



# Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías

Centro Nacional de Despacho

XM

Abril 2026

## **AVISO LEGAL**

El presente documento es una propuesta que refleja los requerimientos técnicos y operativos que XM prevé necesarios para una adecuada integración de la tecnología Grid-Forming al SIN. Este documento se pone a disposición del público en general para su conocimiento, más no es la regulación vigente. Para consultas sobre la regulación vigente debe dirigirse al portal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

En consecuencia, XM S.A. E.S.P. en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del Mercado de Energía Mayorista no asume responsabilidad alguna derivada de los daños y/o perjuicios materiales, morales, directos, indirectos, previsibles o imprevisibles, que se deriven u ocasionen por el uso de la información contenida en el presente documento.



## Control de Cambios

Versión	Fecha	Modificación
0	Diciembre 2025	Emisión 2025 – Para comentarios
1	Abril 2026	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El requisito de corriente máxima pasa a 1.5 p.u en las componentes de corriente activa y reactiva.</li> <li>2. Se detalla y ejemplifica la forma de medir los tiempos de respuesta y establecimiento, así como el tiempo que se reflejaría en medidas RMS.</li> <li>3. Se reducen escenarios de prueba, considerando menos pasos en la relación SCR, X/R y en el despacho del GFM.</li> <li>4. Se aclara que el punto de cumplimiento de los requisitos es en el punto de conexión.</li> <li>5. Se aclara que la capacidad del GFM mínima a la cual se aplican los requisitos es de 1 MVA</li> <li>6. Se reformulan las pruebas de impedancia y amortiguamiento, segmentando y complementando los escenarios de prueba.</li> </ol>

## Agradecimientos

Con el fin de integrar de forma segura y confiable nuevas tecnologías al Sistema Interconectado Nacional, el presente documento pone a consideración de las diferentes entidades del sector y el público en general una propuesta de requisitos para el despliegue de la tecnología de control Grid-Forming (Formadores de Red). Si bien en este documento los requisitos son aplicados a sistemas de almacenamiento de energía con baterías, los mismos pueden extenderse a otros elementos conectados al sistema mediante inversores y que cuenten con suficiente capacidad de potencia para cumplir los requisitos que se plantean.

Para la construcción de este documento, XM S.A. E.S.P. utilizó como orientación diferentes documentos de referencia y códigos de red internacionales que evalúan la tecnología Grid-Forming. XM S.A. E.S.P. evaluó y adaptó las pruebas y requisitos encontrados a las necesidades del Sistema Eléctrico Colombiano mediante extensas simulaciones de desempeño en ambientes RMS y EMT, buscando una adopción que propenda por la neutralidad tecnológica, sin entrar a apoyar tecnologías o soluciones específicas, y teniendo en cuenta el estado actual del desarrollo e implementación en sistemas a gran escala de los dispositivos Grid-Forming.

En este proceso, XM S.A. E.S.P. agradece las diferentes perspectivas que aportaron en la construcción del presente documento, en particular, agradecemos la participación de la Universidad Nacional de Colombia, La Universidad Tecnología de Pereira, la Universidad de los Andes, el Consorcio Global Power System Transformation (G-PST), el laboratorio National Renewable Energy Laboratory (NREL), el consorcio Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters (UNIFI), a los fabricantes de tecnología Grid-Forming Huawei, Tesla, Trina-Storage, y demás grupos colaborativos que han hecho aportes, comentarios y retroalimentación para la definición del contenido de este conjunto de criterios y pruebas de desempeño.

Finalmente, agradecemos que cualquier comentario a este documento sea enviado al correo electrónico [info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co), detallando la siguiente información en correo de remisión:

*Para: [info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co)*

*Asunto: Comentarios “Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistema de almacenamiento de energía con baterías.”*

