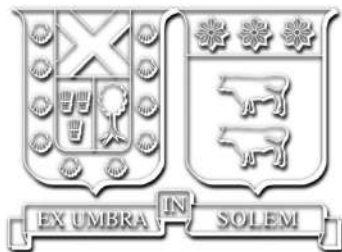


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Análisis de los requisitos técnicos y normativos necesarios para la implementación de tecnologías del tipo Grid forming en Chile

Anais Vattier Reyes

2025

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniera Electricista

Profesor Guía:
Dr. Esteban Gil Sagas (UTFSM)

Profesor Correferente:
Mg. Guillermo Huerta Soto (Tu/é)

Valparaíso, septiembre, 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Análisis de los requisitos técnicos y normativos necesarios para la implementación de tecnologías del tipo Grid forming en Chile

Nombre del candidato(a): Anais Vattier Reyes

Carrera / Grado: Ingeniería Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso; **Departamento:** Ingeniería eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Esteban Gil Sagas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO** contiene información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 28/09/2025 **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 12/09/2025

; Firma: _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

*“Los sentimientos deben ser alumbrados por el intelecto para convertirse en sabiduría, y
el intelecto debe ser alumbrado por las emociones para convertirse en verdadera
inteligencia”*

— Enrique Barrios, Ami el niño de las estrellas

Agradecimientos

Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo incondicional, el cariño y los detalles de las personas que me han acompañado durante este largo proceso.

En primer lugar, quiero agradecer a la persona más importante de mi vida, a quien más admiro y mi mayor ejemplo a seguir: mi mamá. Una mujer que ha enfrentado innumerables dificultades, pero que siempre se ha levantado con más fuerza, sin rencor, sin perder su sensibilidad y con la firme voluntad de hacer las cosas bien desde el amor. Gracias, mamá, por quererme tanto y darme un amor tan grande que nunca sentí que me faltara nada, ni en lo material ni en lo emocional. Gracias por todas las veces que sonreíste e hiciste todo desde la entrega desinteresada, incluso cuando tu mundo parecía desmoronarse. Eres la mujer más fuerte y bondadosa que jamás conoceré, y me siento profundamente orgullosa de ser tu hija. Podría hablar horas de ti sin terminar de enumerar tus virtudes. Gracias por tu paciencia, por enseñarme con el ejemplo que todo nace desde el amor y por mostrarme, siendo simplemente tú, lo que significa ser una mejor persona.

Tampoco puedo dejar de mencionar a quienes conocí al comenzar esta etapa: Juan Pablo, Ninoska, Pablo, Ricardo, Vicho, Millán, Jordi y Benjita; así como a quienes se unieron en el camino: Mili, Chris, Cami Lara, Juana Pérez, Franco, Fran, entre tantos otros. Con ustedes compartí momentos inolvidables, risas interminables y recibí un cariño y apoyo inmenso. Sin ustedes, probablemente no habría llegado hasta aquí. Hicieron de este proceso, tan difícil, una experiencia que atesoraré por siempre. Se ganaron un lugar eterno en mi corazón, y espero que sepan que siempre podrán contar conmigo, en las buenas y en las malas (aunque espero que sean más buenas). Aunque la vida nos distancie, siempre los recordaré con mucho amor, estaré ahí para lo que necesiten y los quiero ver triunfar, porque sé lo grandes que son como personas y cuánto han luchado por cada logro.

A mis primitas, a mis abuelos, a mis gatos y a Matías, con quienes he compartido tantos lindos momentos y que, pese a la distancia y a mi casi nula capacidad de responder mensajes, siempre me han apoyado y acompañado.

Muchas gracias a todos, por el cariño, el apoyo y por creer en mí en los momentos en que más lo necesitaba. Este logro también es de ustedes.

A mis profesores y profesoras de la carrera, quienes marcaron mi vida de una u otra forma y me entregaron las herramientas para convertirme en una profesional. En especial, a mi profesor guía Esteban Gil y a mi co-referente Guillermo Huerta, por su dedicación, exigencia y compromiso durante el desarrollo de esta memoria. Su orientación fue clave para transformar una idea en un trabajo riguroso y técnico. Gracias también por considerarme en los proyectos del AC3E, donde recibí apoyo tanto académico como personal, y por los valiosos consejos que me ayudaron en mi proceso de aprendizaje.

Finalmente, agradezco al proyecto ANID-Basal AFB240002 (AC3E) y al FONDECYT 1231892 por el financiamiento que hizo posible llevar a cabo los proyectos que nutrieron este trabajo.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	III
Índice de Tablas	V
Resumen	1
1. Introducción	2
2. Definiciones relevantes	6
2.1. Fortaleza de la red	6
2.2. Análisis de estabilidad	6
2.2.1. Estabilidad del ángulo del rotor	6
2.2.2. Estabilidad de tensión	7
2.2.3. Estabilidad de frecuencia	8
2.2.4. Estabilidad de Resonancia	8
2.2.5. Estabilidad basada en convertidores	9
2.3. Indicadores de estabilidad	10
2.3.1. Nivel de cortocircuito	10
2.3.2. Inercia	13
2.3.3. Factor X/R en sistemas de transmisión	16
3. Estrategias de control aplicadas a convertidores.	17
3.1. Grid Following	17
3.2. Grid forming	18
4. Normativa internacional	23
4.1. IRENA	24
4.2. IEEE	28
4.3. Caracterización eléctrica y normativa de los países a analizar	34
4.3.1. Reino Unido	34
4.3.2. Australia	36
4.3.3. Estados Unidos	40
5. Sugerencias para facilitar la integración de tecnologías GFM en Chile	44
5.1. Atribuciones y creación de una nueva comisión	45
5.1.1. Comisión Técnica de Análisis de Estabilidad Sistémica	45
5.2. Exigencias técnicas	48

5.2.1. Fault Ride Through	48
5.2.2. Tensión	49
5.2.3. Frecuencia	49
5.2.4. Control de potencia activa y rampas	49
5.2.5. Nivel de cortocircuito	50
5.3. Sistemas de información y pruebas	51
Anexos	52
A. Anexos Capítulo 2	52
Opciones para el cálculo de SCR	52
B. Capítulo 4	54
Bibliografía	57

Índice de Figuras

1.1.	Capacidad instalada de generación bruta histórica [1].	3
1.2.	Características de un sistema débil.	3
1.3.	Diferencia en los tiempos de operación de los IBR's [2].	4
1.4.	Nuevos tipos de estabilidades de los sistemas de potencia [2].	5
2.1.	Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en Estados Unidos.	13
2.2.	Visualización del análisis de la fortaleza de una red [3].	13
2.3.	Determinación de niveles de inercia en Australia [4].	15
2.4.	Esquema simplificado del funcionamiento de Grid Metrix [5].	15
2.5.	Proceso simplificado de estimación de inercia [6].	16
3.1.	Esquema simplificado del control GFL [7].	17
3.2.	Esquema generalizado del control GFM [7].	18
3.3.	Esquema simplificado del Droop control [8].	20
3.4.	Esquema simplificado del control VSG [8].	20
3.5.	Esquema simplificado del control VOC [8].	21
4.1.	Consideraciones para actualizar un código de red.	23
4.2.	Rangos de frecuencia requeridos en distintos códigos internacionales.	24
4.3.	Requisitos mínimos de capacidad reactiva para IBR según IEEE 2800.	29
4.4.	Esquema de la respuesta de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia según IEEE 2800.	30
4.5.	Requisitos de sobrevoltaje transitorio para la continuidad de operación (ride-through) en plantas IBR [9].	31
4.6.	Requisitos de continuidad de operación ante desviaciones de frecuencia según IEEE 2800. Se distingue entre operación continua y operación obligatoria por tiempo limitado.	31
4.7.	Distribución de generación de energía en Reino Unido [10].	34
4.8.	Cobertura del NEM y distribución de zonas eléctricas en Australia [11].	36
4.9.	Evolución de la capacidad instalada por fuente en Australia (2013–2023) [12].	37
4.10.	Respuesta inercial respecto al punto de operación.	39
4.11.	Evolución de la capacidad eléctrica instalada en CAISO [13].	40
4.12.	Evolución de la capacidad eléctrica instalada en ERCOT [14].	40
4.13.	Operadores independientes del sistema (ISO) [15].	41
4.14.	Entidades de confiabilidad [16].	41
A.1.	Esquema organizacional del sector eléctrico de UK [4].	53

B.1.	Esquema de apartados del Grid Code [4].	54
B.2.	Configuraciones para realizar las pruebas computacionales de AGS-ESR según [17].	55
B.3.	Requisitos mínimos Q-V para operación continua y por 30 minutos según IEEE 2800 [9].	56

Índice de Tablas

2.1.	Comparativa de métricas de cálculo de nivel de cortocircuito [18].	11
3.1.	Comparación entre controles Grid following y Grid forming.	22
4.1.	Requerimientos de tensión ride-through para plantas IBR con y sin equi- pos auxiliares [9].	30
4.2.	Resumen de comportamiento exigido ante disturbios de frecuencia según IEEE 2800-2022	32
4.3.	Límites máximos de distorsión armónica de corriente en porcentaje de la corriente nominal (I_{rated}).	33
A.1.	Comparación de resultados calculados bajo diferentes opciones [19].	52

Nomenclatura.

AEMO	:	Australian Energy Market Operator.
AGS-ESR	:	Advanced Grid Support Energy Storage Resource.
CIGRE	:	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
ERV	:	Energías Renovables Variables.
HVDC	:	High Volt Direct Current.
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
FRT	:	Fault-Ride Through.
GFL	:	Grid following.
GFM	:	Grid forming.
GSI	:	Grid supporting.
HVDC	:	High Voltage Direct Current.
MPPT	:	Maximum Power Point Tracking.
NERC	:	North American Electric Reliability Corporation.
PCC	:	Point of Common Coupling.
PLL	:	Phase Locked Loop.
SCL	:	Short Circuit Level.
SCR	:	Short Circuit Ratio.

Resumen

La transición energética que enfrenta Chile ha impulsado una alta penetración de Energías Renovables Variables (ERV), principalmente solar y eólica, gracias a sus condiciones geográficas privilegiadas. Si bien este proceso representa un avance hacia un sistema eléctrico más limpio y sustentable, también ha generado desafíos técnicos importantes para la operación segura y estable de la red. Uno de los principales problemas radica en la creciente presencia de recursos basados en inversores (IBR), que, a diferencia de los generadores síncronos tradicionales, no aportan inercia al sistema, reduciendo su capacidad para resistir perturbaciones de frecuencia o tensión.

En este contexto, surgen tecnologías del tipo *Grid forming* (GFM) como una alternativa prometedora para enfrentar dichos desafíos. A través de esquemas de control que permiten a los IBR comportarse como fuentes de tensión, los sistemas GFM pueden contribuir activamente a la estabilidad de frecuencia, soporte de tensión, sincronismo y capacidad de respuesta ante fallas, incluso en redes débiles o de baja inercia. No obstante, su implementación a nivel nacional requiere de un marco normativo y regulatorio adecuado que aún no ha sido completamente desarrollado en Chile.

Esta memoria tiene como objetivo analizar, desde una perspectiva técnica y normativa, los aspectos necesarios para recomendar condiciones habilitantes que favorezcan la incorporación de tecnologías GFM en el sistema eléctrico chileno. Para ello, se realiza una revisión exhaustiva de los fundamentos técnicos de este tipo de control, clasificando las distintas estrategias disponibles y evaluando sus ventajas, limitaciones y requerimientos operativos.

Posteriormente, se analizan y comparan las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS) con los códigos de red de países que han avanzado en esta materia, como Australia, Estados Unidos (IEEE 2800 y CAISO), Reino Unido y España. Esta comparación evidencia importantes vacíos en la normativa nacional, tales como la falta de requisitos técnicos mínimos para el comportamiento dinámico de IBRs, ausencia de pruebas específicas para tecnologías GFM y falta de definiciones que diferencien entre controles *Grid Forming* y *Grid Following*.

Como resultado de este análisis, se proponen recomendaciones regulatorias orientadas a facilitar la integración de tecnologías GFM en Chile. Estas incluyen la incorporación de exigencias técnicas mínimas inspiradas en IEEE 2800, definiciones claras en la normativa chilena, estandarización de pruebas de comportamiento frente a fallas, y el fomento de servicios complementarios asociados al soporte de red. Se concluye que, para lograr una transición energética segura y sostenible, es indispensable no solo avanzar en la incorporación de ERV, sino también adaptar el marco normativo para asegurar que estas nuevas tecnologías contribuyan efectivamente a la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

Capítulo 1

Introducción

El documento se organiza en cinco capítulos: el primero expone la motivación del trabajo, los objetivos y la estructura general; el segundo reúne definiciones y antecedentes, precisando el concepto de fortaleza de red, la clasificación actualizada de la estabilidad (ángulo del rotor, tensión, frecuencia, resonancia y fenómenos impulsados por convertidores) y los principales indicadores utilizados (nivel de cortocircuito, inercia y *Fault Ride Through*); el tercero se centra exclusivamente en los convertidores y sus esquemas de control, describiendo los enfoques *Grid Following* y *Grid Forming* junto con sus limitaciones y comparativas; el cuarto revisa la normativa internacional y experiencias de referencia (Gran Bretaña, Australia y Estados Unidos), incorporando la caracterización comparativa y proyectos GFM relevantes; por último, el quinto propone sugerencias para facilitar la integración de tecnologías *Grid Forming* en la NTSyCS, organizadas por capítulo e incluyendo lineamientos para habilitación, monitoreo y estudios de fortaleza.

La transición energética ha cobrado un papel crucial en los últimos años, con la descarbonización y la integración de energías renovables como pilares fundamentales. Chile, con su geografía privilegiada, se ha convertido en un escenario ideal para esta transformación [20]. En el norte, el desierto de Atacama recibe los niveles más altos de irradiación solar del mundo, con una media anual de 2500 kWh/m² [21], mientras que en el sur, los vientos constantes ofrecen condiciones óptimas para la generación eólica [22].

Gracias a estos recursos excepcionales, Chile se ha posicionado como un referente en la generación de ERV. Desde 2015, el crecimiento de estas fuentes limpias ha ido incrementando hasta el punto que, en 2022, por primera vez, la generación bruta de ERV superó a la de combustibles fósiles, alcanzando 9,62 GW frente a 8,29 GW, respectivamente [1], como se aprecia en la Figura 1.1.

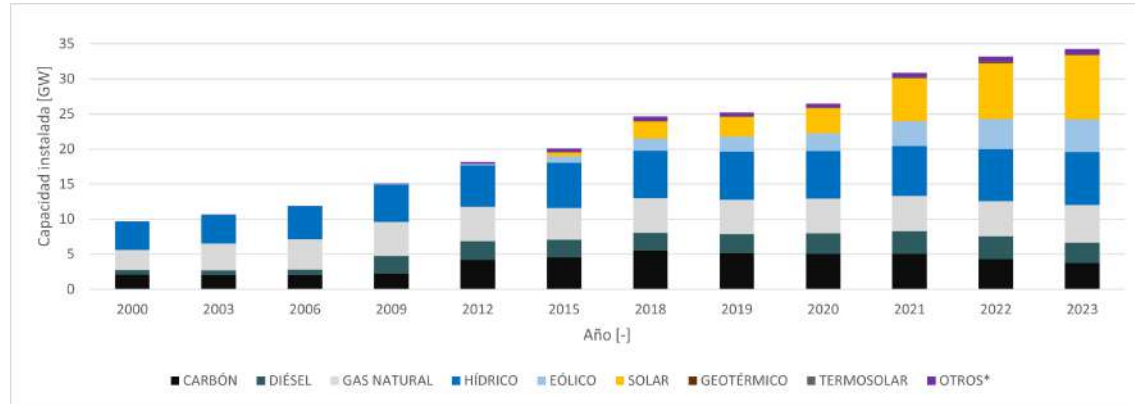
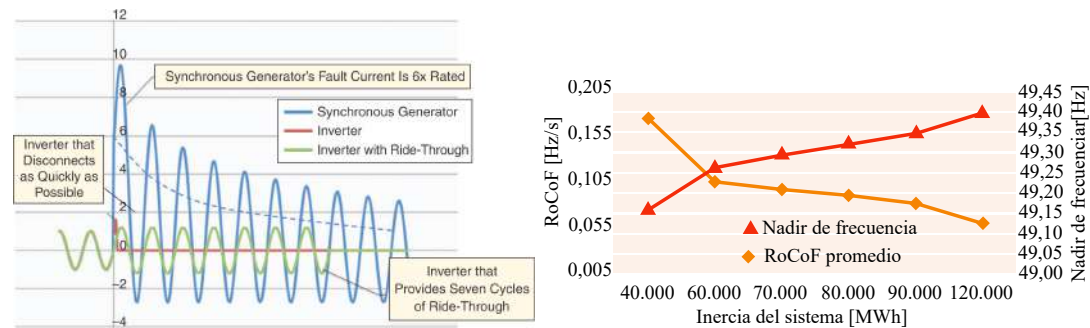


Figura 1.1: Capacidad instalada de generación bruta histórica [1].

Pero este es solo el comienzo, Chile se ha propuesto una transformación aún más ambiciosa: alcanzar un 80 % de generación renovable para 2030 y avanzar hacia un sistema 100 % renovable en 2050 [23]. Este desafío no solo redefine la matriz energética del país, sino que abre la puerta a innovaciones tecnológicas y estrategias que permitan consolidar un sistema eléctrico sostenible y resiliente.

El problema surge porque la generación a partir de ERV emplea esquemas de control que difieren al de los generadores sincrónicos convencionales, alterando con ello la dinámica general del sistema eléctrico [24]. El más empleado es el *Grid Following* (GFL) [24, 25], el cual requiere una referencia externa (y estable) de tensión y frecuencia para sincronizarse y operar de forma óptima [26, 27]. Esta dependencia de la red limita su capacidad para contribuir de forma activa a la regulación de frecuencia y voltaje, y ante contingencias significativas, puede comprometer la estabilidad transitoria y dinámica del sistema [7, 28], por no tener los mismos atributos que poseen las máquinas.

Aunque a este esquema de control se le puede incorporar el modo *Fault Ride Through*¹ [27], aún presentan restricciones en la inyección de corriente de cortocircuito en comparación a las máquinas síncronas, como se aprecia en la Figura 1.2a.



(a) Comparación de la corriente de cortocircuito para distintas tecnologías [29].

(b) Relación entre el RoCoF de un sistema y su valor de inercia [30].

Figura 1.2: Características de un sistema débil.

¹Modo de operación que permite a los dispositivos conectados a la red sobrellevar fallas sin desconectarse y mejorar la estabilidad de la red, se explica a profundidad más adelante.

Además reduce la presencia de elementos rotatorios en la red, lo que disminuye la inercia sistémica y afecta la capacidad del sistema para responder a fluctuaciones de carga o generación [24, 31, 32]. Esto incrementa la tasa de cambio de frecuencia (*Rate of Change of Frequency*, RoCoF) y reduce el nivel mínimo de frecuencia antes de comprometer la seguridad del sistema (*Nadir*)² [33], como se ilustra en la Figura 1.2b.

Dado que la inercia juega un papel clave en la regulación de frecuencia del sistema eléctrico [33, 34], su disminución, combinada con la menor capacidad de inyección de corriente de cortocircuito, hace que el sistema sea menos robusto [25, 28]. Ante este escenario, la incorporación del sistema de control *Grid forming* (GFM) surge como una alternativa para mejorar la estabilidad operativa y adaptar la red eléctrica a los desafíos de un sistema con alta penetración de energías renovables [24]. Ambos métodos se implementan en convertidores de potencia, pero la diferencia recae en que el GFM establece su propia referencia de tensión y frecuencia [25]. Esto le permite aportar inercia virtual, mejorar la respuesta ante perturbaciones y reducir la dependencia de generadores síncronos, fortaleciendo así la resiliencia del sistema eléctrico, como se explicará a lo largo de este documento.

Sin embargo, a pesar de sus beneficios, la implementación del GFM enfrenta barreras regulatorias [35, 36], ya que las normativas y metodologías actuales siguen basándose en el comportamiento de las máquinas síncronas [36]. Esto pone de manifiesto la necesidad de actualizar los marcos regulatorios para facilitar una transición efectiva hacia sistemas eléctricos más flexibles y resilientes.

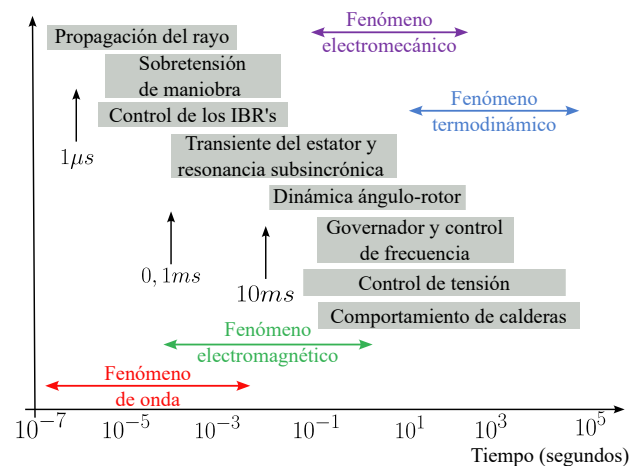


Figura 1.3: Diferencia en los tiempos de operación de los IBR's [2].

Si bien el control tipo GFM ofrece múltiples beneficios, también enfrenta desafíos que deben ser considerados. Al estar compuesto por IBR's enfrenta los problemas mencionados anteriormente, además de retos específicos relacionados con sus tiempos de operación. Como se ilustra en la Figura 1.3, los IBR pueden operar en un rango que va desde los $100\mu s$ hasta los $10ms$, mientras que las máquinas síncronas tradicionales tienen tiempos de respuesta del orden de $1ms$ o incluso hasta el orden de los segundos si se considera su mecánica. Esta diferencia implica la necesidad de reformular el análisis de los sistemas de potencia,

que han pasado de estar dominados principalmente por fenómenos transitorios electromecánicos a estar influenciados por transitorios electromagnéticos cada vez más rápidos [2].

