frecuencia de una determinada área. La estructura del sistema de comunicación se asume constante y bidireccional.

Las pruebas de esta estrategia se realizan en una red con cinco áreas AC interconectadas mediante un enlace HVDC multi-terminal. No se realizan simulaciones para comparar el desempeño de esta estrategia con otros controladores. Sólo se simula un desbalance de potencia en una de las áreas y un análisis de sensibilidad con respecto a sus propios parámetros, por lo que no se puede concluir si es una estrategia efectiva o no en términos de estabilidad. Además, no se describe cómo se diseña el sistema de comunicación entre áreas (por ejemplo, qué áreas comparten información) ni se incluye a las TGVCC en el diseño del controlador.

2.6.2.4. Estabilidad de tensión

A la fecha, sólo 1 de los trabajos revisados que utilizan sistemas de control distribuidos abordan problemas asociados a estabilidad de tensión. En [159] se propone una estrategia basada en MPC cuyos objetivos son: 1) llevar y mantener la tensión de las barras reguladas

a la banda admisible luego de una contingencia (como una desconexión de una línea de transmisión) y 2) reducir la cantidad de acciones de control, como la operación de taps bajo carga de los transformadores y accionamiento de bancos de capacitores o reactores. El problema de optimización es resuelto de manera *online* (no se explicita el uso de PMUs) y utilizando una técnica de solución distribuida. La principal diferencia entre la implementación de este tipo de controlador en estrategias centralizadas (donde el MPC es resuelto en el centro de control) y distribuidas, radica en que se divide el problema según las regiones de la red que están físicamente distribuidas. Sin embargo, en el cuerpo del trabajo no se describe la arquitectura de comunicación utilizada, por lo que no se puede concluir si efectivamente es una estrategia de control distribuida, a pesar de estar catalogada como tal.

2.6.2.5. Comentarios finales

Las estrategias de control distribuidas se caracterizan porque el sistema de comunicación necesario para implementarlas es menos complejo que el que se requiere para estrategias centralizadas. La información se intercambia directamente entre los dispositivos encargados de las acciones de control. A pesar de esta ventaja sobre el control centralizado, se han reportado menos aplicaciones de control distribuido en SEP. De las investigaciones revisadas, se concluye que los aspectos más importantes radican en la división del sistema a controlar en áreas y, al mismo tiempo, establecer los equipos o áreas que intercambian información entre sí para ser incluida en el diseño del controlador. Finalmente, sólo uno de los trabajos revisados incluye TGVCC en el diseño del sistema de control como equipos a controlar [157].

2.6.3. Control jerárquico

El control jerárquico puede incluir una combinación de estrategias de control, tanto centralizadas como descentralizadas. En la figura 2.32 (extraída de [91]) se muestra un ejemplo de arquitectura de control jerárquica. De manera similar al control distribuido, los cálculos y el intercambio de información entre agentes ocurre en los niveles altos de la estructura jerárquica. Esto permite reducir los canales de comunicación necesarios para transmitir la información con respecto al control distribuido, pues se reduce el número de agentes entre los cuales se establecen canales de comunicación [91].

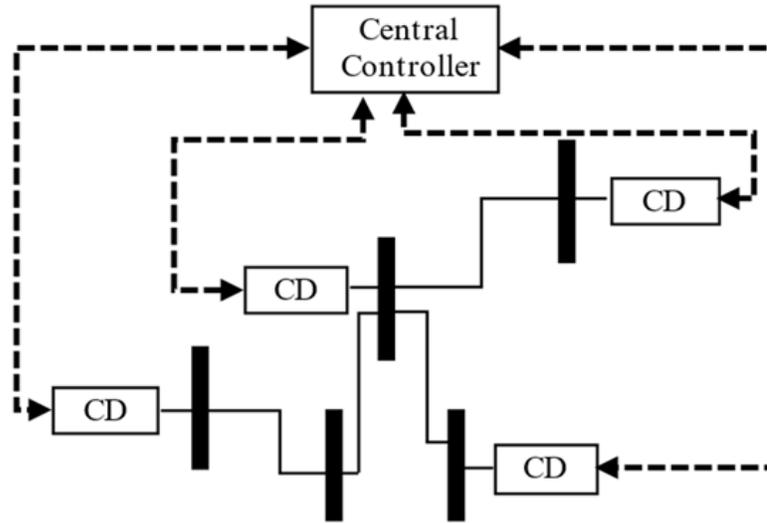


Figura 2.32: Ejemplo de arquitectura de control jerárquica.

De las investigaciones reportadas en el marco del control jerárquico, 17 trabajos [160–176], 7 abordan la estabilidad transitoria de ángulo [177–183], 5 estabilidad de frecuencia [184–188] y 2 estabilidad de tensión [189,190]. Por temas de extensión de documento, sólo algunos de los trabajos revisados son descritos.

2.6.3.1. Amortiguamiento de oscilaciones interárea

En el contexto de oscilaciones interárea, a nivel general, la metodología de diseño de los controladores jerárquicos de diferentes papers es similar: primero se seleccionan los equipos que participaran en el control y luego las señales de entrada óptimas. Lo que los diferencia es la tecnología de los equipos que participan en el control (TGVCC, FACTS y GS).

En [160] se propone una arquitectura de control que considera un control centralizado y un control local, con el objetivo de aumentar el amortiguamiento de modos interárea. Los controladores locales pueden ser ubicados en GS (PSS) y en DFIGs, que se denomina *Power Oscillation Damper* (POD). En el centro de control se encuentra un PSS y un POD centralizado. En la figura 2.33 (extraída de [160]) se muestra el diagrama de bloques del controlador propuesto, en el que se explicitan las conexiones entre los distintos componentes de la estrategia.

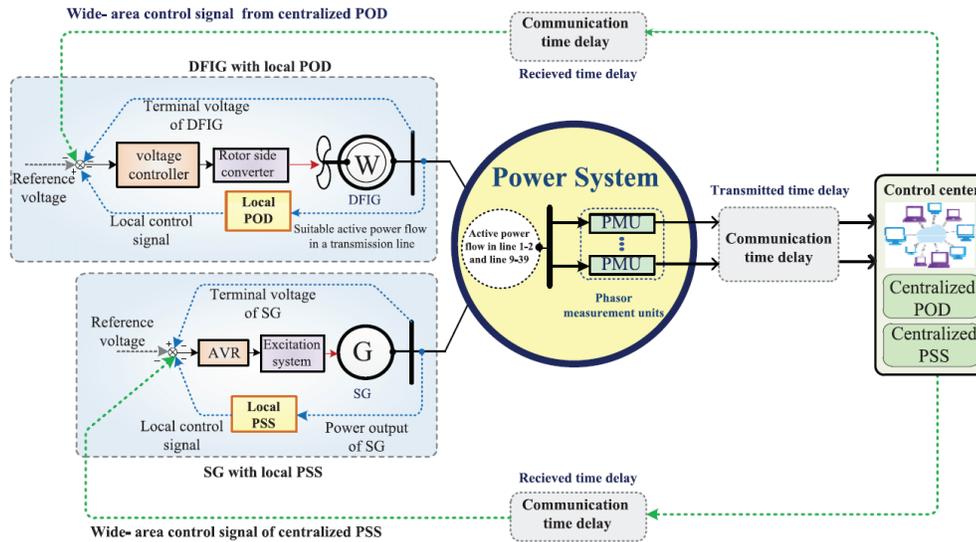


Figura 2.33: Diagrama de conexión del sistema de control jerárquico propuesto.

El primer paso en el diseño de los controladores es seleccionar qué unidades de generación (GS o DFIGs) son adecuadas para amortiguar los modos interárea. Con este fin, se utiliza un índice basado en la controlabilidad y observabilidad de los modos de oscilación del sistema. Luego, para seleccionar las señales de entrada del PSS y POD centralizado, se utiliza un índice similar al anterior, seleccionando qué flujos de potencia activa por las líneas son los más convenientes para mejorar el amortiguamiento. Estos flujos son medidos por PMUs en las barras seleccionadas. Para esto, se realiza un procedimiento análogo para las señales de los controladores locales. Las señales provenientes del control centralizado y local son añadidas como señales adicionales al AVR de los GS y al controlador de tensión de los DFIGs. Por otra parte, el diseño del sistema de control propuesto compensa el efecto del retardo en la comunicación e incertidumbre (como variación de parámetros o cambios en los puntos de operación).

La estrategia es probada en una red de 39 barras, mostrando buenos resultados con respecto a la utilización de únicamente un control centralizado o sólo control local. El diseño del controlador propone metodologías interesantes, tales como la selección de los DFIG y GS que participan en el control y las variables del sistema a medir para obtener un mejor desempeño. Esto permite además reducir el número de PMUs necesarios para implementar la estrategia.

En [161–163] se diseñan controladores para amortiguar oscilaciones interárea con una metodología similar: los controladores reciben una señal local y otra señal proveniente de un control centralizado. Esto permite tener un cierto grado de robustez ante una falla del control central, pues la señal local continúa en operación aún si el control centralizado falla. Además, para el diseño de los controladores, debido al alto orden de los SEP reales, se utilizan técnicas de reducción de modelos y de identificación de sistemas con datos obtenidos de los PMUs, por lo que podrían ser utilizadas en tiempo real.

2.6.3.2. Estabilidad transitoria de ángulo

Con respecto a estabilidad transitoria de ángulo, las estrategias propuestas son variadas. En [177] se propone un esquema de control jerárquico y multi-agente para evitar inestabilidades de ángulo y de tensión en el largo plazo. Con el fin de mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de ángulo (post falla), se utiliza un control local descentralizado basado en MAS y un control de tensión jerárquico descentralizado (post pequeñas perturbaciones). El controlador se basa en mediciones realizadas por PMUs en áreas de la red. El esquema de este sistema de control y sus agentes se muestra en la figura 2.34 (extraída de [177]), en la que se observa las conexiones y funciones de cada agente.

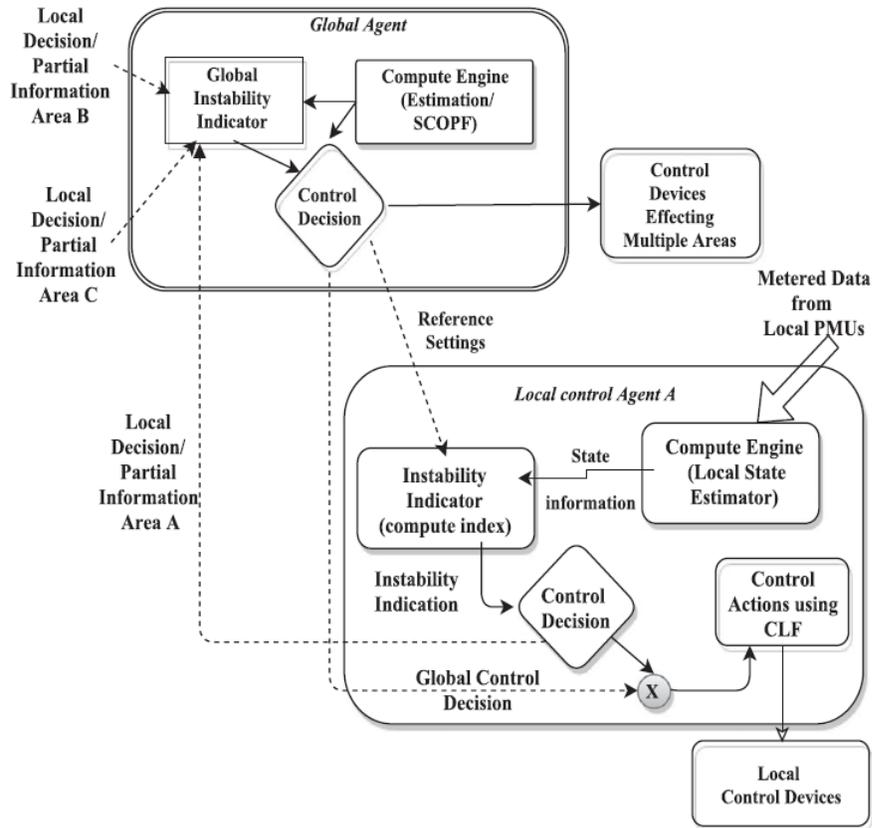


Figura 2.34: Esquema del sistema de control jerárquico multi-agente propuesto.

A continuación, se describe de manera general la función de cada agente en la figura 2.34:

- Los agentes de control locales reciben información medida de los PMUs u otros instrumentos de medición, mientras que las consignas de potencia y tensión las reciben del agente global. Con esta información, estiman el estado de la respectiva área que supervisan. Estas estimaciones se utilizan para calcular márgenes de estabilidad.
- El agente global recibe y procesa la estimación de estado calculados por todos los agentes de control locales y estima el estado de toda la red. Esto permite tener una visión completa del sistema. En caso de que se detecte una contingencia, puede inhibir la acción de algunos de los agentes de control local y controlar sólo aquellos que tengan

un impacto en la estabilidad. Además, determina las consignas de potencia y tensión mediante un flujo óptimo de potencia.

El diseño del controlador se basa en el segundo método de Lyapunov en sistemas que contienen equipos FACTS (como SVCs y TCSCs). La estrategia propuesta se prueba en la red de dos áreas de Kundur ante un cortocircuito trifásico comparando 3 casos: 1) sin equipos FACTS, 2) con sólo un TCSC y 3) con dos TCSCs. Si bien se obtienen mejores resultados a medida que hay una mayor cantidad de equipos FACTs en la red, esto restringe su aplicación a sistemas que tengan estos equipos instalados. Además, la estrategia se prueba en una red de prueba pequeña sin TGVCC, no representativa de SEP reales. Por otro lado, un aspecto a destacar del diseño es que la información que se envía al agente global es pre-procesada por los agentes locales, lo que permite reducir el ancho de banda de los enlaces de comunicación y aumentar la rapidez en el procesamiento de la información por parte del agente global.

En [178] se propone un método que combina el uso de la función de energía de Lyapunov con técnicas de aprendizaje de máquinas para diseñar un WAC que opera sobre parques eólicos (DFIG) y GS. El objetivo de esta estrategia es enfrentar los problemas asociados a la estabilidad transitoria de ángulo aumentando el tiempo crítico de despeje de falla y mejorando el amortiguamiento de las oscilaciones del punto de equilibrio post falla. En la figura 2.35 (extraída de [178]) se muestran los diagramas de bloques de los controladores de los GS y DFIG. Se puede observar que las señales del WAC se añaden al AVR en el caso de los GS y al control de potencia de los DFIG. Asimismo, la información es medida mediante PMUs instalados en cada unidad de generación.

El controlador local es el primer nivel de la estrategia propuesta. Tiene la respuesta más rápida, con el fin de responder a las dinámicas locales del sistema y asegurar que las variables puedan seguir sus valores de referencia. El WAC, por su parte, se diseña en base a funciones de energía de la red en conjunto a una técnica de aprendizaje de máquinas para poder cubrir la mayor cantidad de escenarios de operación y cambios en la topología actualizando los parámetros del controlador. El entrenamiento *offline* del modelo requiere datos que son obtenidos de simulaciones dinámicas a partir de una red de 68 barras en PSCAD, modelando cada generador sincrónico y DFIG en detalle y respetando sus restricciones físicas.

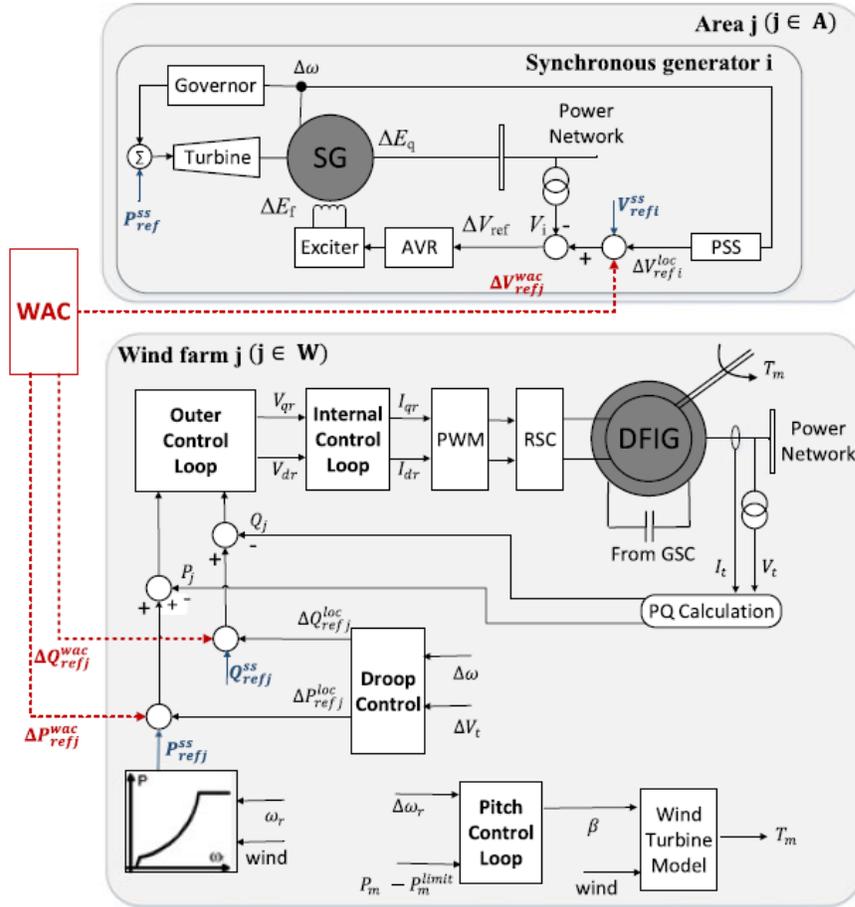


Figura 2.35: Esquema del sistema de control jerárquico propuesto para GS y DFIG.

Para probar esta estrategia se utiliza una red de 68 barras con 12 GS y 3 DFIGs. En el trabajo se muestran los resultados de diversos escenarios y contingencias, siendo muy favorables con respecto al caso base (sin la estrategia de control propuesta). Se destaca la robustez frente a retardos en el sistema de comunicación y a incertidumbres como la velocidad del viento. Sin embargo, para el cálculo de la función de energía se utilizan modelos simplificados agregados de los GS y de los DFIG, lo que puede no ser adecuado en redes débiles. Además, si bien se incluyen TGVCC en la estrategia, estas representan una mínima parte del mix de generación, por lo que el controlador se prueba en una red robusta.

En el marco de la estabilidad transitoria, los trabajos revisados presentan estrategias variadas, desde sistemas de control clásicos hasta el uso de técnicas de inteligencia computacional. Sin embargo, también existen varias similitudes. Gran parte de los trabajos utilizan el concepto de coherencia, ya sea para dividir el SEP en áreas coherentes para implementar el controlador, o para obtener un modelo agregado de la red. Además, varios utilizan funciones de energía y métodos de Lyapunov para diseñar los controladores. Por otro lado, muy pocos trabajos involucran a las TGVCC o estudian sus implicancias en el diseño del controlador que proponen.

2.6.3.3. Estabilidad de frecuencia

En cuanto a estabilidad de frecuencia, los trabajos realizados son más recientes y 3 de ellos incluyen a las TGVCC en su estrategia, permitiendo que provean de respuesta rápida de frecuencia o que participen en el control primario. Dos de ellos se describen a continuación.

En [186] se implementa una estrategia de control de área amplia que permite a los parques eólicos y FACTS apoyar en el control primario de frecuencia. El controlador consta de 2 etapas: una completamente descentralizada y una centralizada que utiliza información global de la red (obtenida mediante PMUs) para añadir señales adicionales a los controladores locales. La etapa descentralizada consiste en los controladores convencionales que se encuentran en los GS, FACTs y aerogeneradores PMSG. Su objetivo es proveer amortiguamiento a los modos locales y control de tensión, garantizando un desempeño aceptable cuando el WAC es desconectado por fallas en el sistema de comunicación. La segunda etapa es el WAC, encargado de proveer amortiguamiento a modos interárea y apoyar en el control primario y secundario de frecuencia. En operación normal, la inyección de potencia de los DFIG se determina a partir de algoritmos de MPPT tradicionales. Luego de un desbalance de potencia, se activa el control primario, modificando el máximo de potencia activa que pueden inyectar los DFIGs.

El diseño del WAC consiste en 3 etapas: primero se realiza una reducción del modelo del sistema. Luego, el modelo se extiende para compensar los retardos de comunicación. Por último, se diseña una ley de control por retroalimentación de estado mediante técnicas de control óptimo. Es necesario destacar que las señales a medir se escogen mediante un método que se basa en los factores de participación, pues no presenta problema de escalamiento cuando hay una gran variedad de mediciones con diferentes significados físicos.

El controlador se prueba en el sistema de dos áreas de Kundur, al cual se le agrega un aerogenerador PMSG y un STATCOM en diferentes barras de la red. La comparación se realiza analizando el desempeño del caso que incluye sólo controladores locales (sin apoyo por parte del PMSG) con respecto al que incluye apoyo por parte del PMSG. En este contexto, se realizan diferentes pruebas, destacando los buenos resultados que se obtienen ante un cambio intempestivo de carga con respecto a los casos con sólo controladores locales. Sin embargo, a pesar de que se incluyen TGVCC en la estrategia, el controlador se prueba en un sistema de prueba pequeño dominado por generadores sincrónicos, por lo que la efectividad de la estrategia puede verse afectada en sistemas reales con baja inercia.

En [187] se diseña un WAC para redes con baja inercia. Particularmente, para que las TGVCC puedan proveer respuesta rápida de frecuencia de manera coordinada. En la figura 2.36 (extraída de [187]) se muestra un diagrama de bloques del sistema de control. Como se muestra en la figura, el sistema de control consiste en tres etapas:

- El supervisor centralizado se encarga de reunir información, de manera periódica, acerca de la disponibilidad de los recursos y capacidad de los equipos que proveen respuesta rápida de frecuencia. Esto permite identificar la combinación óptima de recursos para alcanzar la respuesta deseada, enviando órdenes a los controladores locales en función de las condiciones generales del sistema.
- Los agregadores regionales se instalan en zonas del SEP determinadas mediante estudios de coherencia. Estos reciben información de PMUs instalados cerca de las mayores

fuentes de inercia en cada área y contienen algoritmos que permiten agregar dicha información y producir señales de ángulo y frecuencia equivalente en cada región.

- Los controladores locales son los encargados de monitorear y realizar acciones de control en tiempo real. Estos son instalados en equipos que están habilitados para proveer respuesta rápida de frecuencia. Además, cuentan con PMUs para tomar mediciones.

La estrategia es probada en una red con 20 GS, 25 TGVCC y 26 cargas. El desempeño de la propuesta es comparado con el caso en que sólo los GS participan en el control. Los resultados muestran que la estrategia mejora la respuesta de la frecuencia del sistema frente a desbalances de potencia, reduciendo el nadir y el tiempo de establecimiento.