Proponente	Capítulo/ Sección	Página	Comentarios	Propuesta

## Siglas

**BIAS:** Constante de Regulación Combinada del Sistema

**CEN:** Coordinador Eléctrico Nacional

**EMT:** Electromagnetic Transient simulation (Simulación de transitorios electromagnéticos)

**FFT:** Fast Fourier Transform

**FRT:** Fault Ride Through (Operación ante estado de falla)

**GFL:** Inversor con estrategia de control Seguidor de Red (Grid-Following)

**GFM:** Inversor con estrategia de control Formador de Red (Grid-Forming)

**HFRT:** High Frequency Ride Through

**HVRT:** High Voltage Ride Through – Operación ante alta tensión.

**HIL:** Hardware-in-the-Loop

**IBR:** Inverter Based Resource (Recurso basado en inversores)

**LFRT:** Low Frequency Ride Through

**LVRT:** Low Voltage Ride Through – Operación ante baja tensión.

**PLL:** Phase Locked Loop (Lazo seguidor de fase)

**POD:** Power Oscillation Damping

**PSS:** Power System Stabilizer

**RoCoF:** Rate of Change of Frequency (Tasa de cambio de la frecuencia)

**SAEB:** Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías

**SCR:** Short Circuit Ratio (Relación de corto circuito)

**SCRIF:** Short Circuit Ratio with Influencing Factors (Relación de corto circuito con factores de influencia)

**SSCI:** Sub-synchronous Control Interactions.

**THD:** Total Harmonic Distorsion

**TOVRT:** Transient OverVoltage Ride-Through

## Contenido

Agradecimientos.....	4
Definiciones .....	9
Resumen .....	11
1 Introducción.....	12
2 Integración de recursos basados en inversores (IBRs) con tecnología GFM .....	13
2.1 Seguidores de red (GFL) vs formadores de red (GFM).....	13
2.1.1 Respuesta en frecuencia (impedancia del inversor) .....	14
2.1.2 Amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas .....	15
2.1.3 Respuesta muy rápida en frecuencia .....	15
2.1.4 Operación adecuada luego de que el sistema pierda la última máquina síncrona.....	16
2.1.5 Otras características y particularidades de GFM y GFL .....	16
2.2 Comparación de GFM respecto a tecnologías síncronas .....	18
2.3 Estado actual de la tecnología GFM y recomendaciones para su integración en Colombia .	20
2.3.1 Limitaciones en la corriente del inversor .....	20
2.3.2 Gestión de múltiples servicios de soporte al sistema de potencia .....	22
2.3.3 GFM en diferentes tecnologías de generación .....	22
2.3.4 Requisitos de soportabilidad y estabilidad en GFM .....	23
2.3.5 Modelos detallados del GFM.....	23
2.4 Recomendaciones para la integración de GFM para fortaleza de red en el sistema de potencia colombiano .....	23
2.4.1 Rol del GFM en la fortaleza de red.....	25
3 Propuesta de requisitos para controladores formador de red (GFM) .....	26
4 Banco de pruebas para verificar el funcionamiento de equipos GFM con almacenamiento de energía a través de baterías (GFM-SAEB) para conexión al SIN .....	32
4.1 Criterios generales para la evaluación de la respuesta del GFM.....	32
4.2 Sistemas de prueba .....	36
4.2.1 Sistema 1. Configuración con equivalente de red - GFM.....	36
4.2.2 Sistema 2. Múltiple generación en nodo único.....	37
4.2.3 Sistema 3. Escaneo en frecuencia .....	37
4.2.4 Sistema 4. Efecto de línea de transmisión .....	38
4.2.5 Sistema 5. Energización de transformador .....	38
4.2.6 Sistema 6. Estimación de la inercia sintética .....	39
4.3 Escenarios de prueba para verificar la funcionalidad y parametrización del modelo formador de red .....	39

4.3.1 Inicialización del modelo.....	40
4.3.2 Recepción de referencias externas .....	40
4.3.3 Soporte y banda muerta en frecuencia .....	41
4.3.4 Tiempos de respuesta y establecimiento .....	42
4.3.5 Soporte y banda muerta en tensión .....	43
4.3.6 Curva de carga - capacidad PQ .....	45
4.3.7 Verificar rampas de entrada y salida .....	46
4.3.8 Verificar la tolerancia ante huecos sucesivos en tensión .....	47
4.4 Escenarios de prueba para verificar el control, operación y soporte general de un inversor formador de red.....	47
4.4.1 Prueba 1: Pérdida de recurso síncrono durante descarga de SAEB .....	48
4.4.2 Prueba 2: Pérdida de recurso síncrono durante carga de SAEB .....	49
4.4.3 Prueba 3: Pérdida de recurso síncrono y un GFM en el límite .....	50
4.4.4 Prueba 4: Pérdida de recurso síncrono durante balance de carga y GFM .....	51
4.4.5 Prueba 5: Rampas en frecuencia (RoCoF) .....	52
4.4.6 Prueba 6: Cambios decrecientes en SCR, con falla .....	54
4.4.7 Prueba 7: Rampa decreciente en X/R, con falla .....	55
4.4.8 Prueba 8: Respuesta ante cambios en ángulo .....	56
4.4.9 Prueba 9: Conexión de cargas con recurso síncrono disponible .....	56
4.4.10 Prueba 10: Conexión de cargas sin recurso síncrono disponible .....	58
4.4.11 Prueba 11: Conexión de carga desbalanceada sin recurso síncrono disponible .....	59
4.4.12 Prueba 12 Cambios en la magnitud de tensión .....	60
4.4.13 Prueba 13: Característica de <i>Fault Ride Through (FRT)</i> .....	61
4.4.14 Prueba 14: Característica de FRT sin recurso síncrono disponible .....	62
4.4.15 Prueba 15. Arranque Autónomo ( <i>Black Start</i> ) .....	63
4.4.16 Prueba 16: Barrido en frecuencia de la relación $V/I$ - Impedancia de la planta ante diferentes frecuencias.....	64
4.4.17 Prueba 17: Barrido en frecuencia de las relaciones $Q/V$ y $P/\theta$ .....	66
4.4.18 Prueba 18: Evaluación de amortiguamiento ( <i>damping</i> ) ante oscilaciones .....	67
4.4.19 Prueba 19. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia .....	68
4.4.20 Prueba 20. Cuantificación de la inercia sintética.....	69
4.4.21 Prueba 21: Casos críticos de operación .....	71
4.4.22 Prueba 22. Variación de resistencia de falla y verificación de umbrales de desconexión .....	72
5 Conclusiones .....	73
6 Bibliografía.....	75



## Definiciones

**Amortiguación de oscilaciones de potencia (*Power Oscillation Damping -POD*):** es una característica del control de un generador integrado a través de inversores, diseñada para amortiguar oscilaciones específicas en el sistema de potencia.

**Aporte de cortocircuito emulado o sintético:** Es la capacidad de un formador de red que trata de replicar de forma aproximada la inyección de corriente de corto circuito pico, subtransitoria y transitoria, típica de la generación síncrona convencional. También incluye el efecto de sobrecorriente en el estado estable durante una falla y un aporte en componentes de secuencia positiva y negativa. Se debe poder alcanzar en menos de 8 ms, un aporte de corriente instantánea de por lo menos el 90 % del valor esperado de aporte, cuyo límite para la componente activa y reactiva de la corriente, es mínimo 1.5 veces la corriente nominal del inversor y sostenible por mínimo 5 segundos según sea necesario para el sistema. Esta corriente es fundamental durante depresiones de la tensión o procesos de soporte a la frecuencia.

**Aporte de inercia emulada o sintética:** Es el aporte de potencia activa que se genera a partir del control de un formador de red para replicar de forma aproximada el soporte inercial de la generación síncrona convencional, el cual actúa antes que el control primario de frecuencia. Lo anterior, ya que el formador no cuenta con reserva mecánica de inercia, por lo que este inversor las emula por medio de una entrega rápida de energía. Es una característica que se activa durante cambios de frecuencia en la red y se complementa con la respuesta rápida en potencia activa.