Ante este cambio, en 2016 se estableció una *Task Force* para identificar y clasificar las nuevas formas de estabilidad emergentes en el sistema eléctrico [2]. Como resultado, se definieron dos nuevas categorías: “*Resonance Stability*” y “*Converter-Driven Stability*”, resaltadas en naranja en la Figura 1.4.

²Valor mínimo de frecuencia alcanzado antes de comprometer la seguridad del sistema.

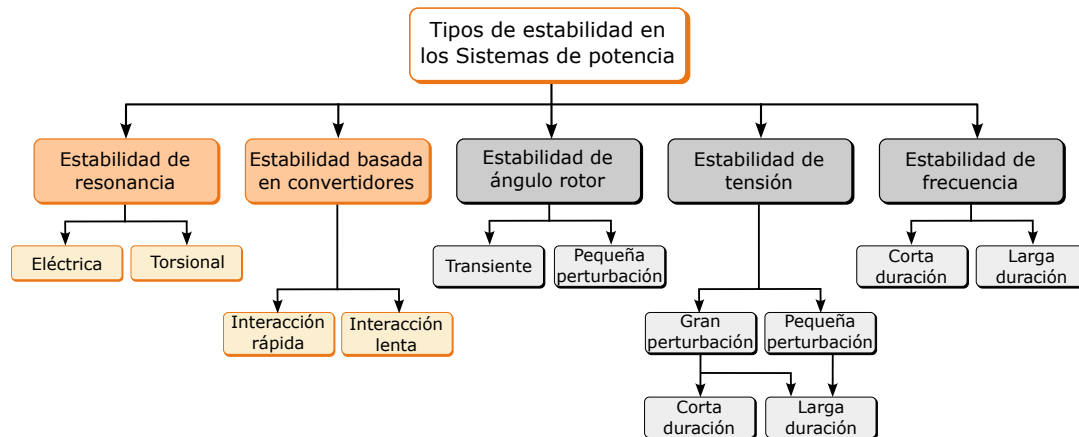


Figura 1.4: Nuevos tipos de estabilidades de los sistemas de potencia [2].

En resumen, a medida que la participación de las ERV en la matriz energética aumenta, la estabilidad del sistema eléctrico enfrenta nuevos desafíos [32] que las tecnologías convencionales no pueden abordar de manera efectiva. La necesidad de incorporar esquemas de control más avanzados, como el Grid forming, se vuelve crucial para garantizar la seguridad y resiliencia del sistema ante la variabilidad de la generación renovable. No obstante, su implementación requiere ajustes normativos y técnicos que permitan una integración eficiente y alineada con las necesidades del sistema eléctrico [28, 36]. En los siguientes capítulos, se analizarán en detalle los fundamentos teóricos, experiencias internacionales y consideraciones regulatorias clave para la adopción de esta tecnología.

Capítulo 2

Definiciones relevantes

2.1. Fortaleza de la red

El *Australian Energy Market Operator* (AEMO) define la **fortaleza** o **robustez** de la red como “la característica de un sistema eléctrico que se relaciona con la magnitud del cambio en el voltaje después de una falla o perturbación” [37]. Esta definición es ampliamente utilizada por su claridad y aplicabilidad práctica, aunque puede considerarse limitada en contextos donde intervienen otros factores relevantes.

En la práctica, la fortaleza de la red se asocia también con aspectos como la resiliencia y la seguridad operativa, así como con parámetros técnicos tales como la inercia del sistema o nivel de cortocircuito. Estos elementos, en conjunto, permiten evaluar la capacidad del sistema eléctrico para resistir y recuperarse ante perturbaciones, manteniendo su estabilidad y calidad de servicio bajo distintas condiciones operativas.

2.2. Análisis de estabilidad

El análisis de estabilidad en sistemas de potencia es un desafío complejo, donde múltiples variables interdependientes interactúan de forma dinámica [38]. A diferencia de otros estudios en ingeniería, donde es posible aislar factores bajo el principio de **Ceteris Paribus**, la estabilidad en sistemas eléctricos exige un enfoque holístico [25, 39], ya que cada componente influye en el comportamiento global de la red.

Tal como se explicó en el Capítulo 1, la creciente penetración de IBRs generó una ampliación en la clasificación tradicional de la estabilidad. Esta ahora incluye fenómenos específicos como la Resonance Stability y la Converter-Driven Stability, que resultan clave para el análisis de redes modernas con alta electrónica de potencia [2].

Un sistema eléctrico puede ser estable, pero eso no garantiza que sea seguro frente a cualquier contingencia. Tras una perturbación, el sistema podría continuar operando en condiciones que comprometan la seguridad, como sobrecargas en los equipos o desviaciones significativas en los niveles de tensión [40]. Por ello, es fundamental comprender los distintos tipos de estabilidad que afectan a un sistema eléctrico, los cuales se describen a continuación.

2.2.1. Estabilidad del ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de los generadores síncronos y recursos basados IBR para mantener su sincronismo tras una perturbación en el siste-

ma [38]. En máquinas tradicionales, esta estabilidad depende del **equilibrio dinámico entre la potencia mecánica suministrada por la turbina y la potencia eléctrica entregada a la red** [2], lo que se modela mediante la ecuación de oscilación del rotor. En el caso de los IBRs, al no contar con partes giratorias ni fuente mecánica, el sincronismo no se basa en una dinámica física sino en algoritmos de control, especialmente en esquemas tipo GFM, donde el controlador impone directamente el fasor de tensión. Por ello, en estos casos, la estabilidad se refiere a la capacidad del inversor para sostener de manera coherente su referencia de frecuencia y tensión ante perturbaciones externas y se distinguen dos clasificaciones:

- **Transitoria:** Se refiere a la capacidad del sistema para soportar perturbaciones severas, como fallas en líneas o desconexión de generadores. En los generadores síncronos afecta directamente el ángulo del rotor, mientras que en los IBR se manifiesta en variaciones de fase y magnitud de la tensión y corriente.
- **Pequeña perturbación:** Evalúa el sincronismo ante cambios menores en carga o generación, con una respuesta lineal [40]. En los IBR, implica una regulación estable de la referencia de tensión y frecuencia.

La inestabilidad angular puede afectar la tensión y la frecuencia del sistema, por lo que con la creciente penetración de IBR, es crucial adaptar los análisis de estabilidad para incluir su dinámica y control [2, 41].

2.2.2. Estabilidad de tensión

Capacidad del sistema para **mantener la tensión dentro de sus valores nominales de tensión tanto en operación normal como ante perturbaciones** [2]. Esta estabilidad se determina por la transferencia de potencia activa y reactiva a través de la red. La estabilidad de tensión está fuertemente influenciada por la **generación de potencia reactiva** y la dinámica de los lazos de control de regulación de voltaje [8]. Se distinguen dos clasificaciones según el tipo de perturbación:

- **Ante grandes perturbaciones:** Se analizan fallas significativas, como la pérdida de un generador, la desconexión de una gran carga o la caída de una línea de transmisión. Debido a la magnitud del impacto, se requiere un análisis dinámico del sistema para evaluar su comportamiento.
- **Ante pequeñas perturbaciones:** Se estudian variaciones menores en el sistema, como cambios incrementales en la carga [2]. Al ser de menor magnitud, pueden analizarse mediante modelos linealizados en torno a un punto de operación.

Además es clasificado según su duración:

- **Corto plazo:** Se analizan dinámicas rápidas que ocurren en escalas de segundos [2], causadas principalmente por la electrónica de potencia, motores de inducción, enlaces HVDC y otros dispositivos de respuesta inmediata.
- **Largo plazo:** Se estudian procesos más lentos del sistema, como la respuesta de los reguladores automáticos de tensión, el ajuste de taps en transformadores y la actuación de limitadores de corriente.

2.2.3. Estabilidad de frecuencia

Capacidad del sistema eléctrico para mantener la frecuencia dentro de sus valores nominales tras perturbaciones, las cuales pueden incluir desequilibrios entre la generación y la demanda, desconexiones súbitas de unidades generadoras o variaciones rápidas de carga. Su análisis se divide en dos categorías según el tiempo de respuesta del sistema:

- **Corto plazo:** Se evalúa la respuesta rápida y primaria de la frecuencia, generalmente en el rango de segundos o menos. Tras una perturbación, si no existen los mecanismos adecuados para contrarrestar el desbalance, pueden generarse islas eléctricas³. Tradicionalmente, esta respuesta ha estado asociada a la inercia proporcionada por las máquinas síncronas.
- **Largo plazo:** Considera la respuesta de equipos con dinámica más lenta, como el control de velocidad de turbinas y la regulación automática de generación. Estos procesos operan en escalas de minutos y tienen como objetivo restablecer el equilibrio de frecuencia a largo plazo [40].

2.2.4. Estabilidad de Resonancia

Esta clasificación fue propuesta en 2021, en respuesta al incremento de oscilaciones por resonancia en los SEP. Dado su impacto en la estabilidad del sistema, se abordará con mayor detalle en comparación con las estabilidades anteriores. Se define como la capacidad de un sistema eléctrico para evitar oscilaciones no deseadas causadas por la interacción entre componentes eléctricos y mecánicos, donde la energía se intercambia de manera oscilatoria y puede amplificarse si no se disipa adecuadamente [2].

Al provocar un intercambio oscilatorio de energía, puede provocar aumentos en la magnitud de la tensión, corriente y/o torque, comprometiendo la seguridad operativa del sistema [2]. Esta inestabilidad puede manifestarse de diversas maneras, siendo la Resonancia Subsíncrona (SSR, por sus siglas en inglés) una de las más estudiadas. En términos generales, la estabilidad de resonancia se puede clasificar en dos categorías principales:

- **Resonancia torsional:** Ocurre cuando la compensación serie de la red eléctrica interactúa con las frecuencias torsionales mecánicas del eje del generador de turbina. Esta interacción genera un acoplamiento mecánico-eléctrico, donde los modos de oscilación torsional pueden estar mal amortiguados o incluso amplificarse. Las oscilaciones del rotor del generador en una frecuencia de modo torsional, inducen componentes de voltaje en la armadura a frecuencias subsíncronas y supersíncronas. Cuando la frecuencia del componente subsíncrono del voltaje de la armadura se aproxima a una frecuencia natural del sistema eléctrico, la corriente resultante genera un torque en el rotor que está en fase con las oscilaciones del rotor, ayudando a sostenerlas [42].
- **Resonancia eléctrica:** Conocida también como el **Efecto Generador de Inducción (IGE, por sus siglas en inglés)**, es una resonancia puramente eléctrica que ocurre cuando la compensación serie interactúa con las características eléctricas del generador, sin involucrar la mecánica del sistema. Es especialmente relevante en generadores de inducción de velocidad variable, como los **DFIG (Generador de**

³Sección del sistema que se desacopla con respecto a la referencia de ángulo y/o frecuencia.

Inducción Doble Alimentado). Este fenómeno se genera cuando un condensador serie forma un circuito resonante con la inductancia efectiva del generador a frecuencias subsíncronas. Si la resistencia neta del circuito se vuelve negativa, debido a las características del rotor y los controles del convertidor, se produce una autoexcitación de resonancia subsíncrona (SSR). Esto puede provocar grandes oscilaciones de corriente y voltaje, causando daños en los equipos eléctricos y afectando mecánicamente componentes como la caja de engranajes [2].

Adicionalmente, dispositivos de rápida actuación como los SVCs (Static VAR Compensators) pueden influir en estas oscilaciones torsionales. En algunos casos, su uso permite mitigar las SSR y proteger la integridad mecánica del sistema turbina-rotor [2].

2.2.5. Estabilidad basada en convertidores

Al igual que en la estabilidad de resonancia (2.2.4), esta clasificación surge como resultado de los cambios en la red eléctrica, impulsados por el aumento de convertidores de potencia en el sistema. Dado que es un concepto más reciente, se explicará con mayor detalle.

La estabilidad basada en convertidores se puede definir como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener su operación estable ante las dinámicas rápidas y complejas de los convertidores de potencia, evitando oscilaciones indeseadas o interacciones no controladas con la red. [2]. Se identifican dos tipos principales de interacción: rápida ($\approx 10kHz$) y lenta ($\approx 10Hz$)⁴ [2].

- **Interacción rápida:** Se genera debido a la interacción entre componentes electrónicos del SEP, como los equipos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y los sistemas HVDC (High Voltage Direct Current), con dinámicas de control rápidas, como los lazos de corriente en los convertidores de potencia. Estas interacciones pueden provocar oscilaciones de alta frecuencia en el sistema, especialmente cuando varios convertidores cercanos interactúan entre sí [2]. Debido a la baja inercia inherente a los sistemas electrónicos modernos, estas oscilaciones pueden amplificarse, afectando la estabilidad local y comprometiendo el desempeño general del sistema.
- **Interacción lenta:** Ocurre cuando las dinámicas lentas de control de los convertidores interactúan con la respuesta electromecánica de las máquinas síncronas tradicionales, lo que puede generar acoplamientos no deseados y afectar la estabilidad del sistema [2]. La respuesta más lenta de estos sistemas puede generar acoplamientos no deseados entre las señales de control y los mecanismos de respuesta de las máquinas, amplificando perturbaciones a lo largo del tiempo. A medida que el sistema intenta ajustarse a variaciones de frecuencia o potencia, el retraso en la respuesta de los convertidores y la inercia de las máquinas eléctricas tradicionales pueden desestabilizar el sistema si no se gestionan adecuadamente. Este fenómeno puede derivar en oscilaciones de baja frecuencia o variaciones sostenidas en el torque y el voltaje, poniendo en riesgo la estabilidad a largo plazo del sistema eléctrico.

⁴Al generar inestabilidades a distintos niveles de frecuencia, también se suele denominar estabilidad armónica.

2.3. Indicadores de estabilidad

Los indicadores de estabilidad son **herramientas que permiten analizar cuantitativamente el desempeño de un SEP**, midiendo su capacidad para resistir fluctuaciones y perturbaciones en la red. Sin embargo, con la integración IBR, la red ha experimentado cambios significativos en su dinámica operativa [25]. Como resultado, han surgido nuevos indicadores que complementan o reemplazan los enfoques tradicionales, proporcionando una evaluación más precisa de la estabilidad en sistemas eléctricos modernos.

2.3.1. Nivel de cortocircuito

El nivel de cortocircuito⁵ ha sido una **métrica clásica utilizada para evaluar la fortaleza de un sistema eléctrico de potencia** [19]. Una de las expresiones más comunes de esta métrica es el **Short Circuit Ratio (SCR)**, definido como la relación entre la potencia de cortocircuito disponible en un punto y la capacidad instalada de generación conectada en ese mismo punto [43], según se muestra en la ecuación (2.1).

$$SCR = \frac{SCC}{P_{nom}} \quad (2.1)$$

Donde:

- SCC : Potencia de cortocircuito en el punto de conexión (MVA).
- P_{nom} : Capacidad nominal de potencia activa de la planta (MW).

En sistemas dominados por generación síncrona, el SCR es una herramienta confiable, ya que permite estimar la capacidad del sistema para absorber perturbaciones sin comprometer su estabilidad [18]. Un valor bajo de SCR indica que el sistema es débil y que puede no ser capaz de soportar adecuadamente eventos de alta exigencia [44].

Los cambios en la red han provocado que la forma tradicional del cálculo de SCR, presente resultados que no reflejan el escenario actual [19,31]. A medida que la red ha evolucionado, se han desarrollado **nuevas métricas que ajustan la metodología del SCR**, incorporando factores adicionales que permiten evaluar de forma más realista la robustez del sistema. Estas variantes buscan capturar mejor los efectos de los IBR, proporcionando un análisis más preciso de la estabilidad en redes con alta penetración de generación basada en convertidores de potencia [35].

Actualmente, cinco métodos han ganado relevancia en los análisis de estabilidad. Cada uno presenta ventajas y desventajas, las cuales se resumen en la Tabla 2.1.

⁵Short Circuit Level o SCL, por sus siglas en inglés.

Métri- ca	Cálculo directo	Considera influencia de IBR's	Útil para gran volu- men de ERV	Considera acopla- miento entre gene- radoras	Considera elementos IBR's pasi- vos	Permite analizar plantas in- dividuales
SCR	✓✓	×	×	×	×	×
CSCR	✓	✓✓	✓✓	×	×	×
WSCR- MW	✓	✓✓	✓✓	✓	×	×
WSCR- MVA	✓	✓✓	✓✓	✓	✓✓	×
ESCR	×	✓✓	×	✓✓	✓✓	✓✓

Tabla 2.1: Comparativa de métricas de cálculo de nivel de cortocircuito [18].

En el documento “*Provision of Short Circuit Level Data*” [19], se presenta la variación del resultado al implementar distintos métodos para calcular el nivel de cortocircuito (SCL) bajo un mismo escenario de red, (especificados en la Tabla A.1 ubicada en Anexos). Dicha tabla evidencia que los valores obtenidos varían significativamente según la métrica utilizada, lo que podría llevar a clasificar un mismo punto del sistema como eléctricamente fuerte o débil, dependiendo del criterio adoptado.

Esta discrepancia plantea una interrogante fundamental: ¿sigue siendo válida la métrica SCL tradicional como indicador confiable de la estabilidad del sistema? A continuación, se presentan distintas consideraciones y metodologías para calcular el SCL aplicadas a tres sistemas eléctricos con características contrastantes, con el fin de analizar la robustez de esta métrica frente a diferentes condiciones de red.

España: El operador del sistema realiza el procedimiento explicado en “Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte” [45] para calcular el nivel de cortocircuito en los nodos del sistema, el cual se resume a continuación:

1. Determinar las Zonas de Influencia Eléctrica (ZIE): Para determinar los nodos que se encuentran eléctricamente cercanos, es decir, que la variación de tensión en un nodo provoca una variación de tensión significativa sobre el resto de nodos del conjunto. Para ello, se utiliza el *Multi Infeed Interaction Factor* (MIIF):

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (2.2)$$

De esta forma, si el MIIF es mayor a 0,98⁶ se determina que el nodo corresponde a una misma ZIE.

2. En cada ZIE del sistema, se calcula el nivel de cortocircuito, utilizando el *Weighted Short Circuit Ratio* (WSCR), determinada por la ecuación:

$$WSCR = \frac{\sum_{i=1}^N Scc_i \cdot P_{MPE_i}}{\left(\sum_{i=1}^N P_{MPE_i}\right)^2} \quad (2.3)$$

Siendo:

⁶Evaluado mediante flujos de potencia de carga en régimen permanente.

- S_{cc_i} : Potencia de cortocircuito trifásica del nudo i de la ZIE⁷
- P_{MPE_i} : Capacidad máxima de MPE (Módulos de Parque Eléctrico) conectados o con permiso de acceso otorgado al nudo i de la ZIE.
- N : Número de nudos que constituyen la ZIE.

El objetivo de este procedimiento es establecer la capacidad de acceso por nodo para módulos de parques eléctricos, en caso de baja S_{cc} , se consideran escenarios específicos de generación síncrona mínima para reducir el riesgo de interacciones entre controles. **La capacidad de acceso se basa en estos escenarios representativos, en lugar de fijar un valor umbral estático, debido a la variabilidad del sistema** [46].

Australia: En el documento “*System Strength Impact Assessment Guidelines*” [47] elaborado por la AEMO, se establece que el cálculo del nivel de cortocircuito (SCR) se realiza siguiendo la definición tradicional dada por la ecuación (2.1). Bajo este enfoque, una planta generadora se considera estable si su **SCR es superior a 3**, ya que esto implica que cuenta con suficiente soporte de red para operar sin inducir inestabilidades, especialmente en contextos con baja inercia.

Sin embargo, cuando el SCR es menor a este umbral, se introduce el concepto de **Withstand SCR**, una métrica complementaria que evalúa la capacidad de la planta para operar de forma estable bajo condiciones de red débiles o altamente variables. A diferencia del SCR tradicional, el Withstand SCR se determina mediante pruebas dinámicas que consideran explícitamente las características del control de los inversores y su interacción con la red.

Este enfoque es especialmente relevante en zonas con alta penetración de energías renovables, donde predominan tecnologías basadas en convertidores y la fortaleza de la red puede ser limitada o fluctuante.

Estados Unidos: En este caso, se emplea una metodología en el documento “” [48] que consta en dos pasos para evaluar la fortaleza del sistema eléctrico de potencia (SEP), como se resume en la Figura 2.1. En el primer paso, los operadores de red delimitan preliminarmente las subáreas del sistema, basándose en su experiencia y en variables técnicas relevantes como: rendimiento reactivo, características de importación/exportación, topología y restricciones de transmisión, cargabilidad de líneas, tipos de generación, recursos de compensación reactiva y distribución de carga activa y reactiva.

En el segundo paso, se calcula la razón de cortocircuito (SCR) en las barras con tensión superior a 110 kV para cada subárea definida. Si el valor es inferior a 3, se aplica el índice ponderado WSCR para un análisis más detallado. Finalmente, se clasifica la fortaleza de cada subárea de acuerdo con los resultados obtenidos, sirviendo como base para una segmentación técnica del sistema eléctrico.

⁷Con la red planificada y la generación prevista en el horizonte del estudio.

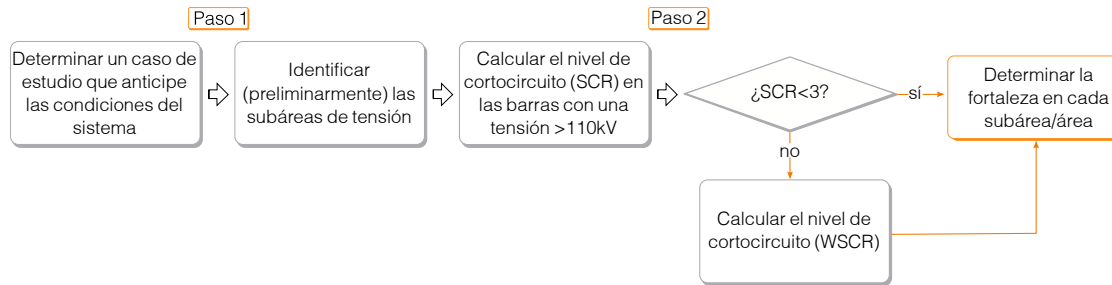


Figura 2.1: Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en Estados Unidos.

