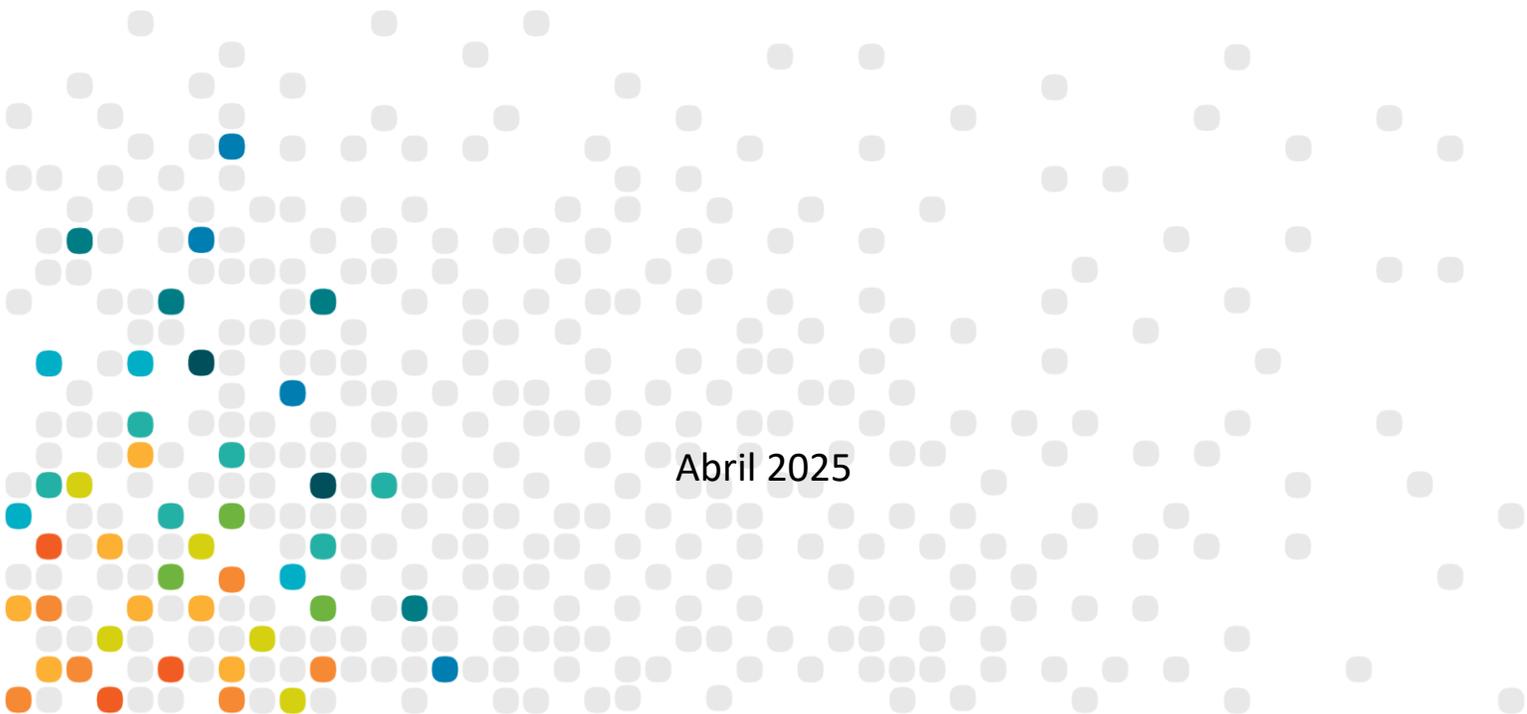


---

# Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid- Forming

---

Abril 2025





### **AGRADECIMIENTOS:**

El Coordinador Eléctrico Nacional extiende su agradecimiento al Consorcio Global Power System Transformation (G-PST), al Electric Power Research Institute (EPRI), a PGSTech (EMTP®) y a los fabricantes de tecnología Grid-Forming SMA Solar Technology AG y Huawei Digital Power por su valiosa colaboración en este trabajo.

### **DISCLAIMER**

Este documento ha sido elaborado exclusivamente por el Coordinador Eléctrico Nacional. Las simulaciones que aquí se presentan se desarrollaron utilizando modelos y controladores con capacidad Grid Forming (GFM), proporcionados por dos fabricantes en el marco de acuerdos de colaboración suscritos con esta institución.

La inclusión de estos modelos tiene un propósito exclusivamente técnico y analítico, y no constituye, en ningún caso, una recomendación, promoción ni respaldo del Coordinador respecto de fabricantes, tecnologías o soluciones específicas. El Coordinador mantiene su compromiso con el principio de neutralidad tecnológica, aplicable a todas sus actividades técnicas y regulatorias.

Cualquier referencia a productos o modelos particulares debe entenderse únicamente en el contexto de los estudios realizados, sin implicar preferencia sobre otras soluciones disponibles en el mercado.

## TABLA DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN .....	6
2	DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS.....	7
2.1	Definiciones .....	7
2.2	Acrónimos .....	8
3	REQUISITOS DE DESEMPEÑO PARA IBR GFM .....	9
3.1	Autonomía y sincronismo .....	9
3.2	Operación en Isla .....	9
3.3	Amortiguamiento de oscilaciones de frecuencia y tensión.....	9
3.4	Operación en condiciones de baja fortaleza de la red .....	10
3.5	Contribución de potencia activa y reactiva .....	10
3.6	Respuesta a señales de frecuencia y tensión .....	10
3.7	Control de potencia activa y respuesta ante desviaciones de frecuencia.....	11
3.8	Control de tensión y respuesta ante desviaciones, desbalances y fallas .....	11
3.8.1	Control de tensión .....	11
3.8.2	Comportamiento ante variaciones de tensión ( <i>Voltage-Ride-Through</i> ) .....	12
3.8.3	Respuesta ante desbalances del sistema .....	12
3.8.4	Respuesta ante fallas simétricas .....	12
3.8.5	Respuesta ante fallas asimétricas .....	13
3.9	Saltos de ángulo fase de tensión .....	13
3.10	Desempeño y requisito de sobredimensionamiento .....	13
4	CAPACIDADES Y CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA LA TECNOLOGÍA GFM .....	15
4.1	Partida en negro y restauración del sistema .....	15
4.2	Calidad de la potencia.....	16
5	MODELACIÓN Y PRUEBAS DE IBR GFM .....	17
5.1	Framework de pruebas.....	17
5.1.1	Banco de Pruebas 1: Máquina única con impedancia variable.....	17
5.1.2	Banco de Pruebas 2: Red simplificada con carga .....	17
5.1.3	Banco de Pruebas 3: Escaneo de Impedancia .....	19
5.2	Comportamiento esperado y criterios de éxito de los IBRs GFM.....	19
5.2.1	Criterios de éxito .....	20

5.2.2	Prueba 1: Pérdida de la última máquina síncrona (GFM en descarga) .....	22
5.2.3	Prueba 2: Pérdida de la última máquina síncrona (GFM en carga) .....	23
5.2.4	Prueba 3: Pérdida de la última máquina síncrona (prueba de límite).....	24
5.2.5	Prueba 4: Pérdida de la última máquina síncrona (balance de potencia).....	25
5.2.6	Prueba 5: RoCoF ascendente y descendente .....	26
5.2.7	Prueba 6: Reducción en escalones del SCR con falla (Barrido de SCR con falla).....	27
5.2.8	Prueba 7: Cambio en escalones del ángulo de fase (Saltos de fase).....	28
5.2.9	Prueba 8: Escaneo de Impedancia.....	29
6	SIMULACIONES DE <i>HARDWARE-IN-THE-LOOP</i> (HIL).....	30
6.1	Ensayo 1: Pérdida de la última máquina síncrona (inversor en carga) e inversor operando aisladamente .....	34
6.2	Ensayo 2: RoCoF ascendente y descendente.....	35
6.3	Ensayo 3: Barrido de SCR con falla .....	36
6.4	Ensayo 4: Saltos de fase.....	37
7	CONCLUSIONES.....	38
8	REFERENCIAS .....	39

## TABLA DE FIGURAS

Figura 1: Banco de Pruebas 1 utilizado para el modelo IBR GFM (ver [2]).	17
Figura 2: Banco de Pruebas 2 utilizado para el modelo IBR GFM (ver [2]).	18
Figura 3: Resultados de la Prueba 1 – Pérdida de la máquina sincrónica (GFM en descarga).	22
Figura 4: Resultados de la Prueba 2 – Pérdida de la máquina sincrónica (GFM en carga).	23
Figura 5: Resultados de la Prueba 3 – Pérdida de la máquina sincrónica (prueba de límite).	24
Figura 6: Resultados de la Prueba 4 – Pérdida de la máquina sincrónica (balance de potencia).	25
Figura 7: Resultados de la Prueba 5 - RoCoF ascendente y descendente.	26
Figura 8: Resultados de la Prueba 6 – Reducción en escalones del SCR con falla.	27
Figura 9: Resultados de la Prueba 7 – Cambio en escalones del ángulo.	28
Figura 10: Resultados de la Prueba 8 –Escaneo de impedancia (R & X)	29
Figura 11: Resultados de la Prueba 8 – Escaneo de impedancia (Magnitud y ángulo).	29
Figura 12: Vista frontal y trasera simulador RTDS.	30
Figura 13: Conexión de señales analógicas y digitales en Simulador Novacor 1.0 (RTDS Technologies).	31
Figura 14: Conexión de señales analógicas y digitales en el controlador físico.	31
Figura 15: Modelo eléctrico puente convertidor e interfaz entre entorno con paso de 1.25 $\mu$ s y entorno con paso de 50 $\mu$ s, en RSCAD.	32
Figura 16: Red de prueba en RSCAD.	33
Figura 17: Respuesta controlador físico a Ensayo 1.	34
Figura 18: Respuesta controlador físico a Ensayo 2.	35
Figura 19: Respuesta controlador físico a Ensayo 3.	36
Figura 20: Respuesta controlador físico a Ensayo 4.	37

## 1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está en un proceso de transformación profunda y de forma acelerada con el fin de alcanzar la carbono-neutralidad al año 2050. La red eléctrica chilena, que se ha caracterizado por la presencia de máquinas generadoras sincrónicas tradicionales, está transitando hacia una red dominada por recursos basados en inversores (Inverter-based resources – IBRs, por sus siglas en inglés). La necesidad de diseñar, probar e integrar las nuevas tecnologías habilitantes de la transición energética que garanticen una operación segura y eficiente de la red se vuelve cada vez más crítica. Los IBRs de “tipo seguidores” de red (o Grid-Following – GFL, por sus siglas en inglés), constituyen actualmente la tecnología dominante en plantas de energía renovable variables (ERV), como las solares fotovoltaicas y eólicas, así como en los sistemas de almacenamiento en base a baterías (Battery Energy Storage Systems – BESS, por sus siglas en inglés) instalados en el país. Sin embargo, actualmente en esta tecnología no es capaz de proveer los atributos que la red del futuro requiere para operar de manera confiable sistemas eléctricos 100% basados en energía renovable. Los IBRs de “tipo formadores” de red (o Grid-Forming– GFM, por sus siglas en inglés), presentan una solución prometedora para emular muchas de las capacidades técnicas que han proporcionado los generadores sincrónicos, particularmente cuando se combinan con una fuente de energía firme y estable.

La integración exitosa de la tecnología GFM en el sistema eléctrico chileno requiere definir las especificaciones técnicas y los framework de pruebas para la verificación y validación de esta tecnología. Establecer requisitos mínimos claros de desempeño técnico es esencial para permitir una integración segura y confiable de las plantas (ERV o BESS) en base a IBRs tipo GFM.

Este documento propone y describe requisitos mínimos de desempeño para IBR GFM basado en las mejores prácticas internacionales con miras a incorporarlos en la Norma Técnica chilena [1].

Esta propuesta, se sustenta en un framework de pruebas y simulaciones en el dominio del tiempo para validar y verificar el desempeño de las capacidades GFM en plantas BESS. Asimismo, se realizaron pruebas de hardware-in-the-loop (HIL) con un controlador GFM en el laboratorio de simulación en tiempo real del Coordinador. Los requisitos mínimos de desempeño propuestos, junto al framework de pruebas propuestos se basan principalmente en las referencias [2], [3], [4] y [5].

El presente trabajo se enmarca en las iniciativas y condiciones habilitantes para el proceso de transición energética definidas por el Coordinador en su *Hoja de Ruta para un Transición Energética Acelerada* [7].

## 2 DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

### 2.1 Definiciones

**Corriente Nominal de Corto Plazo (ISRC: *IBR Short Term Rated Current*)**: la capacidad de corriente temporal de corto plazo de un IBR que opera por encima de su corriente nominal continua durante un período limitado sin exceder la capacidad máxima absoluta de corriente del IBR.

**Fortaleza de la red**: término utilizado para describir cuánto y qué tan rápido cambian la tensión y la frecuencia de un sistema luego de una perturbación. Se puede definir como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y luego de una falla.

**Grid-Following**: modo de operación de un inversor donde se controla la inyección de corriente activa y reactiva en el punto de conexión, siguiendo la fase y frecuencia impuestas por la red externa.

**Grid-Forming**: modo de operación de un inversor donde se controla la magnitud y fase de la tensión en el punto de conexión de una planta basada en inversores sin necesidad de una referencia de tensión de la red externa. Más específicamente, GFM se refiere a una función para inversores que les permite actuar como una fuente de tensión controlando su propio fasor de tensión interno en el período de tiempo subtransitorio/transitorio. Se utiliza para regular la potencia activa y reactiva de acuerdo con las necesidades de la red, independientemente de la fortaleza del sistema y dentro de sus límites de corriente y energía.