**Banco de pruebas:** Es el conjunto de pruebas que se plantea para ser aplicado sobre un modelo o equipo con el fin de verificar algún aspecto de funcionamiento del mismo.

**Capacidad de arranque en negro o autónomo (*Black Start*):** Es la capacidad de un formador de red para iniciar un sistema que se encuentra sin energización y/o participar en el proceso de reinicio de forma subsecuente a un evento de tipo apagón. Un equipo que pueda arrancar en negro requiere: a) energía almacenada; b) alta capacidad de sobrecarga en corto plazo para alimentar corrientes de energización e iniciar elementos auxiliares de generadores síncronos convencionales; c) arranque suave en tensión para evitar corrientes de conexión (*inrush*) excesivas; d) una referencia de tierra para el arranque en negro.

**Control formador de red (*Grid-Forming - GFM*):** Es el diseño del software de control de un inversor utilizado para integrar recursos fotovoltaicos, eólicos o de almacenamiento por baterías y que permite al inversor generar y mantener una tensión y frecuencia estables, incluso cuando no hay plantas de generación síncronas conectadas a la red. Los inversores Grid-Forming deben tener las siguientes características: a) pueden auto sincronizarse con la red, por lo que no utilizan PLL para el sincronismo, podrían usar un PLL, pero para otras funciones de control o de planta diferentes a la sincronización; b) operan de forma estable, realizando control de tensión, control de frecuencia, aporte rápido de corriente reactiva y otros; c) pueden soportar perturbaciones en el voltaje sin desconectarse de la red; d) no requieren asistencia de ninguna máquina síncrona para operar de forma estable, por lo que puede operar en redes débiles con bajo SCR; e) pueden energizar una red, mediante el arranque en negro; f) pueden emular la inercia y corriente subtransitoria de corto circuito de una máquina síncrona tradicional.

**Control seguidor de red (*Grid-Following - GFL*):** Es el diseño del software de control que se aplica sobre un inversor, utilizado para integrar recursos fotovoltaicos, eólicos o de almacenamiento por baterías y que requiere para su operación, un lazo seguidor de fase o PLL por sus siglas en inglés. Debido a este PLL, el control seguidor no puede crear o imponer variables de red como la frecuencia o la tensión, solo puede seguirlas. Los inversores que operan con un control seguidor de red están en capacidad de prestar según se les requiera, servicios de soporte en tensión, soporte en frecuencia, operación ante falla tipo Fault Ride Through (FRT) y respuesta rápida de corriente activa

y reactiva en secuencia positiva y negativa. Los GFL normalmente presentan una operación estable en redes fuertes con alto SCR.

**Punto de conexión:** Refiere al punto de conexión definido en la Resolución CREG 075 de 2021: “El punto de conexión será el barraje de una de las subestaciones existentes en el STN o, de requerirse, de una nueva subestación que se necesite construir”. Complementado lo definido en la Resolución 038 de 2014: “Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL”.

**Simulación Hardware-in-the-Loop (HIL):** Las simulaciones HIL se componen de dos elementos principales: a) Un simulador de red con posibilidad de generar entradas y salidas en tiempo real, y b) Un controlador real, físicamente disponible para ser conectado a través de entradas/salidas análogas y digitales. Pueden incluirse efectos asociados a los protocolos de comunicaciones.

**Tiempo de establecimiento (Te):** Tiempo que tardan los valores instantáneos de las variables de interés, en alcanzar el cambio esperado, manteniéndose dentro de una banda entre +20 % y -10 %<sup>1</sup>. Debe ser máximo de 3 ciclos, es decir 50 ms [1]. Si se consideran valores RMS o de secuencia positiva, el tiempo se puede extender hasta un ciclo, resultando en un tiempo final correspondiente a 4 ciclos.

**Tiempo de respuesta (Tr):** Tiempo que tardan las variables instantáneas de interés, en alcanzar el 90 % del delta de cambio esperado con una banda de tolerancia del 5 %. Debe ser menor a 8 ms<sup>2</sup> [1]. Si se consideran valores RMS o de secuencia positiva, el tiempo se puede extender hasta un ciclo, resultando en un tiempo final de 25 ms.

**Simulación EMT:** Es un método de análisis en el dominio del tiempo para encontrar la solución circuital y que usa pasos de tiempo en el orden de microsegundos. Utiliza ecuaciones diferenciales detalladas de los elementos modelados, lo que permite representar con alta fidelidad los efectos de transitorios rápidos, oscilaciones sub-ciclo, eventos de conmutación e interacción entre diferentes equipos, controladores y la red.

**Simulación RMS:** También conocida como simulación en el dominio fasorial, es un método de solución circuital que calcula la solución de las variables a lo largo de un ciclo, proporcionando resultados de estado estable con rapidez, pero omitiendo detalles transitorios.

---

<sup>1</sup> Cuando se anticipa un valor estable tras la perturbación de un evento, se espera un tiempo de estabilización. El tiempo de estabilización se define como el último instante en el que el valor medido o simulado entra en una banda de tolerancia de +20 %/-10 % alrededor del valor esperado.

<sup>2</sup> En respuesta a una perturbación del lado de la red, la variación instantánea de la corriente activa/reactiva o de la potencia no deberá alcanzar menos del 90% de su valor esperado en 8 ms.

## Resumen

Los inversores Grid-Forming -GFM o formadores de red juegan un papel crucial en la transición hacia redes eléctricas modernas con alta penetración de energías renovables. El objetivo de los convertidores GFM es formar red y generar su propia referencia de tensión y frecuencia sin la participación de una red externa, para aportar corriente activa y reactiva a la red de manera similar a una máquina síncrona. A diferencia de los inversores tradicionales seguidores de red (Grid Following –GFL) que operan como fuentes de corriente y necesitan seguir la frecuencia de la red, los GFM actúan como fuentes de tensión, contribuyendo a la estabilidad de la red y al control de la frecuencia y el voltaje en los regímenes subtransitorio, transitorio y de estado estable.