Una vez obtenida esta segmentación, el documento *“Short-Circuit Modeling and System Strength”* [3] recomienda analizar las interacciones entre las zonas adyacentes para identificar combinaciones o separaciones necesarias. Este análisis permite clasificar visualmente las distintas áreas según su nivel de fortaleza, como se muestra en la Figura 2.2, donde se representan regiones con SCR alto, medio y bajo. Cabe señalar que, si bien estas divisiones (como las denominadas Network A, B o C) son ilustrativas, no existe una norma específica que determine cómo deben definirse sus límites. En la práctica, estas se basan en los resultados del análisis y la experiencia del operador, quienes agrupan buses con características similares de SCR dentro de zonas operativas funcionales.

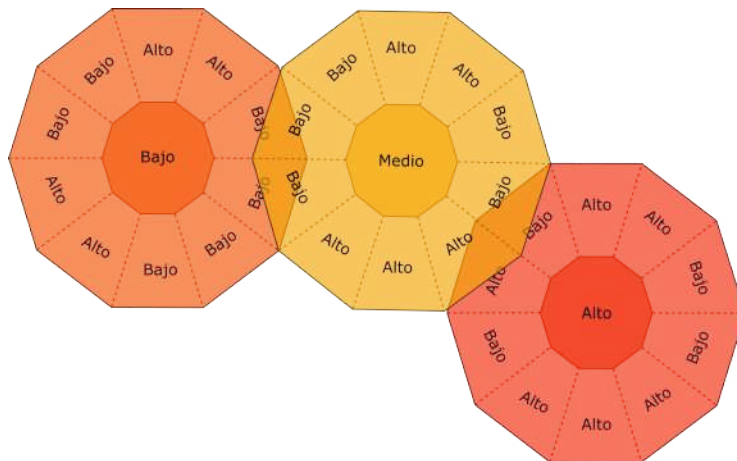


Figura 2.2: Visualización del análisis de la fortaleza de una red [3].

Esta falta de consistencia representa un desafío significativo para la planificación a largo plazo, ya que dificulta la toma de decisiones confiables para la estabilidad y robustez del sistema.

2.3.2. Inercia

La inercia en los sistemas eléctricos tradicionales proviene de la energía cinética almacenada en las masas giratorias de los generadores síncronos [41], y ha sido históricamente un elemento clave para mantener el sincronismo y limitar las variaciones de frecuencia ante perturbaciones [18, 34]. Sin embargo, a pesar de su importancia, su cuantificación precisa no era una preocupación prioritaria, ya que la inercia era una propiedad inherente y relativamente constante del sistema [49]. En un sistema eléctrico, la constante de inercia equivalente (H_{sys}) puede calcularse a partir de las constantes de inercia individuales de

las unidades generadoras (H_{SG}) y sus potencias nominales (S_G), según:

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum H_{SG} \cdot S_G}{\sum S_G} = \frac{\sum E_{SG}}{S_{\text{sys}}} \quad (2.4)$$

donde E_{SG} es la energía cinética almacenada en cada generador y S_{sys} la potencia nominal total del sistema [34].

Con la creciente incorporación de recursos basados en inversores, esta realidad ha cambiado drásticamente. No solo se ha vuelto más difícil determinar la inercia del sistema, sino que ahora se debe considerar también la llamada *inercia sintética*, entregada mediante algoritmos de control. Esto ha complejizado tanto su definición como su evaluación, generando la necesidad de nuevas metodologías para su monitoreo y planificación.

A continuación, se presentan los enfoques adoptados por dos países para determinar y gestionar el nivel de inercia sistémica.

Australia: Determina los requisitos de inercia en la red nacional dividiendo el sistema de transmisión en subredes de inercia, definidas por los límites regionales establecidos en el *National Electricity Rules* (NER) [50] (sección 5.20.B1⁸). Para cada subred se analizan los niveles actuales de inercia y se identifican eventuales déficits, con el fin de garantizar que se implementen medidas correctivas oportunas. En caso de detectarse un déficit, el Operador del Mercado (AEMO) debe notificar al Proveedor de Servicios de Inercia.

Según lo descrito en el “*Inertia Requirements Methodology*” [49], AEMO determina los niveles de inercia requeridos por cada subred/región del NEM mediante estudios de simulación del sistema eléctrico en PSS[®] [9]. El proceso consiste en modelar la red bajo diferentes condiciones operativas y aplicar contingencias creíbles (por ejemplo, la desconexión de la unidad generadora más grande de la región). A partir de allí, se varía progresivamente el nivel de inercia en el modelo hasta encontrar el valor mínimo que mantiene la frecuencia dentro de los márgenes operativos permitidos, considerando la respuesta de los servicios de control de frecuencia (FCAS), la topología de la red y la localización de las unidades síncronas disponibles.

A partir de este análisis, AEMO elabora anualmente el documento “*Inertia Report*”, en el que se presentan los niveles de inercia calculados, los déficits identificados y las acciones requeridas para su mitigación. Los resultados más relevantes de la versión 2023 se muestran en la Figura 2.3.

⁸Sección del National Electricity Rules

⁹PSS[®] (*Power System Simulator for Engineering*) es un software de simulación y análisis de sistemas eléctricos desarrollado por Siemens, ampliamente utilizado para estudios de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y planificación de redes de transmisión.

					
Nivel mínimo de inercia:	10.000 MWs	12.700 MWs	4.600 MWs	3.200 MWS	15.800 MWs
Nivel seguro de operación de inercia	12.500 MWs	14.400 MWs	6.000 MWs	3.800 MWs	17.500 MWs
Inercia disponible 99% del tiempo	21.381 MWs	17.811 MWs	6.200 MWs	1.934 MWs	10.271 MWs
Probabilidad de desconexión en isla	Poco probable	Probable	Probable	Siempre	Poco probable
Déficit de inercia calculado MWs	0	0	0	Contratado (1.880)	7.229 MWs
Contratos de soporte de inercia FFR	-	-	360 MWs	2.350 MWs	-
Nivel FCAS (MW) en 1 segundo	-	60	80	-	-

Figura 2.3: Determinación de niveles de inercia en Australia [4].

El propósito de este documento es informar sobre los límites de las sub-redes de inercia, los requerimientos de inercia para cada una de ellas durante los próximos 10 años en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM), así como las suposiciones, consideraciones y elementos que AEMO ha tomado en cuenta para definir dichos requerimientos y los valores obligatorios de inercia.

Se realiza anualmente el “*Frequency Risk and Control Report*” [5], cuyo objetivo es determinar el nivel de inercia mínima para la operación del sistema frente a diferentes escenarios, además del comportamiento de la frecuencia en dichas condiciones de operación.

Reino Unido: Se han implementado dos sistemas pioneros en la medición de la inercia sistémica: “*GridMetrix Inertia Measurement System*” y “*GE Digital Effective Inertia Measurement & Forecasting System*”. El primero, disponible desde julio de 2021, permite la medición en tiempo real de la inercia del sistema. El sistema emplea un modulador personalizado diseñado a medida, que introduce ligeras variaciones en la frecuencia del sistema mediante la inyección controlada de pulsos de energía en la red [5]. El proceso de medición se ilustra de manera simplificada en la Figura 2.4.

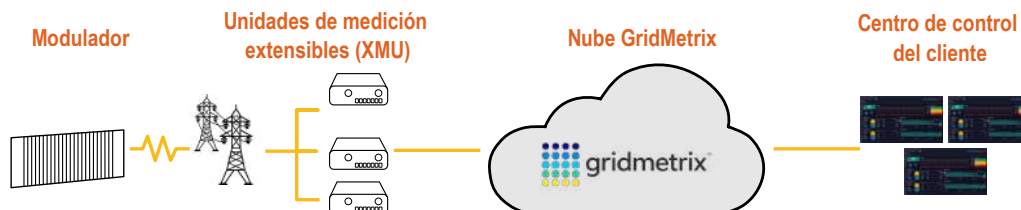


Figura 2.4: Esquema simplificado del funcionamiento de Grid Metrix [5].

Dispositivos de medición de frecuencia (XMUs) se distribuyen a lo largo de la red eléctrica y registran pequeñas variaciones en la frecuencia del sistema, inducidas por los pulsos de energía generados por el modulador. Estas señales son enviadas a la plataforma de Reactive Technologies, donde se procesan para calcular en tiempo real el nivel de inercia del sistema [5].

Complementariamente, el sistema “GE Digital Effective Inertia Forecasting & Metering” divide el territorio del Reino Unido en zonas y, mediante la implementación de PMUs (Phasor Measurement Units), recopila datos relevantes de cada sector. A partir de esta información, como se ilustra en la Figura 2.5, se aplican algoritmos de aprendizaje automático y análisis de datos históricos para estimar los niveles de inercia requeridos, permitiendo así una gestión proactiva de la estabilidad del sistema ante posibles contingencias.

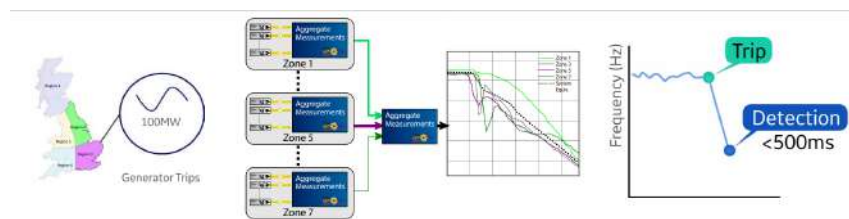


Figura 2.5: Proceso simplificado de estimación de inercia [6].

Los valores obtenidos a partir de ambos sistemas son utilizados por el operador del sistema, *National Grid ESO*, tanto en la operación en tiempo real como en la planificación a corto y mediano plazo. En el ámbito operativo, estas mediciones permiten dimensionar y contratar los servicios de estabilidad y respuesta de frecuencia necesarios. A nivel de planificación, los resultados se emplean para anticipar déficits de inercia en determinadas zonas, definir estrategias de re despacho y orientar la contratación de servicios complementarios, garantizando así que el sistema mantenga niveles adecuados de resiliencia y seguridad ante contingencias.

2.3.3. Factor X/R en sistemas de transmisión

El **factor** X/R representa la relación entre la reactancia inductiva (X) y la resistencia (R) de un segmento del sistema eléctrico. Es una métrica utilizada en el diseño y análisis de sistemas de transmisión, ya que da indicios de la eficiencia de la compensación reactiva en sistemas de distribución [52].

Desde el análisis de fallas, un X/R alto provoca un decaimiento más lento de la componente DC en un cortocircuito [53], generando un mayor pico inicial de corriente y mayores exigencias térmicas y dinámicas sobre los equipos de protección. Además, influye en la **estabilidad de tensión**: valores altos estabilizan la respuesta de voltaje ante cambios de potencia reactiva, mientras que valores bajos incrementan la sensibilidad y el riesgo de inestabilidad, exigiendo más compensación reactiva, especialmente en redes con alta penetración de IBRs [52].

Capítulo 3

Estrategias de control aplicadas a convertidores.

Los convertidores utilizados para la incorporación de ERV en sistemas eléctricos se clasifican comúnmente en dos grandes categorías según su modo de operación: *Grid forming* (GFM) y *Grid following* (GFL) [26]. Aunque en la práctica no existe una línea divisoria estricta entre ambas, esta memoria utiliza además una tercera categoría: *Grid supporting*, que representa un enfoque intermedio con funciones complementarias a los dos anteriores [54]. Aunque no es una categoría ampliamente desarrollada en la literatura, se ha sido mencionado como una estrategia transicional enfocada en aportar servicios complementarios para mejorar la estabilidad del sistema.

3.1. Grid Following

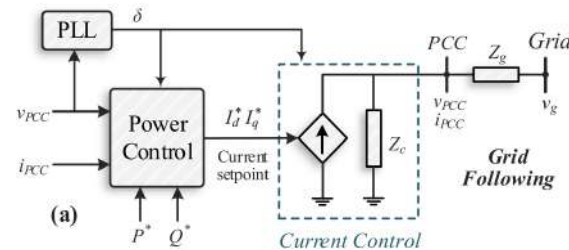


Figura 3.1: Esquema simplificado del control GFL [7].

Durante la última década, las tecnologías de generación renovable que utilizan electrónica de potencia han operado mayoritariamente bajo estrategias de control del tipo Grid following [8, 29]. Este tipo de control se aplica a convertidores conectados a la red, cuyo rol principal es **inyectar potencia activa y reactiva desde fuentes renovables** en sincronía con el sistema eléctrico. Pero, ¿en qué consiste realmente este método de control? Como su nombre en inglés lo sugiere, el objetivo del control

GFL es “**seguir**” las condiciones de la red [55, 56].

Para lograrlo, el convertidor GFL mide principalmente la **tensión** en el Punto de Acoplamiento Común (PCC), y a partir de ella la frecuencia y el ángulo de la red mediante un *Phase-Locked Loop* (PLL). Este lazo de control permite sincronizar el inversor con el sistema, de modo que pueda inyectar corriente activa y reactiva siguiendo las referencias externas. Adicionalmente, se mide la **corriente** para calcular la potencia activa y reactiva a entregar, según las consignas de operación. Utilizando estas estimaciones y mediciones, junto con los valores de consigna de potencia, el convertidor ajusta su inyección de corriente en el PCC según las necesidades de la red [7, 24, 36].

En palabras simples, el **convertidor funciona como una fuente de corriente**

controlada con una alta impedancia en paralelo [25], como se observa en la Figura 3.1, inyectando corriente en un ángulo determinado según el estado de operación de la red [57]. Gracias a esta estrategia de control, se ha logrado un aumento rápido de generación eléctrica en base a fuentes renovables a lo largo del mundo [24], especialmente en aquellos con redes eléctricas robustas, porque su estabilidad depende directamente de la robustez de la red [58].

Debido a que el control tipo GFL es una tecnología **madura, simple y de bajo costo** en comparación con esquemas más avanzados como los GFM [56], sigue siendo el más utilizado en sistemas eléctricos hasta la actualidad. No obstante, diversos estudios han advertido que su implementación masiva puede alterar significativamente la dinámica del sistema y poner en riesgo su estabilidad operativa [24, 43].

Una de sus principales limitaciones va de la mano con su **dependencia de una referencia externa de tensión y frecuencia**, lo que imposibilita su operación autónoma en condiciones de red débil o aislada [8, 59]. Al no tener la capacidad de regular directamente estas variables, compromete la seguridad y robustez del sistema eléctrico [35, 56].

Otra limitación va de la mano con el uso del PLL que, introduce dinámicas internas que pueden generar modos de oscilación adicionales o inestabilidad de frecuencia en redes débiles, especialmente cuando múltiples inversores interactúan entre sí [39]. Esta problemática se agrava en sistemas con alta penetración de IBRs que utilizan PLLs para sincronizarse, ya que cada inversor mide las perturbaciones de la red, ajusta su respuesta en consecuencia, y a su vez genera nuevas desviaciones. Este comportamiento recursivo genera una retroalimentación no deseada que puede dar lugar a un efecto bola de nieve. Para superar las limitaciones del control GFL, se han desarrollado variantes que buscan emular parcialmente el comportamiento dinámico de generadores síncronos, como el *Virtual Synchronous Machine* y el *current-controlled droop control*. No obstante, al seguir operando como fuentes de corriente dependientes de una referencia externa, su capacidad para aportar estabilidad sigue siendo limitada, especialmente en redes débiles. Esto ha motivado el desarrollo de esquemas más autónomos, como el control *Grid Forming*, que opera como fuente de tensión y puede establecer su propia referencia de operación.

3.2. Grid forming

Durante los últimos años, el **control tipo Grid forming** ha adquirido un rol central en mejorar la estabilidad de sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable, sin volver a la generación tradicional. Se busca superar las limitaciones de los esquemas GFL, permitiendo que los convertidores no solo se conecten a una red preexistente, sino que también puedan establecer y mantener activamente una referencia local de tensión y frecuencia [25].

Esta capacidad se vuelve especialmente crítica cuando la proporción de recursos basados en inversores supera el 70 % de la generación del sistema, umbral a partir del cual las estructuras GFM dejan de ser una opción y se vuelven esenciales para garantizar la

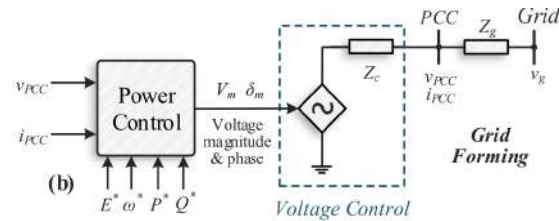


Figura 3.2: Esquema generalizado del control GFM [7].

estabilidad operativa [39].

El concepto de Grid forming surgió originalmente en el contexto de microrredes en operación en isla, donde los convertidores debían asumir el rol de reguladores principales del sistema, estableciendo la referencia de tensión y frecuencia, más en ausencia de una red de respaldo [7]. Con el tiempo, esta capacidad ha sido progresivamente adaptada a sistemas interconectados, donde su implementación permite enfrentar desafíos crecientes como la pérdida de inercia [60] y la creciente fragilidad estructural de la red [29].

En cuanto a sus señales de entrada, los esquemas GFM, reciben referencias externas de potencia activa y reactiva, junto con mediciones de corriente en el punto de conexión. No obstante, no necesita medir la tensión de la red para sincronizarse, ya que establece su propia referencia de tensión y frecuencia. Esto elimina la necesidad de un PLL y con ello, las inestabilidades que este trae [39]. Si bien algunos esquemas GFM pueden emplear mediciones de tensión con fines de regulación o coordinación local, estas no se utilizan como base para su sincronización. En consecuencia, su arquitectura de control está diseñada para sostener un fasor de tensión estable incluso bajo condiciones inestables. A nivel de modelado, el control GFL suele representarse como una *fuentes de corriente controlada en paralelo con una impedancia*, mientras que el esquema GFM se modela típicamente como **una fuente de tensión controlada en serie con una reactancia pequeña** [25, 56], como se muestra en la Figura 3.2. Para garantizar una respuesta confiable en todo momento, los inversores GFM deben disponer de una fuente de energía que respalde de manera continua su operación, especialmente frente a eventos dinámicos severos. Esta reserva energética puede estar compuesta por almacenamiento electroquímico (como baterías), el sobredimensionamiento de la planta generadora, o cualquier otro sistema que permita mantener la referencia de tensión de forma sostenida y estable [7].

A diferencia del control GFL, en los esquemas GFM la arquitectura de control adoptada adquiere mayor relevancia, ya que el inversor deja de ser un elemento pasivo que se adapta a la red, para convertirse en un componente estructural que define sus condiciones locales de operación. Desde esta perspectiva, el GFM se asemeja a un elemento de soporte crítico dentro de una infraestructura: su comportamiento influye directamente en la estabilidad global del sistema, y cualquier desviación o debilidad en su diseño puede comprometer el equilibrio del conjunto. En cambio, el GFL se comporta más como un soporte secundario, cuyo impacto estructural es marginal siempre que la base sobre la que opera sea lo suficientemente robusta.

En términos de control, las estrategias GFM se han desarrollado en base a una infinidad de métodos [26], los que en este trabajo se agrupan en tres ramas principales: los métodos basados en *droop control*, que introducen relaciones proporcionales entre potencia y variables de estado; los métodos basados en *máquinas virtuales*, que emulan explícitamente el comportamiento dinámico de generadores síncronos; y los esquemas de *control por osciladores virtuales*, que buscan estabilidad global a través de mecanismos inspirados en sistemas no lineales auto-oscilantes.

Aunque esta memoria aborda el GFM desde una perspectiva conceptual simplificada -entendiéndolo como una **caja negra capaz de imponer una forma de onda de tensión**-, es importante reconocer la diversidad de enfoques implementados en la práctica. A continuación, se describen brevemente ciertos métodos de control:

Droop control

Corresponde a uno de los esquemas más antiguos y consolidados para el control de inversores, con propuestas que se remontan a inicios de la década de 1990 [61]. A pesar del surgimiento de estrategias más sofisticadas, sigue siendo una de las tecnologías más utilizadas y maduras [7], tanto en sistemas en isla como en redes interconectadas [7, 55].

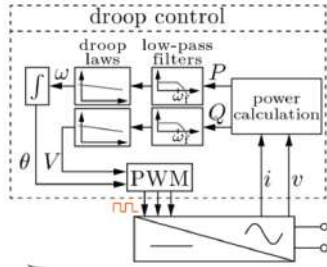


Figura 3.3: Esquema simplificado del Droop control [8].

Como se aprecia en el esquema de la Figura 3.3, las señales de tensión v y corriente i , medidas en el PCC son utilizadas para calcular la potencia activa P y reactiva Q . Estas señales son filtradas y a la señal resultante, se le aplican las leyes *droop*¹⁰ que permiten ajustar la frecuencia y la tensión del inversor en función de la potencia intercambiada. Finalmente, las señales resultantes se utilizan para generar la referencia de tensión y ángulo, las que se modulan mediante un esquema PWM (*Pulse Width Modulation*) para modular el funcionamiento del convertidor y entregar la forma de onda deseada.

Su objetivo principal es tanto mantener el sincronismo entre las unidades a través de la modulación de la frecuencia y tensión en función de la potencia intercambiada [25], como lograr una distribución proporcional de la carga entre múltiples unidades según su capacidad disponible sin requerir enlaces de comunicación entre inversores operando en paralelo, lo que además, le confiere una elevada **flexibilidad operativa y robustez frente a fallas de red** [8, 25].

En sus versiones más recientes, se han incorporado extensiones que permiten manejar las no linealidades del sistema, aumentar su precisión dinámica y adaptarlo a redes eléctricamente débiles. Sin embargo, estas mejoras también implican un mayor costo computacional y complejidad de implementación, lo que requiere una cuidadosa sintonización para evitar comportamientos no deseados [25].

Virtual Synchronous Generator VSG

Esta estrategia corresponde a una de las arquitecturas más representativas dentro del conjunto de controles tipo Grid forming. Su funcionamiento se basa en la emulación del comportamiento dinámico de una máquina síncrona, incorporando explícitamente la inercia rotacional mediante un modelo matemático que replica la ecuación de oscilación del rotor, también denominada como *swing equation* $J\dot{\omega} = P_m - P_e$.