**Recurso Basado en Inversores (IBR, por sus siglas en inglés)**: cualquier fuente de energía eléctrica que está conectada al sistema de transmisión (ST) a través de una interfaz de electrónica de potencia, y que consiste en una o más unidades de inversores capaces de exportar potencia activa desde una fuente de energía primaria o un sistema de almacenamiento de energía a un sistema de transmisión.

**Razón de Corto Circuito (SCR, por sus siglas en inglés)**: Es la razón entre la potencia aparente de una falla trifásica en un punto del sistema y la potencia nominal de la planta basada en inversores conectada en dicho punto. El SCR se calcula en cada punto de conexión de la siguiente forma:

$$SCR_{POI} = \frac{SCMVA_{POI}}{MW_{VER}}$$

Con:

$SCMVA_{POI}$ , la potencia de corto circuito en el punto de conexión sin la contribución de potencia de corto circuito de elementos IBR del tipo GFL.

$MW_{VER}$ , la potencia nominal de la planta IBR-GFL conectada en el punto de conexión.

**Razón de Corto Circuito Equivalente con factores de interacción (ESCR<sup>1</sup>, por sus siglas en inglés, también conocida como SCRIF):** Es la razón entre la potencia aparente de una falla trifásica en un punto del sistema y la sumatoria de todas las potencias de plantas IBR-GFL del sistema ponderadas por su factor de interacción (IF) respecto de esa barra (o de su distancia eléctrica a la misma).

$$ESCR_i = \frac{S_i}{P_i + \sum_j (IF_{ij} P_j)}$$

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

Con:

$ESCR_i$ : la razón de corto circuito equivalente en la barra “i”.

$S_i$ : la potencia de corto circuito sincrónico trifásica en la barra “i”.

$P_i$ : la potencia de la planta IBR-GFL conectada directamente en la barra “i”.

$P_j$ : la potencia de la planta IBR-GFL conectada en la barra “j” a cierta distancia eléctrica de la barra “i”.

$IF_{ij}$ : la razón entre el cambio de tensión en la barra “i” debido a un cambio de tensión en la barra “j”.

## 2.2 Acrónimos

1. **BESS:** Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía en base a Baterías).
2. **EMT:** Electromagnetic Transients (Transitorios Electromagnéticos).
3. **EMTP®:** Electromagnetic Transients Program (Programa de Transitorios Electromagnéticos).
4. **ERV:** Energías Renovables Variables.
5. **ESCR:** Equivalent Short-Circuit Ratio. También conocido como SCRIF.
6. **GFL:** Grid-Following (Seguidor de Red).
7. **GFM:** Grid-Forming (Formador de Red).
8. **HIL:** Hardware-in-the-loop.
9. **IBR:** Inverter-based Resource (Recurso Basado en Inversores).
10. **ISRC:** Short-Circuit Ratio Current (Corriente Nominal de Corto Circuito del IBR).
11. **OEM:** Original Equipment Manufacturer (Fabricante de Equipo Original).
12. **ROCOF:** Rate of Change of Frequency (tasa de cambio de la frecuencia en Hz/s).
13. **SCR:** Short-Circuit Ratio (Relación de Cortocircuito).
14. **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional

---

<sup>1</sup> No confundir con “Effective Short Circuit Ratio”, usado en el contexto de sistemas HVDC-LCC.

### **3 REQUISITOS DE DESEMPEÑO PARA IBR GFM**

Los requisitos definidos a continuación aplican a nivel de plantas ERV o BESS en base a inversores GFM, en adelante IBRs GFM. Se espera que los IBRs GFM cumplan con todos los requisitos de IBRs GFL, a menos que estos entren en conflicto con los siguientes requisitos:

#### **3.1 Autonomía y sincronismo**

Los IBRs GFM deberán responder de manera autónoma y mantener el sincronismo con la red, con y sin el apoyo de máquinas síncronas y otros IBRs, ante cambios de frecuencia y tensión en el periodo de tiempo subtransitorio/transitorio, independientemente de la fortaleza de red del sistema, sin exceder sus límites de capacidad de corriente.

Los IBRs GFM deben mantener una operación estable bajo condiciones de SCR muy bajas o incluso en sistemas pasivos, según lo definido por el operador del sistema, tanto durante condiciones normales como cuando está sujeto a perturbaciones del sistema eléctrico. Adicionalmente, un IBR GFM debe proporcionar soporte de fortaleza del sistema a los IBRs GFL cercanos, mejorando su estabilidad y desempeño durante y posterior a perturbaciones en el sistema eléctrico.

#### **3.2 Operación en Isla**

Los IBRs GFM deberán ser capaces de operar de manera estable durante condiciones de operación en isla o durante la desconexión de la última máquina síncrona disponible en la red, proporcionando soporte de tensión y frecuencia sin exceder su límite de corriente de sus IBRs. Los IBRs GFM también deberán mantener una operación estable con otros IBRs, GFL o GFM, cuando no haya máquinas síncronas presentes. Los IBRs GFM deberán transitar de forma suave y estable de una operación en red a una operación en isla y viceversa.

#### **3.3 Amortiguamiento de oscilaciones de frecuencia y tensión**

Los IBR GFM deberán proporcionar amortiguamiento en su inyección de potencia activa y reactiva luego de una perturbación, no excediendo los límites de corriente de sus IBRs.

Los IBRs GFM deberán ser capaces de ajustar sus sistemas de control de manera que, luego de una perturbación, su potencia de salida (activa y reactiva) esté adecuadamente amortiguada para prevenir el inicio de interacciones adversas u oscilaciones. Si ocurre una resonancia u oscilación, el IBR GFM deberá proporcionar amortiguamiento dentro de sus capacidades, utilizando señales medidas locales y sin necesidad de observabilidad de la red ni de los algoritmos de control de otros dispositivos conectados al sistema eléctrico.

Los parámetros de amortiguamiento para los IBRs GFM deben determinarse y ajustarse basándose en las características de la red con el fin de mejorar la estabilidad general del sistema.

Se espera que los IBRs GFM proporcionen un amortiguamiento no negativo a la red dentro de un rango de frecuencias de resonancias eléctricas típicas de la red para prevenir el inicio de interacciones adversas u oscilaciones, y para no introducir nuevos modos oscilatorios inestables ni exacerbar los modos oscilatorios existentes en el sistema eléctrico. El rango de frecuencias puede ir desde los 0.1 Hz hasta varios KHz, dependiendo de si se trata de fenómenos oscilatorios sistémicos del tipo interárea, locales de planta, resonancias subsíncronas, interacciones subsíncronas de controles o interacciones rápidas entre controles de plantas o instalaciones IBR.

### **3.4 Operación en condiciones de baja fortaleza de la red**

Los IBRs GFM deberán operar de manera estable cuando estén conectados a una red débil ( $SCR < 3$ ). La fortaleza del sistema es un término utilizado para describir cuánto y qué tan rápido cambian la tensión y la frecuencia de un sistema luego de una perturbación. La fortaleza del sistema puede impactar los ajustes de los algoritmos de control en los IBRs. Los IBRs GFL convencionales pueden estar sujetos a desafíos y restricciones operativas en sistemas de baja fortaleza. Los IBRs GFM en redes débiles, por su parte, deberán operar de manera estable dentro de los límites y capacidades de sus equipos.

### **3.5 Contribución de potencia activa y reactiva**

Los IBRs GFM deberán compartir de forma autónoma la potencia activa y reactiva con otros recursos de generación utilizando los principios de estatismo de frecuencia y tensión, respectivamente, de manera similar a la operación de los generadores síncronos convencionales o los IBRs GFL.

Las características de estatismo de frecuencia y tensión, el tiempo de respuesta y los ajustes de banda muerta deberán ser ajustables, según lo definido por el operador del sistema, para satisfacer las necesidades del sistema, asegurando que no se excedan los límites de capacidad de corriente de la planta inversora.

### **3.6 Respuesta a señales de frecuencia y tensión**

Al igual que los IBR GFL, los IBRs GFM podrían requerirse para el control de tensión o control secundario de frecuencia por lo que deberán ser capaces de recibir una señal externa del operador del sistema para gestionar la inyección de potencia activa y reactiva, o las consignas de tensión. Al recibir nuevas consignas, se espera que el IBR GFM alcance y mantenga la nueva condición de estado estacionario dentro periodo de tiempo especificado por el operador del sistema, manteniéndose dentro de los límites nominales del IBR GFM.

### **3.7 Control de potencia activa y respuesta ante desviaciones de frecuencia**

Los IBRs GFM deberán proporcionar control de frecuencia instantáneo durante eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia. Esto se logra manteniendo un fasor de tensión interno constante durante el periodo de tiempo subtransitorio/transitorio, sin exceder los límites de capacidad de corriente de los inversores ni los requisitos de capacidad de operación ante variaciones de frecuencia del sistema.

Se espera que los IBRs GFM modulen la potencia activa según sea necesario durante y después de un evento de excursión de frecuencia fuera del rango normal para ayudar en la recuperación y estabilidad de la frecuencia. En el periodo de tiempo subtransitorio, se espera que la potencia a inyectar tenga un efecto de oposición al cambio de frecuencia, sujeto a los límites físicos del equipo y el recurso o fuente de energía disponible del IBR GFM. Este comportamiento puede manifestarse como una forma de respuesta inercial o respuesta rápida de frecuencia y puede ayudar en la reducción de la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés) de la red. Más allá del periodo de tiempo subtransitorio, se espera que el IBR GFM responda a los ajustes de frecuencia mediante controladores internos o externos para compartir potencia (estatismo) con otros recursos. En periodos de tiempo más largos, y dependiendo del recurso de energía disponible del IBR GFM, se podría restringir la capacidad de entregar potencia activa de forma sostenida.

### **3.8 Control de tensión y respuesta ante desviaciones, desbalances y fallas**

Los IBR GFM deberán contribuir al nivel de cortocircuito en el periodo subtransitorio/transitorio de acuerdo con configuración del sistema, proporcionando corrientes de secuencia positiva y negativa según el tipo de perturbación, sin exceder los límites de corriente de los inversores. Los límites de corriente y la inyección de corriente transitoria deben ser ajustables.

#### **3.8.1 Control de tensión**

Los IBR GFM deberán proporcionar soporte de tensión autónomo casi instantáneo durante condiciones de estado estable y post-falla, manteniendo un fasor de tensión interno constante en el periodo de tiempo subtransitorio/transitorio, sin exceder los límites de corriente de los inversores, la curva de capacidad P-Q y el requisito de comportamiento ante variaciones de tensión (*Voltage-Ride-Through*).

Los IBR GFM deberán tener un control de tensión ajustable: la curva de capacidad PQ, los parámetros de corriente reactiva rápida, el tiempo de respuesta, la caída y la banda muerta del control de regulación de voltaje deben ser definidos y ajustables por el operador del sistema según las necesidades del sistema, sin exceder los límites de corriente de los inversores.

### **3.8.2 Comportamiento ante variaciones de tensión (*Voltage-Ride-Through*)**

Los IBRs GFM deberán ser capaces de operar de forma estable durante eventos que resulten en condiciones de operación donde la tensión esté fuera de sus límites normales, inyectando corriente durante y posterior a una caída de tensión con el fin de apoyar en la recuperación de la tensión.

La corriente inyectada deberá oponerse al cambio de tensión en los terminales del IBR GFM, dentro de las limitaciones físicas del equipo. Se espera que el IBR GFM continúe inyectando corriente dentro de sus valores nominales durante todo el evento o perturbación. Esta inyección de corriente está destinada a apoyar la estabilidad de todo el sistema, considerando las limitaciones y capacidades del IBR GFM.

Durante e inmediatamente después de un evento importante en la red (por ejemplo: un cortocircuito en una línea del segmento de transmisión nacional, la desconexión una unidad generadora de gran tamaño, etc.), el IBR GFM deberá evitar que su corriente, potencia activa, energía o cualquier otra variable crítica exceda, incluso momentáneamente, una capacidad máxima preespecificada. En la medida de lo posible, siempre que el IBR GFM no haya encontrado aún ninguna restricción relacionada con el equipo y, por lo tanto, no necesite emplear autoprotección, el IBR GFM debe mantener su comportamiento grid-forming durante e inmediatamente después del evento y operar de manera predecible priorizando la estabilidad de todo el sistema. En la medida de lo posible, si se cumplen primero las prioridades de autoprotección y estabilidad del sistema, los IBRs GFM deberán volver a sus consignas preestablecidas de potencia activa y/o reactiva después de un evento importante en la red.

### **3.8.3 Respuesta ante desbalances del sistema**

Los IBRs GFM no deben oponerse ni impedir el flujo de corriente de secuencia negativa para niveles pequeños de desbalance de tensión. Si la provisión de grandes cantidades de corriente de secuencia negativa introduce estrés en el equipo, se podrá permitir la reducción o limitación de la magnitud de la corriente de acuerdo con lo requerido por el operador del sistema. En tal caso, se podrá imponer un límite de corriente de secuencia negativa además del límite de corriente total.