En este documento se presenta un análisis sobre las bases y requerimientos necesarios para implementar tecnologías de inversores más confiables y adecuadas para afrontar los retos de la transición energética, con comportamiento estable y la posibilidad de estabilizar la red en condiciones de fallas severas. Asimismo, se presenta un banco de pruebas para verificar la operación y funcionamiento de la tecnología GFM, donde se hacen verificaciones de funcionamiento detallado.

Las pruebas que se plantean en este documento deben realizarse de manera exhaustiva, utilizando simulaciones EMT con modelos reales de fabricante o complementando las mismas con pruebas Hardware-in-the-Loop (HIL), que permitan explorar los límites de la tecnología y la efectividad de los diversos algoritmos de control actualmente disponibles en el mercado para mantener la operación segura y estable de la red en el nuevo entorno tecnológico.

## 1 Introducción

La integración de recursos renovables no convencionales para diversificar la generación de energía eléctrica ha creado un entorno propicio para la conexión generalizada de sistemas basados en inversores, por ejemplo, sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías -SAEB, plantas fotovoltaicas, plantas eólicas, entre otros. Estos recursos de generación y/o almacenamiento que se integran a través de inversores (IBRs), pueden funcionar bajo dos grandes vertientes de control, una se denomina control en modo seguidor de red (*Grid-Following - GFL*), y la otra se denomina control en modo formador de red (*Grid-Forming – GFM*). Ambos controles se implementan a nivel de software, con pocas o nulas intervenciones en el hardware, representando poca diferencia de costos al usar uno u otro modo de control, más allá de las necesarias para brindar soporte a la red. En tal sentido, este documento se refiere a los GFL como a aquellos recursos integrados a través de un inversor y cuyo modo de control es el seguidor de red. Por otra parte, GFM se refiere al caso del inversor controlado en modo formador de red.

Al momento de la publicación de este documento, no existe una norma técnica internacional establecida (como IEEE o IEC) que defina el funcionamiento esperado y unifique los criterios de desempeño de los controles del tipo GFM. Tratándose de una tecnología de control aún en proceso de establecimiento, existen diferentes propuestas de control y desempeño, por lo cual, es necesario un marco de definición tecnológicamente independiente que indique lo que se espera en Colombia de esta tecnología, sin que lo anterior implique la imposibilidad de adoptar a futuro estándares internacionales y mejores prácticas que se desarrollen como parte de los avances y conocimiento que se adquiera sobre la aplicación de la tecnología GFM.

Los GFM cuentan con capacidades más robustas respecto a brindar soporte a la red, y mucho más confiables si se comparan con un GFL. Sin embargo, en su estado actual, no reemplazan la necesidad de otras tecnologías como condensadores o unidades síncronas, las cuales continuarán siendo necesarias para la operación estable del sistema eléctrico. De esta manera y buscando un mejor desempeño de los equipos que se integran, desde XM se ha recomendado utilizar el control GFM en todos los SAEB o en sistemas híbridos Generación - SAEB, de forma que se aprovechen al máximo las capacidades de soporte disponibles, evitando la subutilización de equipos y mejorando la respuesta del sistema ante perturbaciones.

Este documento está organizado de tal manera que el capítulo 2 presenta una introducción sobre la tecnología GFM, en el capítulo 3 presenta la propuesta de requisitos generales de la tecnología GFM y finalmente, el capítulo 4 contiene la propuesta de banco de pruebas para verificar tecnologías GFM. Las pruebas planteadas se encuentran en un proceso de evolución y están sujetas a modificaciones que permitan verificar a través de simulación transitoria – EMT y Hardware-In-The-Loop las características esperadas de un dispositivo GFM. Estas características son esenciales para garantizar el cumplimiento de la promesa de valor de esta tecnología.

## 2 Integración de recursos basados en inversores (IBRs) con tecnología GFM

El sector eléctrico colombiano se encuentra en medio de una transformación significativa que incrementa la conexión al sistema de potencia de fuentes de energía renovable. Esta integración cambia el sistema de potencia, pues modifica la relación entre la generación rotativa y la generación conectada mediante inversores, donde esta última puede ser superior a la generación basada en máquinas rotativas. Efectos de interés en las redes con alta integración de IBR incluyen análisis de estabilidad, de corto circuito, estados de inercia y fortaleza de red, entre otros que se revisan con mayor detalle en [2].

De manera general, los generadores síncronos han proporcionado de forma intrínseca y natural servicios de soporte a la red que aumentan la confiabilidad y seguridad en la operación, ejemplos incluyen la inercia, amortiguamiento, corriente de cortocircuito y contribución a la estabilidad de frecuencia y tensión. Sin embargo, con el fomento de los recursos basados en inversores -IBRs en el marco de la transición energética, se ha producido un aumento significativo de la cantidad de IBRs en el sistema de potencia, lo que resulta equivalente a reducir significativamente la cantidad de recursos síncronos, reduciendo a su vez, las características que tradicionalmente otorgan robustez al sistema de potencia. Tal robustez es relevante y necesaria ante condiciones anormales o de falla. De esta manera, es necesario mitigar la reducción de recursos síncronos que están soportando el sistema, ideando soluciones alternativas para reemplazar el soporte a la red y mantener la característica de un sistema de potencia robusto, seguro y resiliente.

Ejemplos de soluciones incluyen condensadores síncronos y más recientemente, tecnologías Grid-Foming - GFM. En los próximos capítulos, se presentan consideraciones para el uso y regulación de GFM en el sistema de potencia, considerando que los GFM de interés para soporte de red consideran algún tipo de almacenamiento, sea porque son sistemas híbridos o solo SAEB. Lo anterior, dado que esta solución es la que actualmente cuenta con mayores casos de éxito, pero, sin descartar que en un futuro se pueda exigir esta tecnología o parte de ella a las plantas solares y eólicas que se integran.