Como se muestra en la Figura 3.4, esta dinámica se implementa en el lazo de control del inversor, permitiendo generar una referencia de frecuencia coherente con las variaciones de potencia del sistema. Además, puede complementarse con un modelo de regulación de tensión, también basado en las ecuaciones clásicas de máquinas síncronas. El resultado es un inversor que actúa como una máquina síncrona idealizada, capaz de entregar respuesta

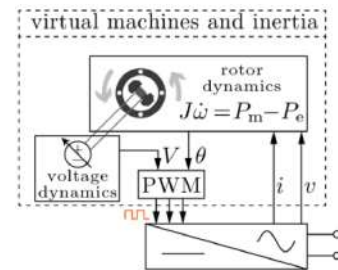


Figura 3.4: Esquema simplificado del control VSG [8].

¹⁰Relaciones proporcionales $P - \omega$ y $Q - V$.

inercial y regulación autónoma de frecuencia, facilitando así la integración de IBRs en sistemas con baja inercia [7,8].

Una de sus principales ventajas es su implementación relativamente simple y su buena compatibilidad con esquemas de control tipo droop, lo que permite su integración en redes con múltiples inversores sin necesidad de comunicación directa entre ellos. Adicionalmente, el VSG permite ajustar los parámetros de inercia y amortiguamiento virtual de forma flexible, adaptando su desempeño a las características específicas de la red donde se conecta. Estas propiedades han llevado a que sea una de las estrategias más estudiadas, normalizadas e implementadas en proyectos piloto y entornos comerciales [25].

Virtual Oscillator Controllers VoC

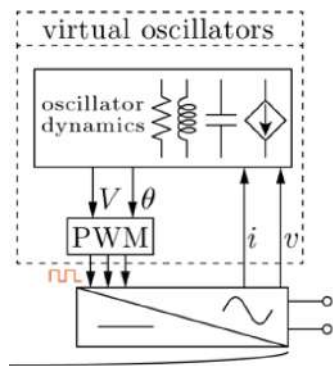


Figura 3.5: Esquema simplificado del control VOC [8].

El *Virtual Oscillator Control* (VoC) propone una visión distinta a los métodos tradicionales de control, ya que se basa en la emulación del comportamiento de un oscilador no lineal —como el circuito de Van der Pol— en lugar de utilizar esquemas proporcionales lineales como el *droop control* o replicar modelos síncronos clásicos [8,62]. Esta estrategia permite que el inversor genere internamente una señal de voltaje oscilante, la cual se sincroniza naturalmente con la red sin necesidad de un PLL.

Como se observa en la Figura 3.5, sus entradas principales son las señales de voltaje y corriente medidas en el PCC. A partir de estas, el oscilador interno -implementado matemáticamente en el controlador -genera señales que definen tanto la frecuencia como la forma de onda deseada. Estas señales se traducen finalmente en referencias para el lazo de modulación (PWM), permitiendo que el inversor entregue una forma de onda sincronizada con la red o con otros inversores cercanos.

La ventaja de este enfoque radica en su capacidad de lograr una sincronización robusta, distribuida y rápida, sin requerir comunicación entre dispositivos, lo que lo hace ideal para microrredes o redes débiles. Además, al ser no lineal por naturaleza, su dinámica de respuesta permite adaptarse a una mayor variedad de condiciones del sistema, mejorando la estabilidad local en entornos altamente variables [8].

Característica	Grid following	Grid forming
Tipo de control	Fuente de corriente controlada	Fuente de tensión controlada
Referencia operativa	Sigue frecuencia y tensión de la red	Establece su propia frecuencia y tensión
Necesidad de PLL	Sí, esencial para sincronización	No, opera sin PLL
Respuesta ante fallas	Limitada, dependiente de la red	Activa, puede soportar eventos
Operación en isla	No posible	Sí, incluso black start
Capacidad de soporte inercial	No nativa, requiere control auxiliar	Implementa inercia virtual
Robustez en redes débiles	Baja	Alta
Complejidad de implementación	Baja	Alta, requiere almacenamiento y diseño avanzado
Aplicaciones típicas	Solar PV, eólica, integración masiva a red fuerte	Redes débiles, sistemas aislados, soporte de estabilidad
Capacidad de sincronización sin red	No	Sí, mediante osciladores o referencia interna
Sensibilidad a la topología del sistema	Alta	Baja
Soporte a servicios complementarios	Limitado	Sí: FFR, black start, regulación de frecuencia/tensión

Tabla 3.1: Comparación entre controles Grid following y Grid forming.

Grid Supporting

El concepto de Grid supporting hace referencia a una categoría intermedia de control para convertidores que, si bien no establecen su propia referencia de tensión o frecuencia como los esquemas Grid forming, tampoco dependen completamente de una red externa fuerte como en los Grid following. En su lugar, aportan activamente al soporte de la red mediante funciones específicas, como la provisión de potencia reactiva en respuesta a caídas de tensión (*volt-var*), control de potencia activa ante variaciones de frecuencia (*frequency-watt*) o incluso funciones de amortiguamiento sintético. Estos controles se han vuelto cada vez más relevantes como medida transicional en redes con creciente penetración de IBRs, ya que permiten mejorar la respuesta dinámica del sistema sin requerir una reconfiguración completa del esquema de control [7, 8].

Capítulo 4

Normativa internacional

Una vez abordado el funcionamiento macro del control de los inversores, este capítulo presenta una revisión de los marcos normativos que actualmente rigen su implementación. Se consideran, por un lado, los estándares desarrollados por organismos internacionales como la IEEE e IRENA, y por otro, los códigos de red de países que ya han integrado estas tecnologías en sus sistemas eléctricos.

Si bien los estándares internacionales entregan una base conceptual valiosa, tienden a tener un enfoque teórico que en ocasiones dificulta su aplicación directa en sistemas eléctricos reales. En contraste, las regulaciones nacionales reflejan no solo las condiciones técnicas particulares de cada sistema -como la fortaleza de red o la inercia disponible-, sino también decisiones políticas y normativas propias de cada contexto.

Por ello, el análisis de normativas nacionales permite comprender cómo se han adaptado los principios generales a realidades concretas, y resulta fundamental para elaborar propuestas aplicables al sistema eléctrico chileno. Los principales aspectos a tener en consideración para lograr una normativa equilibrada se resumen en la Figura 4.1

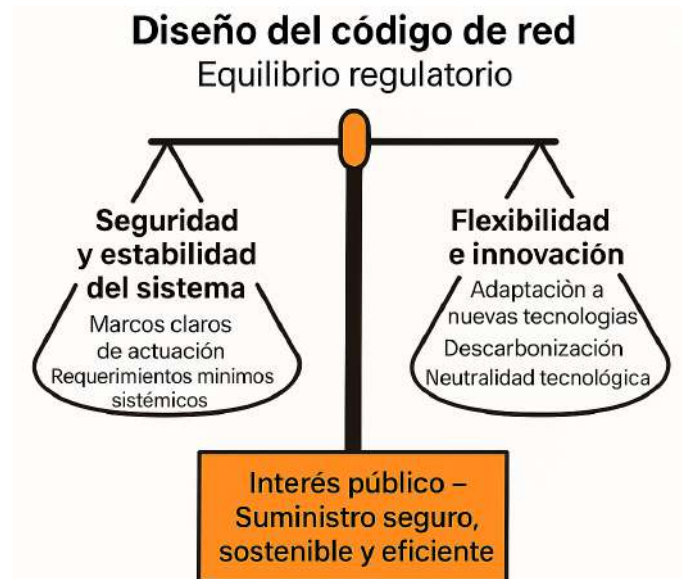


Figura 4.1: Consideraciones para actualizar un código de red.

4.1. IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) es una organización intergubernamental que apoya la transición energética global mediante asesoría técnica y análisis de políticas. En su informe “*Grid Codes for Renewable Powered System*” [63], entrega una visión actualizada sobre la evolución de los códigos de red para facilitar una mayor integración de generación renovable basada en inversores, incorporando además requerimientos específicos para tecnologías Grid forming. A continuación se resumen los principales aspectos del documento:

Control de frecuencia y respuesta inercial

Los requerimientos asociados a la operación frente a desviaciones de frecuencia varían considerablemente entre diferentes sistemas eléctricos, en función de su tamaño, nivel de interconexión y características de generación. Por ello, las exigencias técnicas en esta materia deben adaptarse a las condiciones propias del sistema en cuestión. La Figura 4.2 resume los rangos de frecuencia permitidos según distintos códigos internacionales, diferenciando entre operación normal (ilimitada), operación limitada en minutos y operación transitoria en segundos.

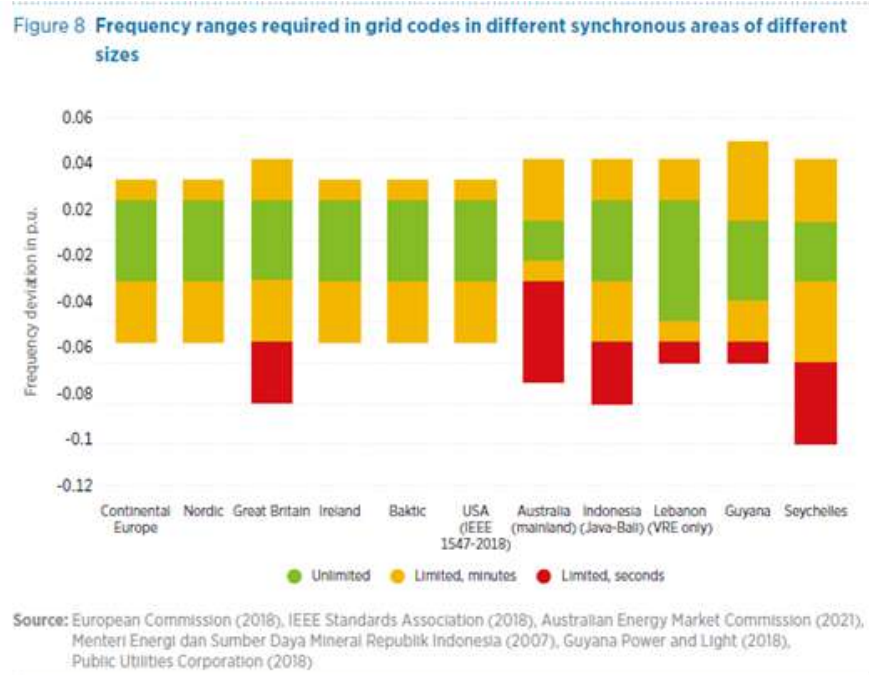


Figura 4.2: Rangos de frecuencia requeridos en distintos códigos internacionales.

De la figura anterior, se pueden extraer algunas directrices generales:

- La mayoría de los códigos permiten una operación continua (ilimitada) ante desviaciones de frecuencia dentro de un rango de aproximadamente $\pm 2\%$, es decir, entre 49 y 51 Hz en sistemas de 50 Hz.
- Ante desviaciones más amplias, entre aproximadamente $+3\%$ y -5% , la operación es tolerada solo por períodos limitados, usualmente entre 20 y 90 minutos.

- Para desviaciones extremas, mayores a $\pm 5\%$, los códigos exigen respuestas transitorias acotadas a segundos, en coherencia con los esquemas de desconexión automática por baja o alta frecuencia.

La inclusión de estos rangos en las normas técnicas permite establecer exigencias coherentes para los IBRs. Por otro lado, emergen nuevos parámetros relevantes para la estabilidad del sistema, como lo es el RoCoF. Este parámetro depende tanto de la inercia sistémica como de la composición tecnológica de la generación. Su regulación se ha vuelto cada vez más importante, y ya ha comenzado a ser normada en países como Australia, el Reino Unido y algunos sectores de Estados Unidos, con el fin de asegurar la estabilidad del sistema frente a variaciones rápidas de frecuencia que podrían llevar a condiciones no deseadas, como la operación en isla no intencionada.

En algunos sistemas eléctricos se ha implementado el concepto de piso de inercia, que establecen un umbral mínimo por debajo del cual el sistema no es capaz de responder adecuadamente a variaciones de frecuencia.

Para facilitar la descarbonización sin comprometer la estabilidad del sistema, y considerando el aumento progresivo de convertidores en la red, se proponen las siguientes medidas regulatorias para mitigar el impacto sobre el RoCoF:

- Crear incentivos para que los generadores puedan reducir su límite mínimo de potencia activa.
- Exigir que los recursos distribuidos (DERs) verifiquen su capacidad de mantenerse conectados y de apoyar al sistema durante perturbaciones.
- Establecer requerimientos estrictos de protecciones anti-isla.
- Introducir y remunerar servicios auxiliares de *Fast Frequency Response* (FFR), cuya implementación será detallada en secciones posteriores.
- Realizar análisis de estabilidad dinámica utilizando tanto datos en tiempo real como proyecciones de corto plazo.

Soporte de voltaje y control de tensión

El soporte de voltaje y el control de tensión son funcionalidades críticas en redes con alta penetración de generación basada en inversores, debido a la reducción de la contribución natural de los generadores síncronos al control del perfil de tensión. Tradicionalmente, esta función era provista de manera inherente por máquinas síncronas, pero la electrónica de potencia requiere un control explícito y programado para replicar este comportamiento.

IRENA señala que los códigos de red deben evolucionar hacia requerimientos funcionales más específicos y adaptativos, donde se exija a las plantas generadoras su participación activa en la regulación de tensión, incluso fuera de condiciones normales de operación. En este sentido, se destaca la necesidad de establecer requerimientos de soporte de voltaje automático y continuo, sin intervención del operador del sistema.

Adicionalmente, se propone que los códigos definan el soporte de tensión en términos de una relación Q-U (potencia reactiva - tensión), con curvas operativas exigidas que dependan del voltaje en el PCC. Estas curvas deben considerar tanto el soporte en condiciones subnormales como en condiciones de sobrevoltaje, garantizando que la planta contribuya al restablecimiento del perfil de tensión ante perturbaciones.

Para lograr una implementación efectiva de estas funciones, el documento identifica los siguientes elementos clave:

- Definir rangos de operación obligatorios en la curva Q-U, con puntos de operación mínimos y máximos claramente establecidos.
- Requerir que los IBRs puedan operar en modo voltaje controlado (especialmente si son GFM) con ajustes de consigna (set-points) y con rampas definidas, además de contar con la capacidad para modular su inyección de potencia reactiva de manera rápida y autónoma.
- Incluir la exigencia de una respuesta dinámica que considere el tiempo de reacción y el gradiente de variación de Q frente a variaciones de tensión.
- Evaluar la necesidad de dispositivos de soporte adicionales, especialmente en nodos críticos o redes débiles.
- Establecer procedimientos de prueba y verificación que aseguren que los equipos cumplen con los perfiles Q-U exigidos, bajo distintos escenarios de red.

IRENA también enfatiza que estas capacidades deben ser consideradas tanto en operación normal como durante eventos de falla o condiciones transitorias, contribuyendo de forma integral a la estabilidad de tensión del sistema. Asimismo, se sugiere un enfoque por niveles de criticidad, donde los requerimientos más estrictos se apliquen a nodos con alto impacto sistémico.

Capacidades de Fault Ride Through

Los requerimientos de Fault Ride Through (FRT) comenzaron a ser incorporados en los códigos de red a principios de los años 2000, como una respuesta a la creciente penetración de generación basada en inversores. No obstante, a diferencia de otros requerimientos técnicos, los criterios de FRT no pueden definirse de manera genérica, ya que dependen fuertemente del tipo de falla, la configuración del sistema, el esquema de protecciones y el comportamiento dinámico de la red. Por este motivo, su implementación se reconoce como un proceso lento, iterativo y altamente contextual, pero esencial para garantizar la estabilidad del sistema.

El informe de IRENA destaca que los FRT no solo deben exigir que los IBR permanezcan conectados durante perturbaciones, sino también que contribuyan activamente a la recuperación del sistema, a través de la inyección de corriente reactiva durante la falla. Además, se recomienda distinguir entre fallas trifásicas y monofásicas, así como evaluar la respuesta a diferentes niveles de tensión residual.

Para una correcta definición y aplicación de los requerimientos de FRT, se deben considerar los siguientes elementos clave:

- Realización de estudios de Critical Clearing Time (CCT) para determinar los tiempos máximos permitidos de eliminación de fallas sin comprometer la estabilidad.
- Disponibilidad de información detallada por parte de los fabricantes de equipos de generación, tanto convencional como basada en inversores, respecto a sus capacidades de soporte ante fallas.
- Uso de mediciones de alta resolución de las tensiones en el punto de conexión, que permitan caracterizar adecuadamente las perturbaciones.
- Inclusión de resultados provenientes de estudios de estabilidad dinámica, especialmente bajo escenarios con alta penetración de recursos no síncronos.

- Evaluación y posible actualización de los sistemas de protección, para evitar desconexiones innecesarias o contradictorias entre distintos tipos de generación.

IRENA también sugiere que los operadores del sistema definan perfiles mínimos de tensión durante fallas, con curvas que especifiquen el tiempo de permanencia mínima exigida según la magnitud de la caída de tensión, siguiendo esquemas similares a los implementados en Australia y Europa.

Capacidad de Black Start

La capacidad de Black Start se refiere a la facultad de unidades generadoras para iniciar su operación de manera autónoma tras un apagón total del sistema eléctrico y comenzar a restablecer la red sin depender de una fuente externa de energía. Tradicionalmente, esta función ha sido proporcionada por grandes generadores térmicos, pero la creciente descarbonización y retiro de estas unidades plantea la necesidad de nuevas soluciones basadas en recursos no convencionales, como las plantas IBR con almacenamiento.

El informe de IRENA resalta que los códigos de red del futuro deberán ampliar los requerimientos de black start para incluir tecnologías emergentes, especialmente aquellas basadas en inversores controlados mediante esquemas de tipo Grid Forming. Estas unidades, en conjunto con sistemas de almacenamiento de energía, tienen el potencial de iniciar su operación de forma independiente, formar una referencia de tensión y frecuencia, y energizar progresivamente partes del sistema.

Entre las recomendaciones clave que se extraen del documento se encuentran:

- Identificar y clasificar los recursos IBR capaces de participar en esquemas de black start, especialmente aquellos que incluyen baterías u otros sistemas de almacenamiento.
- Exigir que los recursos mencionados en el punto anterior sean capaces de generar una referencia de tensión/frecuencia confiable, operar en condiciones de carga mínima y tolerar corrientes de arranque asociadas a transformadores o equipos conectados.
- Establecer protocolos de prueba y validación, tanto en terreno como mediante simulación (por ejemplo implementando Hardware in the Loop), para asegurar el desempeño en condiciones reales de apagón total.
- Evaluar la inclusión de estas capacidades en los mercados de servicios complementarios, a fin de incentivar su despliegue a nivel comercial.
- Coordinar los esquemas de black start con los operadores del sistema, para asegurar una estrategia de re-energización ordenada y segura.

IRENA enfatiza que la implementación efectiva de black start con IBR requiere no solo capacidades técnicas adecuadas, sino también un marco normativo y contractual claro, que especifique las condiciones operativas, tiempos de respuesta, y compatibilidad con otras unidades restauradoras. En este contexto, se destacan las experiencias iniciales de países como Australia y Reino Unido, donde ya se han comenzado a definir pilotos y contratos específicos para este tipo de recursos.

Requerimientos generales de estabilidad

A medida que los sistemas eléctricos incorporan altos niveles de generación basada en inversores, emergen nuevos desafíos en torno a la estabilidad, que no pueden ser abordados adecuadamente bajo los enfoques tradicionales centrados en generación síncrona. IRENA advierte que esta transición implica una redefinición de los tipos de estabilidad a considerar, así como una modernización de los marcos normativos que los regulan.

Entre los aspectos más relevantes, se identifica la aparición de fenómenos como la estabilidad inducida por convertidores y la estabilidad por resonancia, por ello, los códigos de red deben incorporar requerimientos que permitan abordar esta nueva realidad operativa. Las recomendaciones destacadas incluyen:

- Adoptar modelos de simulación más detallados, especialmente del tipo (*Electromagnetic Transients*) EMT, para estudiar interacciones de alta frecuencia que no se capturan en análisis RMS convencionales.
- Establecer pruebas que aseguren la coordinación entre los esquemas de control de distintos IBRs conectados a una misma zona o nodo crítico.
- Requerir que los desarrolladores entreguen modelos tipo “caja negra” que modelen el comportamiento del convertidor y sus limitaciones dinámicas.
- Considerar la implementación de pruebas de estabilidad específicas, tanto en ambiente simulado como en condiciones de operación real, incluyendo escenarios de baja inercia y alta variabilidad de carga.
- Evaluar el impacto de las interacciones entre convertidores y dispositivos de compensación reactiva, como STATCOMs o bancos de condensadores, que podrían generar resonancias indeseadas.

Asimismo, se propone que las autoridades reguladoras desarrollen esquemas de validación estandarizados y progresivos, que permitan verificar el desempeño dinámico de las plantas IBR bajo distintas condiciones del sistema. En esta línea, se destaca el uso de Hardware-in-the-Loop (HIL) y bancos de pruebas avanzados, como herramientas fundamentales para anticipar y mitigar riesgos de estabilidad.

IRENA también sugiere que los estudios de estabilidad se actualicen regularmente, considerando no solo el estado actual de la red, sino también escenarios proyectados de operación futura con una mayor penetración de recursos no síncronos. Esto implica avanzar hacia un enfoque predictivo, basado en datos en tiempo real, simulaciones multi-escalas y coordinación entre agentes.

4.2. IEEE

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos¹¹ es una de las organizaciones técnicas más reconocidas a nivel mundial en el desarrollo de estándares para la ingeniería eléctrica y la electrónica. Sus normas son ampliamente adoptadas como referencia en diseño, operación e interconexión de equipos y sistemas eléctricos. En el contexto de la generación con inversores, las normas IEEE entregan un marco común que permite evaluar y comparar el desempeño técnico de estos recursos frente a los requerimientos de estabilidad, seguridad y calidad de servicio de los sistemas de potencia modernos.