Los IBRs GFM deberán proporcionar corriente de secuencia negativa dentro de su capacidad de corriente de secuencia negativa y su capacidad de corriente total para facilitar el balance de tensión. Además, la provisión de corriente de secuencia negativa del GFM podrá ayudar a los dispositivos de protección existentes en la detección de fallas desbalanceadas. Las protecciones asimétricas del IBR podrán actualizarse de ser necesario para permitir la circulación de corriente de secuencia negativa mientras se opere en modo GFM.

### **3.8.4 Respuesta ante fallas simétricas**

Durante fallas simétricas, se espera que un IBR GFM mantenga una tensión interna balanceada en la medida de lo posible dentro de sus límites físicos. Además, el IBR GFM debe inyectar corriente

para contrarrestar el cambio de tensión hasta su corriente nominal de cortocircuito máxima (ISRC, por sus siglas en inglés).

El IBR GFM debe ser capaz de regular la tensión y la frecuencia para la ISCR de diseño. Las especificaciones del IBR GFM deberán indicar la magnitud y duración de la ISRC que permita al IBR GFM soportar la operación de protecciones o eventos que produzcan, por ejemplo, corrientes de inrush producto de la energización de transformadores y el arranque de motores.

El propósito de este requisito es satisfacer las necesidades de protección (selectividad, sensibilidad y coordinación), incluyendo elementos de sobrecorriente, distancia y direccionales. Después del despeje de la falla, se espera que el IBR GFM apoye la estabilidad de otros dispositivos en la red.

### **3.8.5 Respuesta ante fallas asimétricas**

Durante fallas asimétricas, los IBRs GFM deberán mantener una tensión balanceada tanto como sea posible dentro de sus límites físicos. Como resultado, el IBR GFM debe inyectar naturalmente corrientes desbalanceadas, incluyendo corrientes de secuencia negativa.

## **3.9 Saltos de ángulo fase de tensión**

Los IBRs GFM deberán absorber o inyectar potencia activa y reactiva para resistir cambios en el ángulo de fase de la tensión de secuencia positiva, siempre que no se excedan los límites del equipo.

El ángulo de fase máximo que se espera que un IBR GFM pueda soportar depende de la red y debe ser definido por el operador del sistema en discusión con el fabricante del equipo (OEM) y el propietario de la planta (por ejemplo: hasta 60 grados).

Se podrá especificar un ángulo máximo adicional de respuesta lineal (por ejemplo: 10 grados). En este ángulo, la respuesta del IBR GFM no se deberá saturar, sino que dependerá de la reserva de corriente de corto plazo disponible.

### **3.10 Desempeño y requisito de sobredimensionamiento**

Algunos de los requisitos de desempeño dependen en gran medida de la corriente nominal del IBR GFM, más específicamente, de la existencia de una capacidad de corriente adicional por razones de estabilidad. Esta capacidad adicional puede ser de corriente activa o reactiva, y en el caso de la corriente activa, se requiere de una reserva de energía en el lado de corriente continua (por ejemplo, un BESS).

Incluso bajo operación normal, la provisión de corrientes asimétricas (sección 3.8) requiere un margen en la corriente, ya que al menos una fase tendría que proporcionar una corriente más alta para contrarrestar la asimetría.



En condiciones anormales de operación, la respuesta para algunos requisitos podría depender de la capacidad de corriente para mantener la característica de fuente de tensión, y el no contar con esta capacidad podría ser perjudicial para la estabilidad del sistema.

El beneficio de contar con una capacidad o sobrecapacidad de corriente garantizada podría tener un costo adicional. Por otro lado, la falta de dicha sobrecapacidad garantizada podría impedir resolver problemas de estabilidad en determinadas condiciones.

## 4 CAPACIDADES Y CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA LA TECNOLOGÍA GFM

Los requisitos técnicos definidos en la sección 3 corresponden a atributos y capacidades básicas (*core capabilities*) que, independiente de los establecido en 3.10, no necesariamente requieren de un sobredimensionamiento del IBR GFM ni exceder las capacidades de corrientes máximas de sus componentes.

A continuación, se definen requisitos adicionales que podrían requerir un sobredimensionamiento del IBR GFM por sobre de los estándares aceptables para este tipo de instalaciones.

### 4.1 Partida en negro y restauración del sistema

Dependiendo de las necesidades y características del sistema, se podrá requerir que algunos IBRs GFM sean diseñados y programados para proporcionar servicios de partida o arranque en negro. De implementarse, estos servicios de partida en negro deben coordinarse con el operador de la red para ayudar en la restauración del sistema desde condiciones de apagón parcial o total. Sin embargo, no se espera que todos los IBRs GFM proporcionen servicios de partida en negro, ya que esto puede requerir hardware, diseño y funcionalidades adicionales que pueden causar sobredimensionamiento y costos adicionales y requerir una coordinación especial con el operador del sistema.

Los IBRs GFM designados para servicios de partida en negro deben ser diseñados con las siguientes capacidades:

1. Arranque Independiente: deben ser capaces de arrancar y establecer tensión sin ningún soporte externo.
2. Suministro de Corriente de Inrush: deben suministrar la corriente de inrush requerida para la energización de transformadores, cargas y otros componentes, dentro de los límites de corriente de diseño del IBR GFM, los que deberán ser definidos por el operador del sistema. Este paso es crucial en las operaciones de partida en negro, ya que pueden producirse corrientes de inrush significativas, especialmente de transformadores y cargas de motores. Para ayudar en la restauración del sistema, puede ser beneficioso arrancar las cargas suavemente aumentando gradualmente la tensión de salida a una tasa programable.
3. Referencia de Tensión Estable: deben proporcionar una referencia de tensión estable para que otros IBRs GFM y GFL, así como otros recursos, se sincronicen, facilitando así una restauración suave del sistema. Esto incluye la sincronización con otras partes restauradas de la red. Algunos IBRs GFM también deberán configurarse para sincronizar su tensión y ángulo de fase con un GFM primario que proporciona la forma de onda de tensión para todo el sistema.

4. Operación en Paralelo para Partida en Negro Colectiva: si están diseñados para operar en paralelo con otros IBRs GFM de partida en negro, los IBRs GFM deberán ser capaces de lograr un arranque en negro colectivo. Esta capacidad es opcional y necesaria solo cuando se utilizan múltiples IBRs GFM para el arranque en negro debido a una carga base que excede la capacidad de un solo IBR GFM. Si bien esta funcionalidad puede introducir complejidad adicional, mejora la flexibilidad y resiliencia del sistema.
5. Reserva y Capacidad de Energía: se debe definir con claridad la reserva de energía y capacidad requeridas y su ubicación para asegurar una alta disponibilidad del servicio.

#### **4.2 Calidad de la potencia**

Debido a sus características de fuente de tensión, se espera que los IBRs GFM reduzcan pasivamente la distorsión armónica de tensión dentro del sistema eléctrico mediante la inyección de corrientes armónicas en su punto de interconexión. Dependiendo de las características y necesidades del sistema, puede que no se requiere que los IBRs GFM mitiguen activamente los armónicos de tensión originados en el lado de la red de CA.

Los IBRs GFM deben proporcionar una supresión activa ajustable de armónicos de bajo orden y parpadeo (flicker).

## 5 MODELACIÓN Y PRUEBAS DE IBR GFM

Adicionalmente a los requisitos estándares de modelación fasorial o RMS, los IBRs GFM deberán ser modelados y probados con herramientas de simulación de Transitorios Electromagnéticos (EMT, por sus siglas en inglés) para asegurar que los eventos se representen y estudien adecuadamente en un amplio rango de frecuencia. Para este propósito, se propone el siguiente framework de pruebas EMT [2].

### 5.1 Framework de pruebas

#### 5.1.1 Banco de Pruebas 1: Máquina única con impedancia variable

El sistema utilizado para esta prueba consiste en una fuente de tensión ideal conectada al IBR GFM que se está probando a través de una impedancia serie controlable, así como un componente de falla de impedancia variable (ver Figura 1). La fuente deberá tener entradas para tensión (incluyendo magnitud, fase y frecuencia). Además, la impedancia serie deberá ser ajustable para permitir la fortaleza de red y la tensión deseadas en el punto de conexión. Para todas las pruebas en esta sección, se utiliza un modelo de planta BESS como IBR GFM.

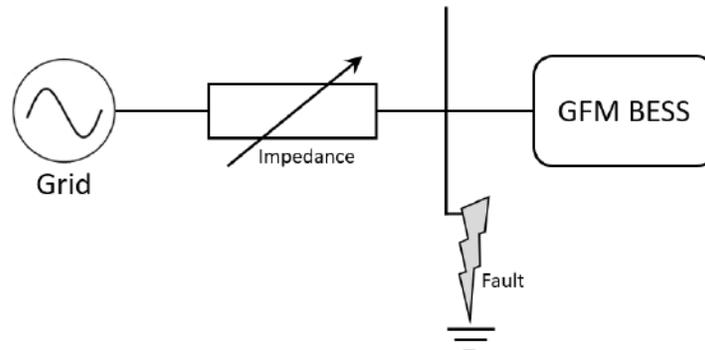


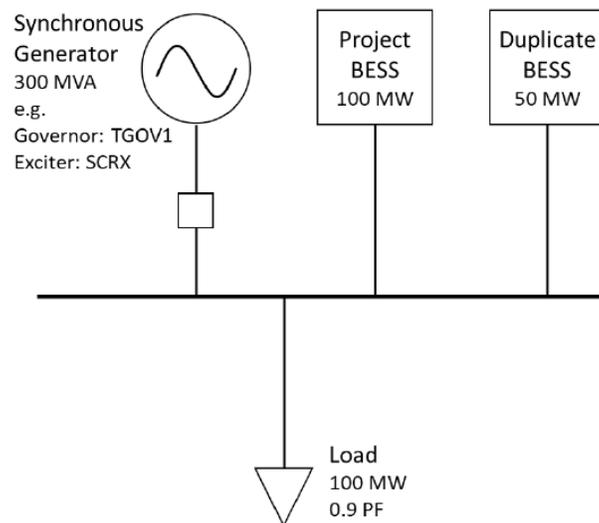
Figura 1: Banco de Pruebas 1 utilizado para el modelo IBR GFM (ver [2]).

#### 5.1.2 Banco de Pruebas 2: Red simplificada con carga

El sistema utilizado para esta prueba consiste en los siguientes componentes conectados a un único bus sin ninguna impedancia (ver Figura 2):

- Un generador sincrónico con un modelo simple de sistema de excitación (por ejemplo, SCRX) y un modelo simple de turbina-gobernador (por ejemplo, TGOV1), con interruptor para desconectar el generador.
- Una carga de impedancia constante con componentes de potencia activa y reactiva (inductiva), con un factor de potencia máximo de 0,9.

- El modelo de planta Grid-forming (GFM) bajo prueba.
- Un duplicado del modelo de planta GFM, dimensionado en o cerca de la mitad de los MVA y MW del modelo original (de capacidad nominal completa). Se asume que la planta GFM de capacidad nominal completa representa el dispositivo que se está probando, sin embargo, tanto los modelos de capacidad nominal completa como de media capacidad son necesarios para confirmar el desempeño esperado del dispositivo. Se pueden usar modelos separados para cada uno, o un modelo puede reducirse proporcionalmente a la mitad de su capacidad nominal si es apropiado. El modelo de media capacidad se utiliza en estas pruebas para demostrar la coordinación efectiva entre múltiples dispositivos GFM y para permitir que una planta sea despachada a su límite mientras la otra gestiona el balance de la carga.



*Figura 2: Banco de Pruebas 2 utilizado para el modelo IBR GFM (ver [2]).*

La capacidad nominal combinada en MVA de los modelos de plantas GFM debe ser suficiente para abastecer completamente la carga cuando el generador síncrono está desconectado. Además, la capacidad nominal en MVA del generador síncrono debe ser adecuada para abastecer simultáneamente la demanda y cargar ambas plantas GFM a su máxima potencia de carga nominal. Para este sistema de prueba, ambos modelos de plantas GFM deben operar en modo de control de tensión con ajustes de estatismo de tensión y frecuencia y puntos de ajuste idénticos. Todos los ajustes de protección en la planta GFM deben coincidir con los equipos planificados para la instalación en campo. Sin embargo, estos ajustes deben configurarse tan ampliamente como sea posible dentro de las capacidades y límites nominales del equipo, ya que las pruebas están diseñadas para llevar a la planta GFM a soportar eventos extremos de frecuencia, tensión y salto de fase.

### **5.1.3 Banco de Pruebas 3: Escaneo de Impedancia**

Esta prueba tiene como objetivo proporcionar una caracterización de la impedancia interna de plantas GFM, así como de la red a la cual se conectan, en el punto de conexión a medida que varía la frecuencia. La referencia [2] proporciona detalles del mecanismo de escaneo en función de la frecuencia de la red. Si bien esta caracterización en sistemas de gran escala es un área de investigación y desarrollo, existen herramientas EMT que permiten realizar dicho barrido en distintos marcos de referencia, utilizando variables de secuencia o variables DQ. Mediante la inyección basada en secuencia, se pueden extraer impedancias de secuencia (secuencia positiva, negativa y cero). De manera similar, utilizando variables DQ, se puede obtener un modelo de impedancia/admitancia DQ.

Esta prueba debe realizarse para comprender el desempeño dinámico general del sistema, así como la detección posibles fenómenos complejos que se podrían aparecer en sistemas dominados por IBRs, tales como oscilaciones sub-síncronas o torsionales, interacción no deseada entre sistemas de control, o resonancias.