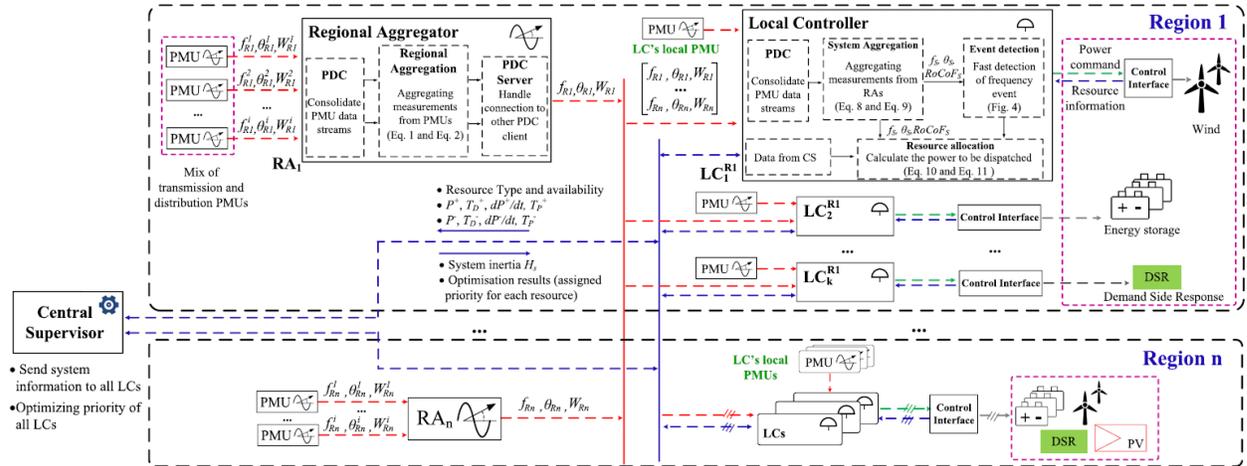


Figura 2.36: Esquema de conexión del sistema de control rápido de frecuencia propuesto.

Si bien no se han reportado muchas investigaciones en el marco del control jerárquico en aplicaciones de estabilidad de frecuencia, los trabajos existentes incorporan TGVCC para que entreguen respuesta rápida de frecuencia y puedan participar en el control primario de frecuencia, mostrando este tipo de control como una alternativa para mantener la estabilidad de frecuencia en sistemas con baja inercia.

2.6.3.4. Estabilidad de tensión

A la fecha, no se ha registrado mucha investigación respecto a la aplicación de controladores jerárquicos en estabilidad de voltaje. Los pocos trabajos existentes buscan resolver problemas asociados a estabilidad de voltaje de largo plazo [189], [190], sin incorporar fenómenos rápidos.

2.6.3.5. Comentarios finales

Las estrategias de control jerárquico pueden compartir características del control centralizado y distribuido, debido a que su estructura general es flexible. Sin embargo, una de las características más comunes es que tenga una etapa de control centralizado. Esto implica que también comparte sus desafíos, como los retardos en el sistema de comunicación y el

desarrollo del modelo para diseñar el controlador centralizado. De los 31 trabajos revisados, sólo 11 incluyen a las TGVCC en su estrategia o analizan sus efectos en el desempeño del controlador [160–163, 166, 171, 178, 186–188].

Esta arquitectura de control es una de las más complejas, debido a que cuenta con varias capas que deben ser cuidadosamente diseñadas de tal forma que puedan operar en conjunto. Sin embargo, esto también permite que sea más robusto ante fallas. Por ejemplo, si falla el sistema de comunicación en un control jerárquico que cuenta con una capa centralizada y otra descentralizada, esta última podría seguir operando de manera aislada.

2.7. Comentarios finales

Una alta penetración de TGVCC tienen un impacto directo en la robustez de los SEP. En particular, debido a su capacidad limitada de inyectar corrientes durante cortocircuitos, los niveles de cortocircuito de la red se ven reducidos. En consecuencia, las tensiones en las barras del sistema son más sensibles ante variaciones de los flujos de potencia. Este efecto es particularmente importante durante contingencias, dificultando la restauración de los niveles de tensión luego de despejada la falla. Esto implica que los sistemas débiles con bajos niveles de cortocircuito son más propensos a inestabilidades o colapsos de tensión. Con el fin de mantener la estabilidad de tensión de corto plazo del sistema, es necesario que las TGVCC inyecten corriente reactiva durante cortocircuitos, es decir, que tengan capacidad de FRT.

Para que las TGVCC puedan apoyar en la mantención de la estabilidad de tensión, estas deben superar varios desafíos, tales como: 1) respetar el límite térmico de los convertidores de potencia, 2) mantener la estabilidad durante la inyección de corriente ante contingencias, 3) mitigar los efectos de bajos niveles de cortocircuito en la estabilidad de PLL y 4) mantener la tensión DC dentro de márgenes seguros durante cortocircuitos. Por consiguiente, las estrategias de control de las TGVCC deben ser diseñada para sobrellevar estos desafíos.

Dada la naturaleza del problema de estabilidad de tensión, tradicionalmente, las estrategias para el control de tensión son descentralizadas y se basan en mediciones locales. No obstante, este enfoque no permite tener una visión global del sistema, lo que puede ser muy importante en redes débiles. Por esta razón, acciones de control coordinadas entre distintos elementos activos de la red pueden ser fundamentales para superar los problemas de estabilidad que surgen en sistemas con baja inercia.

Las estrategias de control de área amplia pueden utilizar las mediciones realizadas por PMUs en tiempo real para conocer el estado general de la red (o de áreas de la red) y así tomar mejores decisiones teniendo en cuenta el estado global del sistema. En este contexto, en los últimos años se han propuesto un gran número de arquitecturas de control que abordan distintos tópicos, como amortiguamiento de oscilaciones interárea y estabilidad. En general, estas estrategias controlan distintos equipos de la red para obtener la respuesta deseada. Los más utilizados han sido los generadores sincrónicos, equipos FACTS y enlaces HVDC. Algunos trabajos más recientes han incluido respuesta de la demanda y a las TGVCC en sus estrategias. Sin embargo, sólo un número reducido de ellas las han incluido de manera explícita como equipos a controlar en sus estrategias propuestas. Más aún, muy pocos trabajos han diseñado su estrategia considerando los efectos que tiene una baja robustez en el

desempeño dinámico de los SEP.

Si bien las tres arquitecturas de control revisadas han sido aplicadas para solucionar problemas asociados a estabilidad, un bajo número de ellas han abordado la estabilidad de tensión. De hecho, al momento de la revisión, sólo dos de los trabajos revisados proponen una estrategia para mantener la estabilidad de tensión de corto plazo [132,133]. No obstante, ninguno de los dos trabajos incorporan a las TGVCC en su propuesta. Por consiguiente, considerando la creciente inserción de TGVCC en las redes del mundo y en particular en Chile, surge la necesidad de diseñar una estrategia que permita utilizar las nuevas tecnologías presentes en la red para poder enfrentar los desafíos de los sistemas con bajos niveles de robustez.

El sistema de control por diseñar debe considerar los desafíos que tienen las TGVCC para poder participar de manera activa en la mantención de estabilidad de tensión en el corto plazo mediante el proceso de FRT. Asimismo, debe coordinar efectivamente la acción de las TGVCC en áreas determinadas, particularmente en aquellas más débiles. Esta coordinación se realiza mediante un control jerárquico, lo que permite tener una etapa centralizada de tal manera de poder tener una visión global de áreas del sistema (particularmente las más débiles) y enviar señales a las TGVCC para que inyecten potencia reactiva. Adicionalmente, el controlador propuesto debe tener las siguientes consideraciones:

- Evitar la inyección excesiva de corriente reactiva tal que no se incurra en sobretensiones luego de despejada la falla.
- Determinar un indicador que permita implementar la acción de control.
- Utilizar áreas definidas con anterioridad con el fin de agrupar a las TGVCC de la red. El controlador debe ser capaz de determinar la zona donde ocurre la falla y actuar sobre las TGVCC correspondientes.
- Contemplar la capacidad de inyección de reactivos de las TGVCC.

Capítulo 3

Análisis preliminar

3.1. Introducción

La norma técnica vigente a nivel nacional establece que las TGVCC deben inyectar corriente reactiva adicional durante contingencias con el objetivo de mantener la estabilidad del sistema. Este aporte adicional de corriente debe ser proporcional a la caída de tensión en un factor K_{FRT} fijo. Sin embargo, a medida que hay una mayor penetración de TGVCC en el sistema y los niveles de cortocircuito disminuyen, las caídas de tensión durante fallas serán más severas, lo que empeora el desempeño dinámico de la red. En este contexto, el aporte de corriente reactiva de las TGVCC será fundamental para mantener la estabilidad durante contingencias en redes débiles. Por este motivo, el factor K_{FRT} fijo, cuyo valor fue establecido cuando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) aún era robusto, podría ser insuficiente para obtener un desempeño dinámico aceptable del SEN durante grandes perturbaciones, especialmente en el caso de zonas con niveles altos de penetración de TGVCC.

Niveles bajos de cortocircuito no sólo acrecentan los efectos de las contingencias, sino que además llevan a que las tensiones sean más sensibles a cambios en los flujos de potencia. Esto implica que la inyección de potencia reactiva por parte de las TGVCC tenga un mayor impacto en las tensiones de la red, incluso en el caso de barras eléctricamente lejanas. Por lo tanto, particularmente durante contingencias, las TGVCC pueden brindar un mayor soporte ante fallas en zonas distantes del sistema.

En el contexto anterior, el presente capítulo busca dimensionar el efecto de aumentar la inyección de corriente reactiva por parte de las TGVCC durante fallas por sobre lo establecido en la normativa vigente. Los resultados obtenidos de este análisis se utilizan para diseñar un controlador que cumpla con los objetivos del estudio.

3.2. Caso de estudio

El análisis se realiza en base al SEN proyectado al año 2046, el cual es modelado en el software DIgSILENT PowerFactory (en adelante, DIgSILENT). Para este año, se espera una elevada penetración de TGVCC, en particular en la zona norte del sistema, mientras que la presencia de generadores sincrónicos se concentra en la zona sur, caracterizada por la alta presencia de generación hidráulica [191].

Las principales características de la red se resumen en la figura 3.1. La figura muestra el mapa de Chile dividido por regiones al que se le superponen las subestaciones (puntos negros) y líneas de transmisión. La red se divide en 5 zonas, diferenciadas por color, las cuales se basan en las Áreas de Control de Tensión establecidas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [192]. En la figura también se indica el despacho de unidades sincrónicas y TGVCC por zona para el punto de operación considerado. El punto de operación a analizar corresponde al de demanda neta mínima debido al reducido despacho de generación sincrónica y, por ende, menores niveles de cortocircuito en la red. Asimismo, se puede ver que las TGVCC se concentran en las zonas 1 y 2, abarcando un 83% del total de generación despachada. En la tabla 3.1 se resumen las principales características de este punto de operación.

En cuanto al modelamiento de las unidades TGVCC, es importante señalar que todas las unidades consideradas son del tipo *grid-following* cuyos modelos dinámicos son adaptaciones de los modelos WECC disponibles en la librería general de DIGSILENT [193]. Entre las principales características de estos modelos destacan:

1) el PLL se modela de manera explícita y 2) las unidades TGVCC tienen capacidad de FRT, cuyo principal parámetro es K_{FRT} , con un valor igual a 2 (según la norma técnica chilena vigente). Este valor de K_{FRT} indica que las TGVCC inyectan un 2% de su corriente nominal por cada 1% de caída de tensión en sus terminales cuando esta cae por debajo de los 0,9 [p.u.].

Tabla 3.1: Punto de operación de demanda mínima neta.

Zona	Despacho		
	GS [MW]	TGVCC [MW]	Demanda [MW]
Zona 1	541	7096	6104
Zona 2	0	5101	2120
Zona 3	661	548	5631
Zona 4	1900	1351	2975
Zona 5	266	695	702
Total	3368	14791	17532

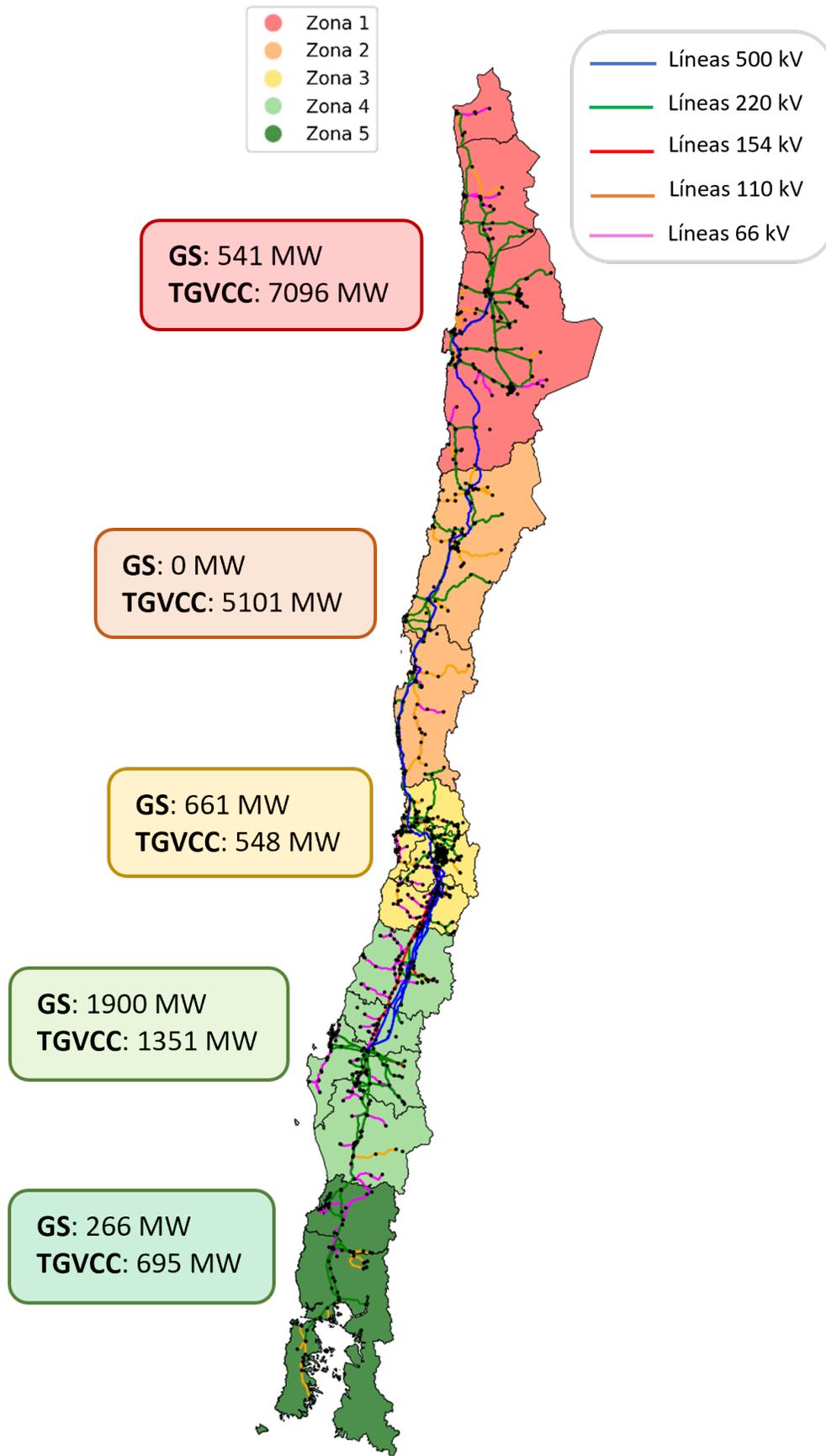


Figura 3.1: Características del sistema bajo estudio.

3.3. Procedimiento de análisis

Para dimensionar el efecto de aumentar la inyección de corriente reactiva durante fallas por parte de las TGVCC - por sobre lo establecido en la normativa vigente -, se realiza un análisis dinámico del sistema. Para esto, se aumentan el K_{FRT} de las TGVCC de cada zona de manera individual y en conjunto. El análisis considera un total de 10 contingencias distribuidas a lo largo de la red de 500 kV del SEN según lo mostrado en la figura 3.2. Para evaluar el efecto de un aumento de corriente reactiva en una determinada zona X en otra zona Y, se utiliza la distancia eléctrica entre ambas zonas [194].

En cuanto a los valores de K_{FRT} a utilizar en el análisis de sensibilidad, estos deben cumplir con que la corriente inyectada por las TGVCC respete el límite de estabilidad descrito en la 2.5.2 [15, 195–201]. Sin embargo, no existen valores máximo de K_{FRT} ampliamente aceptados a nivel mundial. De hecho, [202] se indica que es el operador del sistema el que debe determinar el rango de valores de K_{FRT} de acuerdo con las necesidades del sistema. En este contexto, existen algunas normativas que definen cotas inferiores y superiores para K_{FRT} [203, 204]. A modo de ejemplo, en Alemania se establece que $2 \leq K_{FRT} \leq 6$, mientras que en los Países Bajos $2 \leq K_{FRT} \leq 10$. En el caso de Chile, la normativa vigente exige un $K_{FRT} = 2$ sin establecer un valor máximo único de K_{FRT} .

La principal limitante del valor de K_{FRT} se debe a la capacidad térmica de los convertidores. Valores elevados de K_{FRT} ocasionan que, ante una contingencia, las protecciones del convertidor limiten rápidamente la corriente inyectada. Por consiguiente, el convertidor no puede inyectar más corriente independiente del valor de K_{FRT} considerado [197]. Por otra parte, en [199, 205] se reporta que valores elevados de K_{FRT} pueden ocasionar oscilaciones de tensión indeseadas en el PCC de las TGVCC cuando estas se conectan a una red débil. De manera de evitar este tipo de problemas, los valores de K_{FRT} utilizados en este análisis se reducen a: 2, 4, 6 y 8.

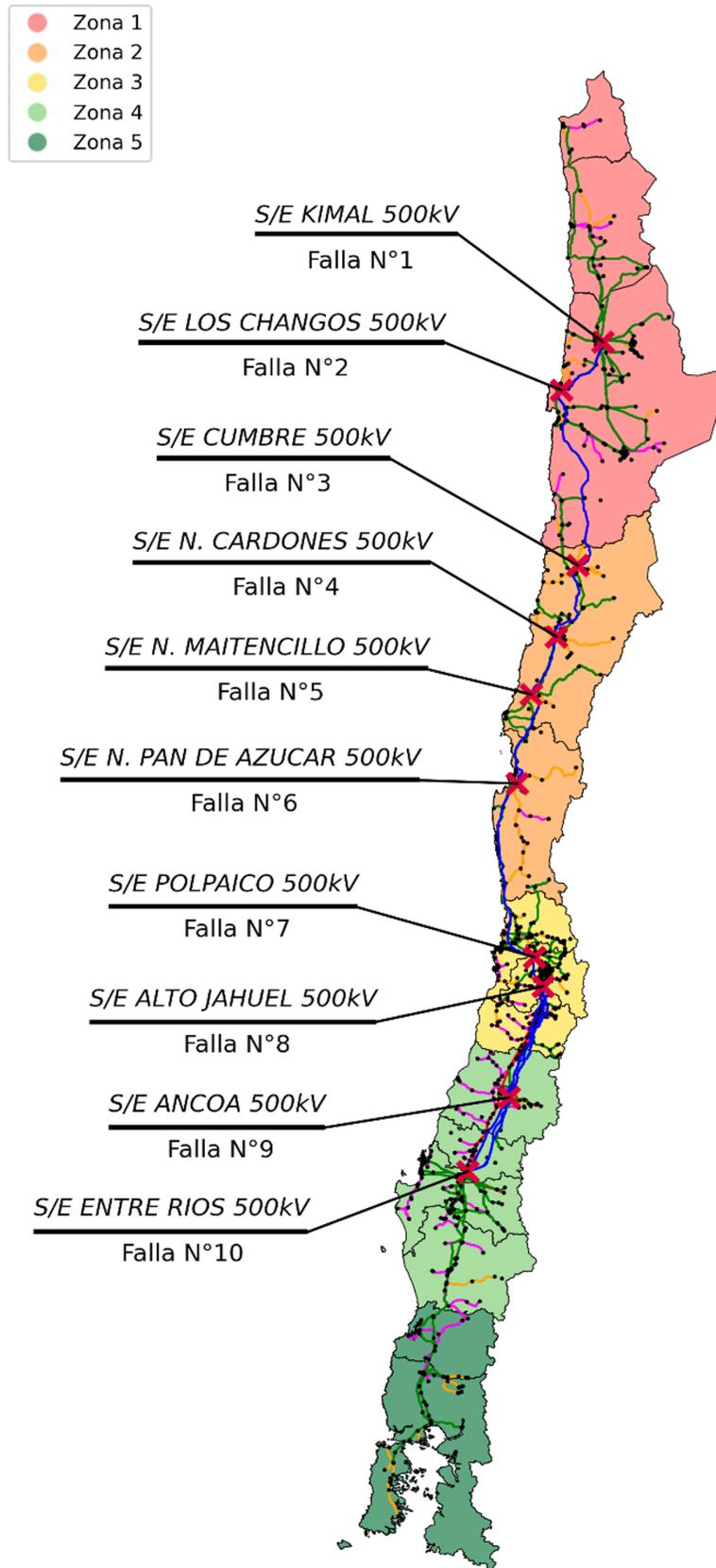


Figura 3.2: Fallas simuladas en el análisis preliminar.

Para el cálculo de la distancia eléctrica, en [194] se indica que se puede calcular en base a la matriz de impedancias (o admitancias) del sistema mediante la siguiente expresión:

$$Z_{ij,eq} = z_{ii} + z_{jj} - 2z_{ij} \quad (3.1)$$

Donde z_{ij} es la impedancia mutua entre las barras i y j ; z_{ii} y z_{jj} son las impedancias propias de barras i y j , respectivamente. La cantidad $Z_{ij,eq}$ es un número complejo, por lo que tanto su parte imaginaria como su módulo se pueden emplear para medir la distancia eléctrica d_{ij} [194]. En este trabajo, se utiliza que $d_{ij} = |Z_{ij,eq}|$ y se calcula para la unidad más alejada a la falla según la zona que se esté analizando. Es preciso señalar que todas las impedancias previamente señaladas están en por unidad, por consiguiente, d_{ij} también se mide en por unidad.