¹¹IEEE, por sus siglas en inglés)

La norma IEEE 2800-2022 establece los requisitos técnicos que deben cumplir los recursos IBR para conectarse a sistemas de potencia en alta tensión. Su aplicación es particularmente relevante en contextos de alta penetración renovable, donde las fuentes de generación son inherentemente variables e inciertas. Esta norma busca asegurar que los IBR contribuyan de manera activa a la estabilidad del sistema, entregando soporte de frecuencia, tensión, y capacidad de ride-through ante disturbios.

Capacidad de soporte de potencia reactiva

Se exige que la planta sea capaz de inyectar y absorber potencia reactiva en todo el rango de operación activa, incluyendo valores cercanos a cero. La capacidad mínima requerida se expresa como $|Q_{min}| \geq 0,3287 \cdot ICR$ tanto para inyección como absorción, con ciertas excepciones para plantas offshore o WTG tipo III de baja potencia. Además, se aclara que esta capacidad reactiva puede depender del nivel de tensión presente en la barra del punto de conexión.

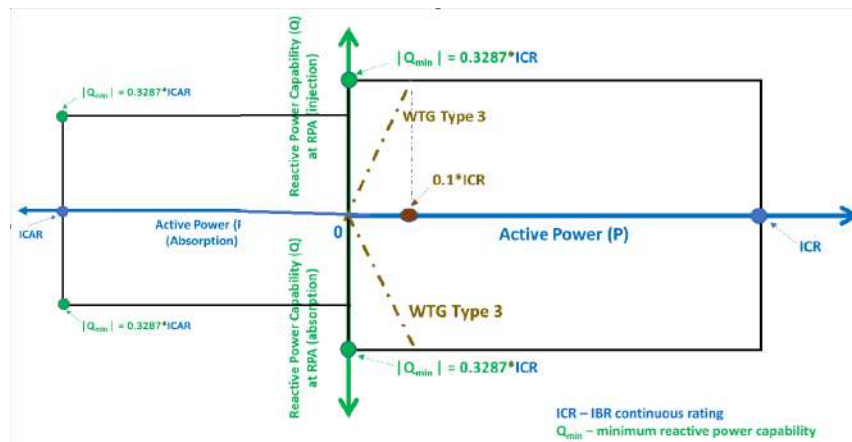


Figura 4.3: Requisitos mínimos de capacidad reactiva para IBR según IEEE 2800.

Requisitos de tiempo de respuesta y control de frecuencia

El tiempo de reacción del IBR debe ser de 200 ms o menos, con una razón de amortiguamiento mínima de 0.3. En cuanto al control de frecuencia primaria (PFR), se define mediante pendientes droop k_{UF} y k_{OF} para eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia respectivamente. Estas pendientes deben mantenerse lineales desde cero hasta la capacidad continua del inversor y ajustarse dentro de los rangos especificados en el estándar. El uso de esta capacidad debe ser acordado entre el propietario del IBR y el operador del sistema.

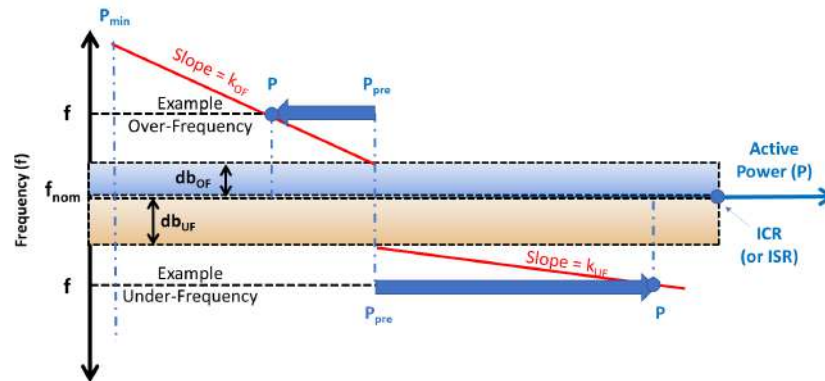


Figura 4.4: Esquema de la respuesta de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia según IEEE 2800.

Fast Frequency Response (FFR)

El estándar define la FFR como un servicio complementario y no obligatorio, pero que debe ejecutarse con un tiempo de respuesta inferior a 1 segundo. Se contempla como una acción de soporte temporal durante eventos transitorios de frecuencia.

Ride-through de tensión

Se establecen los requisitos de permanencia operativa ante variaciones de tensión. Se entrega una tabla con los tiempos mínimos de permanencia, diferenciando si la planta cuenta o no con equipos auxiliares, los cuales pueden ser más sensibles. Además, se indica que el IBR debe ser capaz de inyectar corriente reactiva hasta su límite durante estos eventos. Se incluyen condiciones excepcionales que permiten la desconexión si ocurren perturbaciones sucesivas en intervalos cortos. En la tabla a continuación se presentan los tiempos mínimos de permanencia de equipos IBR para tensiones distintas a la nominal con y sin equipos auxiliares

Tensión (p.u.)	Modo de operación	Tiempo mínimo con equipos aux. (s)	Tiempo mínimo sin equipos aux. (s)
$V > 1,20$	Puede permanecer o desconectarse	NA	NA
$1,10 < V \leq 1,20$	Operación mandatoria	1.0	1.0
$1,05 < V \leq 1,10$	Operación continua	1800	1800
$0,70 \leq V < 0,90$	Operación mandatoria	3.0	6.0
$0,50 \leq V < 0,70$	Operación mandatoria	2.5	3.0
$0,25 \leq V < 0,50$	Operación mandatoria	1.2	1.2
$0,10 \leq V < 0,25$	Operación mandatoria	0.16	0.32
$V < 0,10$	Operación permisiva	0.16	0.32

Tabla 4.1: Requerimientos de tensión ride-through para plantas IBR con y sin equipos auxiliares [9].

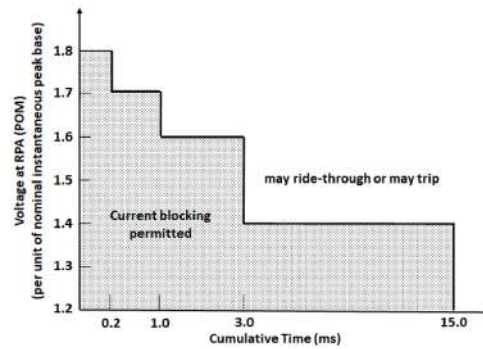


Figura 4.5: Requisitos de sobrevoltaje transitorio para la continuidad de operación (ride-through) en plantas IBR [9].

Ride-through de frecuencia

El IBR debe permanecer conectado ante disturbios de frecuencia dentro de los rangos definidos en la Figura 4.6 y la Tabla correspondiente. Se definen cinco zonas de operación que determinan el nivel de exigencia en cuanto a sincronismo, entrega de potencia activa y soporte reactivo.

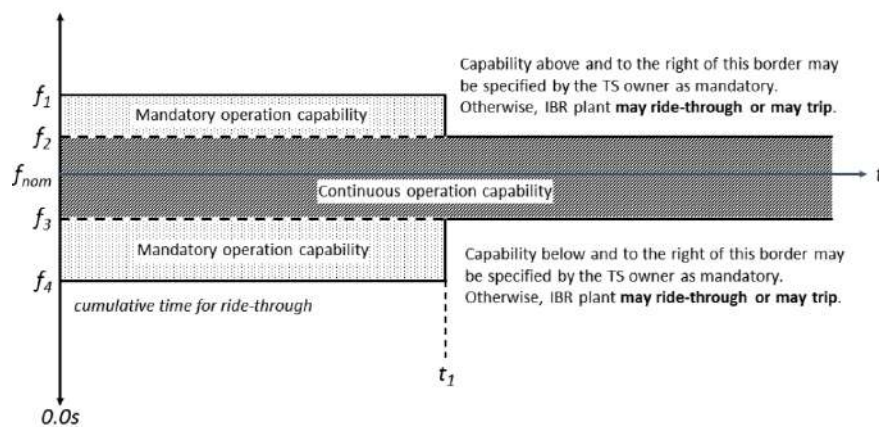


Figura 4.6: Requisitos de continuidad de operación ante desviaciones de frecuencia según IEEE 2800. Se distingue entre operación continua y operación obligatoria por tiempo limitado.

Para los rangos de frecuencia estipulados en la Figura 4.6 se estipula que se deben cumplir con los requerimientos resumidos en la Tabla 4.2

Rango de frecuencia	Mantener sincronismo con TS	Salida de potencia activa	Inyección de potencia reactiva
$f > f_1$	Operación permisiva	No requerido	No requerido
$f_2 < f \leq f_1$	Sí (duración < 299 s)	Sí, si lo solicita el TS o hay reserva	Sí
$f_3 < f \leq f_2$	Siempre	Puede modularse según lo definido en PFR	Sí
$f_4 < f \leq f_3$	Sí, dentro de región mandatoria	Sí o modulada según PFR/FFR	Sí
$f \leq f_4$	Operación permisiva	No requerido	No requerido

Tabla 4.2: Resumen de comportamiento exigido ante disturbios de frecuencia según IEEE 2800-2022

Ride-through de RoCoF

Dentro de las zonas de operación continua y mandatoria, el IBR debe ser capaz de soportar variaciones de frecuencia que causen una variación del RoCoF de hasta **5 Hz/s** (medido en un intervalo de 0,1s) en su PCC.

Ride-through de cambios de ángulo de tensión

El equipo IBR debe ser capaz de mantenerse conectado ante variaciones de ángulo de hasta 25° de fase de secuencia positiva dentro de un intervalo de tiempo subciclo a ciclo. Son aceptables las oscilaciones de corriente activa y reactiva en el periodo posterior a la perturbación, siempre que estén amortiguadas. No se permite el bloqueo de corriente en el periodo posterior a la perturbación.

Calidad de la señal producida

Las variaciones rápidas de tensión provocadas por la operación normal del propio IBR deben mantenerse dentro de límites aceptables. No deben superar el **2,5 % de la tensión nominal** en el punto de medición. Se excluyen de esta restricción eventos poco frecuentes, tales como desconexiones no deseadas, energización de transformadores durante la puesta en marcha, o maniobras asociadas a restauración tras fallas.

De la mano, debe limitar su contribución al flicker, respetando los límites definidos para la severidad de flicker tanto a corto ($P_{st} < 0,35$) como a largo plazo ($P_{lt} < 0,25$). La forma de calcular estas variables, así como los métodos de evaluación correspondientes, se encuentran especificados en las normas IEEE 1453 e IEC 61000-3-7.

Se establece que la planta IBR debe cumplir con límites específicos de distorsión armónica de corriente, estos límites, expresados como porcentaje de la corriente nominal (I_{rated}), varían según el nivel de tensión y se resumen en la Tabla 4.3. Para las armónicas pares, se define que el porcentaje de variación para $h=2, 4$ y 6 son del 1 %, 2 % y 3 % respectivamente

Tensión (kV)	Orden armónico $h < 11$ (%)	$11 \leq h < 17$ (%)	$17 \leq h \leq 50$ (%)	TRD (%)	total
≤ 69	4,0	2,0	1,5	5,0	
69,001 a 161	2,0	1,0	1,0	2,5	
> 161	1,5	1,0	1,0	2,0	

Tabla 4.3: Límites máximos de distorsión armónica de corriente en porcentaje de la corriente nominal (I_{rated}).

Además, previo a la conexión del IBR, se debe establecer una línea base de los armónicos de tensión presentes en el sistema. Esta línea base no tiene como objetivo definir el cumplimiento de los límites mostrados, sino más bien proporcionar un punto de referencia que permita evaluar si la planta, una vez conectada, genera un deterioro significativo en la calidad de señal existente. Esto es especialmente relevante para evitar atribuir al IBR distorsiones que ya estaban presentes en la red antes de su conexión.

Verificación del cumplimiento normativo

Se establecen los requisitos para la realización de pruebas de verificación que permitan confirmar que las plantas IBR cumplen con las exigencias técnicas definidas por la norma. Estas pruebas pueden basarse en modelos validados o en mediciones reales obtenidas en sitio, dándose preferencia a estas últimas cuando estén disponibles. Además, se establece que las condiciones y métodos de prueba deben ser acordados entre el operador del sistema y el propietario de la planta. Se identifican las pruebas claves como:

- **Verificación del comportamiento ante disturbios de frecuencia:** se realiza para confirmar que la planta puede mantenerse operativa dentro de los rangos de frecuencia definidos y que, cuando corresponde, modula adecuadamente su potencia activa para aportar a la estabilización del sistema.
- **Prueba de permanencia ante variaciones de tensión y frecuencia (ride-through):** busca comprobar que la planta no se desconecta durante perturbaciones transitorias del sistema, respetando los tiempos mínimos de permanencia definidos en la norma.
- **Evaluación de distorsión armónica y flicker:** permite verificar que el IBR no deteriora la calidad de la señal eléctrica más allá de los límites permitidos, asegurando un funcionamiento armónicamente compatible con el resto de la red.
- **Verificación de respuesta rápida (por ejemplo, FFR):** busca confirmar que la planta puede aportar rápidamente potencia activa en escenarios críticos de baja frecuencia, si este servicio fue acordado contractualmente.
- **Validación de inercia sintética (cuando aplique):** permite evaluar si la planta es capaz de ofrecer una respuesta inercial artificial efectiva ante cambios bruscos de frecuencia, simulando el comportamiento de una máquina síncrona.

Este conjunto de pruebas garantiza que el desempeño declarado por el fabricante y/o diseñador del sistema se ajusta a lo requerido en la norma, aportando trazabilidad y confianza en la integración de tecnologías avanzadas como los controles tipo GFM.

4.3. Caracterización eléctrica y normativa de los países a analizar

4.3.1. Reino Unido

El Reino Unido ha sido uno de los países líderes en la transformación de su matriz energética, impulsando una transición acelerada hacia fuentes de generación más limpias y sostenibles [64]. Este proceso ha estado marcado por el cierre progresivo de centrales a carbón y impulsado principalmente por su alto potencial eólico en zonas costeras. A su vez, el gas natural ha mantenido un rol relevante como tecnología de respaldo en el proceso de descarbonización, anunciado en el plan “*Net Zero Strategy*” [65] que busca reducir las emisiones de gases de invernadero en un 78 % para el año 2035, en comparación al año 1990 y un 100 % al año 2050.

La Figura 4.7 ilustra esta evolución entre los años 1990 y 2023, destacando la drástica disminución del carbón y el aumento sostenido de las energías renovables, llegando hasta un 44 % en el año 2023 [65]. Este cambio estructural refleja no solo decisiones de política energética, sino también la adaptación técnica del sistema eléctrico a una operación con mayor penetración de generación variable, motivo por el cual se decidió analizar este sistema eléctrico.

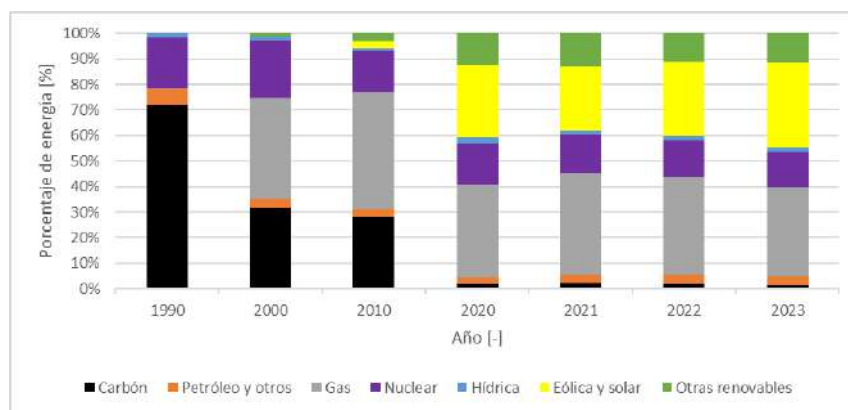


Figura 4.7: Distribución de generación de energía en Reino Unido [10]

Para un mejor análisis se vuelve relevante comparar el sistema organizacional eléctrico de UK en comparación al chileno. Las principales entidades de este se resumen en el esquema A.1, ubicado en anexos, donde se evidencia una estructura más segmentada y especializada en comparación con la organización del sistema eléctrico chileno. El sistema eléctrico del Reino Unido se caracteriza por una alta especialización institucional, donde las funciones están distribuidas entre múltiples organismos. El DESNZ (ex BEIS) formula las políticas públicas con foco en la transición energética, lo que en Chile sería equivalente al rol del Ministerio de Energía. Ofgem, como regulador independiente, establece tarifas, supervisa el mercado y protege a los consumidores, funciones que en Chile son asumidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y parcialmente por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La operación técnica del sistema está a cargo del ESO, responsable del balance en tiempo real y la planificación de la operación, función que en Chile cumple el Coordinador Eléctrico Nacional. A su vez, el NGET administra la infraestructura de transmisión, similar a las empresas transmisoras en Chile, pero bajo

una planificación centralizada. El mercado es gestionado por ELEXON, que administra la liquidación bajo el Balancing Settlement Code (BSC), una función que en Chile está integrada dentro del Coordinador Eléctrico. Finalmente, la infraestructura de redes está separada en entidades propietarias (TOs) y operadoras (DNOs), **mientras que en Chile estas funciones recaen directamente en las empresas de distribución y transmisión sin una separación operativa tan definida.**

En el caso del Reino Unido, la existencia de múltiples marcos normativos, principalmente el **Grid Code** y el **Connection and Use of System Code (CUSC)** permite una mayor flexibilidad y capacidad de actualización frente a la incorporación de nuevas tecnologías. El Grid Code regula los aspectos técnicos de la conexión y operación del sistema sus apartados se resumen en la Figura B.1, mientras que el CUSC aborda condiciones comerciales y contractuales entre generadores y el operador del sistema. Esta separación de roles normativos facilita que los cambios técnicos y comerciales puedan gestionarse de manera diferenciada y ágil según el tipo de necesidad.

Cabe destacar que, además del marco regulatorio principal, existen recomendaciones técnicas específicas como la *Engineering Recommendation P28* [66], la cual regula los efectos de variaciones rápidas de tensión causadas por equipos conectados a la red. Este documento complementa el *Grid Code* al abordar la compatibilidad entre nuevas tecnologías (como los IBR) y los estándares de calidad de voltaje exigidos por la red. En contraste, en Chile estos aspectos están principalmente concentrados en la **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)** y el **Reglamento de Coordinación**, los cuales centralizan tanto requerimientos técnicos como ciertas definiciones de operación y planificación. Esta concentración puede **dificultar la incorporación ágil de nuevos requerimientos técnicos** asociados a tecnologías emergentes como los IBRs (Inverter-Based Resources), ya que cualquier modificación relevante requiere cambios normativos que suelen ser más lentos y complejos, especialmente si afectan a un documento como la NTSyCS, cuya actualización pasa por procesos formales en la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Por lo tanto, mientras el Reino Unido se beneficia de una **arquitectura regulatoria más modular**, que permite ajustes progresivos, Chile enfrenta el desafío de adaptar marcos normativos más centralizados a un sistema eléctrico en rápida transformación. Esto **implica una mayor necesidad de anticipación regulatoria y planificación normativa** para no quedar rezagado en la integración de nuevas tecnologías. También se establecen requisitos técnicos específicos para las plantas con capacidad GFM, que si bien no es obligatoria, puede ser ofrecida voluntariamente por los generadores a través de mecanismos de mercado [67]. Entre las exigencias más relevantes se encuentran:

- **Capacidad de operar como una fuente de tensión en serie a una reactancia real**, y mantenerse en sincronismo con el sistema, manteniendo un ángulo de carga.
- **Suministro de servicios dinámicos:** Deben ser capaces de proporcionar diversos servicios que refuercen la estabilidad de la red frente a eventos dinámicos. Esto incluye la respuesta al *Rate of Change of Frequency* (RoCoF); tolerancia a saltos de fase (*phase jump*); capacidad de amortiguamiento activo para disipar oscilaciones; control independiente de potencia activa y reactiva para regular frecuencia y tensión; y la habilidad de inyectar corriente durante fallas, lo que permite apoyar la detección y despeje del evento sin comprometer la operación del sistema.
- **Requisitos de diseño ante eventos transitorios**, que aseguren una transición

estable entre el control de tensión en régimen permanente y durante el *Fault Ride Through* (FRT), evitando sobrevoltajes tras la ocurrencia de una falla o perturbación.

- **Inyección de corriente asimétrica ante perturbaciones monofásicas y trifásicas**, proporcional a la caída de tensión, respetando los límites térmicos y de protección del equipo.
- **Modelado detallado del sistema**, incluyendo diagramas de bloques, análisis de perturbaciones de frecuencia y curvas Nichols para evaluar la respuesta dinámica.
- **Factor de amortiguamiento exigido entre 0.2 y 5.0**, que asegure una respuesta adecuadamente amortiguada de potencia activa y reactiva ante disturbios.

Este enfoque normativo refleja un alto nivel de exigencia técnica y una clara intención de integrar tecnologías avanzadas de control en función de las necesidades de estabilidad del sistema. En contraste, en Chile aún no existen requisitos específicos para el control GFM en la NTSyCS, aunque se han planteado propuestas que buscan incorporar criterios similares, tomando como referencia estos marcos internacionales.

El caso del Reino Unido evidencia cómo una estructura normativa segmentada y técnicamente detallada facilita la incorporación de nuevas tecnologías como los inversores tipo Grid forming.

4.3.2. Australia

Australia se ha posicionado como uno de los referentes globales en la transición energética [68], impulsando activamente la integración de energías renovables gracias a su alto potencial solar y eólico. Cabe destacar que su sistema eléctrico presenta una característica particular: no existe una red nacional unificada. Por esta razón, el presente análisis se centrará exclusivamente en el National Electricity Market (NEM), que abarca los estados del este y sur del país (QLD, NSW, VIC, SA y TAS), donde opera AEMO como coordinador del sistema. Como se muestra en la Figura 4.8, las regiones de Western Australia (WA) y Northern Territory (NT) poseen redes eléctricas aisladas, regulaciones propias y no están interconectadas físicamente con el NEM, por lo que quedan fuera del alcance de este estudio.