La impedancia del GFM entrega información valiosa sobre su respuesta en un amplio espectro de frecuencias, lo que es clave particularmente considerando el carácter de confidencial (caja negra) de los modelos aportados por los fabricantes para realizar estudios, homologaciones y validaciones.

Se recomienda que el rango de frecuencia a escanear se encuentre al menos entre 1 y 100 Hz.

## **5.2 Comportamiento esperado y criterios de éxito de los IBRs GFM**

Esta sección presenta los resultados de las pruebas de simulación realizadas en el software EMTP® para el framework de pruebas propuesto en 5.1 para dos modelos diferentes de IBR GFM: un modelo EMT genérico (GMO, por las siglas en inglés para “Generic Model”) disponible en la biblioteca del software EMTP® y un modelo EMT provisto por el fabricante SMA Solar Technology AG (OEM) puesto a disposición del Coordinador Eléctrico Nacional para efectos de validación de la tecnología GFM.

Se espera que los IBRs GFM que se integrarán al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) presenten un comportamiento dinámico similar o mejor al mostrado en esta sección para asegurar que se cumplan las especificaciones técnicas establecidas en el presente documento.

Las pruebas 1 a 4 utilizan el sistema del Banco de Pruebas 2 (ver subsección 5.1.2) y consideran la desconexión repentina de la máquina sincrónica bajo diferentes condiciones de operación. Estas pruebas están diseñadas para verificar la estabilidad y el reparto de carga entre inversores en un sistema que depende completamente de IBRs. Más detalles sobre las pruebas 1-4 se encuentran en [2].

Las pruebas 5 a 7 utilizan el sistema del Banco de Pruebas 1 (ver subsección 5.1.1):

- Prueba 5: destinada a evaluar la estabilidad de la planta GFM en respuesta a cambios de frecuencia en ambas direcciones (aumento y disminución de frecuencia).
- Prueba 6: destinada a evaluar la estabilidad de la planta GFM ante eventos de cortocircuito considerando diferentes SCRs en el punto de interconexión.
- Prueba 7: esta prueba aplica sucesivos cambios de escalón al ángulo de la fuente de tensión externa para que se pueda evaluar el tiempo de respuesta y la magnitud de la potencia activa.

Más detalles sobre las pruebas 5-7 se encuentran en [2]-[3].

La prueba 8 utiliza el banco de prueba similar al sistema 1, en donde una planta GFM se conecta a una fuente de tensión ideal a través de una impedancia serie controlable, junto con el medidor de impedancia en la dirección del dispositivo GFM a escanear. Más detalles sobre la modelación se encuentran en [2].

### **5.2.1 Criterios de éxito**

#### **I. Pruebas 1-4: Respuesta ante desconexión de la última máquina síncrona.**

##### Previa a la desconexión de la máquina síncrona:

- a. Los IBRs GFM coinciden con los niveles despachados.
- b. La salida de potencia activa del generador sincrónico coincide con el resto de la carga.
- c. La frecuencia es de 50 Hz.
- d. La tensión en el nodo de carga (220 kV) está dentro del rango de  $\pm 5$  % del nominal.
- e. Las formas de onda de tensión y corriente de fase no están distorsionadas.
- f. No hay oscilaciones presentes en las variables RMS.
- g. La potencia reactiva de los dispositivos debe estar dentro de sus límites.

##### Posterior a la desconexión de la máquina síncrona:

- a. La salida de los IBRs GFM está bien controlada sin oscilaciones de frecuencia/tensión.
- b. La tensión se estabiliza en un punto de operación estable.
- c. La tensión final se ajusta en función del droop y banda muerta.
- d. La frecuencia se estabiliza en un punto de operación estable.
- e. La frecuencia final se ajusta en función del droop y banda muerta.
- f. Las oscilaciones se amortiguan adecuadamente.
- g. La distorsión observada en las variables de fase se disipa con el tiempo.
- h. La potencia activa se ajusta inmediatamente para cumplir con el requisito de carga y se estabiliza de acuerdo con su ajuste de droop.
- i. La respuesta de la potencia reactiva es inmediata y se estabiliza de acuerdo con el droop de tensión.

- j. La tensión no debe desviarse más allá de los límites establecidos en la NTSyCS durante toda la prueba.

#### **II. Prueba 5: Respuesta ante variaciones de frecuencia.**

- a. La salida de los IBRs GFM está bien controlada sin oscilaciones significativas de frecuencia/tensión.
- b. La tensión se estabiliza en un punto de operación estable cuando la frecuencia no aumenta/disminuye.
- c. La potencia activa se estabiliza en función del droop de frecuencia y los ajustes de banda muerta cuando la frecuencia no aumenta/disminuye.
- d. Las oscilaciones deben amortiguarse adecuadamente.

#### **III: Prueba 6: Respuesta ante fallas.**

- a. La potencia activa y reactiva del IBR GFM debe estar bien controlada y la planta no debe desconectarse ni reducir la potencia durante un período prolongado hasta el SCR mínimo en la prueba.
- b. La tensión debe recuperarse a los niveles y en los tiempos establecidos en la NTSyCS.

#### **IV. Prueba 7: Respuesta ante cambios en el ángulo de fase de la tensión.**

- a. La potencia activa instantánea de salida de la planta debe responder rápidamente para oponerse al cambio de ángulo para cada uno de los saltos de ángulo de fase de tensión, con un cambio de potencia activa peak de al menos 0,2 pu sobre la base de potencia activa nominal.
- b. Para cada uno de los saltos de ángulo de fase de voltaje de 10 grados, el tiempo de respuesta al 90% del cambio inicial en la potencia activa instantánea debe ocurrir dentro de los 15 ms.
- c. La potencia activa se estabiliza al nivel previo a la perturbación poco después de todos los saltos de fase.
- d. Cualquier oscilación deberá ser compensada.
- e. Cualquier distorsión observada en las variables de fase deberá disiparse con el tiempo.

#### **V. Prueba 8: Escaneo de Impedancia.**

Esta prueba es informativa y proporciona una visión general de posibles riesgos de interacciones no deseadas u oscilaciones entre el IBR GFM y la red para un amplio rango de frecuencias.

### 5.2.2 Prueba 1: Pérdida de la última máquina sincrónica (GFM en descarga)

En esta prueba, la máquina sincrónica está suministrando el 100% de la potencia reactiva a la carga, mientras que la planta del proyecto está despachada al 20% de su límite máximo de potencia de descarga y la planta duplicada está despachada al 20% de su límite máximo de potencia de descarga. La carga se establece al 100% del límite de potencia activa del proyecto, con un factor de potencia de 0,95.

La contingencia simulada es la desconexión repentina del generador sincrónico en  $t=3s$ . Los resultados de la simulación para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 3.

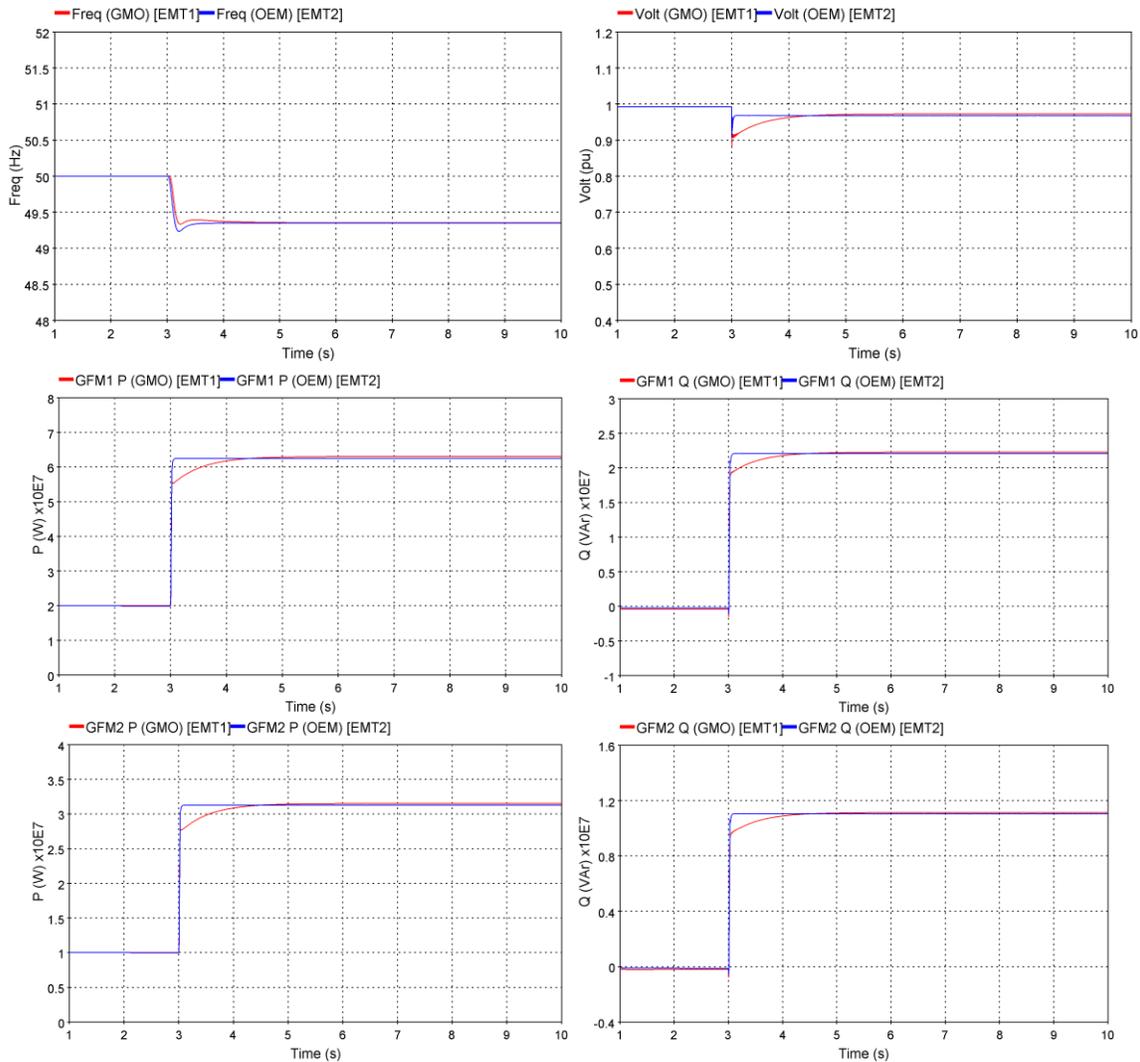


Figura 3: Resultados de la Prueba 1 – Pérdida de la máquina sincrónica (GFM en descarga).

### 5.2.3 Prueba 2: Pérdida de la última máquina sincrónica (GFM en carga)

En esta prueba, la máquina sincrónica está suministrando el 100% de la potencia reactiva a la carga, mientras que la planta del proyecto está despachada al 50% de su límite máximo de potencia de carga y la planta duplicada está despachada al 50% de su límite máximo de potencia de carga. La carga se establece al 50% del límite de potencia activa del proyecto, con un factor de potencia de 0,95.

La contingencia simulada es la desconexión repentina del generador sincrónico en  $t=3s$ . Los resultados de la simulación para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 4.

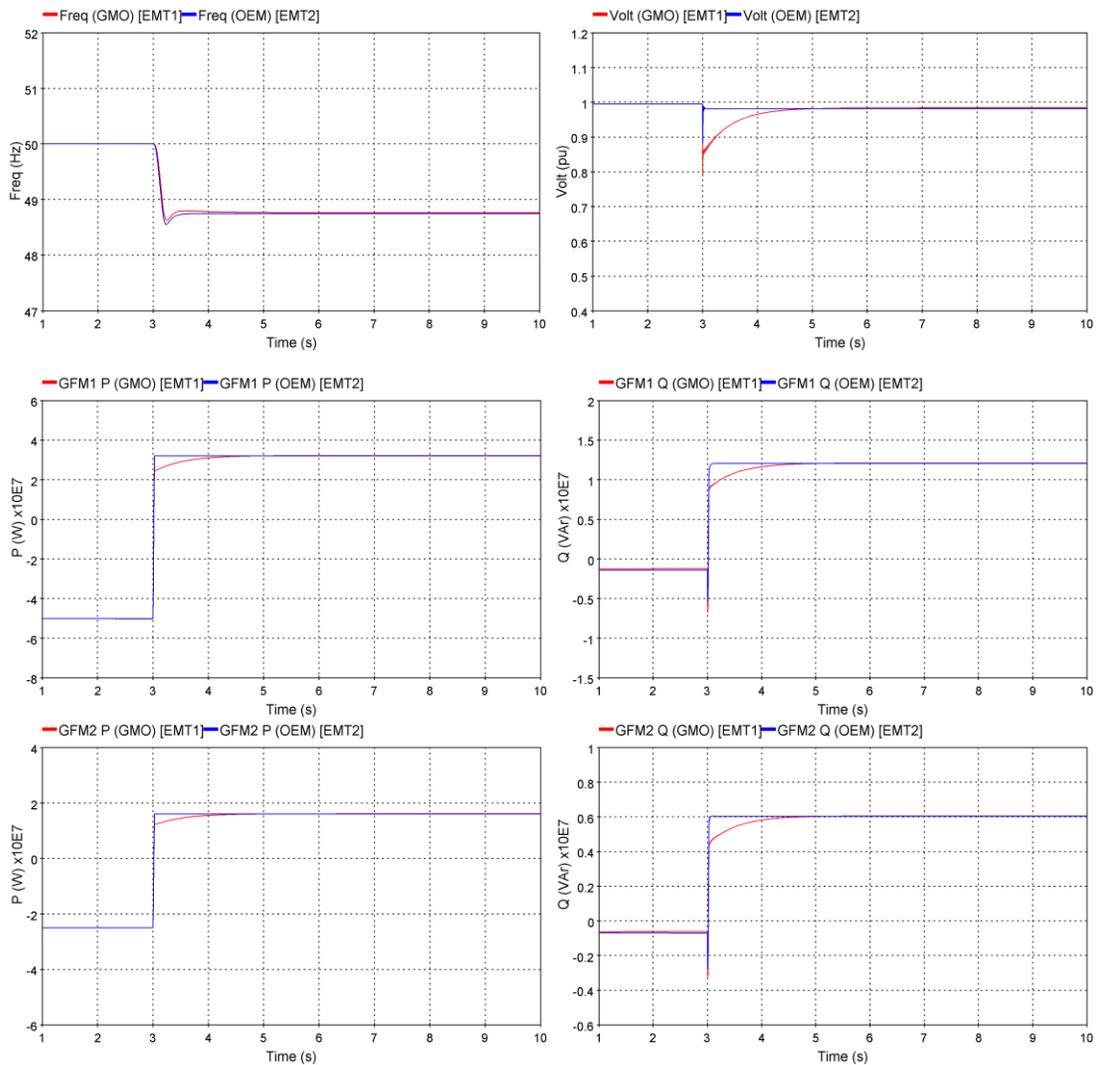


Figura 4: Resultados de la Prueba 2 – Pérdida de la máquina sincrónica (GFM en carga).