Sea el vector de valores de K_{FRT} por zona igual a $K = \{K_{FRT}^1, K_{FRT}^2, K_{FRT}^3, K_{FRT}^4, K_{FRT}^5\}$. Como caso base, se considera que todas las TGVCC (de las 5 zonas) tienen un valor de $K_{FRT} = 2$. De esta forma, se tiene que para el caso base $K = \{2, 2, 2, 2, 2\}$. Luego, el procedimiento para realizar el análisis de sensibilidad será:

- **Paso 1:** Se simulan las 10 contingencias para el caso base.
- **Paso 2:** Para cada zona, se realiza lo siguiente:
 - **Paso 2.1:** Para la zona 1, se simulan las 10 contingencias considerando 3 escenarios: $K = \{4, 2, 2, 2, 2\}$, $K = \{6, 2, 2, 2, 2\}$ y $K = \{8, 2, 2, 2, 2\}$.
 - **Paso 2.2:** Para la zona 2, se simulan las 10 contingencias considerando 3 escenarios: $K = \{2, 4, 2, 2, 2\}$, $K = \{2, 6, 2, 2, 2\}$ y $K = \{2, 8, 2, 2, 2\}$.
 - **Paso 2.3:** Para la zona 3, se simulan las 10 contingencias considerando 3 escenarios: $K = \{2, 2, 4, 2, 2\}$, $K = \{2, 2, 6, 2, 2\}$ y $K = \{2, 2, 8, 2, 2\}$.
 - **Paso 2.4:** Para la zona 4, se simulan las 10 contingencias considerando 3 escenarios: $K = \{2, 2, 2, 4, 2\}$, $K = \{2, 2, 2, 6, 2\}$ y $K = \{2, 2, 2, 8, 2\}$.
 - **Paso 2.5:** Para la zona 5, se simulan las 10 contingencias considerando 3 escenarios: $K = \{2, 2, 2, 2, 4\}$, $K = \{2, 2, 2, 2, 6\}$ y $K = \{2, 2, 2, 2, 8\}$.
- **Paso 3:** Para todas las simulaciones realizadas en el paso 2, se calcula el tiempo de establecimiento post-contingencia y se contrastan con los valores obtenidos en el caso base (paso 1).
- **Paso 4:** En base a los resultados obtenidos, se determina la distancia eléctrica máxima para la cual el aumento de corriente reactiva de las TGVCC de una determinada zona disminuye (mejora) el tiempo de establecimiento. En caso contrario, no se registra la distancia eléctrica, pero se analizan las razones del aumento del tiempo de establecimiento.

3.4. Resultados

3.4.1. Zona 1

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del Paso 2.1, es decir, los casos en que se simulan las 10 contingencias considerando distintos valores de K_{FRT} en la zona 1:

$$K = \{4, 2, 2, 2, 2\}, K = \{6, 2, 2, 2, 2\}, K = \{8, 2, 2, 2, 2\}$$

La figura 3.3 muestra la mejora del tiempo de establecimiento para diferentes valores de K_{FRT} en la zona 1 en función de la distancia eléctrica de la unidad TGVCC más lejana a cada falla. De la figura se observa que aumentar K_{FRT} en la zona 1 produce una mejora apreciable en el tiempo de establecimiento hasra la falla 4. Lo anterior es válido para todos los valores de K_{FRT} considerados en la zona 1. De esta forma, aumentar el K_{FRT} en la zona 1 sólo produce mejoras significativas para fallas que se encuentren a una distancia eléctrica menor o igual a $d_{Z1} = 0,488 [p.u.]$. Para falla eléctricamente más lejanas (en este caso, de la falla 5 a la falla 10), aumentar el K en la zona 1 y, por ende, la inyección de reactivos por parte de las TGVCC de la zona, no produce ninguna mejora en el desempeño dinámico del sistema.

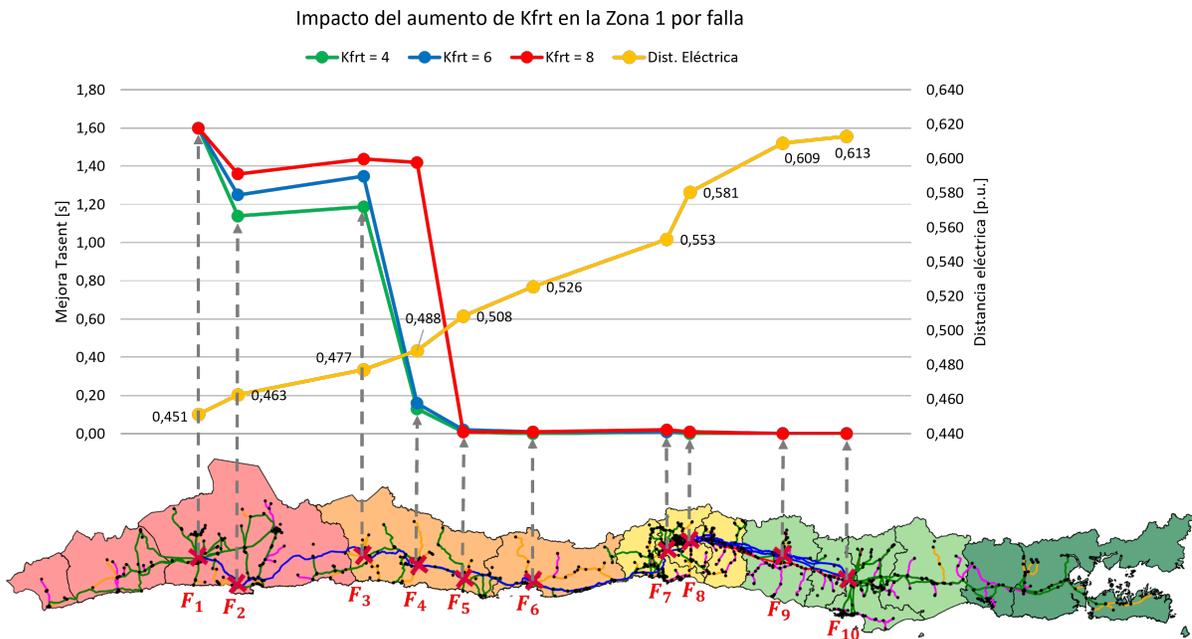
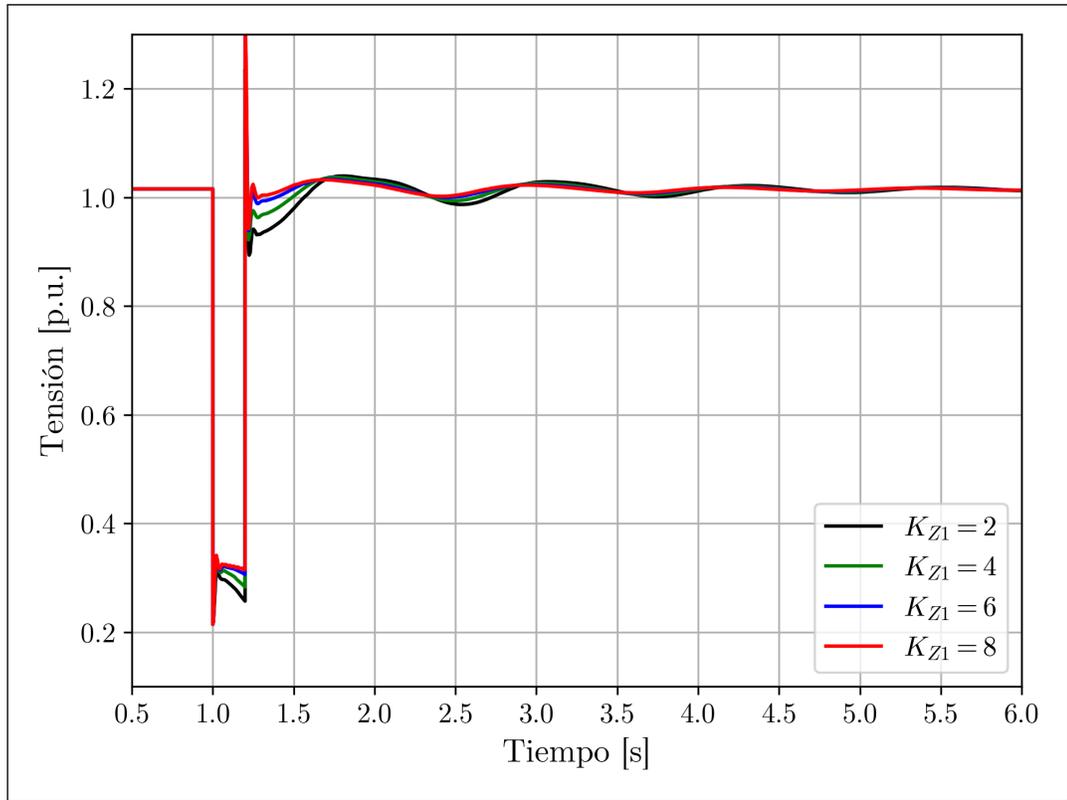
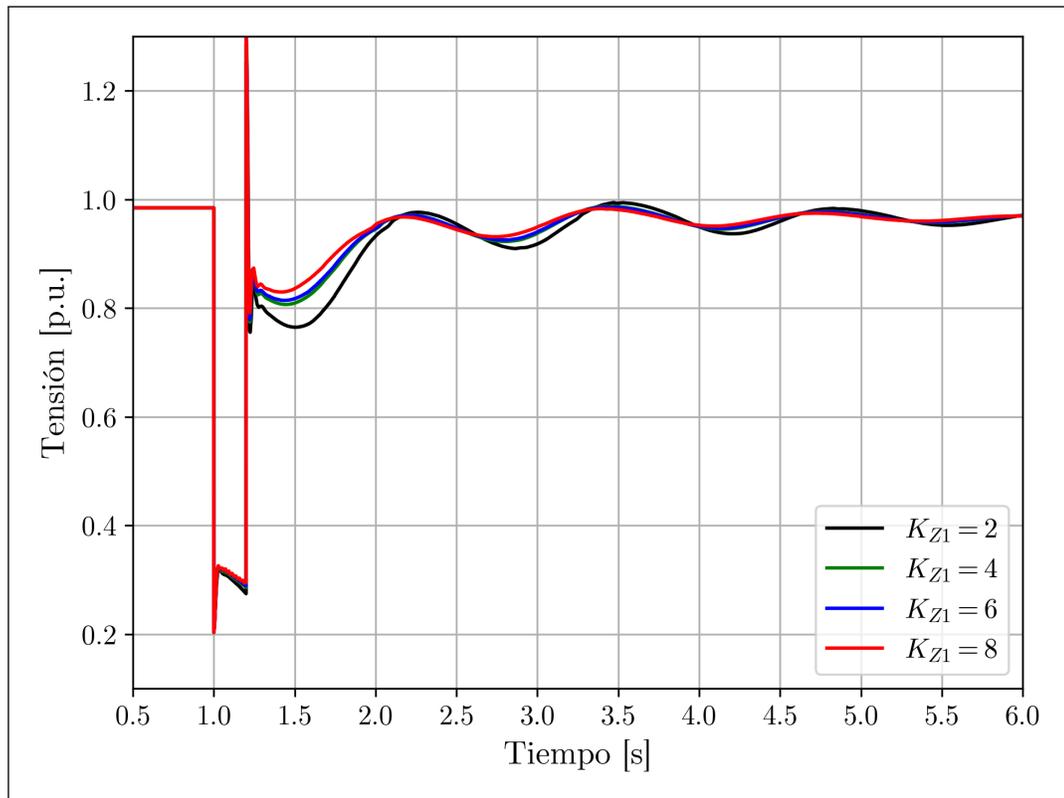


Figura 3.3: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 1.

La figura 3.4 muestra los resultados obtenidos para los diferentes valores de K_{FRT} en las fallas 2 y 4. Concretamente, la figura 3.4(a) muestra la tensión en la barra Los Changos 500 kV para la falla 2, mientras que la figura 3.4(b) muestra la tensión en la barra de Nueva Cardones para la falla 4, para los distintos valores de K en la zona 1. Se observa que aumentar el K_{FRT} de la zona 1 en ambas contingencias lleva a una mejora apreciable tanto en la recuperación de la tensión (amortiguamiento de oscilaciones) como en el valor mínimo que alcanza la tensión una vez despejada la falla.



(a) S/E Los Chagos 500 kV | Falla 2.



(b) S/E Nueva Cardones 500 kV | Falla 4.

Figura 3.4: Tensión en la barra de falla para diferentes K_{FRT} | Zona 1.

3.4.2. Zona 2

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del Paso 2.1, es decir, los casos en que se simulan las 10 contingencias considerando distintos valores de K_{FRT} en la zona 1:

$$K = \{2, 4, 2, 2, 2\}, K = \{2, 6, 2, 2, 2\}, K = \{2, 8, 2, 2, 2\}$$

La figura 3.5 muestra la mejora en el tiempo de establecimiento para diferentes valores de K_{FRT} en la zona 2 en función de la distancia eléctrica de la unidad TGVCC más lejana a cada falla. Se observa que la zona 2, al ser una zona con un alto nivel de generación TGVCC y más central del SEN, a diferencia de la zona 1, tiene un mayor impacto en contingencias localizadas en la zona centro del SEN. Por otro lado, para las fallas 9 y 10 (ubicadas en la zona 4), aumentar la inyección de corriente reactiva en la zona 2 no tiene un impacto, independiente del valor de K_{FRT} utilizado. En otras palabras, para fallas al sur de la zona 2, la inyección de reactivos por parte de las TGVCC mejora el desempeño del sistema mientras la distancia eléctrica no sea mayor a $d_{Z2} = 0,537 [p.u.]$. Asimismo, en la figura se observa que incrementar el K_{FRT} en la zona 2 tiene un efecto significativo en el tiempo de establecimiento para las fallas 2, 3 y 4.

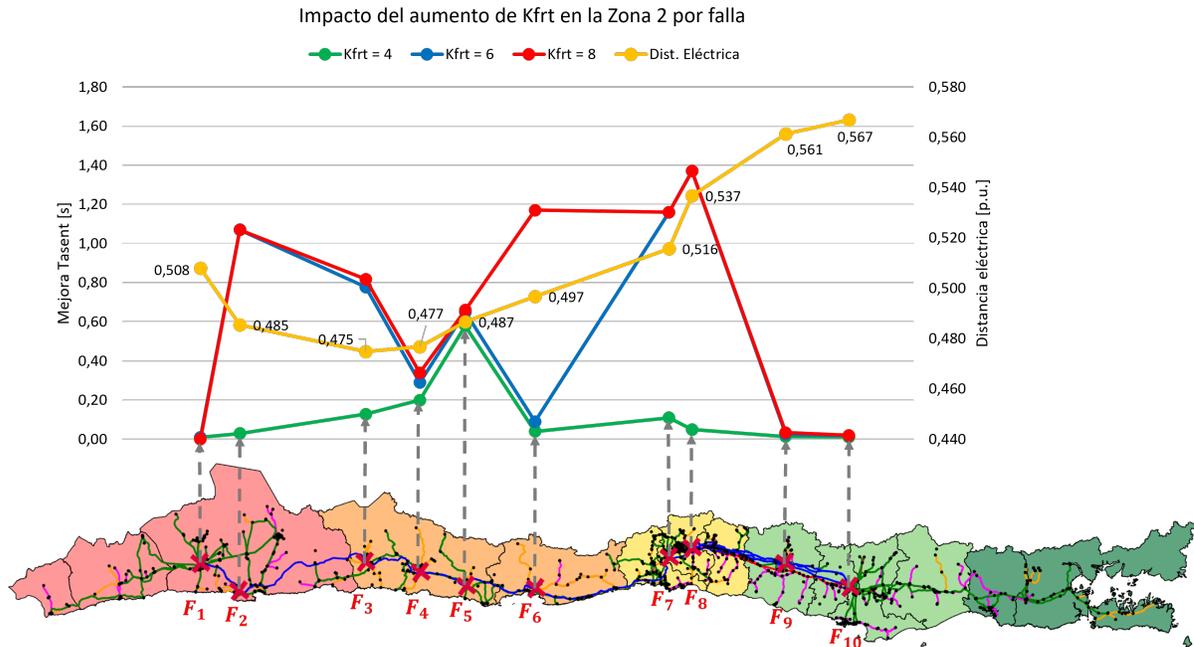
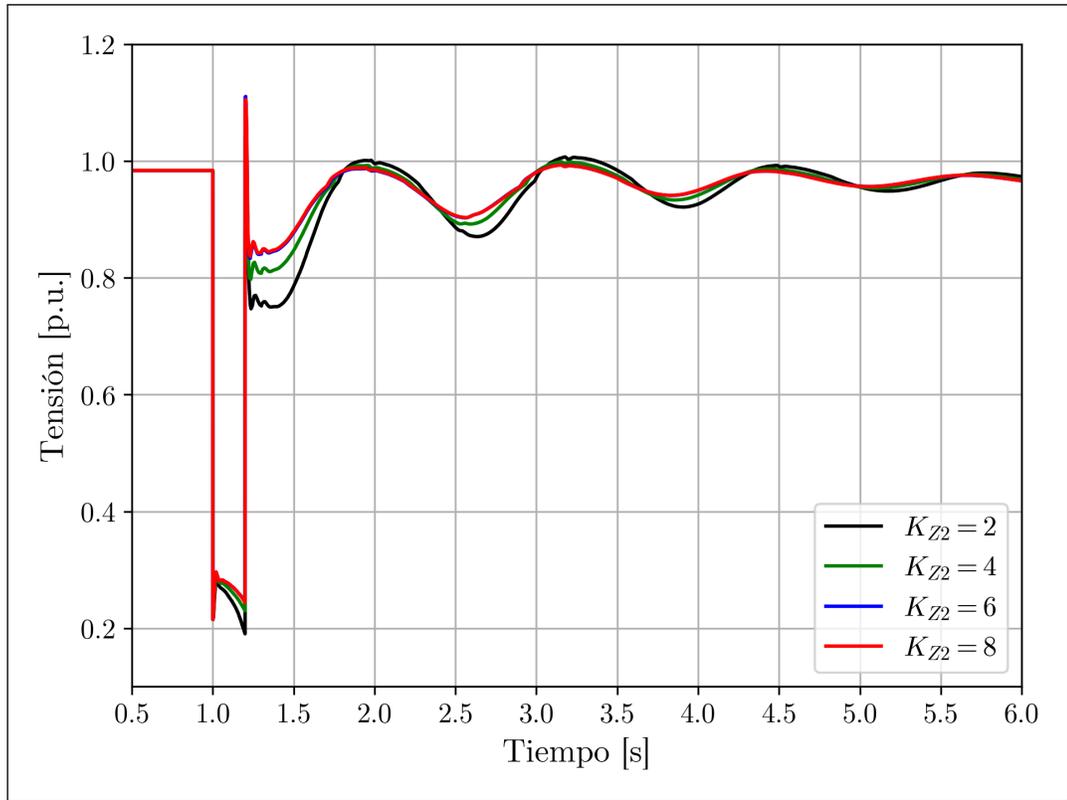
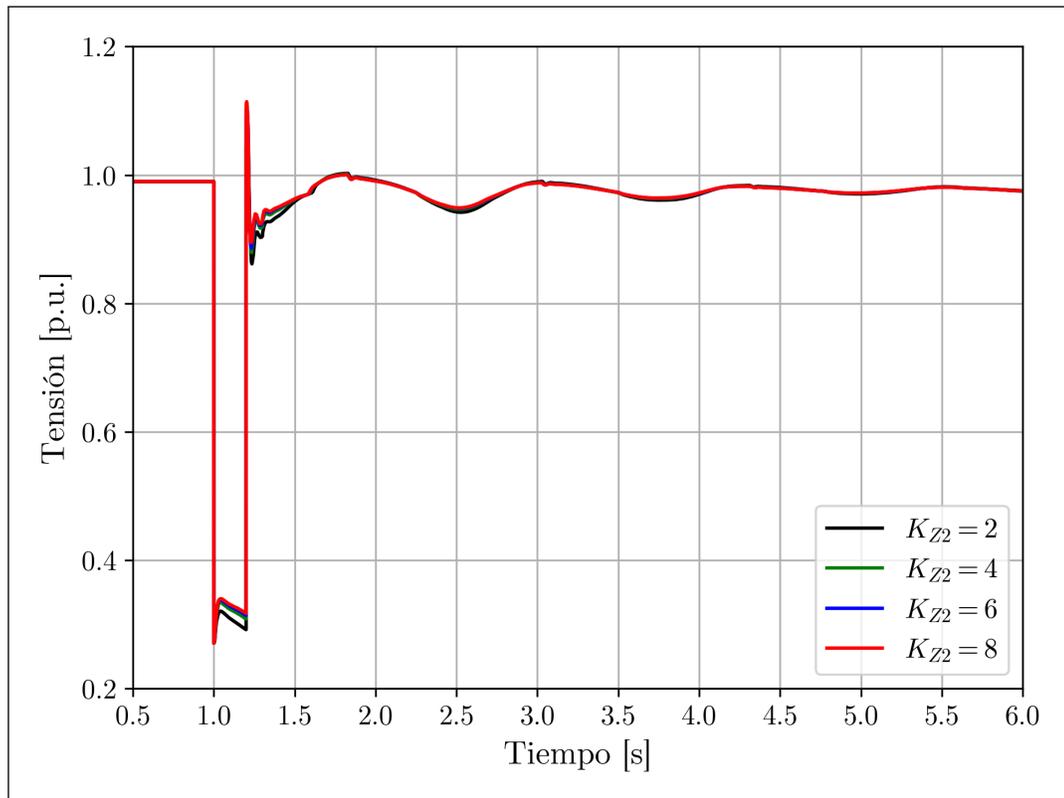


Figura 3.5: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 2.

La figura 3.6 muestra los resultados obtenidos para los diferentes valores de K_{FRT} en las fallas 5 y 7. En particular, la figura 3.6(a) muestra la tensión en la barra Nueva Maitencillo 500 kV para la falla 5, mientras que la figura 3.6(b) muestra la tensión en la barra Polpaico 500 kV para la falla 7, para los distintos valores de K en la zona 2. Se observa que aumentar el K_{FRT} de la zona 2 en ambas contingencias lleva a una mejora apreciable tanto en la recuperación de la tensión (amortiguamiento de oscilaciones) como en el valor mínimo que alcanza la tensión una vez despejada la falla, especialmente para fallas en la misma zona 2.



(a) S/E Nueva Maitencillo 500 kV | Falla 5.



(b) S/E Polpaico 500 kV | Falla 7.

Figura 3.6: Tensión en la barra de falla para diferentes K_{FRT} | Zona 2.

3.4.3. Zonas 3, 4 y 5

Las zonas 3, 4 y 5 son las que tienen menor penetración de TGVCC con respecto a las unidades de generación sincrónica presentes en cada zona, por lo que es de esperar que el impacto de aumentar el K_{FRT} en las TGVCC de estas zonas sea menor que cuando se aumenta en las zonas 1 y 2. Esto se puede verificar en las figuras 3.7, 3.8, 3.9, en las que se observa que para ninguna de las fallas consideradas existe una mejora en el tiempo de establecimiento al aumentar el K_{FRT} . Más aún, para algunas fallas el tiempo de establecimiento empeora, como por ejemplo las fallas 4 y 5.