Históricamente, Australia ha dependido del carbón como principal fuente de generación. Sin embargo, en la última década se ha observado una expansión sostenida de las tecnologías renovables [69], especialmente la solar y la eólica. Destaca particularmente el crecimiento acelerado de la generación solar distribuida, que desde 2020 ha superado incluso a la solar centralizada, como se observa en la Figura 4.9 impulsada por políticas de incentivo y el alto potencial solar del país. Para enfrentar los nuevos desafíos técnicos asociados a las ERV, el sistema australiano distribuye sus responsabilidades técnicas y normativas entre distintas entidades, lo que permite una gestión más especializada y dinámica. La elaboración y revisión de las reglas técnicas del mercado eléctrico, denominadas National Electricity



Figura 4.8: Cobertura del NEM y distribución de zonas eléctricas en Australia [11].

Rules (NER), está a cargo de la Australian Energy Market Commission (AEMC), organismo exclusivamente dedicado a esa función. En Chile, esta labor recae en la Comisión Nacional de Energía (CNE), que además de definir normas técnicas como la NTSyCS, cumple funciones regulatorias más amplias.

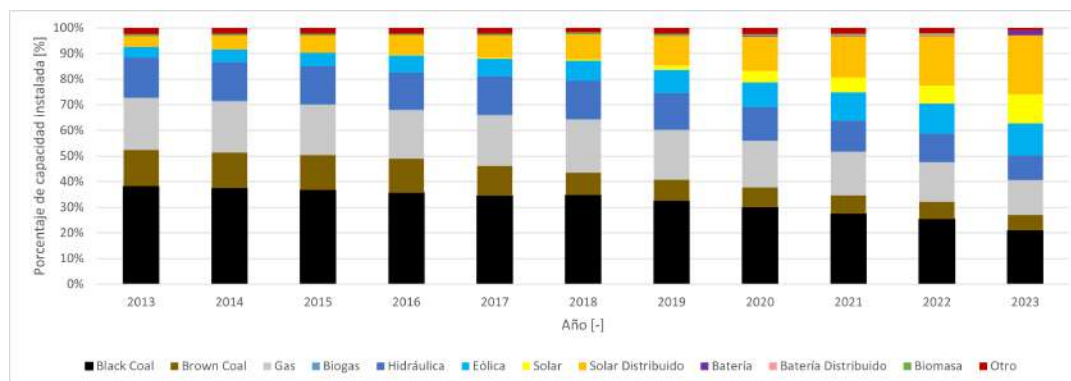


Figura 4.9: Evolución de la capacidad instalada por fuente en Australia (2013–2023) [12].

La operación del sistema está a cargo de la Australian Energy Market Operator (AEMO), entidad que coordina el despacho y la operación en tiempo real, equivalente funcional al Coordinador Eléctrico Nacional. A diferencia del modelo chileno, AEMO no participa en la redacción normativa, lo que reduce posibles conflictos de interés entre operación y regulación. Finalmente, la Australian Energy Regulator (AER) fiscaliza el cumplimiento económico y técnico, rol que en Chile se encuentra repartido entre la CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

En cuanto a su marco normativo, el NER regula tanto aspectos técnicos como comerciales del funcionamiento del NEM, incluyendo requisitos de conexión, despacho, planificación y reglas de mercado. Su alcance funcional equivale a una combinación entre la NTSyCS y el Reglamento de Coordinación en Chile. A diferencia del caso chileno, donde la normativa está fragmentada, el NER se presenta como un documento unificado y dinámico, sujeto a un proceso formal de revisión técnica liderado por la AEMC.

Respecto a las tecnologías basadas en inversores, Australia ha adoptado un enfoque de planificación proactiva para introducir requisitos técnicos de forma progresiva, especialmente en zonas consideradas “débiles” [70]. Esta anticipación normativa permite preparar el sistema para operar en escenarios de baja inercia, adoptando métricas adicionales al clásico SCR.

La AEMO optó por establecer un documento preliminar con **especificaciones de carácter voluntario** para sistemas con capacidad Grid Forming, los cuales quedaron plasmados en el documento “*Voluntary Specification for Grid-forming Inverters*” [71], el cual se elaboró luego de cuatro talleres colaborativos con desarrolladores de equipos, proveedores de servicios de red, consultores y académicos para comprometerse y debatir los elementos clave de esta especificación [72]. Si bien su implementación no es obligatoria, esta especificación define los lineamientos de los requisitos técnicos fundamentales que se podrían exigir en un futuro, los que se dividen en dos grupos, las fundamentales y las adicionales.

Capacidades fundamentales

Estas capacidades son consideradas esenciales para que un convertidor de potencia sea clasificado como inversor Grid Forming. No deberían requerir modificaciones significativas de costo y hardware, generalmente se implementan mediante software y algoritmos de control.

- **Comportamiento como fuente de voltaje:** El inversor debe comportarse como una fuente de voltaje detrás de una impedancia, manteniendo una magnitud y frecuencia relativamente constantes a corto plazo. Se establece que el tiempo de respuesta debe ser menos a 5ms, según lo estipulado en el “*Draft Grid Code – Grid Forming Converter Specification*” [73]. La respuesta tenderá a tener una componente activa o reactiva mayor, dependiendo tanto del ratio X/R del sistema como de la impedancia existente entre el . En tiempos mayores, su magnitud podría variar para mantener la seguridad del sistema.
- **Respuesta en el dominio de la frecuencia:** Los inversores GFM se caracterizan por su comportamiento como fuente de tensión al ser evaluados en el dominio de la frecuencia, lo que puede representarse mediante su impedancia eléctrica. Esta respuesta se analiza típicamente mediante un *escáner de impedancia*, que permite observar cómo varía la magnitud y fase de la impedancia frente a diferentes frecuencias. En particular, alrededor de los 50Hz, muestran una impedancia **pasiva, estable y de magnitud controlada**, con una fase contenida entre -90° y $+90^\circ$. Este comportamiento favorece el amortiguamiento de oscilaciones y contribuye a la estabilidad del sistema frente a perturbaciones en este rango crítico de operación
- **Respuesta inercial sintética:** El inversor debe ser capaz de entregar una respuesta inercial de forma inherente, transitoria y rápida en potencia activa frente a variaciones de frecuencia. Esta respuesta no requiere calcular explícitamente la frecuencia ni su derivada (*RoCoF*), ya que se genera naturalmente a partir del desfase entre la fuente de tensión interna del inversor y el punto de conexión. Este comportamiento puede ser ajustado mediante un lazo de control diseñado para imitar la respuesta inercial de una máquina síncrona ante cambios bruscos en el equilibrio entre generación y demanda [71]. Para posibilitar esta funcionalidad, los inversores tipo GFM deben contar con la capacidad de entregar o absorber potencia adicional de manera rápida.
- **Soporte frente a la pérdida de la última conexión síncrona:** El inversor debe ser capaz de operar de manera estable en ausencia de máquinas síncronas u otros inversores GFM, manteniéndose en operación continua durante eventos como la desconexión del último generador síncrono o una separación del sistema eléctrico. Esta capacidad debe garantizarse sin necesidad de controles externos ni comunicación adicional, siempre que no se exceda la capacidad de transferencia de potencia del sistema. Además, el inversor debe ser capaz de sincronizarse correctamente al reconectarse a una red débil o fuerte, y continuar proporcionando soporte de frecuencia y tensión sin interrupciones.
- **Operación en redes débiles y soporte de fortaleza del sistema:** El inversor debe operar de forma estable en condiciones de bajo *Short Circuit Ratio* (SCR) y proporcionar soporte a la fortaleza del sistema para estabilizar otros inversores tipo GFL cercanos (considerando un límite, ya que la capacidad no es infinita).
- **Amortiguamiento de oscilaciones:** Debe aportar potencia activa y reactiva necesaria para amortiguar adecuadamente perturbaciones, incluyendo las subsíncronas,

inter-área y de armónicos. La ventaja que los GFM poseen frente a las máquinas síncronas es que se pueden sintonizar según las características del sistema para otorgar un amortiguamiento óptimo.

Capacidades adicionales

Estas capacidades pasan a ser secundarias, pero necesarias para mantener la seguridad del sistema, por lo que una porción de GFM debe entregarlas (la compensación y/o designación de estas capacidades no se abarca en el documento). Las capacidades deben ser requeridas dependiendo de la ubicación de la conexión y pueden requerir modificaciones de hardware o prácticas operativas adicionales, lo que dificulta su implementación dentro de la normativa ya que, requiere un análisis adicional.

- **Headroom y búfer energético:** Para maximizar el desempeño GFM, el inversor debe mantener una diferencia entre su potencia de salida y sus límites operativos, es decir, una reducción del despacho, capacidad de sobrecarga o sobredimensionamiento. Este margen, o *headroom*, es fundamental para permitir respuestas rápidas ante eventos como desconexiones de generación o separación de sistemas. A mayor margen disponible, mayor es la capacidad del inversor para entregar energía inercial sin saturarse, como se observa en la Figura 4.10.

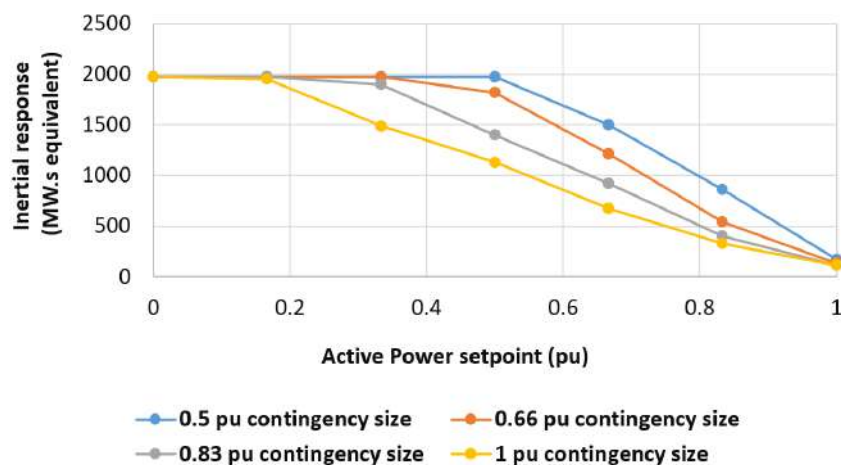


Figura 4.10: Respuesta inercial respecto al punto de operación.

Un inversor GFM tipo BESS es capaz de entregar hasta 2000 MW·s de energía inercial cuando opera con bajos despachos de potencia activa (por debajo de 0.2 pu). En cambio, para contingencias menores, como una de 0.5pu, la reducción comienza más arriba. Esto evidencia que la capacidad inercial depende tanto del punto operativo como del tamaño del evento.

- **Capacidad de sobrecorriente temporal:** Corresponde a la capacidad de operar por encima de su corriente nominal durante un tiempo limitado ante perturbaciones en el sistema. Esto ayuda a contribuir a los sistemas de protección existentes y permite la inyección simultánea de componentes de secuencia positiva y negativa durante fallas asimétricas. Esta capacidad suele especificarse como un porcentaje sobre la corriente nominal, por ejemplo, 150 % por 2 segundos.

- **Capacidad Blackstart:** Facultad de una unidad para actuar como fuente principal de energía al momento de iniciar la energización de un sistema o subsistema sin depender de una red externa. Para ello, el equipo debe ser capaz de generar su propia referencia de tensión y frecuencia, contar con suficiente energía para alimentar su enlace de continua (DC link), soportar la corriente inrush asociada a la energización de transformadores y otros equipos de distribución, realizar una partida suave y establecer una adecuada referencia a tierra.
- **Mejora de la calidad de energía:** Los inversores GFM pueden ayudar a reducir distorsiones armónicas, desequilibrios y parpadeo (*flicker*) en un espectro de frecuencia que va desde fracciones de segundos hasta minutos, esto gracias a su comportamiento como fuente de tensión balanceada, mejorando la calidad de suministro especialmente en zonas débiles.

4.3.3. Estados Unidos

En el caso de Estados Unidos, se ha optado por analizar los sistemas eléctricos de CAISO (California Independent System Operator) y ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), debido a su relevancia en términos de capacidad instalada y por el rol que han desempeñado en la integración de tecnologías basadas en inversores. Ambos han sido pioneros en incorporar generación solar y eólica a gran escala, lo que ha transformado significativamente su matriz energética en los últimos años.

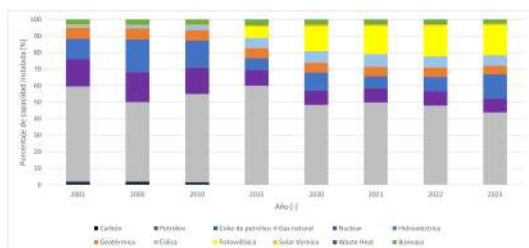


Figura 4.11: Evolución de la capacidad eléctrica instalada en CAISO [13].

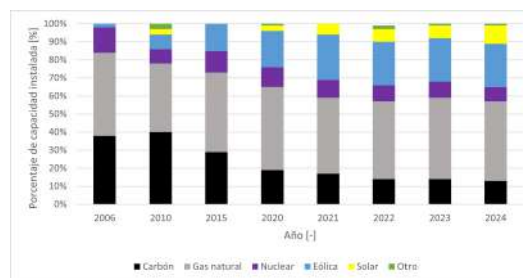


Figura 4.12: Evolución de la capacidad eléctrica instalada en ERCOT [14].

La matriz energética de CAISO ha mantenido una composición relativamente constante en el tiempo, caracterizándose por una base más limpia que otros sistemas eléctricos, sustentada principalmente en generación hidroeléctrica, nuclear y a gas. Sin embargo, se observa un cambio significativo en la última década con la incorporación masiva de energía solar, y en menor medida, eólica, lo que ha incrementado de forma notoria la participación de fuentes renovables no convencionales. La ERCOT ha experimentado una evolución más dinámica en comparación. Si bien históricamente ha estado fuertemente dominada por el gas natural y el carbón, en los últimos años se observa una transición significativa hacia fuentes renovables. Destaca particularmente el aumento acelerado de la capacidad solar, que ha pasado a representar una porción importante del total, y más recientemente, un crecimiento de la capacidad eólica.

Como se aprecia en la Figura 4.13, CAISO coordina la operación del sistema eléctrico en gran parte de California y una pequeña porción de Nevada, mientras que ERCOT opera de forma casi aislada dentro del estado de Texas, sin interconexión directa con los demás sistemas del país.



Figura 4.13: Operadores independientes del sistema (ISO) [15].

parcialmente análogo al de la CNE en Chile. Por su parte, la **North American Electric Reliability Corporation (NERC)** establece estándares de confiabilidad y operación segura del sistema, que luego son aplicados por las entidades de confiabilidad como las que se aprecian en la Figura 4.14, en el caso del oeste del país. Estas entidades no tienen un símil directo en la institucionalidad chilena, pero se podrían entender como organizaciones intermedias entre regulador y operador. A nivel de operación, los sistemas eléctricos son administrados por diversos **Independent System Operators (ISOs)** o **Regional Transmission Organizations (RTOs)**, como CAISO, PJM o MISO, quienes desempeñan funciones equivalentes al CEN chileno en cuanto a despacho, coordinación y operación en tiempo real. Un caso especial es **ERCOT**, que opera el sistema eléctrico de Texas de forma prácticamente aislada, sin estar bajo la jurisdicción directa de FERC, lo que le otorga una autonomía normativa y operativa mucho mayor. Esta diversidad institucional y operativa entre regiones permite observar enfoques normativos diferenciados para abordar la incorporación de tecnologías emergentes como los inversores con control GFM.



Figura 4.14: Entidades de confiabilidad [16].

Dentro del marco general de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). En este entorno, CAISO y ERCOT actúan con alta autonomía tanto en la operación como en el diseño de sus reglas técnicas. En cuanto a la regulación sectorial, existen documentos técnicos y normativos que orientan la operación y planificación del sistema, entre ellos

A diferencia de Chile, donde existe una estructura institucional clara compuesta por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el sistema eléctrico de Estados Unidos presenta una gobernanza fragmentada y altamente descentralizada. A nivel federal, la **Federal Energy Regulatory Commission (FERC)** se encarga de regular los mercados mayoristas y la transmisión interestatal de electricidad, cumpliendo un rol

destacan el CAISO Interconnection Handbook y el ERCOT Nodal Operating Guides. De forma más reciente, ambos operadores han comenzado a incorporar directrices específicas para enfrentar los desafíos que presentan las tecnologías IBR. En particular, ERCOT ha publicado marco de “*Advanced Grid Support (AGS-ESR)*” [17], se establecen por primera vez los modelos funcionales y criterios de validación requeridos para recursos de almacenamiento que operen con capacidades avanzadas de soporte de red, como aquellas asociadas al control tipo GFM. Estos requerimientos son “control agnósticos” y que posean algún tipo de almacenamiento de energía, para proveer estos servicios auxiliares.

Para validar el comportamiento de estos recursos, se proponen dos tipos de pruebas: las pruebas de calidad de modelo específicas del sitio (Site-Specific Model Quality Tests, MQT) y las pruebas de validación por tipo de tecnología (Technology-Specific Unit Model Validation Tests). Dado el enfoque de esta memoria, resulta especialmente relevante el primer grupo. Para realizar las pruebas, se utilizan dos modelos, especificados a continuación:

- **Testbench 1:** Corresponde a una configuración en la que una fuente de tensión ideal se conecta a la barra común mediante una impedancia serie controlable (ver Figura B.2a en anexos). Esta disposición permite modificar el nivel de fortaleza de red (SCR). Sobre la misma barra se conecta la unidad AGS-ESR.
- **Testbench 2:** Consiste en una fuente de tensión conectada a una barra común mediante un interruptor. Sobre esta misma barra se conectan una carga de impedancia constante y dos unidades AGS-ESR idénticas, con el objetivo de evaluar la coordinación entre dispositivos. El esquema correspondiente se presenta en la Figura B.2 (ver anexos).

Para cada una de las pruebas, se menciona que se debe tener consideración en estos cuatro aristas:

- a) Configuración del banco de pruebas (Testbench Setup).
- b) Secuencia del ensayo (Test Sequence).
- c) Variables a registrar (Required Output/Plot).
- d) Criterios de desempeño esperados (Performance Criteria).

Pruebas a realizar

Se estipulan las siguientes 7 pruebas, de las cuales las 6 primeras utilizan el esquema Testbench 1, debido a que buscan analizar el comportamiento del dispositivo ante diferentes circunstancias y la última de estas utiliza el Testbench 2, ya que su objetivo es verificar el correcto comportamiento de dos dispositivos IBR operando en simultáneo.

- **Flat Start:** Evalúa la iniciación del modelo desde condiciones sin carga (black start) y su capacidad de mantener un estado estacionario estable sin perturbaciones externas. Se busca verificar la sincronización inicial, control de tensión y la ausencia de oscilaciones indeseadas.
- **Phase Angle Jump:** Evalúa la respuesta del recurso ante un salto repentino en el ángulo de fase de la red. Se analiza si el inversor puede mantenerse sincronizado y controlar potencia activa sin perder estabilidad.
- **Small Voltage Disturbance:** Simula una pequeña perturbación de tensión (por ejemplo, $\pm 5\%$) para evaluar la respuesta reactiva del inversor, su capacidad de soporte de tensión y amortiguamiento sin inducir oscilaciones.

- **Frequency Change and Inertia Response:** Evalúa la capacidad del inversor para entregar respuesta inercial ante cambios de frecuencia simulados. Se mide la potencia activa entregada frente a rampas de frecuencia y se calcula la inercia equivalente (en MWs/Hz).
- **System Strength Test:** Evalúa el desempeño del recurso bajo distintos niveles de SCR, desde valores altos (red fuerte) hasta valores bajos (SCR cercano a 1.2). Se valida la robustez del control frente a variaciones en la impedancia de red.
- **Large Voltage Disturbance:** Evalúa la capacidad del inversor para tolerar y recuperarse ante perturbaciones severas de tensión, tanto caídas (LVRT) como sobrevoltajes (HVRT), asegurando estabilidad post-falla.
- **Loss of Synchronous Machine:** Evalúa la reacción del sistema ante la desconexión repentina de una máquina síncrona en un entorno con múltiples ESR operando en paralelo. Se analiza la estabilidad del inversor remanente y la calidad del acoplamiento entre ambos.

Aunque CAISO aún no ha emitido especificaciones propias para control Grid Forming, participa activamente en iniciativas internacionales y ha avanzado en exigir capacidades funcionales a los IBR en sus procesos de interconexión. Ambos casos permiten observar cómo los operadores de sistemas con alta penetración renovable comienzan a establecer exigencias técnicas específicas para tecnologías GFM, lo cual resulta directamente relevante para las discusiones regulatorias que enfrenta Chile hoy en día.

Capítulo 5

Sugerencias para facilitar la integración de tecnologías GFM en Chile

La versión vigente¹² de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), publicada en septiembre de 2020, no contempla exigencias técnicas ni orientaciones específicas para la integración de tecnologías del tipo Grid forming, a pesar del creciente interés por su implementación en sistemas con alta penetración de IBRs. Esto se debe, en parte, a que estas tecnologías aún se encuentran en fase de desarrollo, con un mayor respaldo en estudios teóricos y simulaciones que en aplicaciones masivas a gran escala. No obstante, ciertos países ya han comenzado a incorporar estas funciones en sus códigos de red [63], reconociendo su potencial para contribuir a la estabilidad del sistema en escenarios con alta penetración de generación renovable.

Para comenzar, es necesario incorporar en la normativa definiciones claras de conceptos asociados a las nuevas tecnologías que progresivamente están siendo implementadas en sistemas eléctricos modernos. Estas definiciones permiten establecer un lenguaje común entre actores, reducir ambigüedades y facilitar la aplicación coherente de futuros requerimientos técnicos. Entre los términos que deberían ser incluidos se encuentran:

- **IBR (Inverter-Based Resources):** Tecnologías de generación o almacenamiento de energía que se conectan a la red a través de convertidores de electrónica de potencia, en contraposición a las máquinas síncronas convencionales.
- **GFM (Grid Forming):** Estrategia de control aplicada a IBRs que permite generar una referencia interna de tensión y frecuencia, habilitando el funcionamiento autónomo o el soporte activo del sistema eléctrico.
- **GFL (Grid Following):** Estrategia de control basada en la sincronización con la red existente mediante un Phase-Locked Loop (PLL), donde el inversor actúa como una fuente de corriente controlada.
- **RoCoF (Rate of Change of Frequency):** Tasa de cambio de frecuencia del sistema eléctrico, habitualmente expresada en Hz/s. Este parámetro se vuelve especialmente crítico en sistemas con baja inercia.