### 5.2.4 Prueba 3: Pérdida de la última máquina síncrona (prueba de límite)

En esta prueba, la máquina síncrona está suministrando el 100% de la potencia reactiva a la carga, mientras que la planta del proyecto está despachada a 0 MW y la planta duplicada está despachada al 100% de su límite máximo de potencia de descarga. La carga se establece al 100% del límite de potencia activa del proyecto, con un factor de potencia de 0,95.

La contingencia simulada es la desconexión repentina del generador síncrono en  $t=3s$ . Los resultados de la simulación para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 5.

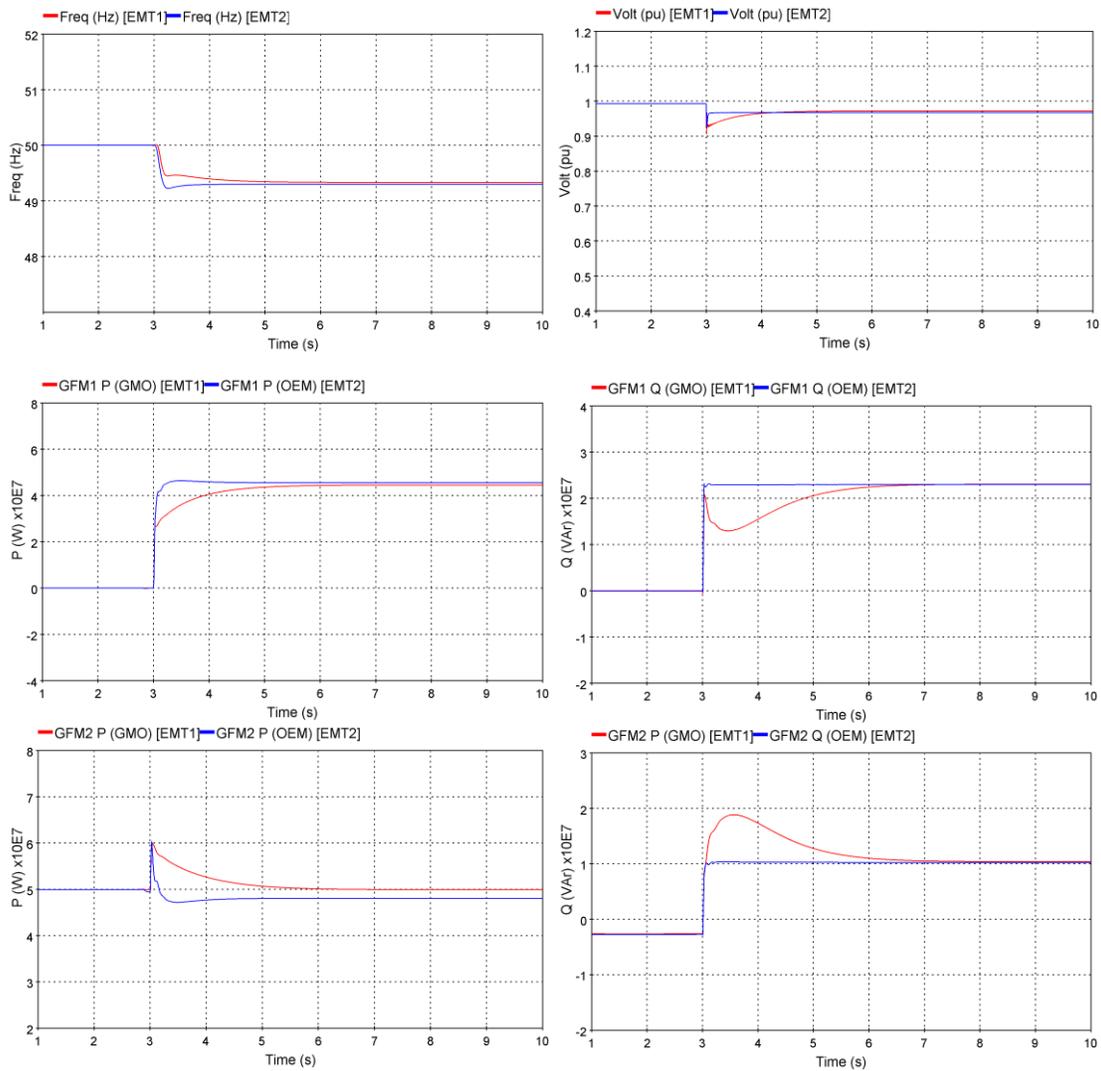


Figura 5: Resultados de la Prueba 3 – Pérdida de la máquina síncrona (prueba de límite).

### 5.2.5 Prueba 4: Pérdida de la última máquina sincrónica (balance de potencia)

En esta prueba, la máquina sincrónica está suministrando el 100% de la potencia reactiva a la carga, mientras que la planta del proyecto está despachada al 50% de su límite máximo de potencia de descarga y la planta duplicada está despachada al 50% de su límite máximo de potencia de descarga. La carga se establece al 75% del límite de potencia activa del proyecto, con un factor de potencia de 0,95.

La contingencia simulada es la desconexión repentina del generador sincrónico en  $t=3s$ . Los resultados de la simulación para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 6.

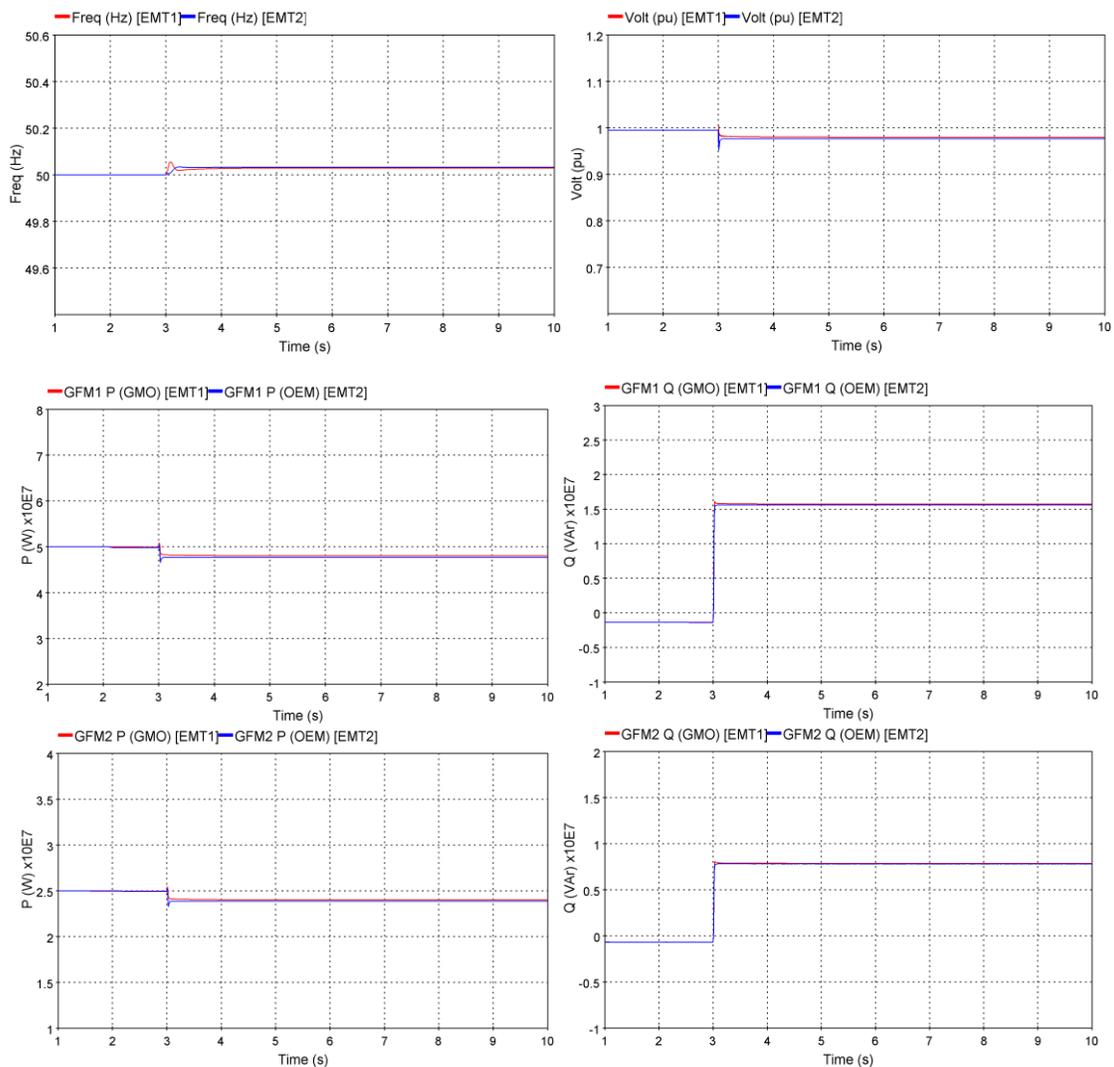


Figura 6: Resultados de la Prueba 4 – Pérdida de la máquina sincrónica (balance de potencia).

### 5.2.6 Prueba 5: RoCoF ascendente y descendente

En esta prueba, el SCR (Relación de Cortocircuito) en el punto de conexión se establece en 10, y la relación X/R equivalente del sistema se establece en 6. Además, el despacho inicial de generación para el IBR GFM es del 50% de su potencia nominal.

La secuencia de prueba considerada es la siguiente:

1. Aumentar la frecuencia de 50 Hz a 51 Hz a una tasa de 4 Hz/s. Mantener en 51 Hz durante 5 segundos.
2. Disminuir la frecuencia de 51 Hz a 50 Hz a una tasa de 4 Hz/s. Mantener en 50 Hz durante 5 segundos.
3. Disminuir la frecuencia de 50 Hz a 49 Hz a una tasa de 4 Hz/s. Mantener en 49 Hz durante 5 segundos.
4. Aumentar la frecuencia de 49 Hz a 50 Hz a una tasa de 4 Hz/s.

Los resultados de la simulación para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 7.

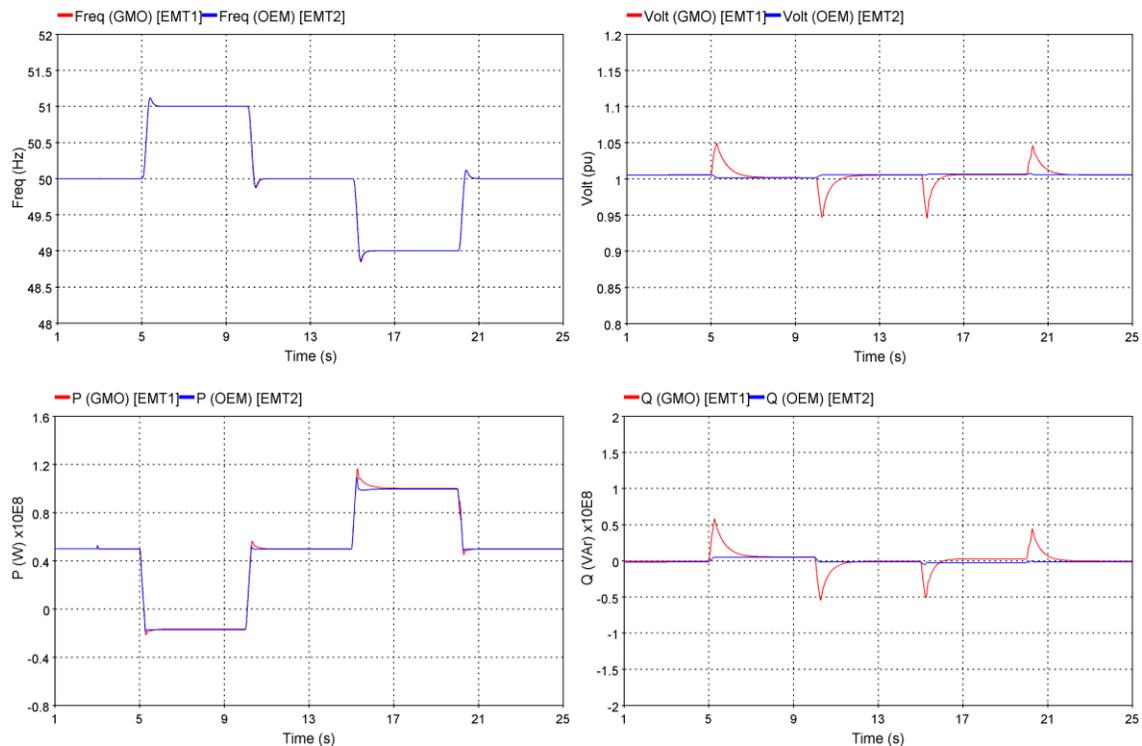


Figura 7: Resultados de la Prueba 5 - RoCoF ascendente y descendente.