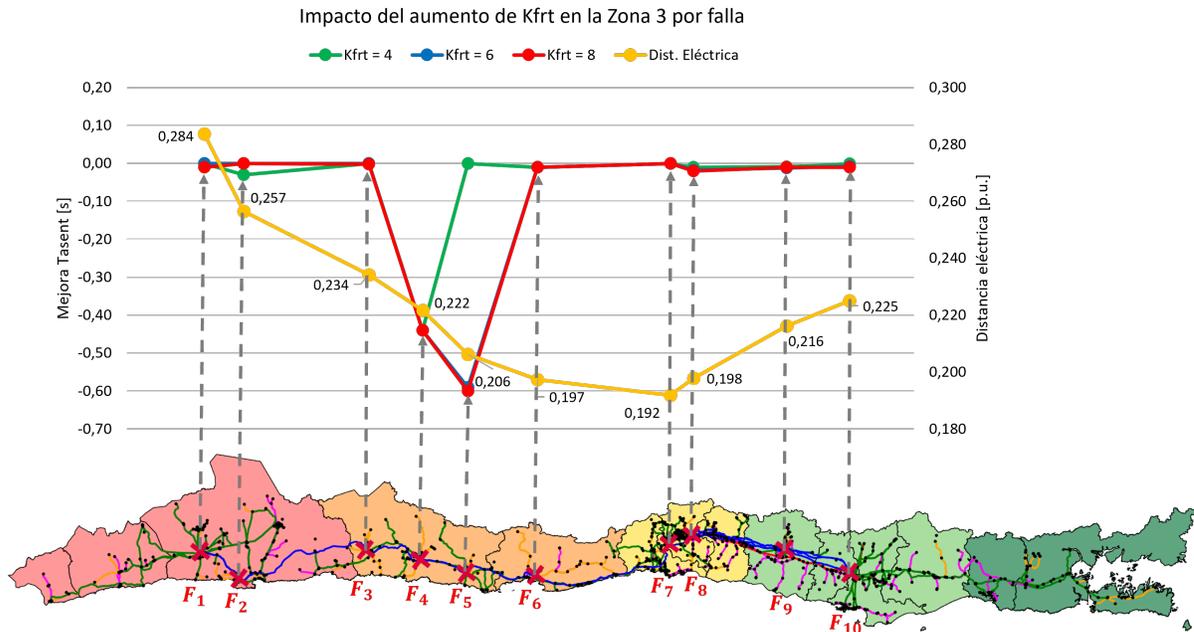


Figura 3.7: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 3.

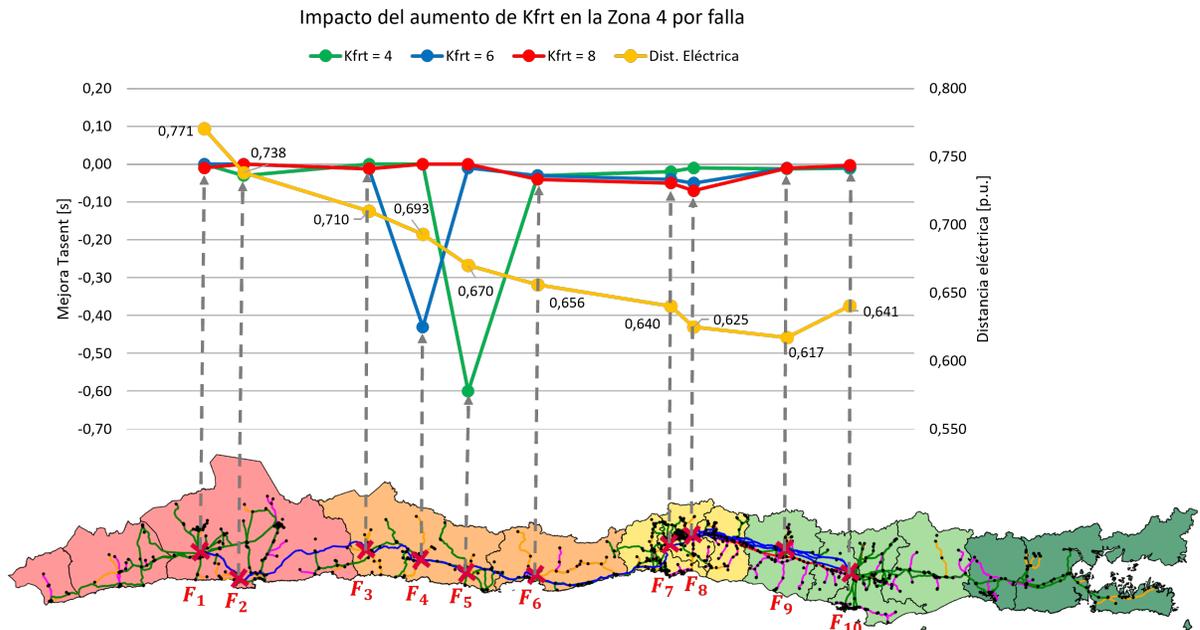


Figura 3.8: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 4.

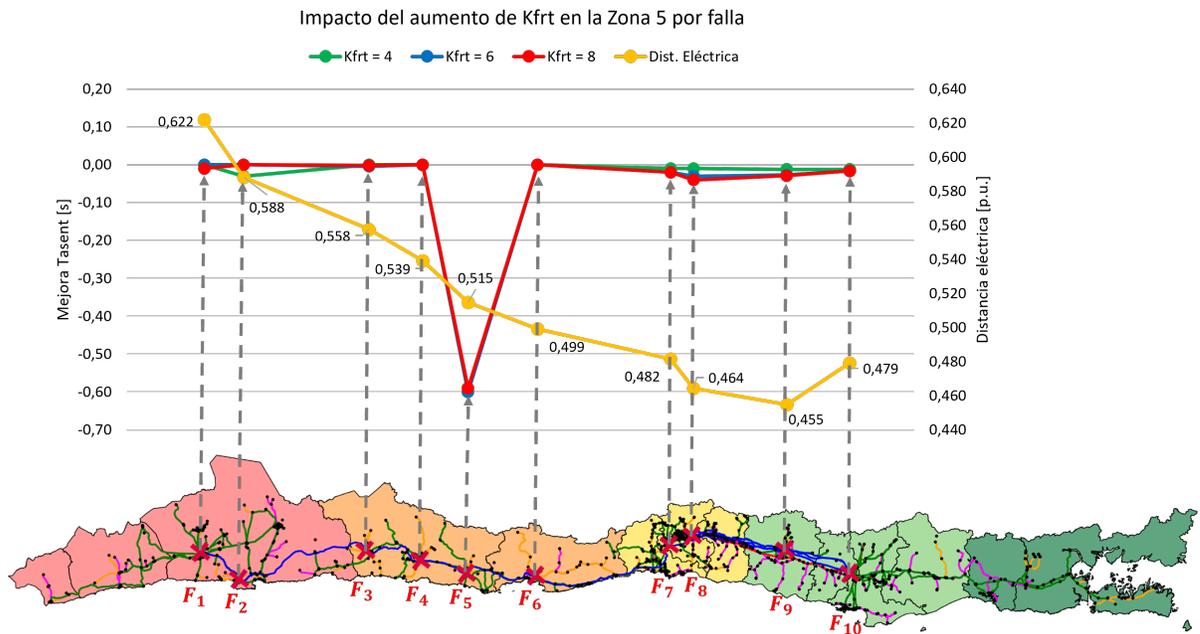


Figura 3.9: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 5.

Dado lo anterior, no se considera el aumento de K_{FRT} en las zonas 3, 4 ni 5, pues no son de utilidad para efectos de este estudio.

Los resultados obtenidos al incrementar de manera individual el K_{FRT} en cada zona permiten concluir que el aumento es beneficioso en las zonas 1 y 2, incluso para algunas fallas en común. Por este motivo, en el siguiente apartado se analiza el impacto del aumento de K_{FRT} en las TGVCC de ambas zonas simultáneamente.

3.4.4. Zonas 1 y 2

En los resultados obtenidos en los apartados anteriores, se puede notar que el aumento del K_{FRT} de las TGVCC en las zonas 1 y 2 tienen un impacto positivo en el tiempo de establecimiento para fallas en las mismas zonas. Por consiguiente, en esta sección se analiza el efecto de aumentar K_{FRT} en las zonas 1 y 2 de manera simultánea para todas las fallas simuladas. En la figura 3.10 se muestra la mejora en el tiempo de establecimiento. En este caso, la distancia eléctrica se calcula como el máximo de la distancia eléctrica de la unidad más lejana de ambas zonas para una falla determinada. Se puede observar que el tiempo de establecimiento mejora considerablemente para valores mayores de K_{FRT} en el caso de las fallas 3 y 4 con respecto a los casos en que se aumenta en cada zona de manera individual, observándose además una leve mejora para los casos con $K_{FRT} = 4$. Para fallas más al sur, desde la falla 5 en adelante, se observa la misma tendencia que en los resultados obtenidos para la zona 2, lo que coincide con el área de impacto de la zona 1. Asimismo, no se observa una diferencia significativa entre los resultados con $K_{FRT} = 6$ y $K_{FRT} = 8$.

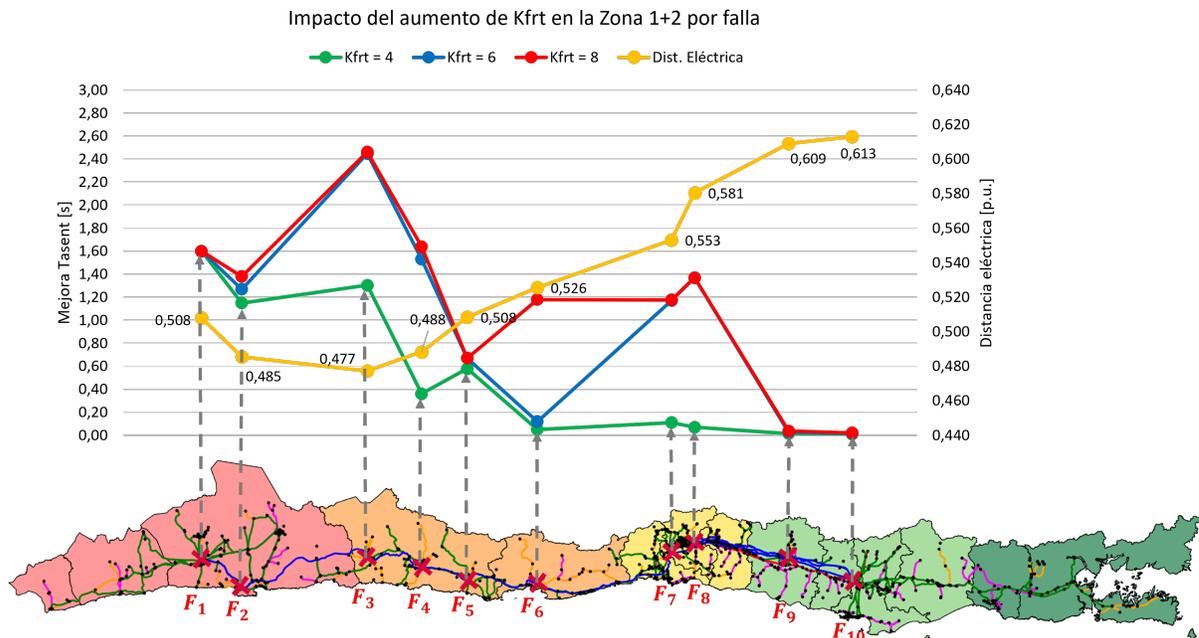


Figura 3.10: Mejora en el tiempo de establecimiento por falla | Zona 1+2.

La figura 3.11 muestra la tensión en la barra Nueva Cardones 500 kV para la falla 4 al aumentar el K_{FRT} de la zona 1, de la zona 2 y las zonas 1 y 2 en conjunto. La principal diferencia radica en el mínimo valor que alcanza la tensión post-contingencia, siendo este superior para el caso en el que se aumenta el K_{FRT} en ambas zonas simultáneamente. En consecuencia, la tensión se recupera con mayor rapidez, con lo que el tiempo de establecimiento es menor.

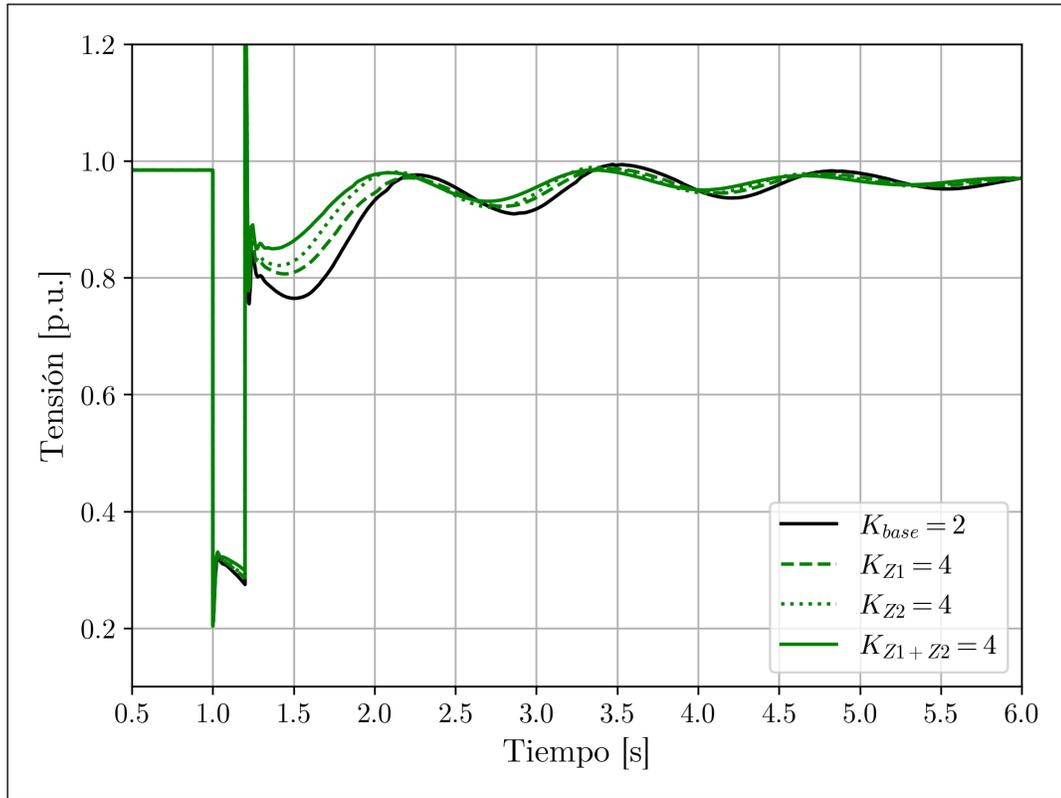


Figura 3.11: V en la barra de falla para diferentes casos y $K_{FRT} = 4$ | Zona 1+2.

3.5. Análisis de resultados

Del análisis realizado, se concluye que el aumento de la inyección de corriente reactiva de las TGVCC durante contingencias en algunas zonas del sistema puede tener impactos positivos en el desempeño dinámico de la red. Estas zonas, correspondientes a las zonas 1 y 2, se caracterizan por una alta penetración de TGVCC y escasa presencia de generación convencional. No obstante, los resultados obtenidos indican que la distancia eléctrica a la cual se tiene un impacto significativo en el desempeño dinámico de la red se encuentra acotada a las zonas 1, 2 y 3. Por otro lado, a pesar de que cuentan con una capacidad instalada total de más de 2000 MVA de TGVCC, aumentar el K_{FRT} en las zonas centro-sur del SEN, es decir, zonas 3, 4 y 5, puede tener efectos detrimentales en el desempeño dinámico del sistema e incluso llevar a la inestabilidad en algunos casos si el valor de K_{FRT} aumenta demasiado.

Como era de esperar, la magnitud de los efectos positivos y negativos se ve afectada por el valor de K_{FRT} utilizado durante las simulaciones. Con respecto a las zonas 1 y 2, los resultados muestran que un aumento de K_{FRT} a 4 y a 6 respectivamente conlleva a una mejora notable en el desempeño dinámico del SEN durante contingencias con respecto al caso base ($K_{FRT} = 2$). De manera inversa, aumentar el K_{FRT} de las TGVCC en las zonas 3, 4 y 5 a valores superiores a 2, ya sea individualmente por zona o en conjunto, conlleva a un deterioro de la respuesta del SEN ante fallas.

A partir de lo anterior, es de interés la implementación de un controlador que actúe sobre las TGVCC de las zonas 1 y 2 mediante el aumento del parámetro K_{FRT} del controlador de LVRT de las TGVCC, de tal manera que estas brinden un mayor soporte ante contingencias eléctricamente lejanas. En consecuencia, el controlador sólo actuará ante fallas cuya distancia eléctrica sea menor a las cotas establecidas en el análisis preliminar.

Capítulo 4

Controlador propuesto

Los resultados obtenidos en el análisis preliminar muestran que aumentar el K_{FRT} en la zona norte del SEN lleva a una mejora considerable en la respuesta del sistema ante contingencias. En este contexto, en el presente capítulo se propone una estrategia de control de área amplia combinada con controladores locales que modifique el aporte de reactivos de ciertas unidades TGVCC durante contingencias.

4.1. Arquitectura de control

El control propuesto se basa en una arquitectura jerárquica compuesta por un control centralizado y controladores locales distribuidos en ciertas unidades TGVCC. En la figura 4.1 se muestra un diagrama de bloques general de la estrategia de control propuesta. Como variables de entrada a la etapa centralizada, se utilizan mediciones de tensión en diferentes barras del sistema obtenidas a través del Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS, por sus siglas en inglés). Estas mediciones se utilizan para detectar la ubicación de la falla, y así determinar la distancia eléctrica de las zonas 1 y 2 a la falla. De esta manera, si la distancia eléctrica es menor al umbral establecido, el controlador centralizado envía una señal al controlador local de las TGVCC ubicadas en ambas zonas para aumentar su inyección de corriente reactiva y así brindar un mayor soporte durante la falla. Por el contrario, si la distancia eléctrica es mayor al umbral, entonces el controlador centralizado no envía la señal y las TGVCC mantienen el aporte normal de reactivos durante la falla.

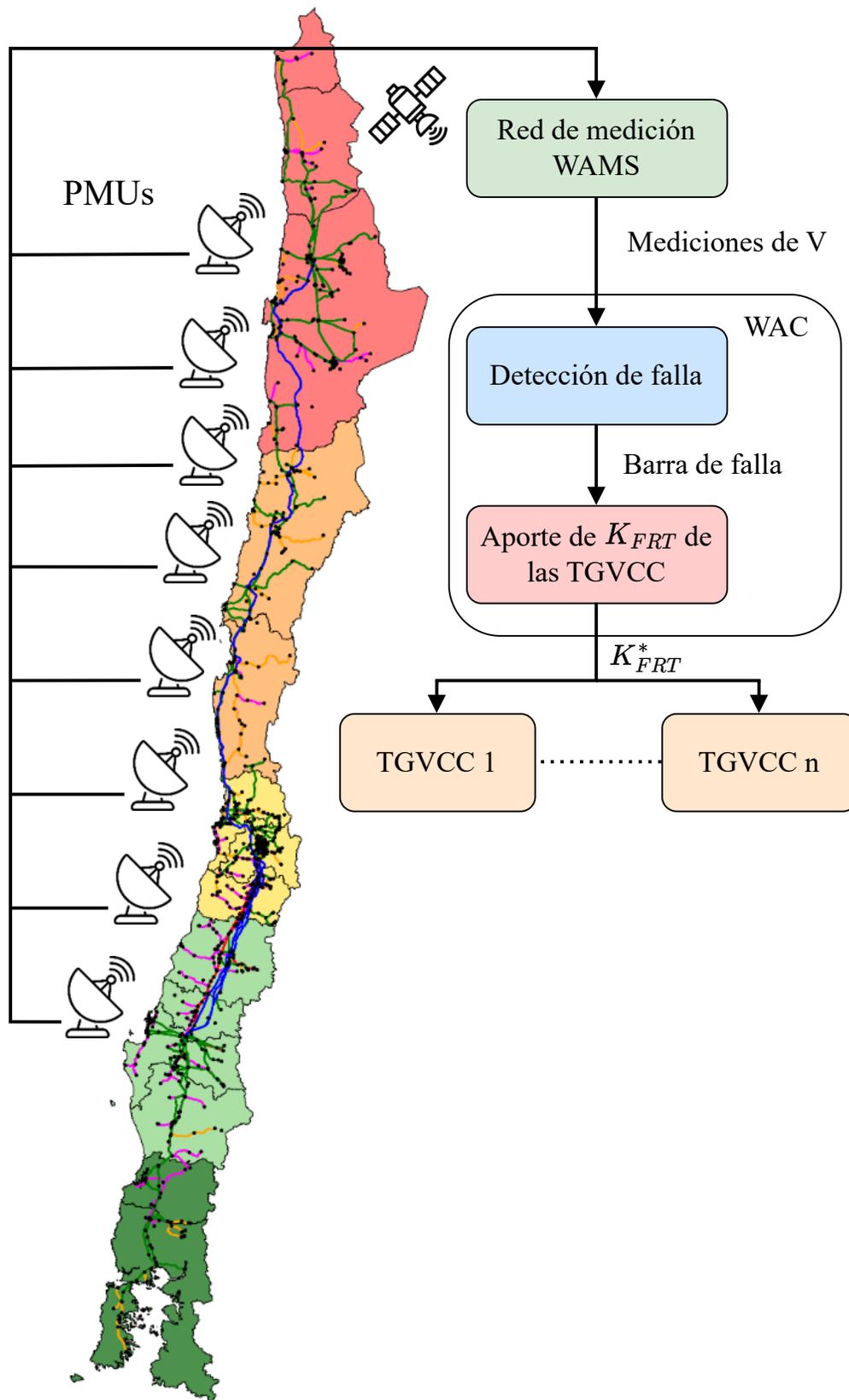


Figura 4.1: Diagrama de bloques general del sistema de control.

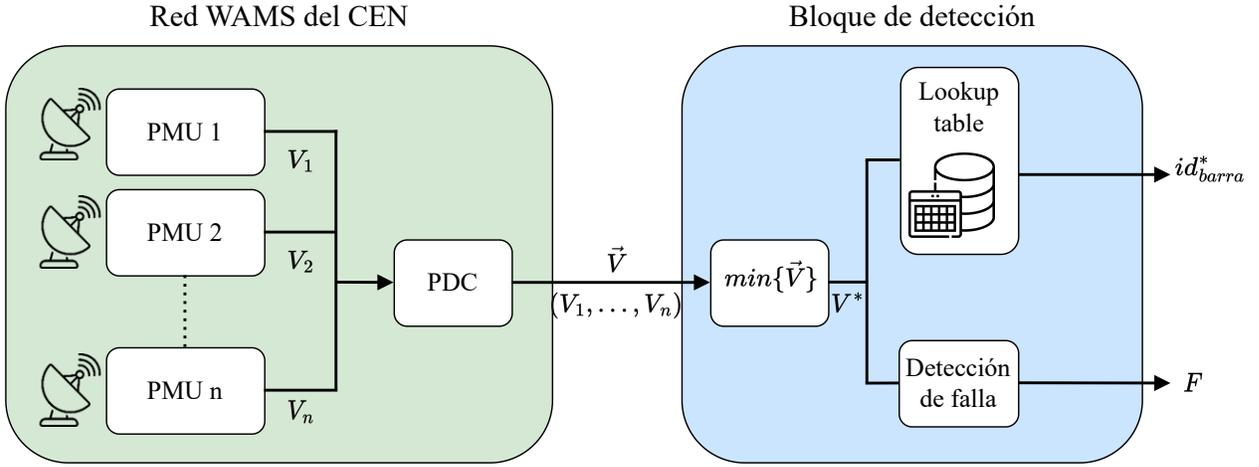


Figura 4.3: Conexión entre la red WAMS y el bloque de detección de falla

Para efectos de la implementación del controlador en DIgSILENT, cada barra cuya medición es utilizada por el controlador tiene un número de identificación (ID) asociado. Una vez determinada la tensión mínima, esta es ingresada a una *lookup table* para determinar qué barra es en la que se mide la mínima tensión. La señal id_{barra}^* corresponde al ID de esta barra.