¹²Al momento en que se realizó el análisis.

- **Black Start:** Capacidad de una unidad generadora para iniciar su operación sin asistencia de la red y contribuir al proceso de re-energización del sistema eléctrico tras un apagón general.
- **Fast Frequency Response (FFR):** Servicio de respuesta rápida en frecuencia, entregado por unidades con capacidad de reacción en el rango de cientos de milisegundos a pocos segundos, clave para contener el RoCoF tras perturbaciones.

5.1. Atribuciones y creación de una nueva comisión

Respecto a las atribuciones de las entidades involucradas en la operación del sistema eléctrico, se propone la formación de una **Comisión Técnica de Análisis de Estabilidad Sistémica (CTAES)**, cuyo objetivo principal sea identificar las métricas y requerimientos mínimos que se deben cumplir para resguardar la estabilidad del sistema eléctrico entregando lineamientos técnicos que orienten la planificación, operación y actualización normativa del sistema nacional. Con especial énfasis en escenarios con alta penetración de tecnologías basadas en inversores. La creación de esta comisión se sustenta en la necesidad de **modificar y analizar de forma continua** las exigencias, los parámetros y niveles mínimos de operación en el SEP. Como se ha nombrado a lo largo del documento, la composición del sistema de potencia y por ende, sus características van mutando a una mayor velocidad que antiguamente, ya no basta con establecer una métrica para determinar la fortaleza de la red, ahora son necesarios procedimientos más específicos y/o simulaciones en algunos casos para establecer cuáles la real fortaleza del sistema en dicho punto, este procedimiento puede variar según las características de la zona del sistema.

5.1.1. Comisión Técnica de Análisis de Estabilidad Sistémica

La comisión debería estar conformada principalmente por profesionales con **neutralidad institucional**, amplia experiencia en el sistema eléctrico chileno y conocimiento especializado en nuevas tecnologías. Esto permitiría reducir sesgos, preferencias particulares o visiones polarizadas en la toma de decisiones. Además, se debe establecer un cronograma de **reuniones periódicas y vinculantes**, que aseguren un trabajo sistemático, transparente y con seguimiento efectivo de los acuerdos alcanzados. Igualmente, debe contener representantes del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), los que deben aportar con la información necesaria para realizar los estudios y análisis que se requieran. Respecto a las reuniones a realizar, se deben considerar tanto empresas generadoras, centros de investigación, académicos y, eventualmente, organismos reguladores y/o del ministerio, para generar un ambiente colaborativo y tener una visión más holística del sistema y su futuro. Para viabilizar esta participación, se sugiere que la comisión establezca un mecanismo de convocatoria abierta, mediante el cual las instituciones interesadas puedan inscribir representantes técnicos conforme a criterios mínimos de experiencia y especialización. Estos representantes integrarían mesas técnicas de carácter consultivo, que serían convocadas periódicamente según los temas en análisis. Asimismo, se recomienda que la normativa respalde esta participación, garantizando que los profesionales convocados no puedan ser sancionados ni ver afectadas sus funciones laborales por asistir a estas instancias, promoviendo así un compromiso técnico efectivo y protegido. En base a lo discutido en dichas reuniones, la comisión podrá definir los estudios y análisis necesarios para avanzar en la integración segura de nuevas tecnologías, y tendrá la facultad de publicar ciertos temas seleccionados con el objetivo de que estudiantes universitarios de carreras afines puedan

desarrollarlos como parte de sus proyectos de tesis, fortaleciendo así el vínculo entre la investigación académica y las necesidades del sistema eléctrico.

Su rol no sería normativo en sí mismo, sino técnico-propositivo, orientado a fundamentar, mediante evidencia, los ajustes requeridos al marco regulatorio. Sin embargo podría llegar a establecer métricas, niveles o estándares en caso de que haya unanimidad en una de las reuniones, justificando la necesidad sistémica de dicha necesidad.

Entre las principales responsabilidades de la comisión se contempla la elaboración documentos técnicos clave, con análisis acorde a cada zona del SEP. Para esto se necesita la publicación de documentos iniciales que sean usados de base para realizar los análisis futuros, se considera relevante que se abarquen los siguientes puntos:

- Una propuesta de actualización del método de cálculo del nivel de corto circuito, ya sea mediante un procedimiento como el planteado por Estados Unidos en [48] o utilizando alguna de las variaciones de la Tabla 2.1.
- El diseño de un procedimiento para definir la distribución de zonas de estudio dentro del sistema interconectado nacional. Esta segmentación podría realizarse utilizando criterios técnicos como los aplicados en Estados Unidos (rendimiento reactivo, topología, tipos de generación, distribución de carga, etc.) [48] con el fin de agrupar nodos eléctricamente similares y visualizar diferencias de SCR entre áreas. Alternativamente, podría emplearse un enfoque más cuantitativo como el MIIF, utilizado en España [45], que permite identificar el grado de acoplamiento entre fuentes de generación basadas en convertidores y así delimitar zonas de análisis coherentes desde el punto de vista dinámico.
- Un procedimiento para determinar los valores de inercia sistémica, permitiendo tomar dos caminos diferentes (no son excluyentes entre ambos):
 - **Estudios:** Documento similar al “*Inertia Requirements Methodology*” [49] desarrollado por la AEMO, en el que utilizando la expertiz del operador de red se estipulan subredes de inercia. Por cada una de las subredes se realizan simulaciones que involucran eventos creíbles de carga, generación, red y separación. Estos estudios consideran casos del NEM y regiones aisladas, en los cuales se ajusta el despacho de interconexiones o los niveles de inercia hasta cumplir con criterios de éxito. A partir de los resultados se derivan requerimientos de inercia tanto a nivel de todo el sistema como a nivel subregional, que posteriormente se contrastan con escenarios que incorporan servicios de respuesta rápida en frecuencia (FFR). Finalmente, mediante modelos de masa única o múltiple¹³ se recalculan las necesidades de inercia en función del nivel de FFR disponible, permitiendo así definir requerimientos de inercia más ajustados y validados a través de simulaciones en PSS[®]E.
 - **Dispositivos de medición:** Implementar dispositivos de medición (XMU) en tiempo real de la inercia del sistema, tal como se implementó el sistema *Grid Metrix* [5] en Reino Unido. Esta opción representa una mayor inversión inicial por la necesidad de implementar estos dispositivos, pero implica una menor cantidad de estudios y simulaciones para determinar el nivel de inercia del sistema.

¹³Representaciones simplificadas de la inercia del sistema que agrupan generadores o regiones en una o varias “masas” equivalentes

- Respecto a la tecnología GFM, comenzar a entregar lineamientos para la incorporación de esta al sistema eléctrico, como:
 - Los puntos más débiles del sistema en los que se requiera de esta tecnología.
 - Los requisitos mínimos y parámetros que deben cumplir para conectarse al sistema.
 - Los tipos de pruebas y/o simulaciones que deben cumplir.

El segundo documento, Este informe tendrá un enfoque similar al y se propone que su primera versión sea publicada junto con el informe anual inicial. Esta deberá incluir al menos los siguientes elementos:

Luego deberá desarrollar un **Informe Técnico de Estabilidad del Sistema**, de carácter más estratégico y sin una frecuencia fija de publicación, pudiendo ser esta cada uno, dos o cinco años dependiendo de la profundidad que el documento tenga. Podrá ser solicitado por la CTAES cuando se requiera un análisis más profundo o zonal. Se recomienda que esté inspirado en documentos como el “*System Strength Report*” [74] e “*Inertia report*” [75] desarrollados por AEMO en Australia, el “*Holistic Network Design*” [76] elaborado por National Grid ESO en el Reino Unido. Su propósito será evaluar periódicamente el estado dinámico del sistema eléctrico nacional, con foco en la fortaleza de red, estabilidad de frecuencia e integración de tecnologías avanzadas, presentando un diagnóstico del sistema en general y una estimación de su condición en un futuro. El contenido de este documento y la periodicidad de los análisis a realizar se debe acordar en conjunto al CEN y la CNE. A pesar de que su contenido, el cual varía respecto a las necesidades del sistema, se propone que se incluyan:

- Determinación del nivel de fortaleza mínima (SCR u alguna variación de este) requerido en las zonas previamente definidas. Estas divisiones no deben considerarse fijas, sino adaptables según los resultados de los estudios.
- Análisis detallado de los niveles mínimos de inercia por zona, determinación del RoCoF máximo admisible y definición de pisos de inercia, siguiendo experiencias internacionales como la australiana [4].
- Estudios de estabilidad ante fallas relevantes, con identificación de zonas vulnerables que podrían requerir la incorporación de IBRs con capacidades *Grid Forming*, así como la creación de nuevos servicios complementarios como FFR, black start o requerimientos FRT más específicos.
- Desarrollo de una visión prospectiva con horizontes de planificación a 5 y 20 años, enfocada en la estabilidad del sistema y orientada a fomentar la inversión en tecnologías habilitantes.

Lo sugerido conlleva un gran trabajo de análisis porque requiere considerar simultáneamente factores técnicos, normativos y de operación en distintos horizontes temporales. El CEN no daría abasto para realizar este nivel de detalle de manera continua en todas las zonas del sistema, ya que ello implicaría revisar modelos dinámicos, validar escenarios y coordinar a múltiples actores del sector eléctrico. La comisión técnica actuará como un sastre que diseñe un traje a la medida estableciendo los requerimientos a cumplir por zona dependiendo de las características de la misma. En base a este informe, la comisión podría proponer ajustes concretos a la NTSyCS o a sus Anexos Técnicos, como la inclusión de

métricas dinámicas (RoCoF, inercia mínima, tiempos de respuesta, etc.), nuevas exigencias de parámetros para realizar modelaciones del sistema, o mecanismos de validación mediante pruebas tipo o simulación.

Muchos de estos requerimientos dependen fuertemente de las características particulares del sistema eléctrico y de los equipos involucrados. Por ello, no se recomienda establecer exigencias demasiado estrictas de forma unilateral o sin un análisis detallado. Tal como señala IRENA [63], su definición debe abordarse mediante un proceso **colaborativo e iterativo**, que involucre a todos los actores relevantes del sistema.

Además, se alinea con los compromisos adoptados por Chile para alcanzar una matriz energética 100 % renovable hacia 2050 [77], lo que exige una planificación sistémica más robusta, con criterios técnicos claros y capacidad de adaptación frente a nuevas tecnologías.

5.2. Exigencias técnicas

La versión actual de la normativa chilena contempla ciertos requerimientos técnicos para plantas solares y eólicas, particularmente en lo que respecta a la inyección de potencia reactiva, soporte de tensión y operación ante fallas. Sin embargo, estos requisitos no han sido desarrollados de forma integral ni específica para abordar las capacidades funcionales que podrían ofrecer los recursos basados en convertidores, especialmente aquellos con potencial de operar en esquemas más avanzados como el Grid forming.

Esta cobertura parcial genera vacíos relevantes frente a los nuevos desafíos operativos del sistema eléctrico, donde la participación activa de los IBR será cada vez más crítica. En algunos casos, la normativa deja espacio para definir condiciones técnicas “a medida” según las necesidades del sistema, lo cual puede otorgar flexibilidad. Sin embargo, esta discrecionalidad también introduce incertidumbre, ralentiza la implementación de nuevas tecnologías y puede comprometer la estabilidad del sistema.

Dado lo anterior, se propone tomar como referencia marcos regulatorios internacionales más avanzados, como el documento de especificaciones voluntarias elaborado en Australia [71] y el estándar IEEE 2800 [9], los cuales establecen las capacidades mínimas que deben tener los IBR para contribuir activamente a la estabilidad y operación del sistema. A continuación, se destacan tres exigencias técnicas prioritarias que debieran fortalecerse o actualizarse en la regulación nacional.

5.2.1. Fault Ride Through

La actual normativa chilena contempla un requisito básico de permanencia durante eventos de falla, sin embargo, este se encuentra formulado de forma general y no diferencia entre tecnologías síncronas y no síncronas. En contraste, estándares como IEEE 2800 definen curvas específicas, diferenciadas por niveles de tensión, duración del evento y condiciones de recuperación post-falla.

Se recomienda incorporar curvas FRT específicas para IBRs, que especifiquen: el perfil mínimo de tensión/frecuencia durante el cual la planta debe permanecer conectada, requisitos de recuperación (tiempo de retorno al valor nominal) y condiciones de inyección de corriente durante la falla (por ejemplo, soporte de tensión reactiva en el punto de conexión).

5.2.2. Tensión

El requerimiento actual de operación en bandas de tensión definidas no es suficiente para garantizar un desempeño adecuado de las plantas basadas en convertidores ante eventos dinámicos. Se propone agregar requerimientos para que los dispositivos IBRs sean capaces de inyectar potencia reactiva de forma automática ante variaciones de tensión en el PCC (siempre que este dentro de sus capacidades operativas), dentro de una zona de operación definida (Q-V curve), tal como lo establece IEEE 2800 [9].

Además, se recomienda definir parámetros mínimos para la velocidad de respuesta (por ejemplo, tiempos de establecimiento menores a 100 ms) y considerar el uso de controles tipo volt-var automáticos, con prioridad de respuesta inductiva en sobrevoltajes y capacitiva en subtensión.

5.2.3. Frecuencia

Actualmente, la normativa chilena no establece requerimientos específicos orientados a la participación activa de tecnologías basadas en convertidores ante variaciones de frecuencia. Esta omisión resulta crítica considerando que, en escenarios con alta penetración de IBRs, el soporte de frecuencia puede ser provisto por estas mismas tecnologías.

Se propone establecer, como requerimiento mínimo, que los IBRs sean capaces de entregar una respuesta activa proporcional a los desvíos de frecuencia, dentro de una zona acotada. Además, para plantas con capacidad técnica suficiente -por ejemplo, aquellas que integren almacenamiento o tengan sobredimensionamiento de inversores- exigir una respuesta rápida frente a tasas elevadas de cambio de frecuencia (*RoCoF*), es decir, una forma de inercia sintética. Esta respuesta debe ser acompañada de algún incentivo económico que puede ser establecido dentro de la Norma técnica de servicios complementarios.

Asimismo, se recomienda definir un rango ampliado de operación en frecuencia (por ejemplo, 47-52 Hz), dentro del cual, ciertos IBR (que tengan la capacidad de hacerlo) deben permanecer conectados y operar de forma estable. Este umbral es coherente con lo planteado en IEEE 2800, donde también se establece un tiempo máximo de respuesta de 500 ms para la activación del control de frecuencia tras una perturbación.

Finalmente, se sugiere que se evalúe la creación de un nuevo servicio complementario de **Fast Frequency Response (FFR)**, habilitado para aquellas plantas capaces de entregar potencia activa adicional en un rango de tiempo del orden de los cientos de milisegundos. Este servicio, ya implementado en países como Australia, permitiría contener rápidamente el *RoCoF* posterior a una contingencia severa, complementando el soporte inercial tradicional y fortaleciendo la seguridad del sistema en redes con baja inercia.

5.2.4. Control de potencia activa y rampas

La creciente penetración ERV, ha aumentado la volatilidad de la inyección de potencia activa en el sistema eléctrico. Esta situación plantea nuevos desafíos para el despacho económico y la operación en tiempo real, ya que el sistema debe ser capaz de reaccionar ante variaciones abruptas de generación sin comprometer la estabilidad ni la calidad del suministro.

En este contexto, se vuelve imprescindible establecer requisitos mínimos de seguimiento de consignas de potencia activa por parte de las plantas generadoras, especialmente

aquellas basadas en convertidores. Esto incluye:

- Límites mínimos de rampas de subida y bajada (por ejemplo, en MW/min), coordinados con la planificación operativa.
- Capacidades mínimas de reducción de generación activa en situaciones de sobreenergación o condiciones críticas de red (curtailment control).
- Seguimiento preciso de consignas de despacho en distintos horizontes temporales (programación, predespacho y tiempo real).

Se propone utilizar la gran flexibilidad de los IBR para modular su potencia activa casi instantáneamente para contribuir activamente a la gestión de rampas y a la estabilidad del sistema, siempre que sus algoritmos de control lo permitan y que existan requerimientos normativos e incentivos monetarios claros al respecto.

Por ejemplo, en Australia, la AEMO establece límites de rampa explícitos para tecnologías renovables, diferenciando entre rampas previstas y no previstas, y exige que los generadores proporcionen curvas de capacidad de seguimiento dinámico al despacho centralizado [71]. Por su parte, CAISO en Estados Unidos implementó reglas específicas para plantas solares y eólicas que deben cumplir con rampas máximas y restricciones de seguimiento en su participación en el mercado de energía, exigiendo validación mediante telemetría en tiempo real [36].

Por lo tanto, se recomienda que la normativa chilena incorpore exigencias explícitas en cuanto a:

- Tiempos máximos de respuesta ante consignas de reducción o incremento de potencia.
- Definición de parámetros de suavizado de rampas, aplicables tanto a condiciones normales como de contingencia.
- Validación de desempeño mediante pruebas de seguimiento dinámico de consignas, en condiciones de operación representativas.

Una adecuada regulación de este aspecto no solo mejora la coordinación operativa con el Coordinador Eléctrico Nacional, sino que también permite integrar de forma segura y eficiente una mayor proporción de generación renovable en el sistema.

5.2.5. Nivel de cortocircuito

Si bien la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) no establece directamente una metodología para calcular el nivel de cortocircuito, esta es complementada por el documento técnico “Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito” emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en septiembre de 2020. Este anexo define los criterios técnicos y la metodología que debe aplicarse para determinar las corrientes de cortocircuito en distintos puntos del sistema, en concordancia con la norma internacional IEC 60909. Su objetivo principal es verificar que los equipos eléctricos instalados —como transformadores, interruptores o barras— puedan soportar térmica y mecánicamente los niveles de corriente esperados ante una falla. No obstante, este documento no aborda el cálculo del índice de fortaleza de red (como el SCR), ni entrega lineamientos para evaluar la admisibilidad de nuevas tecnologías basadas en convertidores, cuya conexión puede estar condicionada a la capacidad del sistema de absorber su impacto dinámico. En ese

sentido, se identifica una brecha regulatoria relevante, ya que la evaluación técnica para la integración segura de IBRs en zonas débiles del sistema requiere herramientas complementarias, tales como estudios EMT o índices de robustez adaptados al comportamiento de estos convertidores.

5.3. Sistemas de información y pruebas

Como se ha planteado previamente, es fundamental que el Coordinador Eléctrico Nacional cuente con acceso a información detallada sobre los modelos de control de las plantas generadoras, especialmente aquellas que operan con tecnología GFM. Esta necesidad se acentúa en zonas del sistema clasificadas como eléctricamente débiles, donde el comportamiento dinámico de los IBRs puede tener un impacto significativo en la estabilidad global. En estos casos, debiera exigirse a los propietarios de las plantas la entrega de parámetros específicos del modelo de control, aptos para simulaciones de tipo electromagnético transitorio (EMT), como las que se realizan en software como PSCAD. Esta práctica ya ha sido adoptada en países como el Reino Unido, donde la regulación exige este nivel de modelado únicamente para tecnologías Grid Forming que se conectan en áreas débiles de la red [67].

Contando con dicha información, se hace posible validar el desempeño del inversor frente a perturbaciones mediante ensayos definidos por el operador del sistema. Tal como se indica en el documento de ERCOT [17], estos ensayos deben ser realizados inicialmente por la entidad que busca conectar su planta -es decir, el propietario o desarrollador del recurso GFM-, quien debe validar su modelo PSCAD mediante pruebas de respuesta a fallas, pasos de tensión y eventos dinámicos.

La razón por la cual estas exigencias se aplican principalmente a los GFM radica en que, al comportarse formadores de red, su respuesta afecta directamente la estabilidad local del sistema. Por ello, es fundamental que sus modelos sean precisos, incluso si el resto del sistema se representa de forma simplificada. En este contexto, la comisión propuesta en esta memoria podría asumir un rol activo en la evaluación de estos modelos, realizando simulaciones específicas en barras eléctricamente débiles mediante herramientas como PSCAD.

Cabe señalar que, para realizar este tipo de estudios, es necesario contar con modelos representativos no solo de los inversores GFM, sino también de las máquinas síncronas presentes en la red, ya que sus interacciones pueden influir en la dinámica de frecuencia, tensión e incluso en la estabilidad angular del sistema.

Apéndice A

Anexos Capítulo 2

Opciones para el cálculo de SCR

A continuación, se presentan diferentes enfoques utilizados por el National Grid ESO para calcular el nivel de cortocircuito (SCL) especialmente al considerar la presencia de IBRs. Estas opciones permiten corroborar la diferencia de los resultados en el cálculo según los criterios regulatorios o técnicos de cada sistema eléctrico.

Opción	SCL (MVA)	SCR
1	1200	12
2	1000	10
3	400	4
4	1000 o 333	3.3 (ESCR)

Tabla A.1: Comparación de resultados calculados bajo diferentes opciones [19].

Descripción de las opciones:

- **Opción 1:** Contribución de parque eólico existente basada en la capacidad del inversor.
- **Opción 2:** Sin contribución de SCL desde el inversor GFL.
- **Opción 3:** Considerando contribución negativa del inversor existente basada en sus requisitos mínimos de relación de cortocircuito (MSCR).
- **Opción 3:** Considerando el índice de cortocircuito basado en circuito equivalente (ESCR)

...necesaria para que se pueda hacer.