### 5.2.7 Prueba 6: Reducción en escalones del SCR con falla (Barrido de SCR con falla)

En esta prueba, el SCR inicial en el punto de conexión se establece en 20, y la relación X/R equivalente del sistema se establece en 6. Además, el despacho inicial de generación para el IBR GFM es del 100% de su potencia nominal.

La secuencia de prueba considerada es la siguiente:

1. El SCR en el punto de conexión se reduce repetidamente en esta progresión: 10, 3, 2, 1,5, 1,25.
2. Se aplica una falla bifásica a tierra de 6 ciclos con una profundidad mínima de falla de 0,5 p.u. justo antes de cada transición de SCR. La transición del SCR ocurre en el momento de despeje de la falla.

Los resultados simulados para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 8.

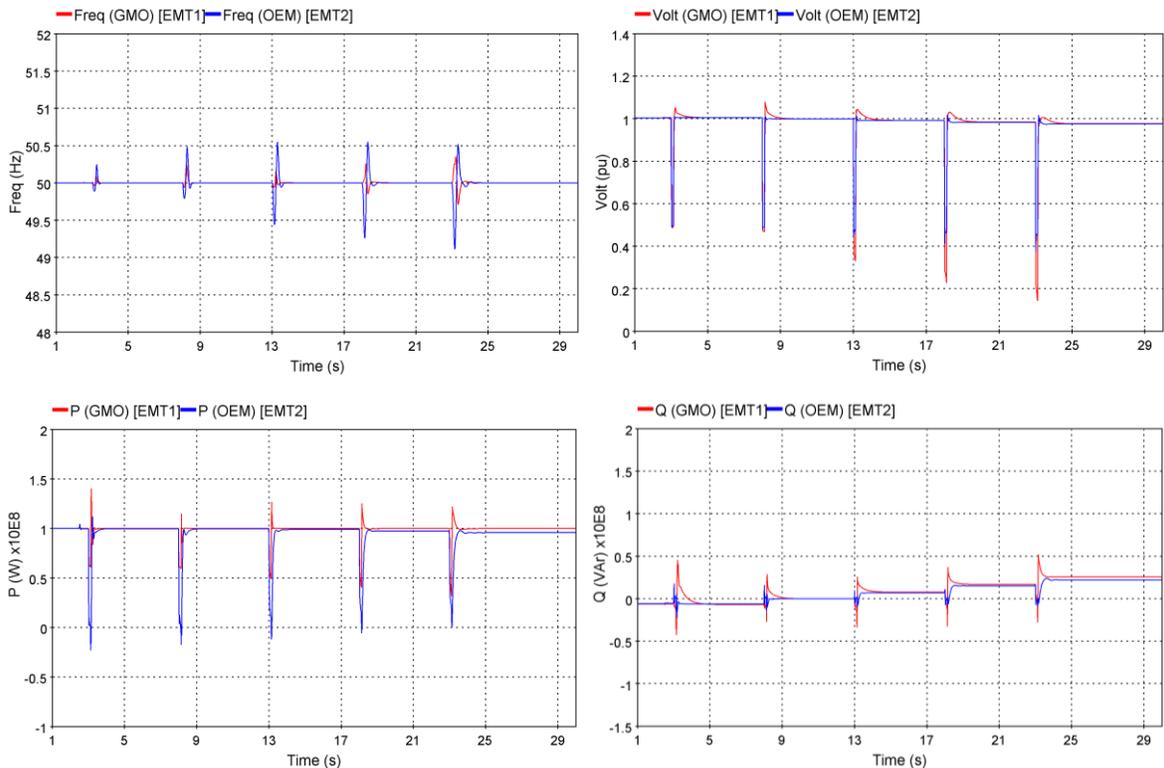


Figura 8: Resultados de la Prueba 6 – Reducción en escalones del SCR con falla.

### 5.2.8 Prueba 7: Cambio en escalones del ángulo de fase (Saltos de fase)

En esta prueba, el SCR en el punto de conexión se establece en 3, y la relación X/R equivalente del sistema se establece en 6. Además, el despacho inicial para el IBR GFM es del 50% de su potencia nominal.

La secuencia de prueba considerada es la siguiente:

1. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente de la red se reduce instantáneamente en 10 grados.
2. Unos segundos después, el ángulo de la fuente de tensión aumenta en 10 grados.
3. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente de la red se reduce instantáneamente en 30 grados.
4. Unos segundos después, el ángulo de la fuente de tensión aumenta en 30 grados.
5. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente de la red se reduce instantáneamente en 60 grados.
6. Unos segundos después, el ángulo de la fuente de tensión aumenta en 60 grados.

Los resultados simulados para el GMO (Rojo) y el OEM de SMA Solar Technology AG (Azul) se presentan en la Figura 9.

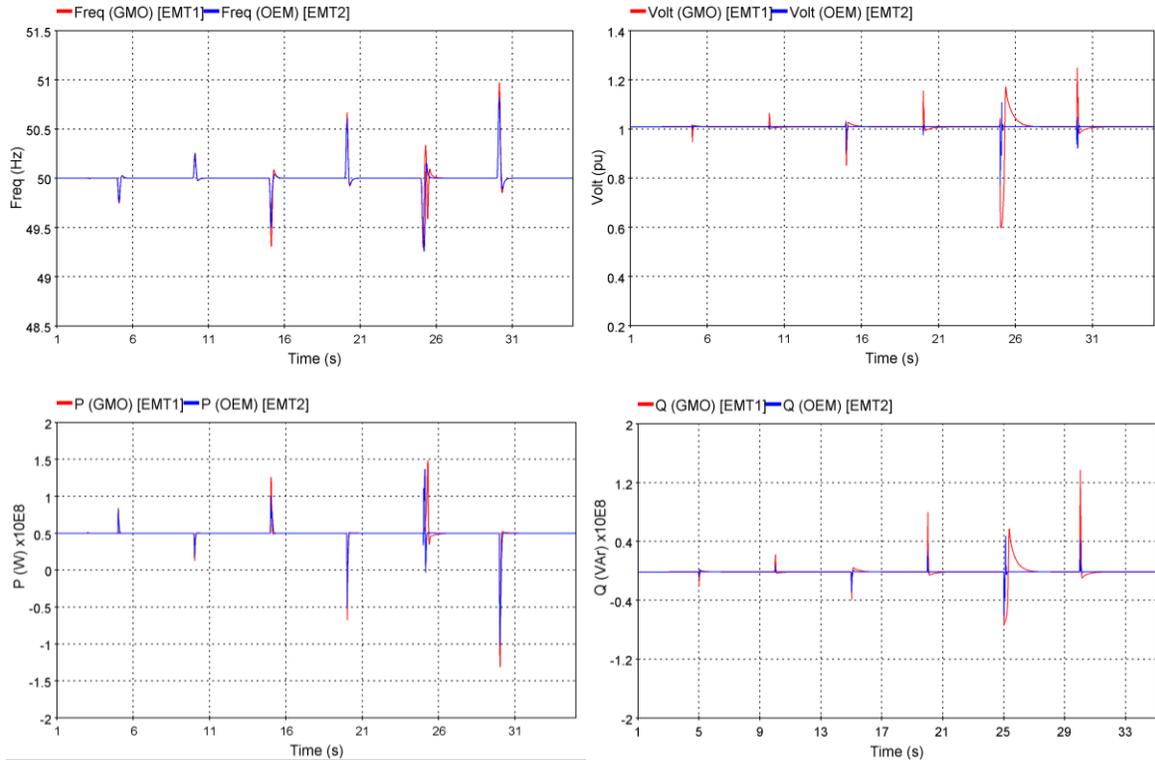


Figura 9: Resultados de la Prueba 7 – Cambio en escalones del ángulo.

### 5.2.9 Prueba 8: Escaneo de Impedancia

En esta prueba, se realiza el escaneo con el medidor de impedancia en función de la frecuencia para un GFM conectado a una fuente ideal con una impedancia equivalente a un SCR igual a 3. Los resultados para los valores de resistencia y reactancia, así como magnitud y fase para el modelo GMO se presentan en Figura 10 y Figura 11 (se evitan frecuencias entre 45-55Hz).

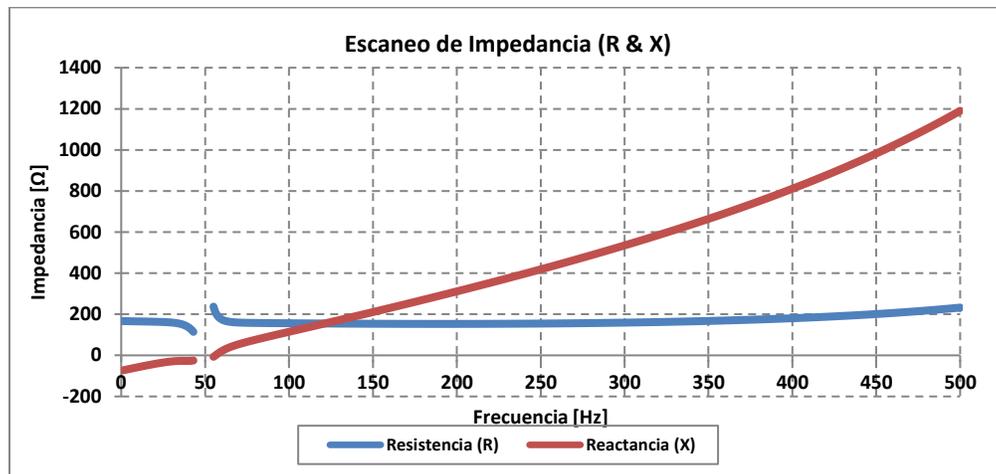


Figura 10: Resultados de la Prueba 8 –Escaneo de impedancia (R & X)

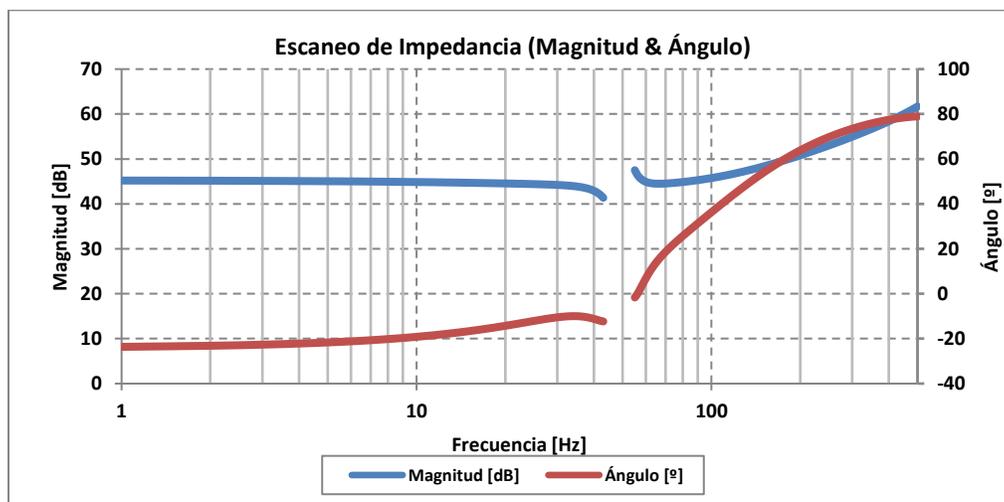


Figura 11: Resultados de la Prueba 8 – Escaneo de impedancia (Magnitud y ángulo).

La respuesta de impedancia de secuencia positiva de un inversor GFM idealmente debería tener un ángulo de fase entre -90 grados y +90 grados (o equivalentemente tener una parte real o resistencia positiva), a lo largo de un amplio rango de frecuencias (1-500Hz) para poder contribuir positivamente a la amortiguación de oscilaciones.

## 6 SIMULACIONES DE *HARDWARE-IN-THE-LOOP* (HIL)

La presente sección describe el trabajo de modelación y ensayos de *Hardware-In-The-Loop* (HIL), realizadas con un controlador GFM provisto por el fabricante Huawei Digital Power, en el laboratorio de simulación en tiempo real (DSLTR) del Coordinador.

Las pruebas se realizaron con el simulador RTDS, de RTDS Technologies Inc. En la Figura 13 y Figura 14 se muestran las conexiones analógicas y digitales entre controlador y simulador.