4.3. Aporte de corriente reactiva adicional de las TGVCC

En la figura 4.4 se muestra el último bloque del control centralizado y cómo este se conecta con los lazos de control de las centrales TGVCC. Las variables de entrada para esta etapa son el ID de la barra más cercana a la falla id_{barra}^* y la señal de activación del controlador F , la cual indica si se está en una contingencia o no. Este bloque determina si las TGVCC de las zonas 1 y 2 inyectan corriente reactiva adicional en condiciones de falla. La señal id_{barra}^* ingresa a una *lookup table* para calcular la distancia eléctrica de la barra de falla a las zonas 1 y 2. Si esta distancia eléctrica es menor a los umbrales de cada zona, d_{Z1} y d_{Z2} , el control centralizado envía las señales K_{FRT}^{Z1} y K_{FRT}^{Z2} a las centrales TGVCC ubicadas en las zonas 1 y 2, aumentando el K_{FRT} del control de LVRT de las unidades generadoras.

Tal como se menciona en el párrafo anterior, las señales K_{FRT}^{Z1} y K_{FRT}^{Z2} se incorporan en los lazos de control de FRT de las TGVCC, sumando dichas señales al K_{FRT} existente, que tiene un valor igual a 2 por normativa. De esta forma, la inyección de corriente reactiva durante fallas se modifica de la siguiente manera:

$$i_{FRT_j} = (2 + K_{FRT}^{Z_j}) \cdot (v_{ref} - v_{med}) = (2 + K_{FRT}^{Z_j}) \cdot \Delta v \quad (4.1)$$

Donde: j toma los valores 1 y 2, v_{ref} es la tensión pre-falla y v_{med} es la tensión medida en bornes de la TGVCC. La corriente reactiva de FRT i_{FRT_j} se suma a la corriente i_q determinada por los lazos de control de potencia de las TGVCC, obteniendo la corriente i_{qf} . Esta corriente y la corriente i_d pasan por un bloque limitador que evita que la corriente total i_{dq} sobrepase el límite térmico de los convertidores, establecido en 1,1 [p.u.]. Además, este bloque prioriza la inyección de corriente reactiva, reduciendo la corriente i_d para permitir una mayor inyección de reactivos. Finalmente, las señales i_{qcmd} e i_{dcmd} provenientes del limitador de corriente son

enviadas al convertidor para que este modifique su inyección de potencia al SEN.

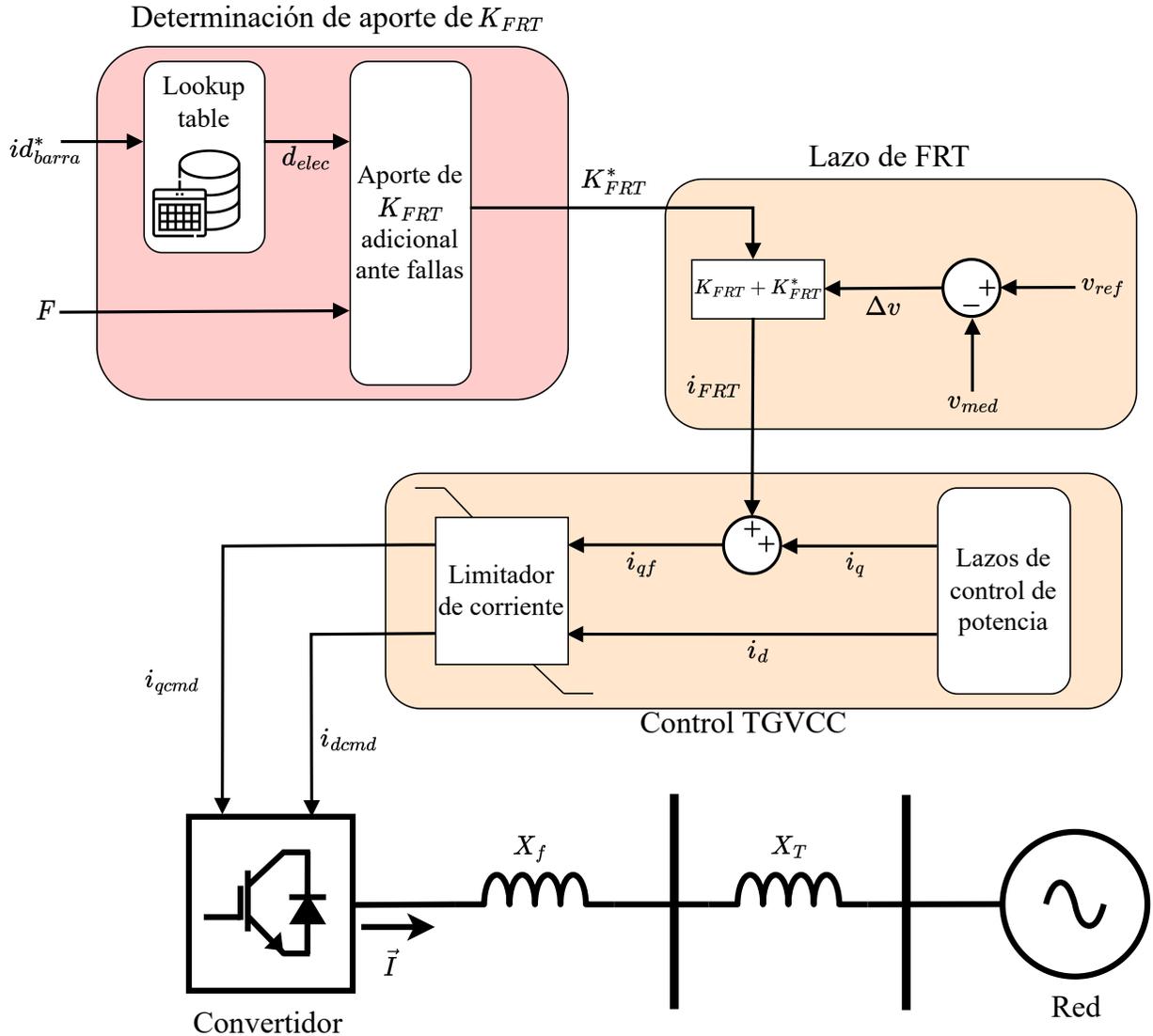


Figura 4.4: Conexión entre el controlador centralizado y el controlador local

La señal F , que toma valores 1 y 0, determina si el controlador actúa o no definiendo un umbral de caída de tensión V_{umb} . Esto permite ajustar el nivel de falla para la cual se requiere la acción del sistema de control propuesto.

4.4. Determinación de parámetros de control

Los parámetros de control que se deben determinar corresponden a los umbrales de distancia eléctrica d_{Z1} y d_{Z2} , y los valores K_{FRT}^{Z1} y K_{FRT}^{Z2} . Estos valores se obtienen de los resultados del análisis preliminar. En la figura 4.5 se muestra la mejora en los tiempos de establecimiento al aumentar el K_{FRT} de las TGVCC de la zona 1 y de la zona 2 independientemente. Para el caso de la zona 1, se selecciona un $K_{FRT} = 4$, pues es un valor suficiente para obtener una mejora significativa en el desempeño de la red. Con valores superiores, no se obtienen

tiempos de establecimiento sustancialmente mejores. Por otra parte, para la zona 2, se escoge un $K_{FRT} = 6$ ya que se obtiene un mejor desempeño dinámico con respecto al caso $K_{FRT} = 4$. Asimismo, para valores superiores a 6, no se aprecian diferencias en los tiempos de establecimientos obtenidos (ver figura 3.5).

En cuanto a la distancia eléctrica límite a la cual actuarán los controladores de ambas zonas, para la zona 1 la distancia eléctrica máxima es $d_{Z1} = 0,508 [p.u.]$. Por su parte, la acción del controlador de la zona 2 se acota hasta una distancia eléctrica $d_{Z2} = 0,581 [p.u.]$

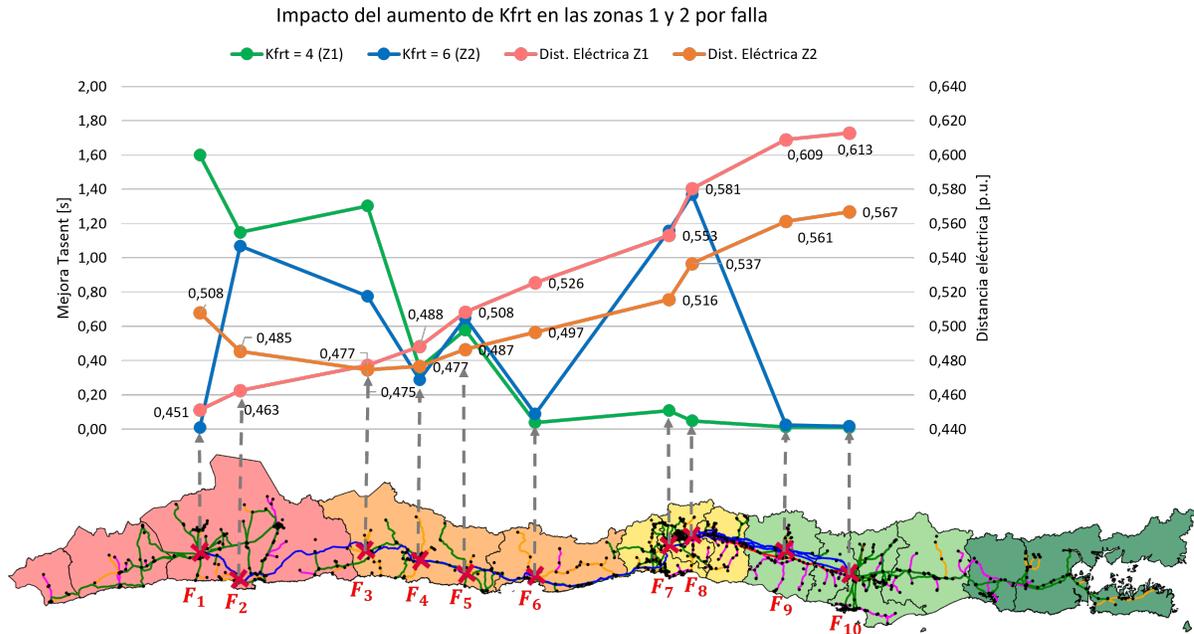


Figura 4.5: Mejora en el tiempo de establecimiento para los K_{FRT} escogidos.

Capítulo 5

Resultados

En este capítulo, se realizan diferentes simulaciones para evaluar el desempeño del controlador y su impacto en el comportamiento dinámico del SEN. La base de datos y escenario de operación son los mismos que se utilizaron en el análisis preliminar (ver capítulo 3), pero se simulan cortocircuitos trifásicos con diferentes tiempos de despeje. En la tabla 5.1 se listan las fallas simuladas, la zona donde se ubica, el nombre de la barra y la duración de la falla, que alcanza hasta 300 [ms]. Si bien los tiempos de despeje de falla máximos establecidos en la normativa vigente es de 120 [ms] para un nivel de tensión superior a 200 kV para contingencias simples (asociadas a cortocircuitos), existen contingencias extremas cuya severidad admiten tiempos de despeje de falla de hasta 300 [ms] y, por ende, son más críticas en términos de su impacto en el desempeño dinámico del sistema. Por este motivo, se simulan este tipo de fallas para evaluar la efectividad del controlador. No obstante, se analiza como sensibilidad el potencial impacto del controlador ante fallas con un tiempo de despeje de 120 [ms].

Tabla 5.1: Fallas simuladas para evaluar el controlador.

Falla	Zona	Barra	Duración [ms]
C1	1	Kimal 500 kV	300
C2	1	Los Changos 500 kV	300
C3	1	Parinas 500 kV	300
C4	2	Cumbres 500 kV	300
C5	2	Nueva Cardones 500 kV	250
C6	2	Nueva Maitencillo 500 kV	250
C7	2	Nueva Pan de Azúcar 500 kV	300
C8	3	Polpaico 500 kV	300
C9	4	Ancoa 500 kV	200
C10	4	Entre Ríos 500 kV	200

Para ver la mejora en el desempeño dinámico del sistema al utilizar el controlador propuesto, se simulan las fallas listadas sin el sistema de la tabla 5.1 con y sin el sistema de control propuesto implementado. Luego, dado que los sistemas de control de área amplia están sujetos a retardos de comunicaciones, se realiza un análisis de sensibilidad con diferentes niveles de retardo con el objetivo de evaluar su impacto en el desempeño del controlador.

5.1. Evaluación del controlador propuesto

La figura 5.1 muestra la mejora en el tiempo de asentamiento que se produce (para cada una de las fallas) cuando se considera el controlador propuesto en comparación a cuando no se implementa. De la figura se observa que el tiempo de asentamiento mejora para las fallas C1 hasta la C8. Las fallas C9 y C10 se encuentran fuera del área de acción del controlador implementado por lo que no existen cambios. Asimismo, se observa que la mejora en el tiempo de establecimiento para las fallas C5 y C6 se encuentra fuera de los márgenes del gráfico. Esto se debe a que, para dichas fallas, el caso sin controlador es inestable, lo que se evita al incorporar el sistema de control.

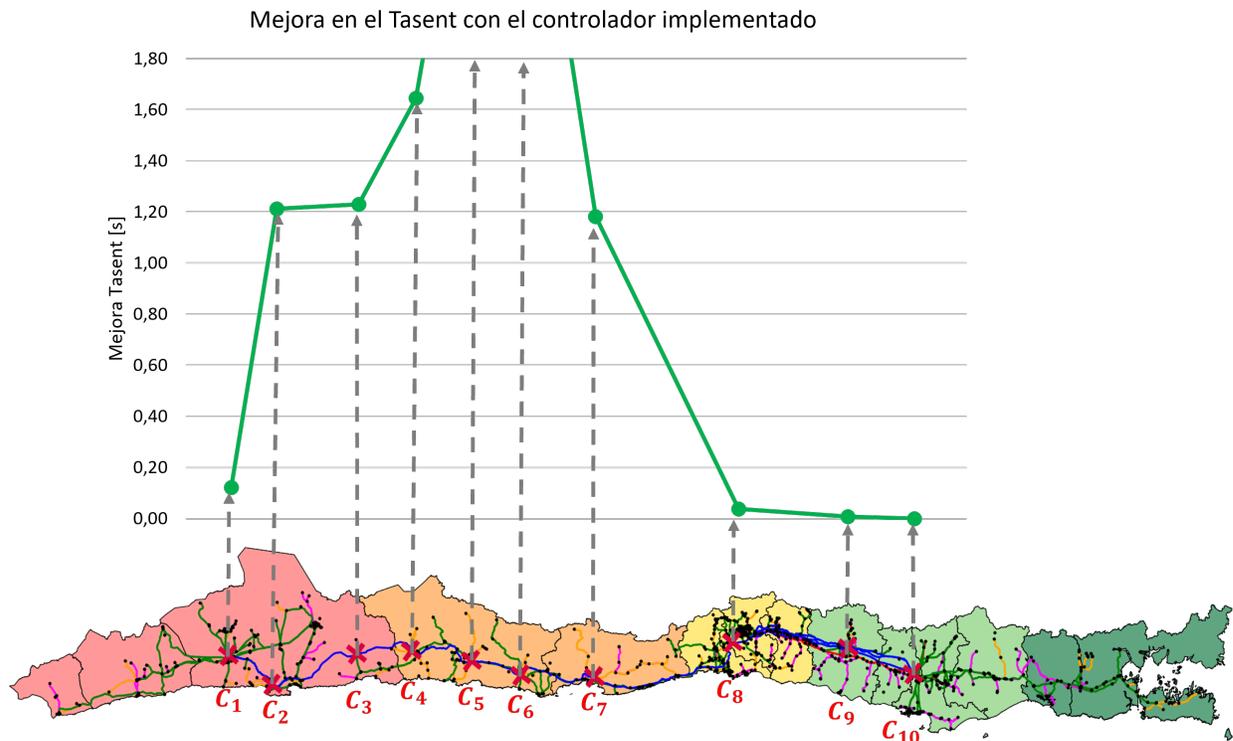


Figura 5.1: Mejora en el tiempo de establecimiento al implementar el controlador.

En los apartados a continuación, se muestran los resultados obtenidos para las fallas por zona.

5.1.1. Fallas en zona 1

En la figura 5.2, se muestra la tensión en la barra de la falla para las contingencias C1, C2 y C3 así como el aporte total de reactivos de las TGVCC de las zonas 1 y 2 Q_{Z1} y Q_{Z2} para los casos con (CC) y sin el controlador (SC). En todas las simulaciones se observa que cuando el controlador está operativo, la tensión durante la falla es mayor y se recupera a un valor mayor una vez despejada la falla en comparación al caso sin el controlador propuesto. Asimismo, se verifica la acción del control al observar el aumento de la inyección de reactivos en las zonas 1 y 2 durante la falla.

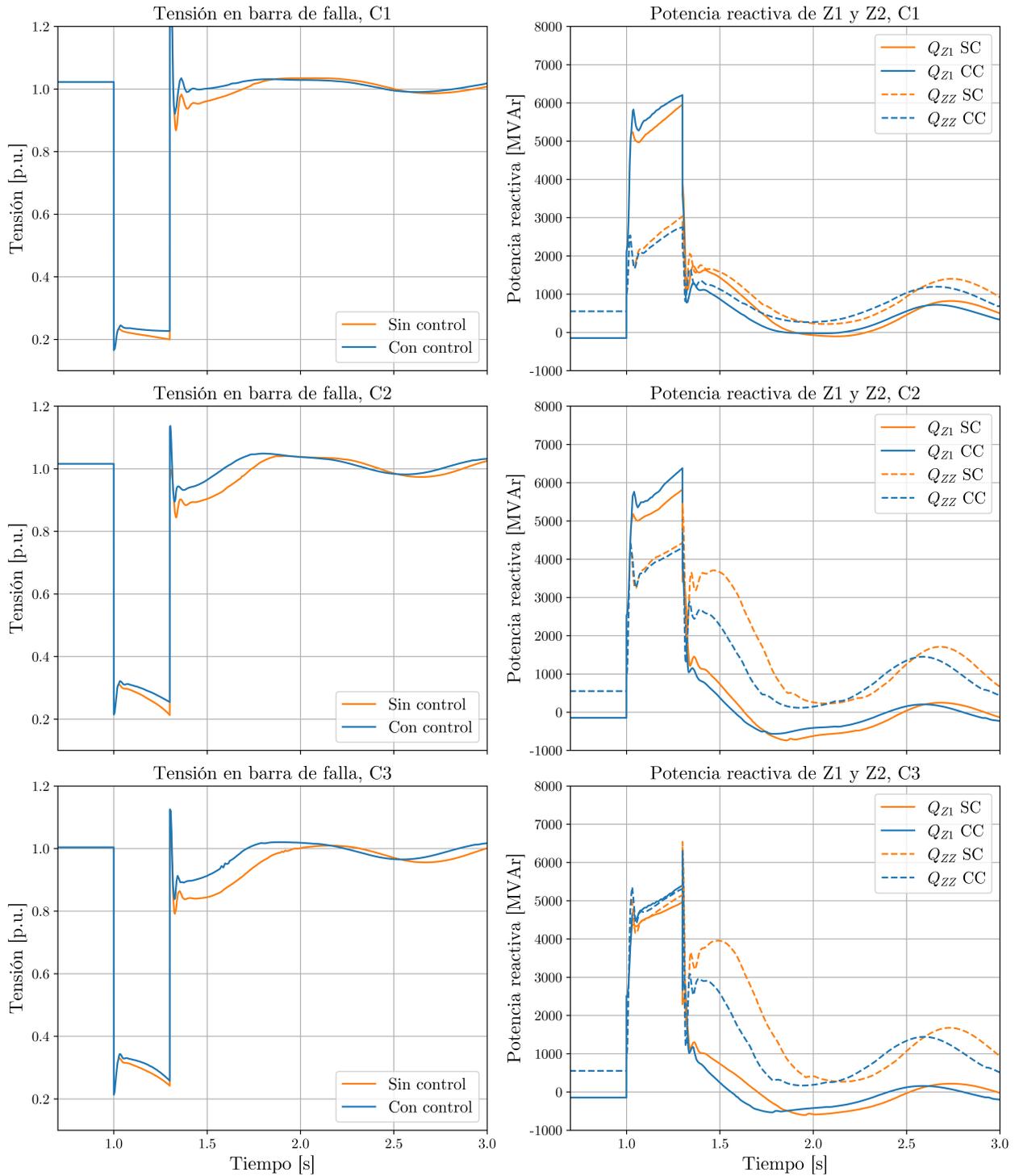


Figura 5.2: Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC | Fallas zona 1.

La tabla 5.2 resumen los resultados obtenidos. Concretamente, se muestra la tensión promedio durante la falla y la tensión mínima posterior al despeje de falla medida en la barra de la falla, indicando además la variación porcentual. Se observa que en todos los casos existe una mejora en las tensiones con respecto al caso sin controlador.

Tabla 5.2: Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador | Fallas zona 1.

Falla	V_{mean} durante falla [p.u.]			V_{min} post-falla [p.u.]		
	SC	CC	Δ [%]	SC	CC	Δ [%]
C1	0,223	0,236	5,66	0,868	0,921	6,06
C2	0,286	0,299	4,43	0,844	0,895	6,00
C3	0,303	0,312	2,90	0,791	0,838	5,93

5.1.2. Fallas en zona 2

La figura 5.3 muestra la tensión en la barra de falla y el aporte de total de reactivos de las TGVCC de las zonas 1 y 2 Q_{z1} y Q_{z2} con y sin el controlador propuesto para las contingencias C4, C5, C6 y C7 de la zona 2. En las 4 contingencias simuladas, se observa una mejora considerable en el desempeño dinámico del sistema al activar el controlador. Más aún, las fallas C5 y C6 son inestables sin el controlador, mientras que su incorporación permite mantener la estabilidad del sistema. Por otra parte, se observa que, en las distintas fallas, las TGVCC de la zona 2 aumentan en gran medida su inyección de potencia reactiva mientras que las de la zona 1 sólo levemente.