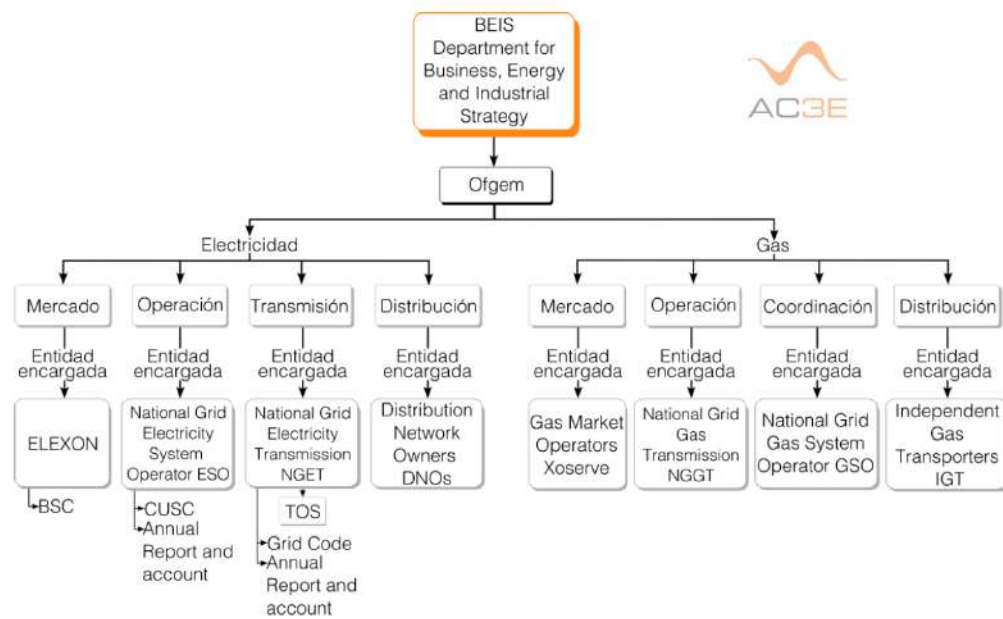


Figura A.1: Esquema organizacional del sector eléctrico de UK [4].

Apéndice B

Capítulo 4

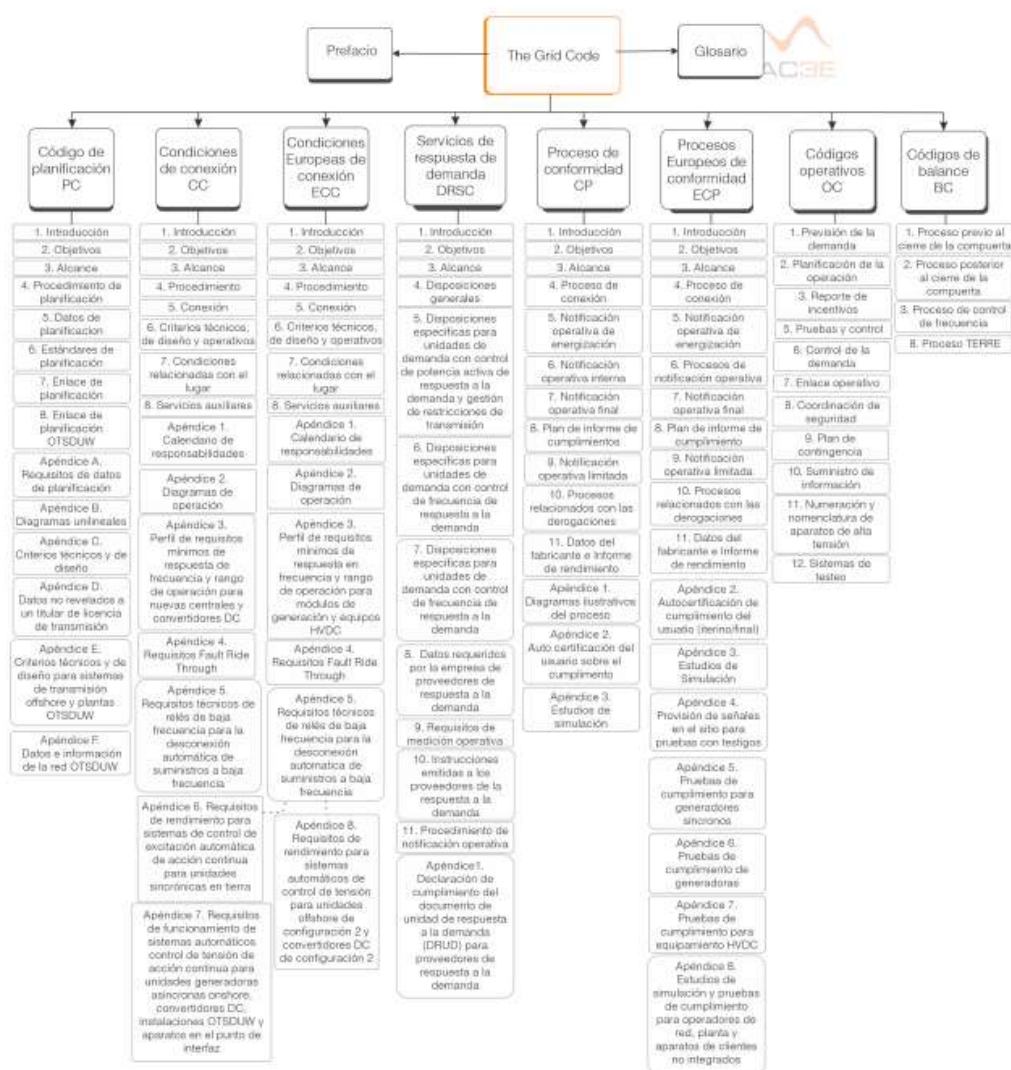


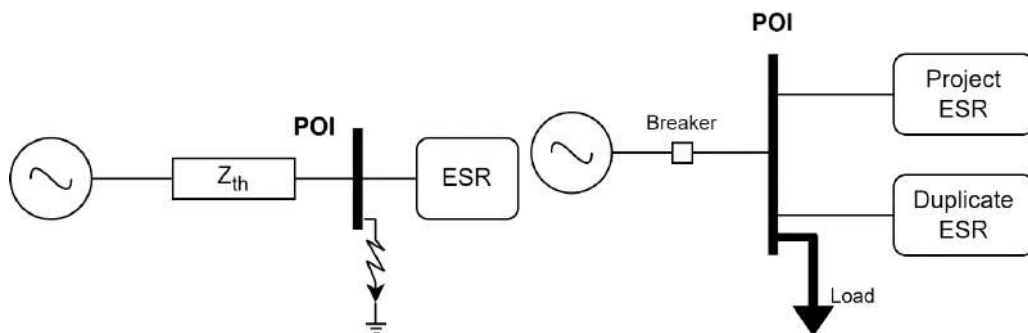
Figura B.1: Esquema de apartados del Grid Code 4.

Enter service criteria	Default settings ^c	Ranges of available settings
Permit service	When enabled: Disabled	Enabled/disabled
Applicable voltage within range	Minimum value: Specified by <i>TS operator</i>	0.90 p.u. to 0.95 p.u. ^a
	Maximum value: Specified by <i>TS operator</i>	1.05 p.u. to 1.10 p.u. ^b
Applicable frequency within range	Minimum value: Specified by <i>TS operator</i>	0.98 p.u. to 0.99 p.u. (58.8 Hz to 59.4 Hz @ 60 Hz) (49.0 Hz to 49.5 Hz @ 50 Hz)
	Maximum value: Specified by <i>TS operator</i>	1.002 p.u. to 1.02 p.u. (60.12 Hz to 61.2 Hz @ 60 Hz) (50.1 Hz to 51 Hz @ 50 Hz)

^a For an *IBR plant* connected to a weak grid, the minimum voltage value to *enter service* may be mutually agreed upon between the *IBR operator* and the *TS operator*.

^b Voltages above 1.05 p.u. may be outside the current interrupting capability of fault-interrupting devices rated for maximum system voltage in accordance with ANSI C84.1.

^c *Enter service* criteria should consider any limitations of various equipment inside the *IBR plant*.



(a) Diagrama unilineal de la configuración Testbench 1. (b) Diagrama unilineal de la configuración Testbench 2.

Figura B.2: Configuraciones para realizar las pruebas computacionales de AGS-ESR según

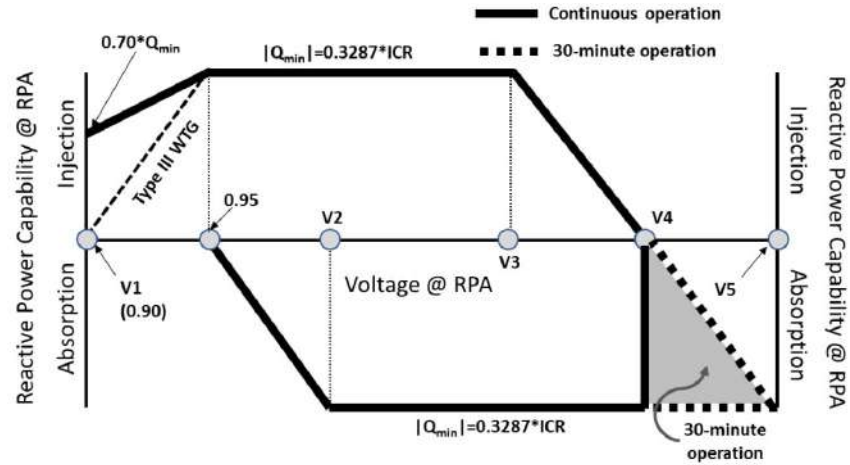


Figure 8—Minimum reactive power capability—Q versus V (generator sign convention)

Figura B.3: Requisitos mínimos Q–V para operación continua y por 30 minutos según IEEE 2800 [9].

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Generación bruta - estadísticas y datasets,” <http://energiaabierta.cl/?s=generaci%C3%B3n+bruta&t=datasets-estadistica>, 2025, consulta realizada en agosto de 2025.
- [2] 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, “Definition and classification of power system stability – revisited extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021.
- [3] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Short-circuit modeling and system strength white paper,” North American Electric Reliability Corporation (NERC), Atlanta, GA, USA, Tech. Rep., February 2018. [Online]. Available: <https://www.nerc.com>
- [4] Domo Legal, Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E), and EnergiE Consultores, “Estudio de análisis de la NTSyCS y sus respectivos anexos técnicos, considerando los nuevos estándares y requisitos, en las instalaciones de transmisión, generación, sistemas de almacenamiento de energía y clientes, contemplando la transición energética del SEN,” 2024.
- [5] I. Dytham, “System inertia monitoring,” National Grid Electricity System Operator (ESO), Warwick, UK, Tech. Rep., June 2021, presented at NASPI Webinar. [Online]. Available: <https://www.naspi.org/>
- [6] G. Digital, “Effective inertia: The frequency alert indicator,” 2020.
- [7] D. B. Rathnayake, M. Akrami, C. Phurailatpam, S. P. Me, S. Hadavi, G. Jayasinghe, S. Zabihi, and B. Bahrani, “Grid forming inverter modeling, control, and applications,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 115 623–115 641, 2021.
- [8] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Research roadmap on grid-forming inverters,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep., 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>
- [9] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE Power & Energy Society Std., 2022.

- [10] Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), “UK energy in brief 2024,” 2024.
- [11] P. Asmus. (2022, May) Why australia is truly the virtual power plants market frontier. Publicado en el blog de Uplight; consultado octubre 23, 2024.
- [12] Australian Energy Council, “NEM generation profile 2022–23,” *Australian Energy Council*, October 2023, disponible en: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/nem-generation-profile-2022-23/>.
- [13] California Energy Commission, “California electrical energy generation 2001–2023,” 2024, excel dataset, accedido en junio de 2025.
- [14] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT). (2025) Generation – current forecast and actual wind and solar output on the ercot grid. Accedido en junio de 2025 desde la web oficial de ERCOT.
- [15] A. S. of Civil Engineers, “2025 infrastructure report card: Energy,” American Society of Civil Engineers, Tech. Rep., 2025.
- [16] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “2024 long-term reliability assessment,” North American Electric Reliability Corporation, Tech. Rep., 2024.
- [17] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), “Advanced grid support energy storage resource (AGS-ESR): Functional specification and test framework for the ERCOT grid,” Electric Reliability Council of Texas, Tech. Rep., 2024.
- [18] S. Campos, R. Henríquez, C. Rahmann, and D. Zurita, “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el sistema eléctrico nacional,” Santiago, Chile, May 2023.
- [19] National Grid Electricity System Operator (ESO), “Provision of short circuit level data,” Warwick, UK, February 2022. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/>
- [20] Ministerio de Energía de Chile. (2023) Ministerio de energía: creemos que es posible alcanzar un 60 % de producción de energías renovables a 2030”. Disponible en: <https://www.gob.cl/noticias/ministro-de-energia-creemos-que-es-posible-alcanzar-un-60-de-produccion-de-energia>.
- [21] G. Jimenez-Estevez, R. Palma-Behnke, R. Roman Latorre, and L. Moran, “Heat and dust: The solar energy challenge in chile,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 2, pp. 71–77, 2015.
- [22] J. C. Osorio Aravena, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, U. Caldera, E.ñoz-Cerón@, and C. Breyer, “The role of solar pv, wind energy, and storage technologies in the transition toward a fully sustainable energy system in chile by 2050 across power, heat, transport and desalination sectors,” 2020.
- [23] Ministerio de Energía and Gobierno de Chile, “Plan de descarbonización,” 2023.

- [24] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin, and J. Wen, "Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: Control strategy, stability, application, and challenges," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, 2021.
- [25] M. Tozak, S. Taskin, I. Sengor, and B. P. Hayes, "Modeling and control of grid forming converters: A systematic review," *IEEE Access*, vol. 12, 2024.
- [26] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-forming converters: An overview of control approaches and future trends," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 12, pp. 123–140, 2020.
- [27] Q. Zhang, Y. Gu, D. Liu, C. Wang, K. Yang, and Z. Chen, "Transient stability of grid following inverters: The impacts of damping and fault ride-through," *Energy Internet*, vol. 1, 2024.
- [28] EnergiE, "Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el sistema eléctrico nacional," 2023.
- [29] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. 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*, 2017.
- [30] T. T. To and M. H. Haque, "Inertia shortfall and the capability of inverter-based generation to provide inertial response: A review for australian power system," in *2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2021, pp. 1–6.
- [31] A. Boričić, J. L. R. Torres, and M. Popov, "System strength: Classification, evaluation methods, and emerging challenges in ibr-dominated grids," in *Proceedings of the 11th International Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*. Delft, The Netherlands: IEEE, 2022, pp. 185–189.
- [32] A. Shrestha and F. Gonzalez-Longatt, "Frequency stability issues and research opportunities in converter dominated power system," *Energies*, vol. 14, 2021.
- [33] X. Deng, R. Mo, P. Wang, J. Chen, D. Nan, and M. Liu, "Review of rocof estimation techniques for low-inertia power systems," *Energies*, vol. 16, 2023.
- [34] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X>
- [35] J. Matevosyan, B. Badrzadeh, T. Prevost, E. Quitmann, D. Ramasubramanian, H. Urdal, S. Achilles, J. MacDowell, S. H. Huang, V. Vital, J. O'Sullivan, and R. Quint, "Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration?" *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, November/December 2019.
- [36] H. Luo, Y. Xiao, Y. Zhu, Y. Yang, N. P. Papanikolaou, and M. Molinas, "A review of recent requirements for inverter-based resources and grid-forming technologies," *EPE'23 ECCE Europe*, 2023.

- [37] Australian Energy Market Operator (AEMO), “System strength explained,” Australian Energy Market Operator (AEMO), Melbourne, Australia, Tech. Rep., March 2020. [Online]. Available: https://aemo.com.au/Privacy_and_Legal_Notices/Copyright_Permissions_Notice
- [38] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [39] Y. Gu and T. C. Green, “Power system stability with a high penetration of inverter-based resources,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 111, 2023.
- [40] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, 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 Industrial Electronics*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [41] S. C. Johnson, J. D. Rhodes, and M. E. Webber, “Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways,” *Applied Energy*, vol. 262, 2020.
- [42] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group, “Terms, definitions, and symbols for subsynchronous oscillations,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1326–1334, 1985.
- [43] M. Wang, K. Meng, L. Yu, L. Yuan, and Z. Liang, “Comparative fault ride through assessment between grid-following and grid-forming control for weak grids integration,” in *2022 IEEE Global Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GlobConPT)*, 2022.
- [44] L. Yu, H. Sun, S. Xu, B. Zhao, and J. Zhang, “A critical system strength evaluation of a power system with high penetration of renewable energy generations,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 710–720, 2022.
- [45] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), “Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte,” Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Madrid, España, Tech. Rep., 2021.
- [46] Grupo de Trabajo GT_{Scc} , “Conclusiones del grupo de trabajo sobre revisión del criterio del 1/20 scc (gt_{Scc}),” Red Eléctrica de España (REE), Madrid, España, Tech. Rep., July 2019.
- [47] Australian Energy Market Operator (AEMO), “System strength impact assessment guidelines,” Australian Energy Market Operator (AEMO), Melbourne, Australia, Tech. Rep., July 2024. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/planning-for-operability>
- [48] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Essential reliability services task force measures framework report,” North American Electric Reliability Corporation (NERC), Atlanta, GA, USA, Tech. Rep., November 2015. [Online]. Available: <https://www.nerc.com>

- [49] National Grid ESO, “Inertia requirements methodology v2.0,” National Grid Electricity System Operator, Tech. Rep., March 2023, methodology for determining system inertia requirements. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com>
- [50] Australian Energy Market Commission, “National electricity rules,” Australian Energy Market Commission, Tech. Rep., 2025, version 225.
- [51] National Grid Electricity System Operator (ESO), “Frequency risk and control report (frcr): Methodology and assessment,” National Grid Electricity System Operator (ESO), Warwick, UK, Tech. Rep., March 2023.
- [52] R. Yan and T. K. Saha, “The impact of x/r ratio on voltage stability in a distribution network penetrated by wind farms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 477–478, 2010.
- [53] D. dos Santos Mota and E. Tedeschi, “Understanding the effects of exponentially decaying DC currents on the dual dq control of power converters in systems with high x/r ,” in *2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*. IEEE, 2021, pp. 1–8.
- [54] G. Song, B. Cao, and L. Chang, “Review of grid-forming inverters in support of power system operation,” *Chinese Journal of Electrical Engineering*, vol. 8, no. 1, pp. 1–15, 2022.
- [55] H. Pishbahar, F. Blaabjerg, and H. Saboori, “Emerging grid-forming power converters for renewable energy and storage resources integration – a review,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 60, 2023.
- [56] N. Mohammed, H. H. Alhelou, and B. Bahrani, “Grid-forming power inverters: Control and applications,” 2023.
- [57] R. H. Lasseter, Z. Chen, and D. Pattabiraman, “Grid-forming inverters: A critical asset for the power grid,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 925–935, June 2020.
- [58] V. Mallemaci, F. Mandrile, A. Camboni, E. Carpaneto, and R. Bojoi, “Grid-following virtual synchronous machines: A valid solution fulfilling the newest grid codes regarding the reactive grid support during faults,” in *2024 IEEE 22nd Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*. IEEE, 2024, pp. 1169–1174.
- [59] 4e Chile GIZ, “Webinar 1 inversores grid forming para habilitar la descarbonización en chile,” 2023.
- [60] A. Tayyebi, L. F. Ochoa, and E. Lobato, “Virtual inertia: Current trends and future directions,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 6, pp. 43–52, 2020.
- [61] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. A. a, “Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 1, pp. 136–143, January-February 1993.
- [62] J. Pérez-Londoño, C. A. García, F. Díaz, and S. Arango, “Grid-forming control strategies for voltage source converters in power systems with high renewable energy penetration,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 17, no. 15, pp. 3401–3420, 2023.

- [63] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Grid codes for renewable powered systems,” International Renewable Energy Agency, Tech. Rep., 2022.
- [64] Eunomia Research & Consulting Ltd, “Industrial decarbonisation: A UK case study,” Clean Air Task Force, Tech. Rep., 2022.
- [65] HM Government, “Net zero strategy: Build back greener,” October 2021, presented to Parliament pursuant to Section 14 of the Climate Change Act 2008. Crown copyright 2021. ISBN 978-1-5286-2938-6. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-strategy>
- [66] Energy Networks Association (ENA), “Engineering recommendation P28: Planning limits for voltage fluctuations caused by industrial, commercial and domestic equipment in the united kingdom,” Energy Networks Association, Tech. Rep., 2019.
- [67] National Grid Electricity System Operator (NGESO), “The grid code,” National Grid ESO, Tech. Rep., 2023.
- [68] Wood Mackenzie, “Making australia an energy transition leader,” <https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/making-australia-an-energy-transition-leader/>, 2023, consulta realizada en agosto de 2025.
- [69] Australian Energy Market Operator (AEMO), “AEMO Annual report 2023–24,” Australian Energy Market Operator, Tech. Rep., 2024.
- [70] Australian Energy Market Operator (AEMO), “System strength report,” Australian Energy Market Operator, Tech. Rep., December 2022.
- [71] Australian Energy Market Operator (AEMO), “Voluntary specification for grid-forming inverters,” Australian Energy Market Operator, Tech. Rep., 2023.
- [72] Australian Energy Market Commission (AEMC), “System strength impact assessment guidelines version 2.2,” Australian Energy Market Commission, Tech. Rep., 2023.
- [73] National Grid Electricity System Operator (NGESO), “Draft grid code – grid forming converter specification,” National Grid ESO, Tech. Rep., December 2020.
- [74] Australian Energy Market Operator (AEMO), “2024 system strength report,” Australian Energy Market Operator, Tech. Rep., 2024.
- [75] Australian Energy Market Operator (AEMO), “2023 inertia report,” Australian Energy Market Operator (AEMO), Melbourne, Australia, Tech. Rep., December 2023. [Online]. Available: <https://www.aemo.com.au/>
- [76] National Grid ESO, “Network options assessment: Holistic network design (hnd),” National Grid Electricity System Operator, Tech. Rep., 2022, version published in July 2022. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/holistic-network-design>
- [77] Ministerio de Energía de Chile, “Plan de descarbonización: Jornada de presentación,” Presentación en jornada técnica, agosto 2023, disponible en: <https://energia.gob.cl/energia2050>.