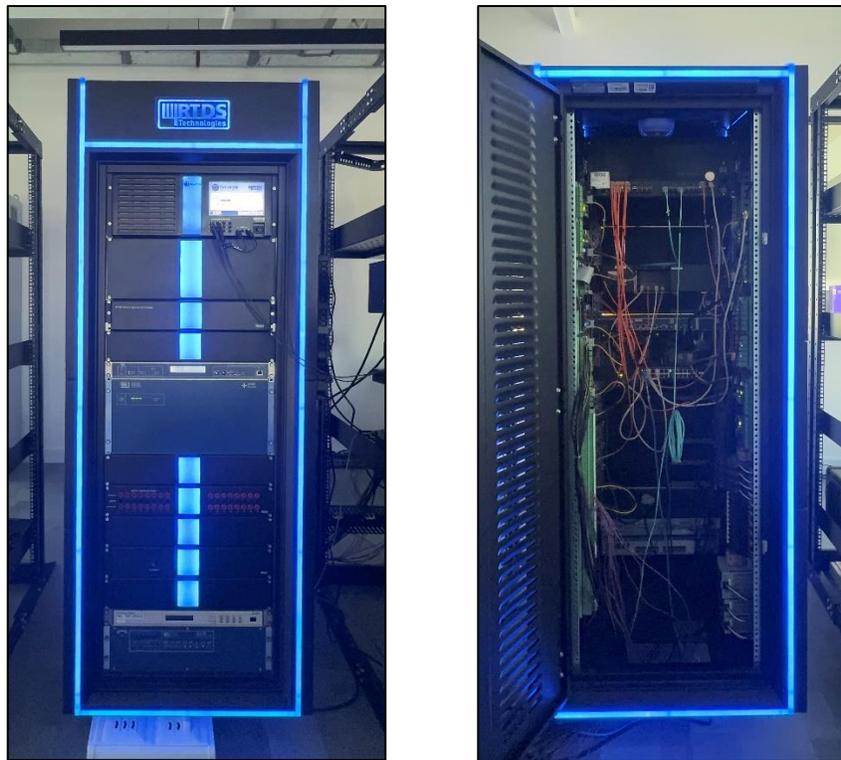
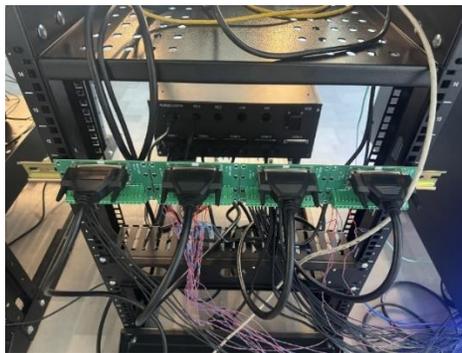


Figura 12: Vista frontal y trasera simulador RTDS.

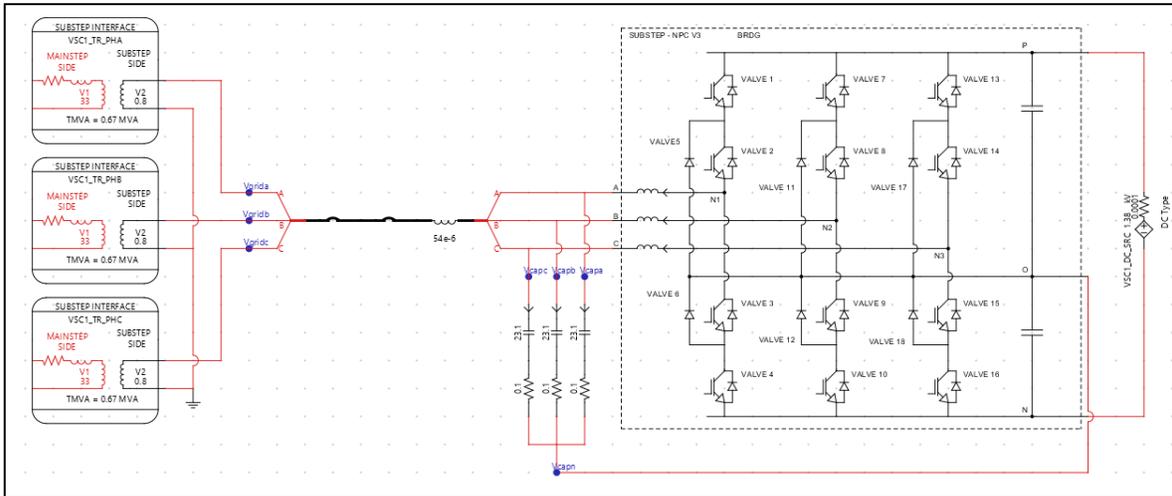


*Figura 13: Conexión de señales analógicas y digitales en Simulador Novacor 1.0 (RTDS Technologies).*



*Figura 14: Conexión de señales analógicas y digitales en el controlador físico.*

Se simuló la red indicada en la Figura 15, que contiene todos los elementos eléctricos para la conexión a un sistema de potencia. El puente convertidor, de tres niveles, recibe los pulsos de disparos desde el controlador físico, que recibe las lecturas analógicas de tensiones y corrientes que muestrea el simulador en tiempo real.



*Figura 15: Modelo eléctrico puente convertidor e interfaz entre entorno con paso de 1.25  $\mu$ s y entorno con paso de 50  $\mu$ s, en RSCAD.*

Debido a la complejidad del modelo y la cantidad de pulsos de disparo (12) provenientes del controlador, el menor paso de integración con el cual el simulador puede funcionar de manera correcta es de 1.25  $\mu$ s. Aunque el fabricante recomienda 500 ns, los resultados aquí obtenidos son evidencia de las características sistémicas del desempeño del inversor. En el futuro se utilizará un menor paso de integración siempre que el equipamiento disponible lo permita, mejorando así la calidad de las señales.

El puente convertidor se conecta a través de un transformador a un banco de pruebas consistente en una máquina sincrónica, una carga y el controlador bajo ensayo (ver Figura 16) que, adicionalmente, hacen de interfaz para hacer una co-simulación, o simulación híbrida, simultáneamente en un entorno con mayor paso de integración (50  $\mu$ s).

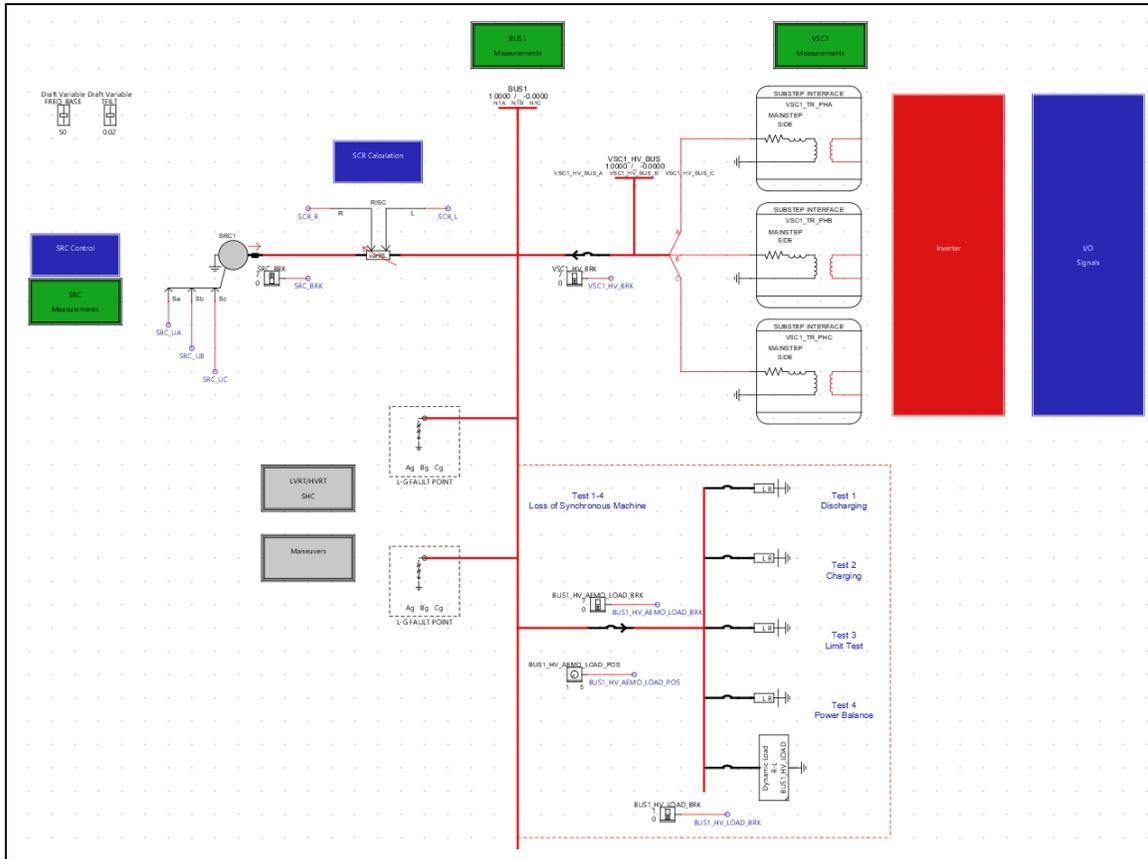


Figura 16: Red de prueba en RSCAD.

## 6.1 Ensayo 1: Pérdida de la última máquina síncrona (inversor en carga) e inversor operando aisladamente

En este ensayo, luego de la desconexión de la máquina síncrona, la carga queda alimentada exclusivamente por el inversor bajo prueba. El punto de operación inicial consiste en:

- Inversor OEM: -41.65 kW (consumo o en carga). La potencia o capacidad nominal del inversor es 83.3 kW.
- Carga: 41.65 kW, FP: 0.95 inductivo.
- Fuente síncrona: 83.3 kW (generación). Desconectada cerca de  $t = 1$ s en la ventana de simulación.
- Modo de control: Droop.

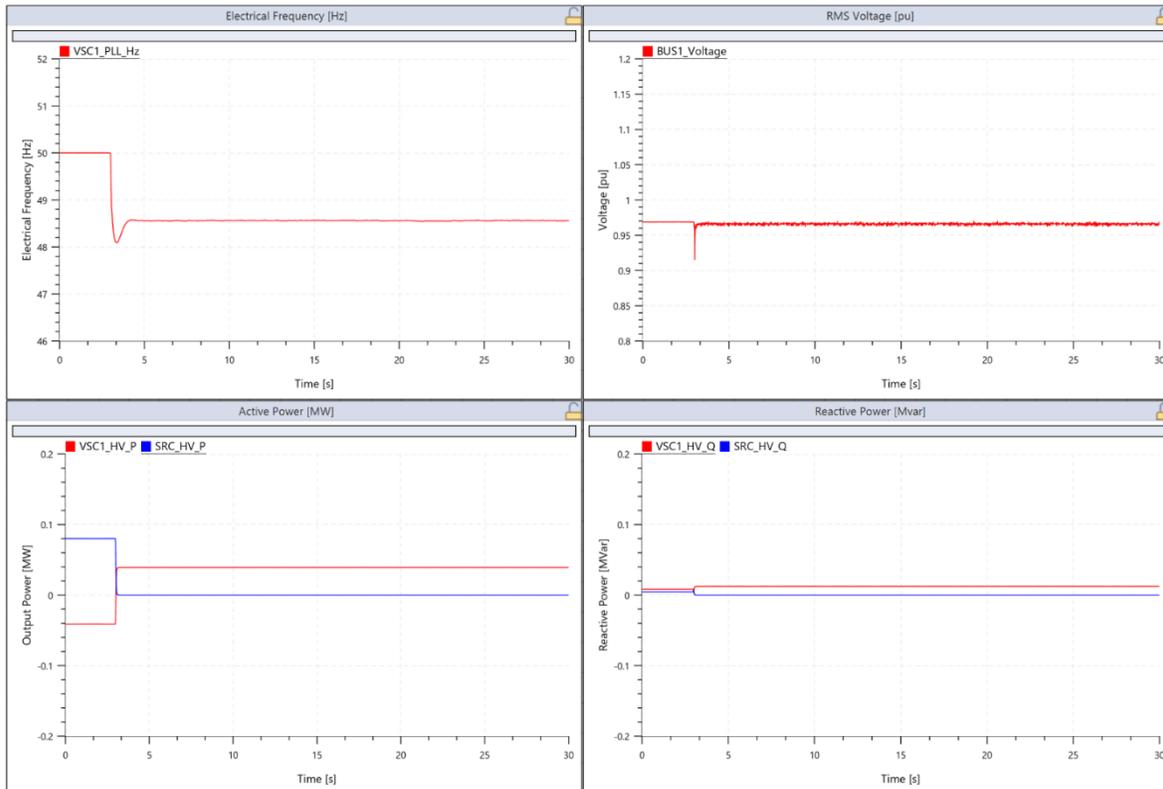


Figura 17: Respuesta controlador físico a Ensayo 1.

## 6.2 Ensayo 2: RoCoF ascendente y descendente

Este ensayo se realiza con el inversor conectado a una red infinita en las siguientes condiciones:

- SCR de 10.
- Despacho inversor OEM de 41.65 kW. Esto corresponde a un 50% de su potencia nominal.
- Se controla la frecuencia de la red infinita como se indica en la señal “SRC\_Hz” de la Figura 18.
- Modo de control: Droop.