La tabla 5.3 muestra un resumen de los resultados obtenidos en términos de la tensión promedio durante la falla y la tensión mínima posterior al despeje de la misma en la barra de la falla. En la tabla se observa que, para las 4 fallas, hay un aumento de los valores de tensión utilizados como métrica con respecto al caso sin controlador. Esto se puede verificar en las simulaciones dinámicas que se muestran en la figura 5.3.

Tabla 5.3: Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador | Fallas zona 2.

Falla	V_{mean} durante falla [p.u.]			V_{min} post-falla [p.u.]		
	SC	CC	Δ [%]	SC	CC	Δ [%]
C4	0,292	0,314	7,55	0,740	0,807	8,99
C5	0,296	0,308	4,26	0,572	0,780	36,42
C6	0,242	0,270	11,29	0,218	0,773	253,98
C7	0,257	0,278	8,34	0,675	0,757	12,21

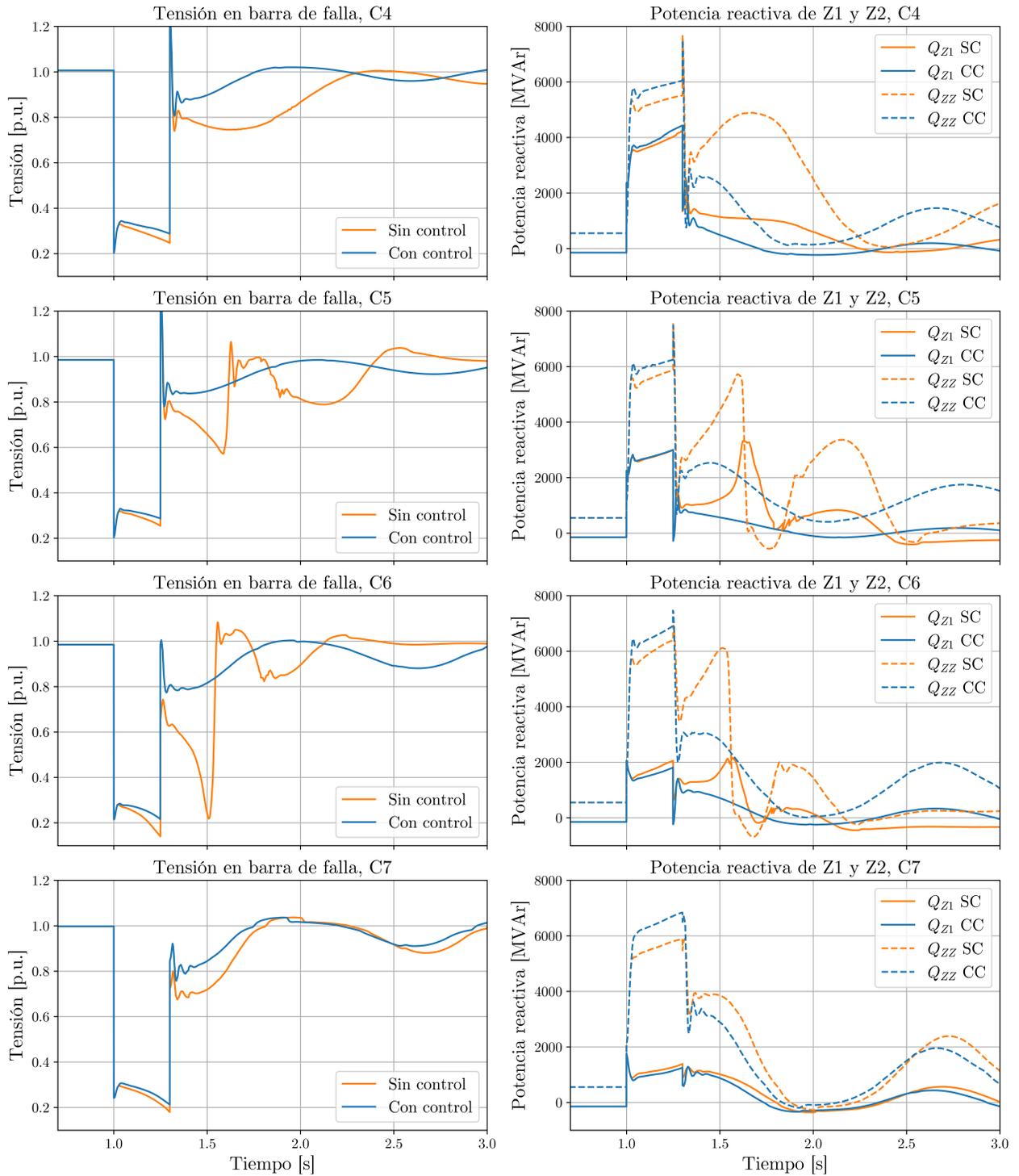


Figura 5.3: Tensiones en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC | Fallas zona 2.

5.1.3. Fallas en zonas 3 y 4

En la figura 5.4, se muestra la tensión en la barra de falla y el aporte total de reactivos de las TGVCC de las zonas 1 y 2 Q_{Z1} y Q_{Z2} con y sin el controlador propuesto para las contingencias C8, C9 y C10 de las zonas 3 y 4. Para la contingencia C8, se observa una mejora

en la respuesta del sistema ante la falla y aumento de la inyección de potencia reactiva de las TGVCC ubicadas en la zona 2. No obstante, la mejora es en menor magnitud que para las fallas ubicadas en las zona 1 y 2. Esto se debe a que esta zona corresponde a la zona centro del CEN, la cual cuenta con un elevado nivel de enmallamiento. Por otro lado, se observa que para las fallas C9 y C10 no existe diferencia entre los casos sin y con controlador, pues, por construcción, este no actúa para dichas fallas.

La tabla 5.4 resumen los resultados obtenidos. Específicamente, se muestra la tensión promedio durante la falla y la tensión mínima posterior al despeje de falla medida en la barra de la falla, indicando además la variación porcentual. Se observa que sólo hay una mejora para la falla C8, que es la contingencia para la cual el controlador actúa. Para las fallas C9 y C10, no existe cambio

Tabla 5.4: Mejoras en las tensiones debido a la implementación del controlador | Fallas zonas 3 y 4.

Falla	V_{mean} durante falla [p.u.]			V_{min} post-falla [p.u.]		
	SC	CC	Δ [%]	SC	CC	Δ [%]
C8	0,306	0,319	4,54	0,806	0,840	4,21
C9	0,304	0,304	0,00	1,001	1,001	0,00
C10	0,273	0,273	0,00	0,983	0,983	0,00

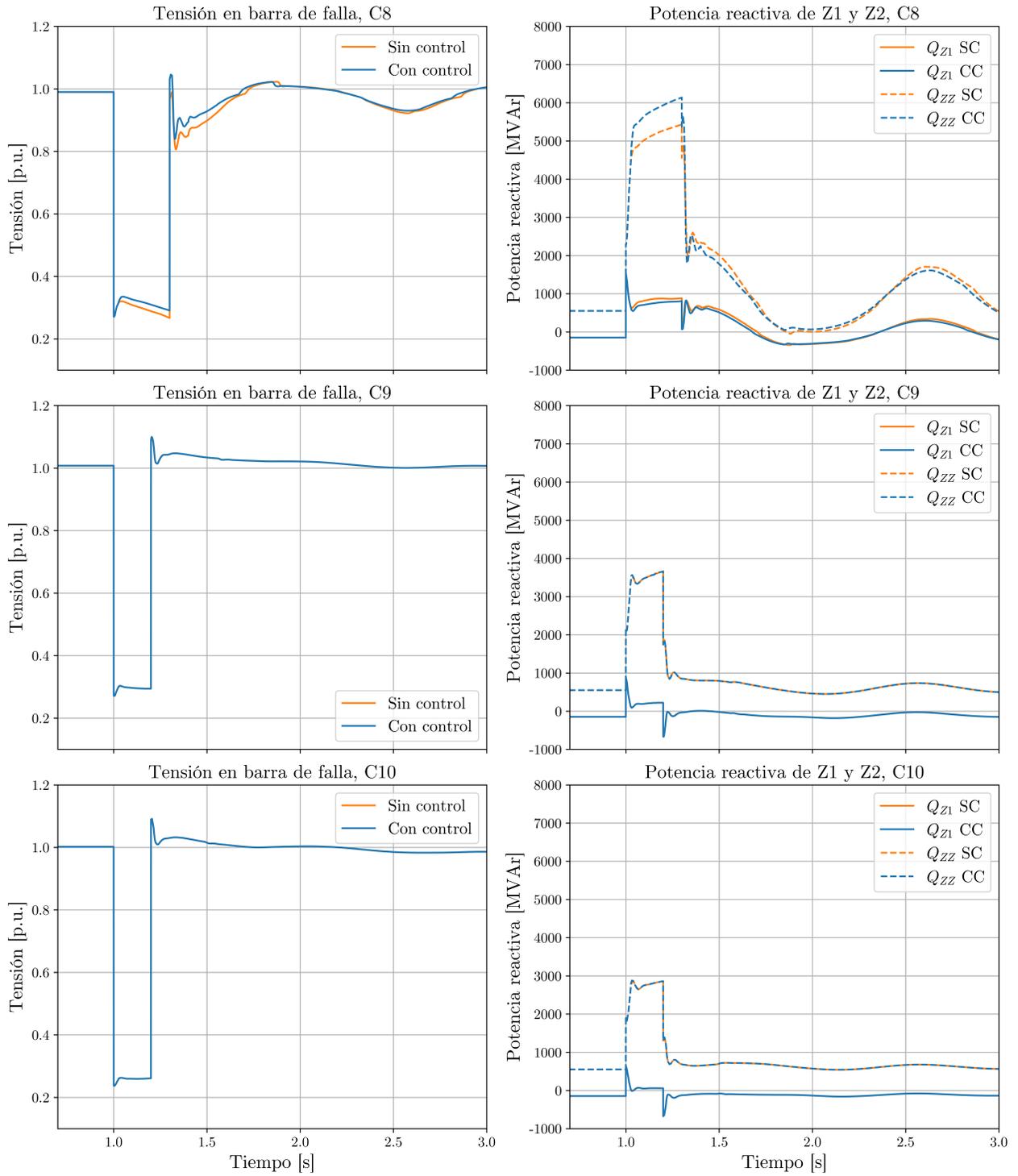


Figura 5.4: Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC | Fallas en zonas 3 y 4.

5.2. Impacto de los retardos en el sistema de comunicación en el desempeño del controlador

En esta sección, se presenta un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que pueden tener los retardos en las comunicaciones en el desempeño del controlador propuesto.

En términos generales, los PMUs instalados a lo largo del SEN tienen una tasa de muestreo de 20 [ms] [206]. Además, los sistemas de medición de área amplia transmiten información a través de largas distancias, por lo que a la señal enviada le toma tiempo llegar desde los PMUs al PDC para ser procesada. En esta línea, el procesamiento de las señales también tiene un tiempo de cómputo, el cual puede variar según la aplicación. En la tabla 5.5 se listan ejemplos de aplicaciones que utilizan datos de PMUs y sus requerimientos con respecto a los tiempos de retardo [207], [208].

Tabla 5.5: Ejemplos de aplicaciones que utilizan datos de PMUs y sus requerimientos.

Aplicación	Retardo extremo-extremo [ms]
Estimación de estado	500
Esquemas de desconexión de carga	50
Sistemas de control de área amplia	50 - 500
Protecciones “Out-of-step”	50 - 500

Para evaluar el impacto de los retardos en la comunicación en el desempeño del controlador propuesto, se simulan las mismas fallas de la tabla 5.1 con tiempos de retardo de 20 [ms] (caso base, pues el controlador contempla como mínimo la tasa de muestreo de los PMUs como retardo), 50 [ms], 100 [ms] y 150 [ms].

La figura 5.5 muestra el impacto que tiene los retardos en la comunicación en la mejora de los tiempos de establecimiento para todas las fallas y diferentes tiempos de retardo con respecto al caso base, es decir, sin el controlador implementado. Se observa que, en general, la mejora que se obtiene con la implementación del controlador disminuye a medida que el retardo aumenta. El efecto del retardo es particularmente importante para las fallas C2 y C4, no obstante, el desempeño sigue siendo mejor con respecto al caso sin controlador. Asimismo, las fallas C5 y C6 se mantienen estables a pesar del retardo.

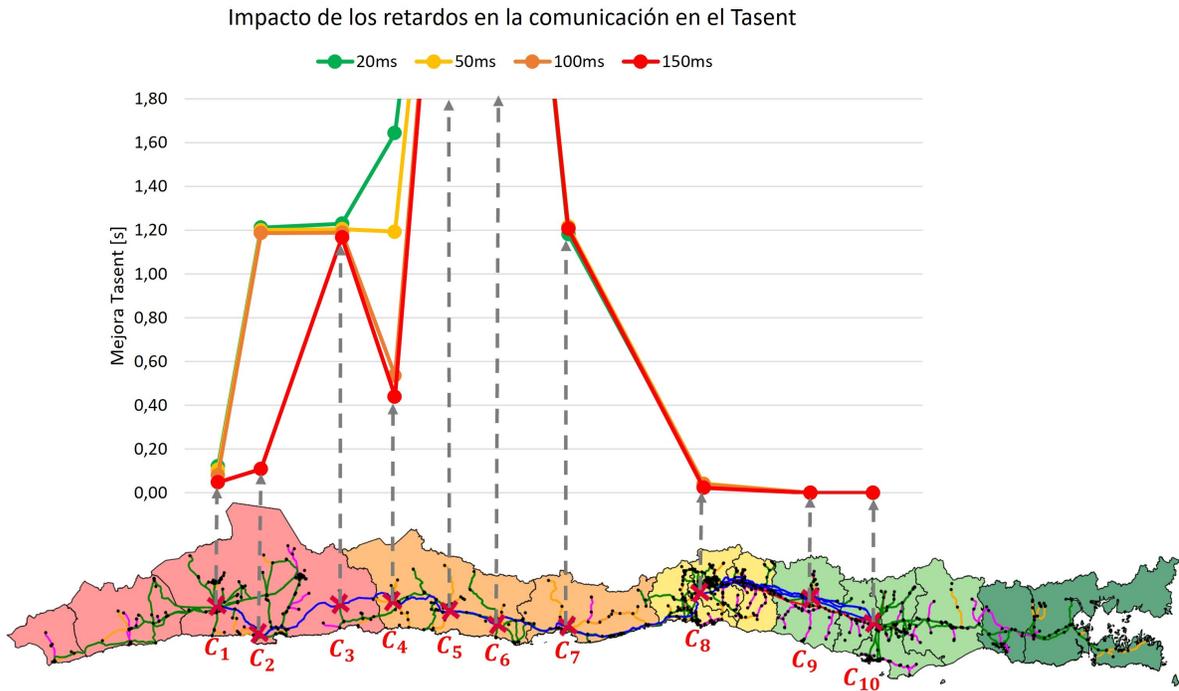


Figura 5.5: Mejora en el tiempo de establecimiento al implementar el controlador incorporando retardos en la comunicación.

Para evidenciar el efecto de los retardos en el sistema de comunicación en el desempeño del controlador, en la figura 5.6 se muestra la tensión en la barra de falla (primera columna), el aporte total de reactivos de las TGVCC de la zona 1 (segunda columna) y de la zona 2 (tercera columna) resultantes de las simulaciones de las contingencias C5 y C6, que están ubicadas en la zona 2. En la figura se observa que el desempeño del controlador y, por ende del sistema, empeora a medida que los tiempos de retardo en la acción del controlador son mayores. Sin embargo, tal y como se destaca en el análisis de la figura 5.5, en todos los casos se observa una mejora con respecto al caso sin control, incluso para las contingencias C5 y C6, que son inestables sin el controlador propuesto.

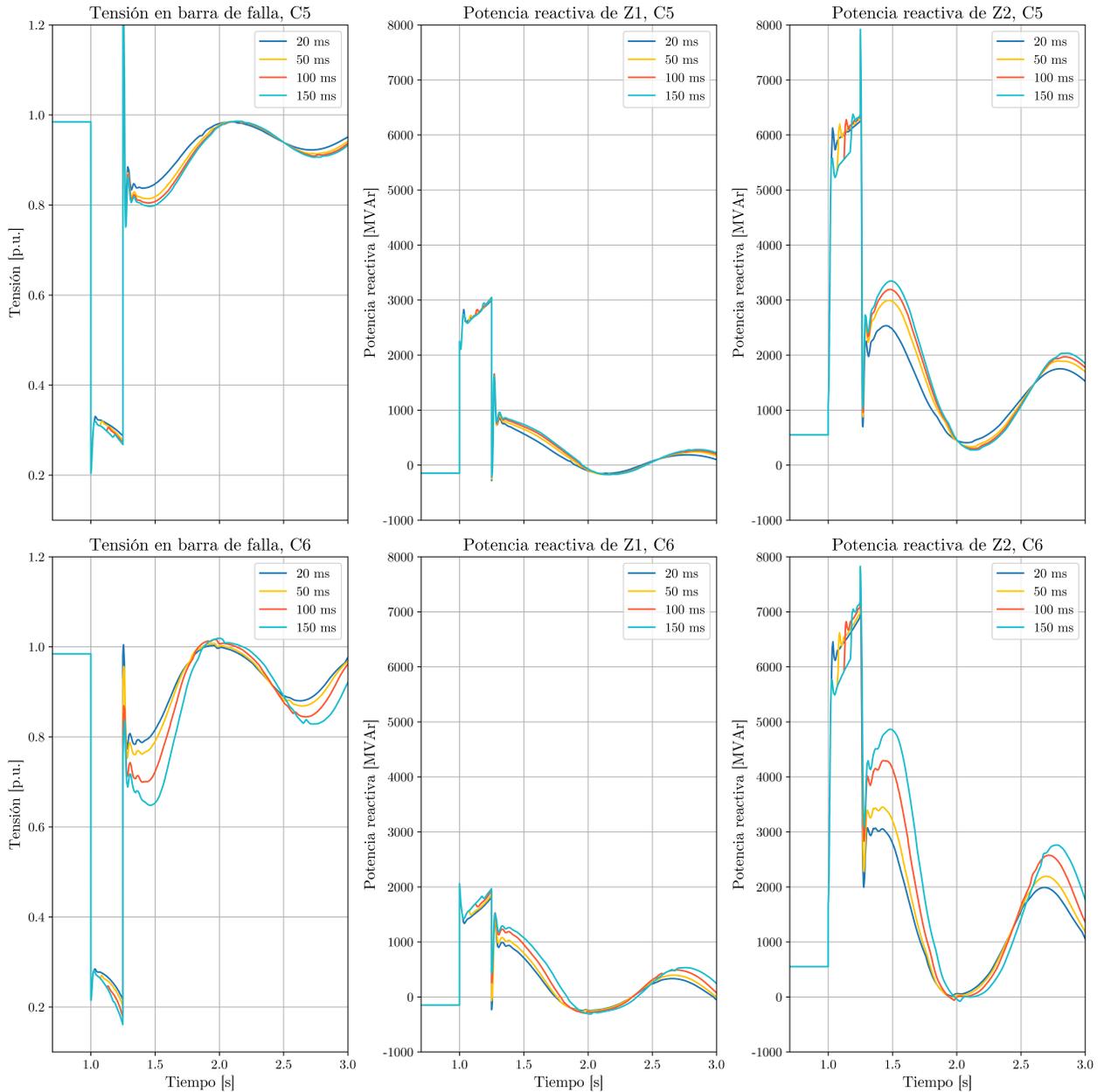


Figura 5.6: Tensión en barra de falla y aporte de reactivos de las TGVCC | Fallas C5 y C6 (zona 2).

5.3. Impacto del tiempo de despeje de falla

Las simulaciones realizadas en este capítulo consideran tiempos elevados de despeje de falla, de hasta 300 [ms]. Sin embargo, de acuerdo con la normativa vigente, fallas de menor severidad tienen un tiempo máximo de despeje de falla de 120 [ms]. Por consiguiente, en este apartado se evalúa el desempeño del controlador y el impacto de los retardos en el sistema de comunicación ante una falla en la subestación Nueva Maitencillo 500 kV con tiempo de despeje de 120 [ms]. En la figura 5.7 se muestra la tensión en la barra de falla sin la acción del controlador y para diferentes tiempos de retardos en la actuación del controlador. En la

figura se observa que a pesar que la falla tiene un menor impacto en el desempeño dinámico de la red, la implementación del controlador permite obtener una mejora en la respuesta sistémica ante la contingencia. No obstante, a medida que el retardo es mayor, el efecto se atenúa.

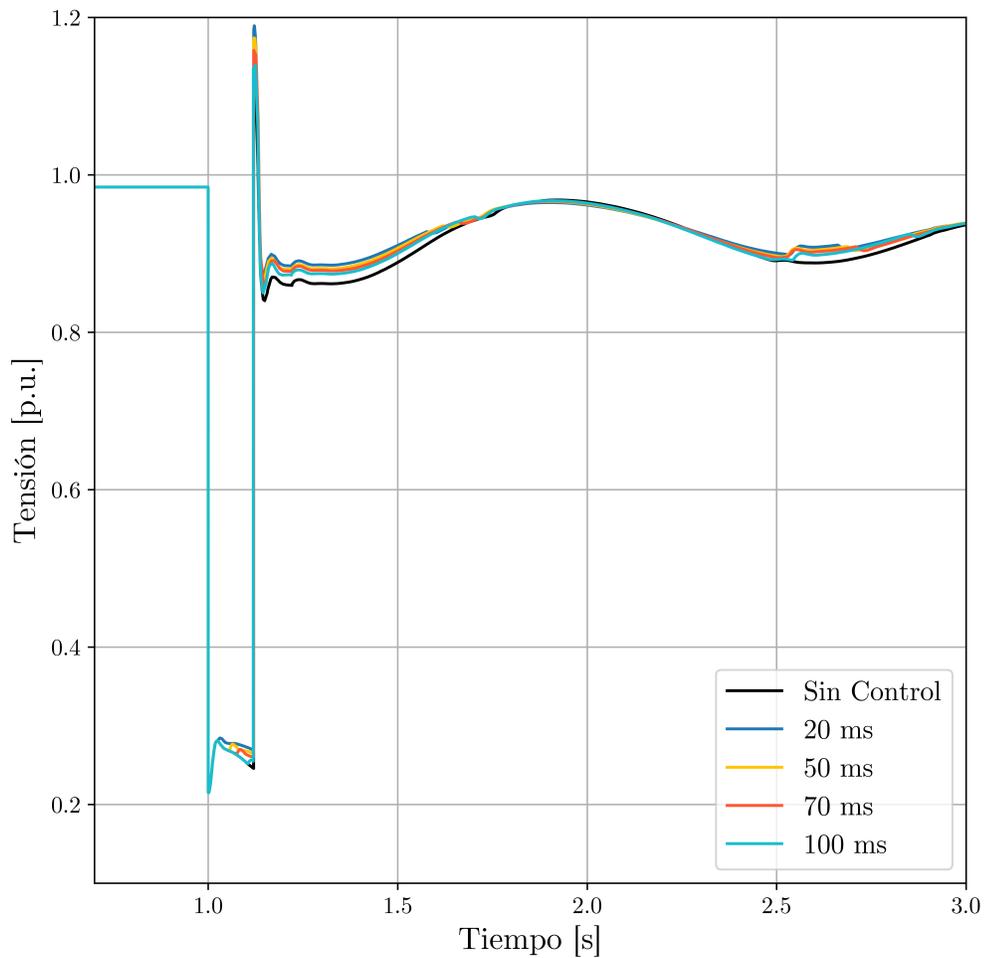


Figura 5.7: Tensión en barra de falla con tiempo de despeje de 120 [ms].