### 2.1 Seguidores de red (GFL) vs formadores de red (GFM)

De manera general, los recursos GFL se diseminaron rápidamente por su facilidad para integrar energías renovables tipo solar, eólica y de almacenamiento. La característica principal de un GFL es que utiliza obligatoriamente un lazo seguidor de fase (Phase Locked Loop - PLL). El PLL causa que los GFL tengan problemas de operación y de sincronización, especialmente cuando la red es débil, además, no pueden operar en redes aisladas [3] que solo tengan tecnologías GFL.

Los GFL pueden ser: a) Básicos, idealmente funcionando a factor de potencia unitario o b) Avanzados, aportando soporte de tensión y frecuencia. En cualquiera de los dos casos, es imperativo contar con un PLL para la sincronización y se es susceptible a oscilaciones sin amortiguamiento a pesar de un buen ajuste de control, especialmente ante condiciones de baja fortaleza de red [4]. Como solución a los desafíos intrínsecos del PLL y en general del GFL, los distintos fabricantes han mejorado los diseños de los controles, generando diferentes algoritmos que se han difundido como autodenominados formadores de red o GFM. Los GFM en general, se controlan como fuentes de tensión, manteniendo valores internos constantes en magnitud y ángulo, sea durante operación en estado estable como en periodos transitorios, generando mejores condiciones de estabilidad en comparación con la tecnología GFL [5]. Gracias a esta característica, los GFM pueden operar en una red sin otros dispositivos que definan la frecuencia y tensión, y pueden brindar soporte a la red existente al inyectar potencia activa y reactiva para mantener los valores de frecuencia y tensión.

En adición, los GFM tienen características asociadas con una respuesta rápida y estable en sistemas aislados o en condiciones de muy baja fortaleza de red, lo anterior, sin depender de un PLL [6]. Sin embargo, los GFM no son dispositivos de conexión y uso inmediato (*plug & play*), ya que su

control debe ajustarse teniendo en cuenta las características del sistema al que se conectan, donde un mal ajuste podría causar o empeorar las dinámicas peligrosas en el sistema, así mismo, los límites de corrientes asociados a la electrónica de potencia pueden generar problemas de estabilidad en esta tecnología. La Figura 2-1 es una adaptación de las referencias [7], [8], [9], y muestra de manera simplificada las estrategias de control GFL y GFM, donde el recurso basado en inversores está conectado en el punto de conexión (PC) a un equivalente Thévenin de la red eléctrica; las variables con asterisco son valores objetivo.

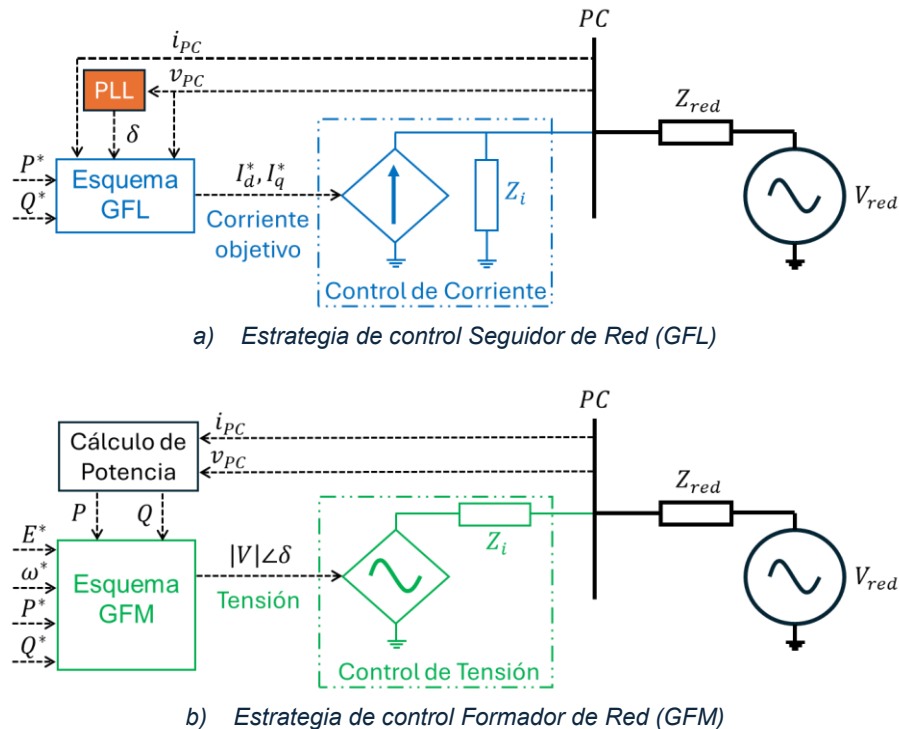


Figura 2-1. Representación simplificada de las estrategias de control de recursos basados en inversores: a) Seguidor de red (GFL); b) Formador de red (GFM)

Ante GFM y GFL bien ajustados, la operación y soporte al sistema pueden ser similares, sin embargo, la principal diferencia entre ambos modos de control es significativamente notoria ante redes débiles ( $SCR < 1.2$ ), donde el GFM tiene un mejor desempeño [6]. Además, un GFL es incapaz de formar red, por lo que no podría operar sin que exista otro dispositivo (usualmente generación síncrona), que genere una referencia para la frecuencia y tensión.

Respecto a las diferencias fundamentales presentadas en la operación del GFM y GFL, el operador de red australiano presentó diferentes casos de comparación para evidenciar las particularidades de operación entre las dos tecnologías [5]. A continuación, se toman algunas de las más importantes.

### 2.1.1 Respuesta en frecuencia (impedancia del inversor)

El GFM tiene una baja impedancia a la frecuencia fundamental, pues tiene un comportamiento como fuente de tensión. En la Figura 2-2 se aprecia un comportamiento opuesto entre ambas tecnologías al analizar la frecuencia fundamental.