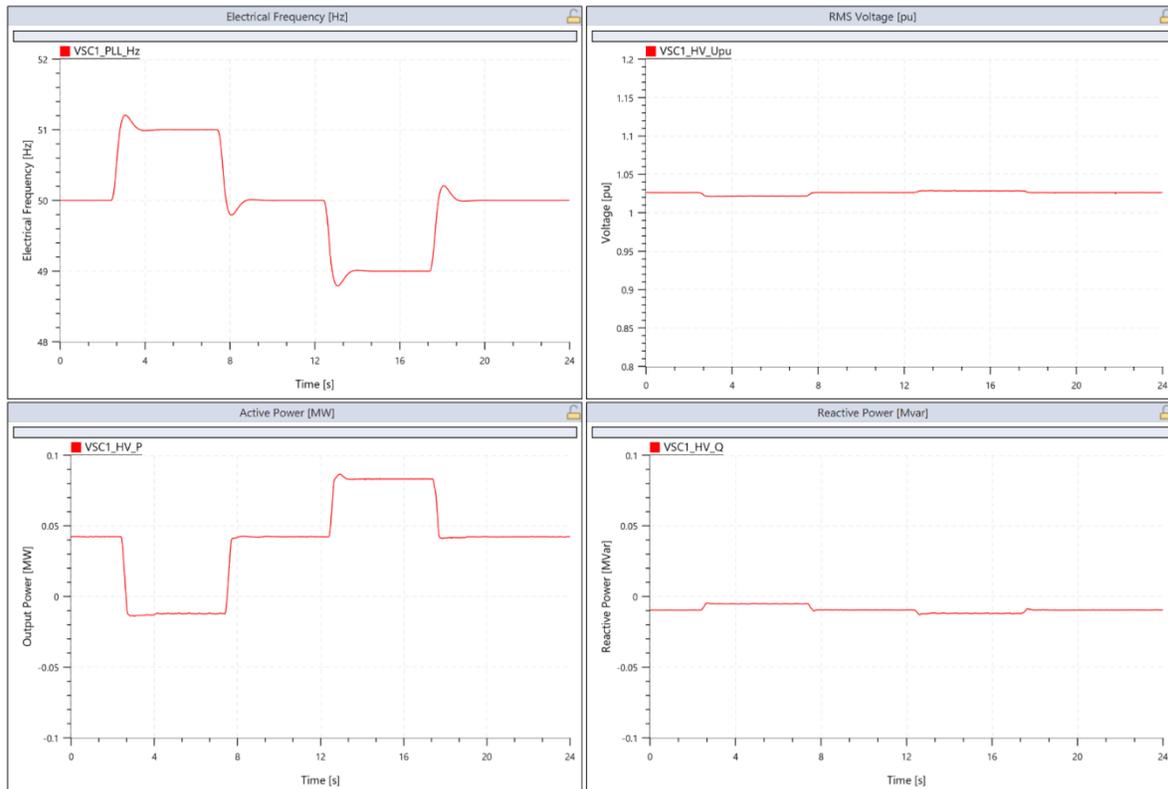


Figura 18: Respuesta controlador físico a Ensayo 2.

### 6.3 Ensayo 3: Barrido de SCR con falla

Este ensayo se realiza con el inversor conectado a una red infinita en las siguientes condiciones:

- Barrido o reducción del SCR en el punto de conexión en la siguiente progresión: de 20, 10, 3, 2, 1.5 y 1.25. Justo antes de cada transición de SCR se aplica un cortocircuito bifásico a tierra de 6 ciclos de duración. La conmutación a la nueva condición de SCR se realizar en el mismo instante de aclaramiento de la falla.
- Despacho del inversor OEM de 83.3 kW (100% de su potencia nominal).
- Modo de control: Droop.

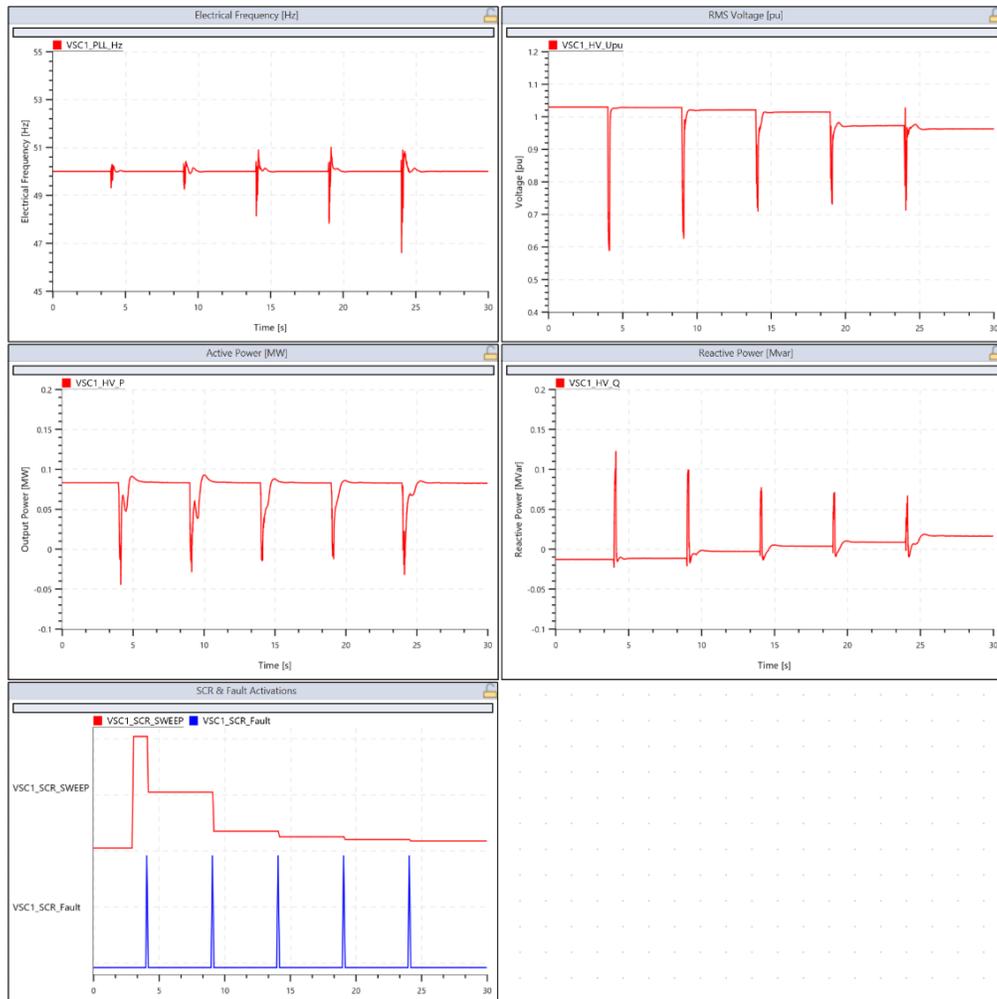


Figura 19: Respuesta controlador físico a Ensayo 3.

## 6.4 Ensayo 4: Saltos de fase

Este ensayo se realiza con el inversor conectado a una red infinita en las siguientes condiciones:

- SCR de 3,  $X/R = 6$ .
- Despacho del inversor OEM de 41.65 kW (50% de su potencia nominal).
- Se aplican saltos de fase instantáneos de -10, +10, -30, +30, -60 y +60 grados, cada 4 s.
- Modo de control: Droop.

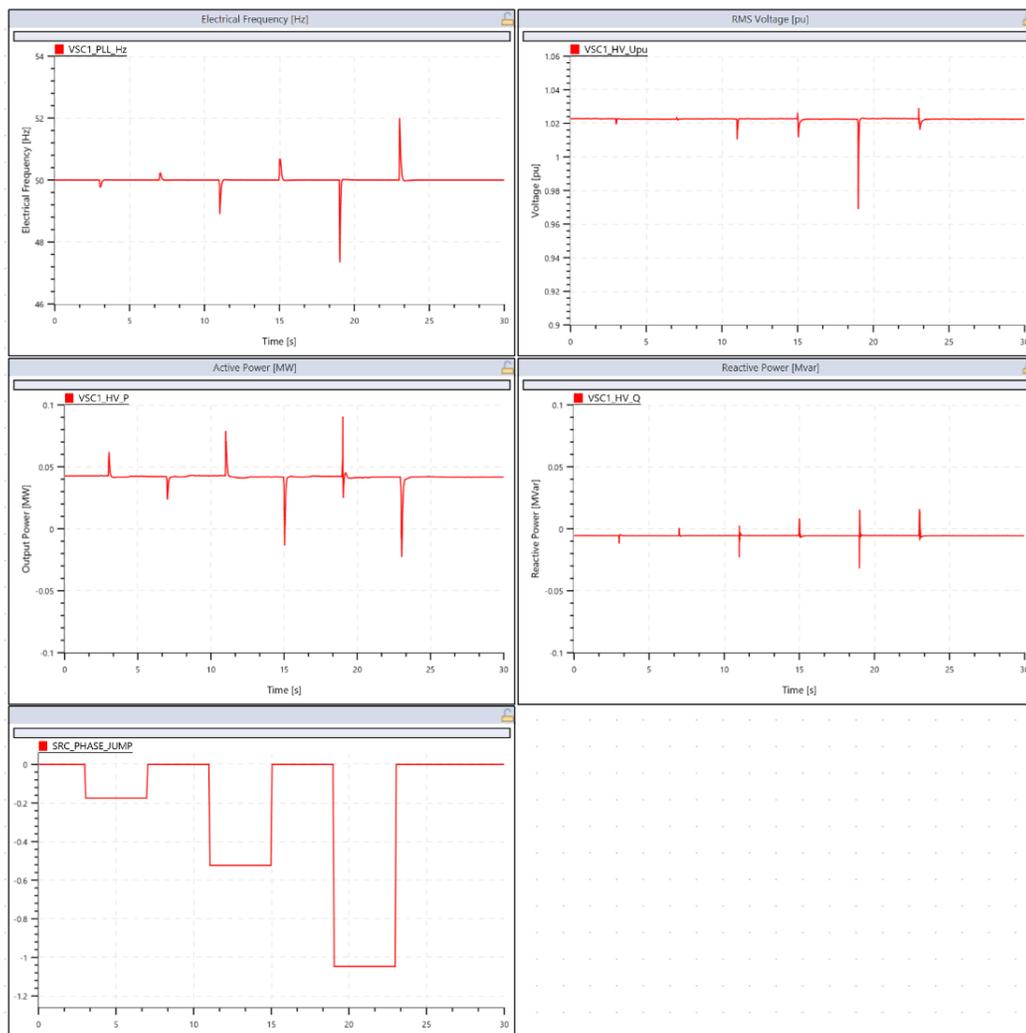


Figura 20: Respuesta controlador físico a Ensayo 4.

Se puede apreciar que las respuestas del controlador GFM para los cuatro ensayos realizados se ajustan al comportamiento esperado en modo de control tipo droop para este tipo de pruebas.

## 7 CONCLUSIONES

La tecnología grid-forming se plantea como un componente esencial para habilitar el proceso de descarbonización de la matriz energética, asegurando una transición segura y confiable hacia un sistema 100% renovable basado por IBRs.

Este documento propone un conjunto de requisitos técnicos mínimos para IBRs GFM, junto con un framework de pruebas para verificar y validar los atributos y capacidades de esta tecnología. Se recomienda que, al menos, los nuevos equipos tipo BESS, centrales generadoras ERV, sistemas HVDC y, en algunos casos específicos, sistemas de compensación dinámica reactiva que se conecten al sistema de transmisión del SEN cumplan con las capacidades y requisitos GFM básicos (*core capabilities*) propuestos en la sección 3 de este documento, y estos sean incorporadas en la NTSyCS. Asimismo, la normativa debe dar espacio para que el Coordinador defina, justificadamente en base a estudios, la necesidad de solicitar capacidades y requisitos GFM en instalaciones existentes.

A su vez, se propone que las capacidades adicionales y aquellas que requieran un sobredimensionamiento o aumento de los límites de corriente nominales del IBR GFM por arriba de los niveles normales de sobrecarga aceptables sean opcionales, pudiendo ser incorporadas de forma voluntaria o ser materializadas a través del mercado de servicios complementarios según las necesidades del sistema.

Dentro de los próximos pasos, y en el marco de lo planteado en la hoja de ruta del Coordinador, se espera probar y validar la tecnología GFM en un modelo EMT de gran escala del SEN proyectado con altos niveles de ERV y almacenamiento. Asimismo, se espera avanzar en el desarrollo de proyectos piloto para validar y probar esta tecnología en instalaciones reales.

## 8 REFERENCIAS

- [1] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Comisión Nacional de Energía, Dic. 2019.
- [2] Australian Energy Market Operator, “Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework,” AEMO, Ene. 2024.
- [3] North American Electric Reliability Corporation, “White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems,” North American Electric Reliability Corporation, Sep. 2023. [Online]. Disponible en: [https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/White\\_Paper\\_GFM\\_Functional\\_Specification.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_GFM_Functional_Specification.pdf)
- [4] UNIFI Consortium, Specifications for Grid-Forming Inverter-Based Resources, Version 2, Mar. 2024.
- [5] Global PST Consortium, "Summary of GFM capability & Performance Requirements Driven by System Needs.". Draft Version. May 2024. [Online]- Disponible en: <https://globalpst.org/wp-content/uploads/202405GFM-draft.pdf>.
- [6] Development and Testing of Generic EMT models for GFM technology, Draft Report EPRI, NREL, Coordinador Electric Nacional, Oct. 2024.
- [7] Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada – español. Versión definitiva. Fecha de publicación:03/11/2022.Disponible en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/>.