En la tabla 5.6 se muestran los tiempos de establecimiento calculados para cada caso y su porcentaje de mejora por sobre el caso sin el controlador implementado. De la tabla se puede concluir que retardos menores a 100 [ms] en la acción del controlador tienen un impacto beneficioso en el desempeño dinámico del sistema.

Tabla 5.6: Tiempo de establecimiento por caso y mejora con respecto al caso sin controlador.

Caso	Tiempo de establecimiento [ms]	Mejora [%]
Sin controlador	3,83	-
20 ms de retardo	3,17	17,23
50 ms de retardo	3,21	16,19
70 ms de retardo	3,24	15,41
100 ms de retardo	3,81	0,52

Capítulo 6

Conclusiones

En el presente trabajo de investigación, se propone la implementación de un controlador de área amplia que actúa de manera coordinada con los controladores locales de las TGVCC presentes en un SEP con el objetivo de mantener la estabilidad de tensión durante contingencias en sistemas con baja inercia. La acción del sistema de control propuesto consiste en aumentar la inyección de corriente reactiva durante contingencias mediante el lazo de FRT de las TGVCC, modificando el factor K_{FRT} . De esta forma, las TGVCC pueden brindar un mayor soporte ante fallas eléctricamente más lejanas.

El diseño, implementación y evaluación del controlador propuesto se realiza en el SEN proyectado al año 2046, considerando un escenario de operación con altos niveles de penetración de TGVCC. En la etapa de diseño, se realiza un análisis preliminar con el objetivo de dimensionar los efectos de la acción de control, aumentando el K_{FRT} del lazo de FRT de las TGVCC por sobre lo establecido en la normativa vigente en diferentes zonas del SEN. Los resultados del análisis preliminar permiten concluir que el aumento de la inyección de corriente reactiva de las TGVCC puede tener efectos positivos o negativos en el desempeño dinámico del sistema ante fallas dependiendo de la zona de la red en la que se ubiquen las TGVCC.

Una vez determinadas las zonas del SEN para las cuales el aumento de K_{FRT} tiene un impacto positivo en el desempeño dinámico del sistema ante contingencias, se seleccionan los valores de K_{FRT} que permiten tener una mejora apreciable en el desempeño dinámico con respecto al valor de K_{FRT} establecido en la normativa vigente. Asimismo, se caracteriza hasta qué barra del sistema el aumento de corriente reactiva tiene un efecto significativo mediante la distancia eléctrica. Estas dos variables, es decir, el K_{FRT} y la distancia eléctrica, se utilizan como parámetros del controlador de área amplia y deben ser sintonizados adecuadamente mediante un análisis previo del sistema en el que se implementa el controlador propuesto para obtener la respuesta deseada. Este análisis previo es de suma importancia, pues los resultados indican que aumentar la inyección de potencia reactiva podría tener efectos negativos en el desempeño dinámico del sistema e incluso causar inestabilidades. Por otra parte, se debe tener en consideración que cambios topológicos (como nuevos proyectos de transmisión) e interconexión de nuevos proyectos de generación pueden tener un impacto relevante en la parametrización del controlador, por lo que es importante volver a realizar un análisis para reparametrizar el controlador ante cambios relevantes en la red y así evitar respuestas indeseadas.

Para evaluar el controlador implementado, se simulan diferentes fallas distribuidas a lo largo del SEN y se contrastan los resultados obtenidos con y sin el controlador propuesto. Estos indican que la implementación de un controlador de área amplia que opere de manera coordinada con los controladores locales de las TGVCC puede brindar beneficios en términos del desempeño dinámico de la red ante cortocircuitos en condiciones de operación de alta penetración de TGVCC en sistemas con baja inercia, logrando incluso que fallas inestables sin el controlador propuesto alcancen la estabilidad. Por consiguiente, la implementación de controladores de área amplia coordinados con controladores locales son una alternativa efectiva para mantener la estabilidad de tensión durante fallas, especialmente ante contingencias críticas.

Un aspecto importante por considerar en los sistemas de control de área amplia son los retardos en el sistema de comunicación. Para dimensionar el impacto que esto tiene en el desempeño del controlador, se realizan simulaciones con retardos desde 20 [ms] hasta 150 [ms]. Los resultados muestran que si bien a medida que el retardo es mayor, el desempeño del controlador empeora, aún se mantienen mejoras notables en el desempeño dinámico del sistema con respecto al caso sin el controlador. En consecuencia, se puede concluir que el desempeño del controlador depende fuertemente de los niveles de retardo presentes en el sistema de comunicación.

Otra importante contribución de este trabajo es mostrar el efecto que tiene durante contingencias el contemplar valores de K_{FRT} mayores a 2, que es lo establecido en la normativa vigente en el caso del SEN. Puede ser beneficioso evaluar la incorporación de un rango de valores de K_{FRT} para las TGVCC, de manera similar a como se define en otros códigos de red, como en Alemania y los Países bajos.

6.1. Trabajo futuro

De acuerdo con el trabajo desarrollado, el controlador diseñado, implementado y evaluado permite mejorar el desempeño dinámico del SEN ante cortocircuitos en SEP con bajos niveles de inercia y alta penetración de TGVCC. No obstante, existen diversos aspectos que deben ser estudiados en mayor profundidad.

En primer lugar, la elección de las zonas en las cuales se divide el SEN en esta investigación se realiza en función de las Áreas de Control de Tensión establecidas por el CEN [192]. Estas abarcan una amplia superficie, incluyendo un gran número de TGVCC en cada zona. Por este motivo, puede ser conveniente la elaboración de una metodología para fijar áreas de tensión de tal manera de optimizar la acción del controlador, es decir, optimizar la elección de valores de K_{FRT} y así mejorar su desempeño.

En línea con el párrafo anterior, en este trabajo sólo se estudia un punto de operación. Las áreas efectivas de control de tensión pueden variar según el punto de operación, pues varía el número de unidades TGVCC en servicio, entre otras aspectos. Esto tiene un efecto directo en el desempeño del controlador propuesto, por lo que es importante evaluar otros puntos de operación. Adicionalmente, la red está en constante cambio, incorporando nuevas tecnologías como sistemas de almacenamiento, compensadores sincrónicos, TGVCC del tipo

grid-forming, entre otros. En este sentido, es relevante estudiar cómo el diseño, implementación y el desempeño del controlador se ve afectado por la instalación de estos nuevos equipos.

El sistema de comunicación es una parte fundamental de los sistemas de control de área amplia. Si bien en esta investigación se analiza el impacto de los retardos de la comunicación en el desempeño del controlador, estos se modelan como un retardo constante y concentrados sólo en la salida del controlador centralizado. En consecuencia, para estudiar sus efectos de manera detallada, se podría evaluar el impacto de diferentes tipos de modelos de retardo, incluyendo todas sus fuentes en el análisis.

Por último, es importante mencionar que los fenómenos electromagnéticos (EMT) asociados a las dinámicas rápidas de las TGVCC no son estudiados en este trabajo. No obstante, estos cobran relevancia en condiciones de alta penetración de TGVCC en redes con baja inercia, que es la condición de operación que se considera en el desarrollo de esta investigación. Por consiguiente, puede ser interesante contrastar los resultados obtenidos en esta investigación mediante simulaciones en la ventana electromecánica (RMS) con simulaciones de transitorios electromagnéticos.

Bibliografía

- [1] H. Ritchie and M. Roser, “Renewable energy.” Our World in Data, 2020. [Online]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>.
- [2] A. Ulbig, T. S. Borsche and G. Andersson, “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation”, *Proceedings of the 19th IFAC World Congress*, 2014.
- [3] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, and G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109773, 2020.
- [4] R. W. Kenyon, M. Bossart, M. Marković, K. Doubleday, R. Matsuda-Dunn, S. Mitova, S. A. Julien, E. T. Hale, and B.-M. Hodge, “Stability and control of power systems with high penetrations of inverter-based resources: An accessible review of current knowledge and open questions,” *Solar Energy*, vol. 210, pp. 149 – 168, 2020. Special Issue on Grid Integration.
- [5] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.55, 2016.
- [6] North American Electric Reliability Corporation (NERC): “Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems Reliability Guideline”, Atlanta, GA, June, 2017.
- [7] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–25, June 2018.
- [8] T. Sadamoto, A. Chakraborty, T. Ishizaki, and J.-i. Imura, “Dynamic Modeling, Stability, and Control of Power Systems With Distributed Energy Resources: Handling Faults Using Two Control Methods in Tandem,” *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 39, pp. 34–65, Apr. 2019.
- [9] M. A. Bhaskar, C. Subramani, M. J. Kumar, and S. S. Dash, “Voltage profile improvement using facts devices: A comparison between svc, tcsc and tcpst,” in *2009 International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing*, pp. 890–892, 2009.
- [10] H. K. Tyll and F. Schettler, “Power system problems solved by facts devices,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–5, 2009.
- [11] Juan Shi, I. Furness, A. Kalam, and Peng Shi, “On low voltage ride-through and stability of wind energy conversion systems with facts devices,” in *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6, 2013.
- [12] M. Fischer and M. Schellschmidt, “Fault ride through performance of wind energy

- converters with facts capabilities in response to up-to-date german grid connection requirements,” in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–6, 2011.
- [13] 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, pp. 61–73, March 2017.
- [14] H. Geng, L. Liu, and R. Li, “Synchronization and Reactive Current Support of PMSG-Based Wind Farm During Severe Grid Fault,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, pp. 1596–1604, Oct. 2018.
- [15] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, “Robust Fault Ride Through of Converter-Based Generation During Severe Faults With Phase Jumps,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, pp. 570–583, Jan. 2020.
- [16] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, “Single- and Two-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic Power Plants With Ride-Through Capability Under Grid Faults,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 1150–1159, July 2015.
- [17] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, “Single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant with ride-through capability over different types of grid faults,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 8008–8013, Nov. 2013.
- [18] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, and F. Blaabjerg, “Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant,” *Solar Energy*, vol. 159, pp. 665–681, Jan. 2018.
- [19] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatziaargyriou, F. Milano, and T. Ise, “Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges,” *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107114, May 2021.
- [20] I. Erlich, A. Korai, and F. Shewarega, “Control challenges in power systems dominated by converter interfaced generation and transmission technologies,” in *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2017.
- [21] North American Electric Reliability Corporation (NERC): “Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper”, Atlanta, GA, February, 2017.
- [22] IEEE/NERC Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, “Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance”, *IEEE Power & Energy Society*, 2018.
- [23] AEMO, “Fact Sheet: System Strength”. Disponible en: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/AEMO-Fact-Sheet-System-Strength-Final-20.pdf.
- [24] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: Ercot experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, July 2012.
- [25] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The necessity of New Grid Requirements and Definitions”, *Energies*, vol.7,

2014.

- [26] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Alvarez, “Network allocation of bess with voltage support capability for improving the stability of power systems,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 939–949, 2019.
- [27] D. Gröb and F. Dörfler, “On the steady-state behavior of low-inertia power systems”, *IFAC-PapersOnLine*, vol.50, 2017.
- [28] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu, and Y. Yan, “Voltage dynamics of current control time-scale in a vsc-connected weak grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2925–2937, 2016.
- [29] L. Fan and Z. Miao, “Wind in weak grids: 4 hz or 30 hz oscillations?,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5803–5804, 2018.
- [30] Y. Li, L. Fan, and Z. Miao, “Stability control for wind in weak grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 2094–2103, 2019.
- [31] L. Fan, “Modeling type-4 wind in weak grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853–864, 2019.
- [32] O. Goksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, and P. C. Kjaer, “Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and pll frequency based stability solution,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1683–1691, 2014.
- [33] 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.
- [34] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-sourced converters in power systems*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons 2010.
- [35] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,” may, 2020.
- [36] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, “Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [37] C. Rahmann, J. Vega and F. Valencia, “Validity Range of Fundamental Frequency Simulations under High Levels of Variable Generation Technologies”, *IREP 10th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium 2017*.
- [38] J. Hu, Q. Hu, B. Wang, H. Tang, and Y. Chi, “Small signal instability of pll-synchronized type-4 wind turbines connected to high-impedance ac grid during lvrt,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 4, pp. 1676–1687, 2016.
- [39] 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*, pp. 1–8, 2009.
- [40] B. Weise, “Impact of k-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 1, pp. 25–36, 2015.
- [41] C. Rahmann, H. . Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas, and M. B. C. Salles, “Justified fault-ride-through requirements for wind turbines in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1555–1563, 2011.
- [42] N. Hatziargyriou, J. V. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, A. M. Stankovic, T. V. Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, “Definition and Classification of Power System Stability Revisited Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2020.
- [43] L. Meegahapola, A. Sguarezi, J. S. Bryant, M. Gu, E. R. Conde D., and R. B. A. Cunha, “Power System Stability with Power-Electronic Converter Interfaced Renewable Power Generation: Present Issues and Future Trends,” *Energies*, vol. 13, p. 3441, Jan. 2020.
- [44] B. B. Adetokun, C. M. Muriithi, and J. O. Ojo, “Voltage stability assessment and enhancement of power grid with increasing wind energy penetration,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, p. 105988, 2020.
- [45] D. Al kez, A. M. Foley, N. McIlwaine, D. J. Morrow, B. P. Hayes, M. A. Zehir, L. Mehigan, B. Papari, C. S. Edrington, and M. Baran, “A critical evaluation of grid stability and codes, energy storage and smart loads in power systems with wind generation,” *Energy*, vol. 205, p. 117671, 2020.
- [46] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, “Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (pv) generation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105663, 2020.
- [47] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, and M. Rabbani, “Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review,” *Electronics*, vol. 10, p. 115, Jan. 2021.
- [48] R. R. Londero, C. de Mattos Affonso, and J. P. A. Vieira, “Long-term voltage stability analysis of variable speed wind generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 439–447, 2015.
- [49] K. Amarasekara, L. G. Meegahapola, A. P. Agalgaonkar, and S. Perera, “Characterisation of long-term voltage stability with variable-speed wind power generation,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 7, pp. 1848–1855, 2017.
- [50] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, “Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (pv) generation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105663, 2020.
- [51] K. Amarasekara, L. Meegahapola, A. Agalgaonkar, and S. Perera, “Impact of variable speed wind power generators on short-term and long-term voltage stability,” in *The 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants At: Brussels, Belgium*, Oct. 2015.

- [52] G. Lammert, D. Premm, L. D. P. Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, and T. V. Cutsem, “Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, pp. 243–254, Mar. 2019.
- [53] S. Alzahrani, R. Shah, and N. Mithulanathan, “Exploring the Dynamic Voltage Signature of Renewable Rich Weak Power System,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 216529–216542, 2020.
- [54] A. Alshareef, R. Shah, N. Mithulanathan, and S. Alzahrani, “A New Global Index for Short Term Voltage Stability Assessment,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36114–36124, 2021.
- [55] E. A. Tapia, J. D. Pinzón, and D. G. Colomé, “Load Dynamic Impact on Short-Term Voltage Stability,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition (FISE/CIGRE)*, pp. 1–6, Dec. 2019.
- [56] J. V. Milanovic, K. Yamashita, S. M. Villanueva, S. Ž. Djokic, and L. M. Korunović, “International Industry Practice on Power System Load Modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 3038–3046, Aug. 2013.
- [57] L. Y. Taylor, R. A. Jones, and S. M. Halpin, “Development of load models for fault induced delayed voltage recovery dynamic studies,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–7, 2008.
- [58] 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.
- [59] K. Kawabe and K. Tanaka, “Impact of Dynamic Behavior of Photovoltaic Power Generation Systems on Short-Term Voltage Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 3416–3424, Nov. 2015.
- [60] J. Schmall, S. Huang, Ying Li, J. Billo, J. Conto, and Yang Zhang, “Voltage stability of large-scale wind plants integrated in weak networks: An ercot case study,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2015.
- [61] I. Green, “Caiso experience with impact of high penetration of renewable resources on short-term voltage stability,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–18, 2015.
- [62] H. Yuan, H. Xin, L. Huang, Z. Wang, and D. Wu, “Stability analysis and enhancement of type-4 wind turbines connected to very weak grids under severe voltage sags,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 2, pp. 838–848, 2019.
- [63] P. Sun, J. Yao, R. Liu, J. Pei, H. Zhang, and Y. Liu, “Virtual capacitance control for improving dynamic stability of the dfig-based wind turbines during a symmetrical fault in a weak ac grid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 1, pp. 333–346, 2021.
- [64] X. He, H. Geng, R. Li, and B. C. Pal, “Transient stability analysis and enhancement of renewable energy conversion system during lvrt,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1612–1623, 2020.

- [65] R. Liu, J. Yao, X. Wang, P. Sun, J. Pei, and J. Hu, “Dynamic stability analysis and improved lvr schemes of dfig-based wind turbines during a symmetrical fault in a weak grid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 1, pp. 303–318, 2020.
- [66] O. C. Zevallos, J. B. D. Silva, F. Mancilla-David, F. A. S. Neves, R. C. Neto, and R. B. Prada, “Control of Photovoltaic Inverters for Transient and Voltage Stability Enhancement,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 44363–44373, 2021.
- [67] K. Kawabe, Y. Ota, A. Yokoyama, and K. Tanaka, “Novel Dynamic Voltage Support Capability of Photovoltaic Systems for Improvement of Short-Term Voltage Stability in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 1796–1804, May 2017.
- [68] H. W. Qazi, P. Wall, M. V. Escudero, C. Carville, N. Cunniffe, and J. O. Sullivan, “Impacts of Fault Ride Through Behavior of Wind Farms on a Low Inertia System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2020.
- [69] Y. Liu, J. Yao, J. Pei, Y. Zhao, P. Sun, D. Zeng, and S. Chen, “Transient Stability Enhancement Control Strategy Based on Improved PLL for Grid Connected VSC during Severe Grid Fault,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 36, pp. 218–229, Mar. 2021.
- [70] Merlin, A., Desbrosses, J.P. European incident 4th November 2006. The events and the first lessons drawn, *Electra* No. 230, February 2007.
- [71] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *1200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report - Southern California 8/16/2016 Event*, Atlanta, U.S.A. Jun 2017.
- [72] Australian Energy Market Operator (AEMO), *28 September 2016 - Final Report, Black System South Australia*, Melbourne, Australia 2017.
- [73] National Grid Electricity System Operator, *Great Britain Event 2019: Technical Report on the Events of 9 August 2019*, London, U.K. 2019.
- [74] M. Tarafdar Hagh and T. Khalili, “A review of fault ride through of pv and wind renewable energies in grid codes,” *International Journal of Energy Research*, vol. 43, no. 4, pp. 1342–1356, 2019.
- [75] Y. Wu, S. Chang, and P. Mandal, “Grid-connected wind power plants: A survey on the integration requirements in modern grid codes,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 5584–5593, Nov 2019.
- [76] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro”, Diciembre 2019.
- [77] E. Buraimoh and I. E. Davidson, “Overview of fault ride-through requirements for photovoltaic grid integration, design and grid code compliance,” in *2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, pp. 332–336, 2020.
- [78] Z. Din, J. Zhang, Z. Xu, Y. Zhang, and J. Zhao, “Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, no. 3, pp. 614–630, 2021.

- [79] National Grid Electricity System Operator, “The Grid Code, Issue 6, Revision 2”, May 2021.
- [80] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submodulo 2.10, Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, December 2020.
- [81] O. P. Mahela, N. Gupta, M. Khosravy, and N. Patel, “Comprehensive overview of low voltage ride through methods of grid integrated wind generator,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 99299–99326, 2019.
- [82] S. Ma, H. Geng, L. Liu, G. Yang, and B. C. Pal, “Grid-Synchronization Stability Improvement of Large Scale Wind Farm During Severe Grid Fault,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 216–226, Jan. 2018.
- [83] M. G. Taul, S. Golestan, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, “Modeling of Converter Synchronization Stability under Grid Faults: The General Case,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1–1, 2020.
- [84] Q. Hu, J. Hu, H. Yuan, H. Tang, and Y. Li, “Synchronizing stability of DFIG-based wind turbines attached to weak AC grid,” in *2014 17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, pp. 2618–2624, Oct. 2014.
- [85] 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, pp. 2287–2296, Oct. 2014.
- [86] Y. Li, L. Fan, and Z. Miao, “Stability Control for Wind in Weak Grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, pp. 2094–2103, Oct. 2019.
- [87] L. Fan, “Modeling Type-4 Wind in Weak Grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, pp. 853–864, Apr. 2019.
- [88] L. Fan and Z. Miao, “Wind in Weak Grids: 4 Hz or 30 Hz Oscillations?,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 5803–5804, Sept. 2018.
- [89] R. Henríquez, “Metodología para sintonización de controladores de centrales fotovoltaicas considerando criterios de estabilidad,” M.S. thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2021.
- [90] G. Pannell, B. Zahawi, D. J. Atkinson, and P. Missailidis, “Evaluation of the performance of a dc-link brake chopper as a dfig low-voltage fault-ride-through device,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, pp. 535–542, Sep. 2013.
- [91] N. Mira-Gebauer, C. Rahmann, R. Alvarez-Malebran, and V. Vittal, “Review of Wide-Area Controllers for Supporting Power System Stability,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 8073–8095, 2023.
- [92] M. Shahraeini, M. H. Javidi, and M. S. Ghazizadeh, “Comparison between communication infrastructures of centralized and decentralized wide area measurement systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 206–211, 2011.
- [93] M. Jing, “Power System Analysis and Stability”, *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control*, 1th ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley 2018.
- [94] B. P. Padhy, S. C. Srivastava, and N. K. Verma, “A Wide-Area Damping Controller Considering Network Input and Output Delays and Packet Drop,” *IEEE Transactions*

on *Power Systems*, vol. 32, pp. 166–176, Jan 2017.