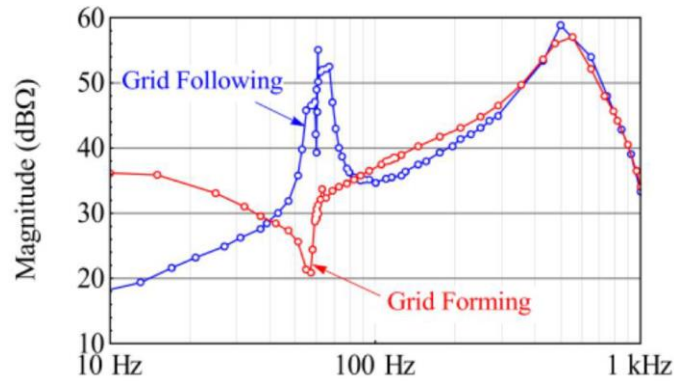


Figura 2-2. Respuesta en el dominio de la frecuencia de inversores GFM y GFL. Tomada de [5].

### 2.1.2 Amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas

Los GFM tienen mayores capacidades de amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas a frecuencias armónicas producidas por la resonancia entre elementos eléctricos y de control. Para que un dispositivo pueda brindar amortiguamiento, se verifica ante un barrido de frecuencia, el ángulo de la impedancia de secuencia positiva, siempre encontrándose entre -90 y 90 grados para indicar un amortiguamiento de oscilaciones por criterio de pasividad. En la Figura 2-3 se presenta el ángulo de interés comparando las tecnologías GFM y GFL y demarcando el límite de -90, 90 grados. La principal conclusión para tal caso asocia al GFL con resistencias negativas en rangos de frecuencia cercanos al nominal.

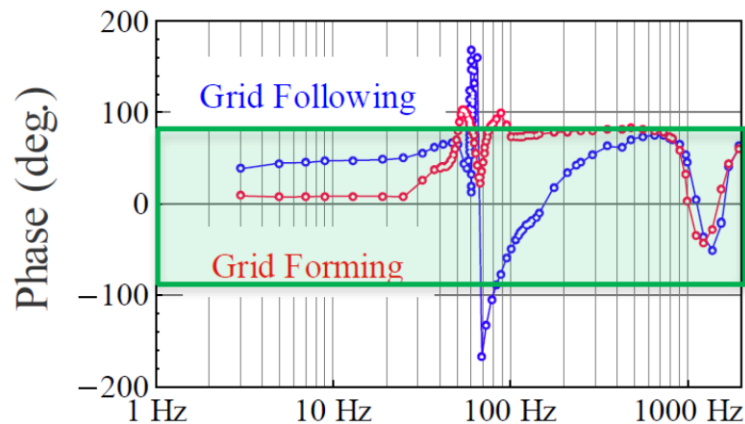


Figura 2-3. Ángulo de la impedancia de secuencia positiva en GFM y GFL. Tomada de [5].

### 2.1.3 Respuesta muy rápida en frecuencia

Debido al control como fuente de tensión y que dentro del GFM se tiene un lazo de control para emular inercia, la respuesta y la energía entregada por el GFM puede ser mayor y entregarse muy rápidamente ante una perturbación de red. Lo anterior, no puede ser realizado de manera tan ágil por un GFL dado sus procesos de medida y sincronización, aun cuando puede brindar soporte en frecuencia de acuerdo con la energía disponible en un momento dado. En la Figura 2-4 se presenta la respuesta de una planta controlada en modo GFM y en modo GFL, ambas con capacidad de soporte en frecuencia. Se observa que a pesar de que el GFL tiene una respuesta rápida, presenta un retraso de tiempo respecto a la respuesta del GFM, es tal retraso el que corresponde a no tener respuesta inercial.

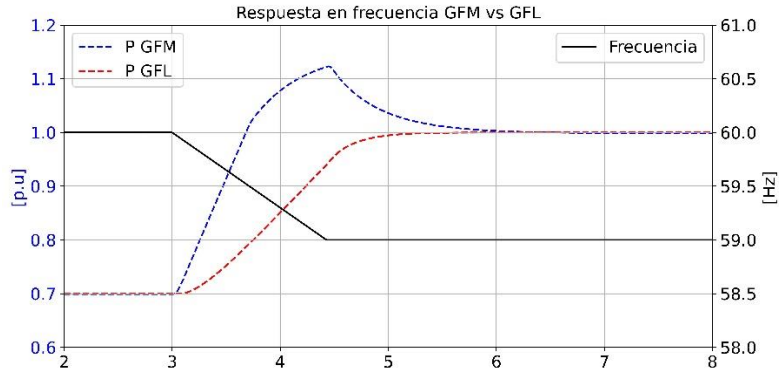


Figura 2-4. Respuesta de plantas GFM y GFL con capacidades de soporte en frecuencia.

#### 2.1.4 Operación adecuada luego de que el sistema pierda la última máquina síncrona

Otra de las características que causa mayor diferencia entre un GFM y un GFL, es la capacidad de operar sin asistencia de máquinas síncronas en la red, capacidad exclusiva de los GFM y por la cual pueden operar en redes aisladas y en redes con baja fortaleza de red. En la Figura 2-5 se aprecia la operación de GFM y GFL vista en diferentes variables de interés, y cuando el sistema pierde la única máquina síncrona a los 30 segundos.