- [95] L. Cheng, G. Chen, W. Gao, F. Zhang, and G. Li, “Adaptive time delay compensator (ATDC) design for wide-area power system stabilizer,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 2957–2966, Nov 2014.
- [96] T. Surinkaew and I. Ngamroo, “Wide area robust centralized power oscillation dampers design for DFIG-based wind turbines,” in *Proceedings - 2014 Power Systems Computation Conference, PSCC 2014*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Feb 2014.
- [97] S. Xu, J. Yi, M. Du, T. Zhu, J. Zhang, and Z. Chen, “Wide-area multi-FACTS coordinated control (MFCC) based on polytopic linear differential inclusion for multiple-load cases,” in *China International Conference on Electricity Distribution, CICED*, vol. 2014-Decem, pp. 178–183, IEEE Computer Society, Dec 2014.
- [98] C. Lu, X. Wu, J. Wu, P. Li, Y. Han, and L. Li, “Implementations and experiences of wide-area HVDC damping control in China Southern Power Grid,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [99] J. Quintero and V. Venkatasubramanian, “A Real-Time Wide-Area Control Framework for Mitigating Small-Signal Instability in Large Electric Power Systems,” in *Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, pp. 66c–66c, IEEE, 2005.
- [100] J. Quintero and V. Venkatasubramanian, “SVC compensation on a real-time wide-area control for mitigating small-signal instability in large electric power systems,” in *2006 International Conference on Power System Technology, POWERCON2006*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2006.
- [101] M. Saejia and I. Ngamroo, “A robust centralized SMES controller design based on WAMS considering system and communication delay uncertainties,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 846–852, Apr 2011.
- [102] C. Lu, J. Si, X. Wu, and P. Li, “Approximate dynamic programming coordinated control in multi-infeed HVDC power system,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, pp. 2131–2135, 2006.
- [103] S. Ray and G. K. Venayagamoorthy, “Wide-area signal-based optimal neurocontroller for a UPFC,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, pp. 1597–1605, Jul 2008.
- [104] Y. Li, C. Rehtanz, S. Rüberg, L. Luo, and Y. Cao, “Wide-area robust coordination approach of HVDC and FACTS controllers for damping multiple interarea oscillations,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1096–1105, 2012.
- [105] M. Maherani and I. Erlich, “Robust MIMO Centralized Fixed Order Wide Area Damping Controller,” in *Proceedings - 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Dec 2018.
- [106] F. Liu, R. Yokoyama, Y. C. Zhou, and M. Wu, “Design of H robust damping controllers of FACTS devices with considering time-delay of wide-area signals,” in *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society, POWERTECH 2011*, 2011.

- [107] J. He, C. Lu, X. Wu, P. Li, and J. Wu, "Design and experiment of wide area HVDC supplementary damping controller considering time delay in china southern power grid," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 3, no. 1, pp. 17–25, 2009.
- [108] Y. Zhang and A. Bose, "Design of Wide-Area Damping Controllers for Interarea Oscillations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1136–1143, Aug. 2008.
- [109] X. Fan, J. Shu, and B. Zhang, "Coordinated Control of DC Grid and Offshore Wind Farms to Improve Rotor-Angle Stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 4625–4633, Jul 2018.
- [110] G. C. Zweigle and V. Venkatasubramanian, "Wide-area optimal control of electric power systems with application to transient stability for higher order contingencies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2313–2320, 2013.
- [111] A. Paul, I. Kamwa, and G. Joos, "PMU Signals Responses-Based RAS for Instability Mitigation through On-The Fly Identification and Shedding of the Run-Away Generators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 1707–1717, May 2020.
- [112] B. P. Soni, A. Saxena, V. Gupta, and S. L. Surana, "Transient stability-oriented assessment and application of preventive control action for power system," *The Journal of Engineering*, vol. 2019, pp. 5345–5350, Jul 2019.
- [113] C. Wang and Y. Hou, "A PMU-based three-step controlled separation with transient stability considerations," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2014-October, IEEE Computer Society, Oct 2014.
- [114] R. Eriksson, "Coordinated control of multiterminal DC grid power injections for improved rotor-angle stability based on Lyapunov theory," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1789–1797, 2014.
- [115] M. Rashidi and E. Farjah, "LEs based framework for transient instability prediction and mitigation using PMU data," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, pp. 3431–3440, Nov 2016.
- [116] H. Yang, W. Zhang, F. Shi, J. Xie, and W. Ju, "PMU-based model-free method for transient instability prediction and emergency generator-shedding control," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 105, pp. 381–393, Feb 2019.
- [117] Z. Huang, L. Guan, X. Chen, P. Shen, and J. Zhang, "Study on a coordinate control strategy of multi-HVDC links to improve transient stability in China Southern Power Grid," in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2016-December, pp. 1337–1342, IEEE Computer Society, Dec 2016.
- [118] M. A. Zamani, R. Beresh, and S. L. Cress, "A PMU-augmented stability power limit assessment for reliable arming of special protection systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 128, pp. 134–143, Aug 2015.
- [119] T. N. Pham, S. Nahavandi, L. Van Hien, H. Trinh, and K. P. Wong, "Static Output Feedback Frequency Stabilization of Time-Delay Power Systems with Coordinated Electric Vehicles State of Charge Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 3862–3874, Sep 2017.
- [120] L. Wang, X. Xie, X. Dong, Y. Liu, and H. Shen, "Real-time optimisation of short-term frequency stability controls for a power system with renewables and multi-infeed

- HVDCs,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, pp. 1462–1469, Oct 2018.
- [121] A. Q. Santos, R. M. Monaro, D. V. Coury, and M. Oleskovicz, “A new real-time multi-agent system for under frequency load shedding in a smart grid context,” *Electric Power Systems Research*, vol. 174, p. 105851, Sep 2019.
- [122] M. Larsson, “An adaptive predictive approach to emergency frequency control in electric power systems,” in *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference, CDC-ECC ’05*, vol. 2005, pp. 4434–4439, 2005.
- [123] L. Wang, X. Xie, L. Peng, Y. Hu, and Y. Zhao, “Real-time optimisation of emergency demand response and HVDC power modulation to improve short-term frequency stability of the receiving-end power systems,” *The Journal of Engineering*, vol. 2019, pp. 1952–1957, Mar 2019.
- [124] Z. Du, Y. Zhang, Y. Ni, L. Shi, L. Yao, and M. Bazargan, “COI-based backstepping sliding-mode emergency frequency control for interconnected AC/DC power systems,” in *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES ’09*, 2009.
- [125] C. Trabert, A. Ulbig, and G. Andersson, “Model Predictive Frequency Control employing stability constraints,” in *Proceedings of the American Control Conference*, vol. 2015-July, pp. 5678–5685, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jul 2015.
- [126] Y. Zhang, W. Zhang, X. Chu, and Y. Liu, “Real-time optimal voltage control using measurement-based aggregate load model,” *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 293–300, Nov 2014.
- [127] A. Nassaj and S. M. Shahrtash, “A predictive agent-based scheme for post-disturbance voltage control,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 98, pp. 189–198, Jun 2018.
- [128] T. Amraee, A. M. Ranjbar, and R. Feuillet, “Adaptive under-voltage load shedding scheme using model predictive control,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1507–1513, Jul 2011.
- [129] A. Mahari and H. Seyedi, “A wide area synchrophasor-based load shedding scheme to prevent voltage collapse,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 78, pp. 248–257, Jun 2016.
- [130] P. Li, Y. Wang, Y. Yuan, and B. Zhang, “Study on a novel load shedding strategy for voltage stability control,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [131] N. Kawamoto, S. Takayama, and A. Ishigame, “Emergency voltage and reactive power control using reduction of variables considering effectiveness against voltage stability,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, IEEE Computer Society, Jan 2018.
- [132] R. Kang, Y. Xu, Z. Y. Dong, and D. J. Hill, “Demand response-based preventive-corrective control against short-term voltage instability in power systems,” in *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia: Smart Grid for Smart Community, ISGT-Asia 2017*, pp. 1–5, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jun 2018.
- [133] Y. Dong, X. Xie, C. Lu, B. Zhou, and Q. Jiang, “Local-area STVS control system,”

- [134] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1th ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill 1994.
- [135] Y. Zhang and A. Bose, “Design of wide-area damping controllers for interarea oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1136–1143, 2008.
- [136] A. Rahim and I. Habiballah, “Dfig rotor voltage control for system dynamic performance enhancement,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 503 – 509, 2011.
- [137] North American Electric Reliability Corporation (NERC): “Remedial action scheme definition development”, Project 2010-05.2–Special Protection Systems 2014.
- [138] U. Rudez and R. Mihalic, “Monitoring the first frequency derivative to improve adaptive underfrequency load-shedding schemes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 839–846, 2011.
- [139] A. Chakraborty, J. H. Chow, and A. Salazar, “A measurement-based framework for dynamic equivalencing of large power systems using wide-area phasor measurements,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 68–81, 2011.
- [140] D. Ghosh, T. Ghose, and D. K. Mohanta, “Communication feasibility analysis for smart grid with phasor measurement units,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 1486–1496, 2013.
- [141] K. Zhu, M. Chenine, L. Nordström, S. Holmström, and G. Ericsson, “Design requirements of wide-area damping systems—using empirical data from a utility ip network,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 829–838, 2014.
- [142] W. Yao, L. Jiang, Q. H. Wu, J. Y. Wen, and S. J. Cheng, “Delay-dependent stability analysis of the power system with a wide-area damping controller embedded,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 233–240, 2011.
- [143] Hongxia Wu, K. S. Tsakalis, and G. T. Heydt, “Evaluation of time delay effects to wide-area power system stabilizer design,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1935–1941, 2004.
- [144] S. Wang, X. Meng, and T. Chen, “Wide-area control of power systems through delayed network communication,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 20, no. 2, pp. 495–503, 2012.
- [145] H. Ni, G. Heydt, and L. Mili, “Power system stability agents using robust wide area control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1123–1131, 2002.
- [146] 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, 2017.
- [147] J. Liu, A. Gusrialdi, S. Hirche, and A. Monti, “Joint controller-communication topology design for distributed wide-area damping control of power systems,” in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, vol. 44, pp. 519–525, IFAC Secretariat, Jan 2011.
- [148] M. S. Rahman, M. A. Mahmud, H. R. Pota, and M. J. Hossain, “A multi-agent approach for enhancing transient stability of smart grids,” *International Journal of Electrical*

- [149] Y. Wu, L. Rong, and Y. Tang, “A distributed control method for power system rotor angle stability based on second-order consensus,” in *4th Annual IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems, IEEE-CYBER 2014*, pp. 290–295, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Oct 2014.
- [150] J. Machowski and J. W. Bialek, “State-variable control of shunt FACTS devices using phasor measurements,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 39–48, Jan 2008.
- [151] K. K. Gajjar and M. C. Chudasama, “Dynamic phasor model of wams enabled transient stability controller,” in *IEEE International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control, ICICIC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Feb 2018.
- [152] W. Huaren, W. Qi, and L. Xiaohui, “PMU-Based wide area damping control of power systems,” in *2008 Joint International Conference on Power System Technology POWERCON and IEEE Power India Conference, POWERCON 2008*, 2008.
- [153] L. Yang, T. Liu, and D. J. Hill, “Distributed MPC-based frequency control for multi-area power systems with energy storage,” *Electric Power Systems Research*, vol. 190, p. 106642, 2021.
- [154] L. Xiong, H. Li, and J. Wang, “LMI based robust load frequency control for time delayed power system via delay margin estimation,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 100, pp. 91–103, Sep 2018.
- [155] M. M. Eissa, A. A. Ali, K. M. Abdel-Latif, and A. F. Al-Kady, “A frequency control technique based on decision tree concept by managing thermostatically controllable loads at smart grids,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 108, pp. 40–51, Jun 2019.
- [156] J. Dai, Y. Phulpin, A. Sarlette, and D. Ernst, “Coordinated primary frequency control among non-synchronous systems connected by a multi-terminal high-voltage direct current grid,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 6, pp. 99–108, Feb 2012.
- [157] J. Sun, Z. Zhu, H. Li, Y. Chai, G. Qi, H. Wang, and Y. H. Hu, “An integrated critic-actor neural network for reinforcement learning with application of DERs control in grid frequency regulation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 286–299, 2019.
- [158] E. Mallada and S. H. Low, “Distributed frequency-preserving optimal load control,” in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, vol. 19, pp. 5411–5418, IFAC Secretariat, Jan 2014.
- [159] A. G. Beccuti and M. Morari, “A distributed solution approach to centralized emergency voltage control,” in *Proceedings of the American Control Conference*, vol. 2006, pp. 3445–3450, 2006.
- [160] T. Surinkaew and I. Ngamroo, “Hierarchical Co-Ordinated Wide Area and Local Controls of DFIG Wind Turbine and PSS for Robust Power Oscillation Damping,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 943–955, Jul 2016.

- [161] J. M. Mauricio and A. E. Leon, "Improving Small-Signal Stability of Power Systems with Significant Converter-Interfaced Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 2904–2914, Jul 2020.
- [162] A. E. Leon and J. A. Solsona, "Power oscillation damping improvement by adding multiple wind farms to wide-area coordinating controls," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1356–1364, 2014.
- [163] S. J. Hossain, R. Bhattarai, R. Yousefian, and S. Kamalasadnan, "Adaptive Wide Area Damping Controller for Distributed Energy Resources Integrated Power Grid," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-August, IEEE Computer Society, Dec 2018.
- [164] M. Li and Y. Chen, "A Wide-Area Dynamic Damping Controller Based on Robust H_{∞} Control for Wide-Area Power Systems with Random Delay and Packet Dropout," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 4026–4037, Jul 2018.
- [165] P. Zhang, D. Y. Yang, K. W. Chan, and G. W. Cai, "Adaptive wide-area damping control scheme with stochastic subspace identification and signal time delay compensation," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 6, no. 9, pp. 844–852, 2012.
- [166] T. Surinkaew and I. Ngamroo, "Two-level coordinated controllers for robust inter-area oscillation damping considering impact of local latency," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, pp. 4520–4530, Dec 2017.
- [167] T. Zabaoui, L. A. Dessaint, F. A. Okou, and R. Grondin, "Wide-area coordinating control of SVCs and synchronous generators with signal transmission delay compensation," in *IEEE PES General Meeting, PES 2010*, 2010.
- [168] S. Ray and G. K. Venayagamoorthy, "A wide area measurement based neurocontrol for generation excitation systems," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 22, pp. 473–481, Apr 2009.
- [169] Y. Zhao, C. Lu, P. Li, and L. Tu, "Applications of wide-area adaptive HVDC and generator damping control in Chinese power grids," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-Novem, IEEE Computer Society, Nov 2016.
- [170] P. Mitra and G. K. Venayagamoorthy, "Wide area control for improving stability of a power system with plug-in electric vehicles," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, pp. 1151–1163, Oct 2010.
- [171] R. Yousefian, R. Bhattarai, and S. Kamalasadnan, "Direct intelligent wide-area damping controller for wind integrated power system," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-November, IEEE Computer Society, Nov 2016.
- [172] M. Pan, T. Lin, G. Ding, S. Ding, R. Chen, and X. Xu, "A coordination scheme of FACTS-based WADC to improve small signal stability with transient stability constraints in multi-machine system," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2015-Sept, IEEE Computer Society, Sep 2015.
- [173] B. P. Padhy, S. C. Srivastava, and N. K. Verma, "Robust wide-area TS fuzzy output feedback controller for enhancement of stability in multimachine power system," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 3, pp. 426–435, 2012.

- [174] T. Zabaoui, F. A. Okou, L. A. Dessaint, and O. Akhrif, “Time-delay compensation of a wide-area measurements-based hierarchical voltage and speed regulator,” *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 33, pp. 77–85, Mar 2008.
- [175] M. E. Bento, “A hybrid procedure to design a wide-area damping controller robust to permanent failure of the communication channels and power system operation uncertainties,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 110, pp. 118–135, Sep 2019.
- [176] I. Kamwa, R. Grondin, and Y. Hébert, “Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems - A decentralized/hierarchical approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, pp. 136–153, Feb 2001.
- [177] S. Shukla and L. Mili, “Hierarchical Decentralized Control for Enhanced Rotor Angle and Voltage Stability of Large-Scale Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 4783–4793, Nov 2017.
- [178] R. Yousefian, R. Bhattarai, and S. Kamalasadana, “Transient Stability Enhancement of Power Grid with Integrated Wide Area Control of Wind Farms and Synchronous Generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 4818–4831, Nov 2017.
- [179] V. A. De Campos and J. J. Da Cruz, “Robust hierarchized controllers using wide area measurements in power systems,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 83, pp. 392–401, Dec 2016.
- [180] A. Vahidnia, G. Ledwich, and E. W. Palmer, “Transient Stability Improvement Through Wide-Area Controlled SVCs,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 3082–3089, Jul 2016.
- [181] M. S. Rahman, H. R. Pota, and T. F. Orchi, “Agent based coordinated control of protection devices for transient stability enhancement,” in *Proceedings of the 2013 IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2013*, pp. 489–494, 2013.
- [182] G. L. Yu, B. H. Zhang, C. G. Wang, and Z. Q. Bo, “Nonlinear hierarchical global controller considering wide-area information delay,” in *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, 2009.
- [183] G. L. Yu, B. H. Zhang, Z. G. Hao, Z. Q. Bo, A. Klimek, G. F. Yang, and H. L. Ji, “Wide-area measurement based nonlinear global optimal control for power system stability enhancement,” in *IET Conference Publications*, pp. 394–399, 2008.
- [184] A. Delavari and I. Kamwa, “Sparse and Resilient Hierarchical Direct Load Control for Primary Frequency Response Improvement and Inter-Area Oscillations Damping,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 5309–5318, Sep 2018.
- [185] J. Hu, J. Cao, J. M. Guerrero, T. Yong, and J. Yu, “Improving Frequency Stability Based on Distributed Control of Multiple Load Aggregators,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 1553–1567, Jul 2017.
- [186] A. E. Leon, J. M. Mauricio, A. Gomez-Exposito, and J. A. Solsona, “Hierarchical wide-area control of power systems including wind farms and FACTS for short-term frequency regulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2084–2092, 2012.

- [187] Q. Hong, M. Karimi, M. Sun, S. Norris, O. Bagleybter, D. Wilson, I. F. Abdulhadi, V. Terzija, B. Marshall, and C. D. Booth, “Design and Validation of a Wide Area Monitoring and Control System for Fast Frequency Response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, pp. 3394–3404, Jul 2020.
- [188] Q. Hong, M. Nedd, S. Norris, I. Abdulhadi, M. Karimi, V. Terzija, B. Marshall, K. Bell, and C. Booth, “Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia,” *The Journal of Engineering*, vol. 2019, pp. 1696–1702, Mar 2019.
- [189] H. Yang, W. Zhang, J. Chen, and J. Xie, “Optimal coordinated voltage control of AC/DC power systems for voltage stability enhancement,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 108, pp. 252–262, Jun 2019.
- [190] N. V. Tomin, V. G. Kurbatsky, and I. S. Reutsky, “Hybrid intelligent technique for voltage/VAR control in power systems,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, pp. 4724–4732, Oct 2019.
- [191] C. Tapia, “Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del Sistema Eléctrico chileno considerando la política energética 2050”, Tesis de pregrado, FCFM, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [192] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Informe de Servicios Complementarios 2022”, Versión definitiva, Santiago, Chile, Junio, 2021.
- [193] B. Vega, “Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia”, Tesis de Magíster, FCFM, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2021.
- [194] X. Mao, W. Zhu, L. Wu, and B. Zhou, “Comparative study on methods for computing electrical distance,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106923, Sept. 2021.
- [195] B. Weise, “Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, pp. 25–36, Jan. 2015.
- [196] S. De Rijcke, H. Ergun, D. Van Hertem, and J. Driesen, “Grid Impact of Voltage Control and Reactive Power Support by Wind Turbines Equipped With Direct-Drive Synchronous Machines,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, pp. 890–898, Oct. 2012.
- [197] N. R. Ullah, T. Thiringer, and D. Karlsson, “Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying With the E.ON Netz Grid Code,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 1647–1656, Nov. 2007.
- [198] Ö. Göksu, *Control of Wind Turbines during Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults*. PhD thesis, Aalborg University, 2012.
- [199] J. C. Boemer, *n Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation*. PhD thesis, Delft University of Technology, Julio 2016.
- [200] A. Swandaru, *Reactive power-based voltage support for the low voltage ride through capability of the distributed energy resource*. PhD thesis, University of Southampton, Enero 2020.

- [201] S. Thengius, “Fault current injection from power electronic interfaced devices,” Master’s thesis, KTH, School of Electrical Engineering and Computer Science (EECS) / KTH, School of Electrical Engineering and Computer Science (EECS), 2020.
- [202] *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE2800-2022, IEEE Standards Association, april, 2022.
- [203] S. Rüberg et. al, Deliverable D1.6, “Demonstration of Mitigation Measures and Clarification of Unclear Grid Code Requirements”, Technical report, MIGRATE Project 2019.
- [204] Y. G. Landera, O. C. Zevallos, R. C. Neto, J. F. d. C. Castro, and F. A. S. Neves, “A Review of Grid Connection Requirements for Photovoltaic Power Plants,” *Energies*, vol. 16, p. 2093, Jan. 2023.
- [205] B. S.-V. Der Brelie, F. Kalverkamp, and J. Langstädtler, “Dynamic system performance of renewable power generation units — Useful and doubtful grid code requirements,” in *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, pp. 1–4, May 2012.
- [206] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial” 2023.
- [207] S. M. S. Hussain, S. M. Farooq, and T. S. Ustun, “A Security Mechanism for IEEE C37.118.2 PMU Communication,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, pp. 1053–1061, Jan. 2022.
- [208] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”, *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems* 2011.

Anexo

Listado de acrónimos

Para una mejor comprensión de este trabajo, en este capítulo se indican los acrónimos utilizados a lo largo del documento.

- TGVCC: Tecnologías de generación variable con convertidor.
- SEP: Sistema(s) Eléctrico(s) de Potencia.
- GS: Generador(es) sincrónico(s).
- PLL: *Phase locked loop*.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- FRT: *Fault ride-through*.
- SCL: *Short-circuit level*.
- EDAC: Esquemas de desconexión automática de carga.
- IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.
- PCC: *Point of common coupling*.
- LVRT: *Low voltage ride-through*.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro.
- DC: *Direct current*.
- AC: *Alternate current*
- SCR: *Short-circuit ratio*.
- FACTS: *Flexible alternate current transmission systems*.
- DFIG: *Doubly Fed Induction Generator*.
- RSC: *Rotor side converter*.
- PSS: *Power system stabilizer*.

- WADC: *Wide-area damping controller.*
- HVDC: *High voltage direct current.*
- TSI: *Transient stability index.*
- PMU: *Phasor measurement unit.*
- WAM: *Wide-area measurement.*
- PDC: *Phasor data concentrator.*
- MAS: *Multi agent system.*
- MPC: *Model predictive control.*
- WAC: *Wide-area control.*
- POD: *Power oscillation damper.*
- AVR: *Automatic voltage regulator.*
- SVC: *Static VAR compensator.*
- TCSC: *Thyristor-controlled series compensator.*
- PMSG: *Permanent magnet synchronous generator.*
- CEN: *Coordinador Eléctrico Nacional.*