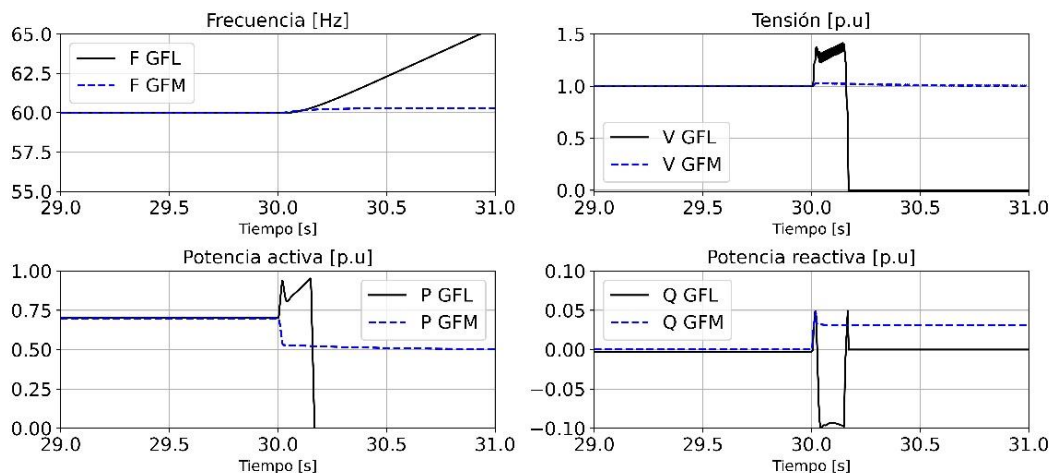


Figura 2-5. Capacidad de operación sin asistencia de máquinas síncronas.

#### 2.1.5 Otras características y particularidades de GFM y GFL

Aquí se enlistan consideraciones y anotaciones relevantes sobre la operación de GFM y GFL, complementadas de acuerdo con [10].

- La característica fundamental que permite clasificar a un IBR como GFM o GFL, es el objetivo de control del IBR, donde el GFL hace todo lo posible de acuerdo con su corriente máxima para alcanzar las referencias de potencia activa y reactiva, pero puede contener lazos adicionales para brindar soporte a la tensión y a la frecuencia. Por otra parte, el GFM hace todo lo posible de acuerdo con su corriente máxima para alcanzar las referencias de tensión y frecuencia.

- b. Los procesos que llevan a la inestabilidad en los GFL ante la operación en redes débiles pueden también deberse al efecto del control de planta, como se aprecia en la Figura 2-6.

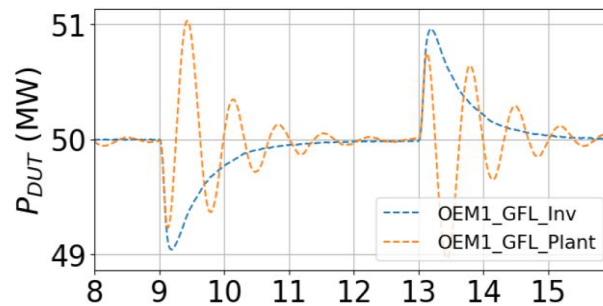


Figura 2-6. Efecto del control de planta en algunos GFL. Tomada de [10].

- c. Existe una dualidad GFM – GFL, pues, aunque ambos modos de control tienen objetivos específicos, estos pueden ser influenciados por esquemas de soporte de red o de limitación de corriente, donde para ciertas condiciones puede parecer que el IBR se comporta en un modo de control diferente al planeado. De esta manera, un GFL con soporte de tensión o frecuencia puede parecer una fuente de tensión siempre que su capacidad de corriente no se alcance. Asimismo, un GFM cuya capacidad de corriente no es suficiente para llegar a las referencias de tensión y frecuencia deseadas, alcanzará el estado de limitación de corriente y se verá como una fuente de corriente constante.
- d. Un GFL no puede sobrevivir la pérdida de la última máquina síncrona y suele tener un límite menor de corriente, pero puede brindar una respuesta rápida, contribuir con amortiguamiento de oscilaciones, calidad de potencia, soporte de tensión, frecuencia y capacidades *Fault-Ride-Through -FRT*.
- e. Aunque el GFM puede sobrevivir la pérdida de la última máquina síncrona, los usuarios finales se interesan más por la estabilización e inyección rápida de energía. Además, los fabricantes marcan una clara diferencia entre los GFM con la capacidad de arranque autónomo y los que no, siendo una capacidad adicional con un propósito de soporte muy específico.
- f. Una de las razones por las que se busca implementar GFM son los problemas de inestabilidad y operación de IBR en redes débiles y que han sido reportados por diferentes operadores de red a lo largo del mundo. También, se explora la creación de bloques análogos al *Power System Stabilizer -PSS* utilizado en máquinas síncronas, pero aplicados en el GFM o incluso en GFL, donde se puedan generar estándares respecto al uso de *Power Oscillations Damping -POD* y teniendo en cuenta que una arquitectura dedicada podrá ocupar parte de la capacidad disponible en el inversor. De igual manera, la ubicación del GFM es relevante y afecta la capacidad que debería tener el GFM para brindar un soporte óptimo.
- g. Los GFM son una de las alternativas para contribuir a mitigar los problemas de estabilidad por la alta integración de IBR, y también contribuyen a incrementar la transferencia de potencia de IBR cercanos, evitar la limitación de la generación convencional y estabilizar GFL cercanos.

- h. Con los IBR actuales y especialmente en redes débiles, se necesitan lazos de control rápidos que ayuden a estabilizar la tensión y ángulo, pero estos lazos son más propensos a la inestabilidad. Las opciones de mitigación incluyen aumentar la fortaleza de red, ajustar los lazos rápidos de control para operar en redes débiles (sin garantía de encontrar una solución estable en todos los puntos de operación), diseñar controles más flexibles o adaptativos durante la operación y/o agregar condensadores síncronos.

## 2.2 Comparación de GFM respecto a tecnologías síncronas

En general, las máquinas síncronas, por su acople mecánico, pueden brindar características de soporte de forma intrínseca, sin necesidad de coordinar un esquema de control y de acuerdo con la masa rodante que tenga. A su vez, la respuesta de un control mecánico para la inyección adicional de potencia activa es de naturaleza lenta, por lo que el soporte que brinda una máquina síncrona es lento comparado con el tiempo que le toma cambiar a las variables eléctricas respectivas.

A grandes rasgos y a nivel de soporte, la maquina síncrona tiene una mayor capacidad de corto circuito, pero decae rápidamente en el primer ciclo. Mientras tanto, los GFM pueden sostener su valor de corriente de corto circuito por más tiempo, pero es un valor más pequeño en comparación con el caso síncrono. Adicionalmente, el GFM está en capacidad de brindar mayor inercia y una respuesta más rápida. Lo anterior se ejemplifica en la Tabla 2-1, la cual presenta proyectos GFM y de compensación síncrona adjudicados por National Grid ESO a 2022 [11].

Tecnología	Subestación	Máxima potencia de corto circuito (MVA)	Inercia (MWs)
GFM BESS	Blackhillock 275 kV	84	333
	Kilmarnock South 400 kV	249	1341
	Eccles 400 kV	936	2686
	Coylton 275 kV	125	0
	Neilston 132 kV	79	0
Compensador síncrono	Beatrice 400 kV	1918	549
	Gretna 400 kV	1334	470
	Rothienorman 400 kV	1037	470
	Thurso South 275 kV	591	454
	Neilston 400 kV	540	454

Tabla 2-1. Proyectos para mejorar estabilidad de red adjudicados en 2022 en National Grid ESO.

Si se analiza el generador síncrono, el GFM no puede superarlo respecto a la contribución de corriente de corto circuito, arranque autónomo y capacidad de sobrecarga. Además, el generador síncrono presta sus servicios de soporte de forma inherente y sin necesidad de una estrategia de control, por lo que estos servicios siempre se han puesto a disposición del sistema de forma natural en sistemas netamente síncronos, de modo equivalente a un equipo de conexión y uso inmediato “Plug and Play”. No obstante, con el cambio de la tecnología de generación a una basada en lazos de control, se tiene que los GFL y GFM no brindan soporte intrínsecamente, por lo que se deben destinar capacidades de corriente a cada contribución particular y diseñar lazos de control para cada servicio que se desee brindar, generando retos para la operación integrada derivados de la utilización de una capacidad de corriente limitada por la electrónica de potencia; más aún, los lazos de control

configurados deben ser estables y proveer los servicios esperados bajo cualquier condición operativa que afecte el voltaje y la frecuencia, lo que genera riesgos de operación inestable, interacción de controles o déficit de servicios críticos durante fallas cuando estos dispositivos se integran a gran escala. La Tabla 2-2 compara los GFM y los generadores síncronos desde el punto de vista del soporte de red.

Atributo	Generador síncrono	GFM
<b>Inercia</b>	Inherente, constante entre 1 y 10 [s]	Controlable, variable entre 0 y 10 [s], depende de la capacidad de corriente de los inversores y la energía disponible en el dispositivo.
<b>Respuesta ante eventos en frecuencia</b>	El arreglo turbina - generador entre 1 y 6 [s]	Capacidad por defecto, debe considerarse la prioridad de las funciones de soporte y la capacidad de corriente disponible
<b>Mitigación de eventos en frecuencia</b>	Con respuesta inercial y primaria de frecuencia	Respuesta rápida y casi instantánea en potencia activa
<b>Mitigación de RoCoF</b>	Con respuesta inercial	Con inercia emulada y respuesta rápida en frecuencia
<b>Corriente de corto circuito</b>	3 - 10 p.u.	Entre 1 y 2 p.u en la salida del inversor. Valores superiores están asociados a mayores capacidades de soporte.
<b>Corriente de corto circuito de secuencia negativa</b>	Inherente	Debe controlarse y se suministra de acuerdo con el límite de corriente (más alta que en el GFL)
<b>Arranque autónomo - Black Start</b>	Posible, no hay problemas de almacenamiento.	El almacenamiento de energía es fundamental. Altos costos al garantizar reservas para Black Start
<b>Susceptibilidad a la fortaleza de red</b>	Aumenta fortaleza del área circundante	Media. El balance entre potencia de entrada y salida puede alcanzarse rápidamente dado que no hay efectos mecánicos.
<b>Comportamiento armónico</b>	Sumidero natural de armónicos	Fuente de armónicos, sobre todo en redes débiles
<b>Soporte FRT</b>	Desempeño adecuado e inherente	Aporte emulado. El cumplimiento de estándares puede ser complejo y difícil de medir en la práctica.
<b>Facilidad de modelado, pruebas y operación multi-máquina</b>	Procesos establecidos, pocas condiciones adversas por interacción de plantas	Procesos poco establecidos con posibilidad de interacciones entre controles. La combinación de diferentes funciones de soporte da complejidad a los análisis

Tabla 2-2. Comparación de aspectos de interés en un generador síncrono y en un GFM.

Otras consideraciones respecto al uso de GFM y máquinas síncronas son:

- La emulación de una máquina síncrona en el control de un GFM puede causar que los problemas de las máquinas síncronas se trasladen al GFM, como inestabilidad del ángulo del rotor e inestabilidad en GFM remotos, por lo que el diseño de control de un GFM no debería replicar exactamente un generador síncrono.
- Los GFM son una tecnología joven que debe recorrer un proceso de generar confianza para su uso, donde las ventajas son amplias al igual que los riesgos. Por otra parte, los compensadores o condensadores síncronos son tecnologías con alto nivel de confianza y mayor conocimiento sobre su operación.
- Existen todavía retos técnicos que resolver para integrar de forma efectiva la tecnología GFM y que la misma pueda soportar una operación a gran escala con 100% de equipos basados en inversores. Coordinar múltiples GFM para mantener estabilidad del sistema antes las diversas dinámicas y fallas que se pueden presentar es complejo, así mismo, se requieren mejoras significativas en las herramientas de simulación, los requisitos técnicos de la tecnología GFL y los procesos de verificación, que aún se encuentran en fase de desarrollo.
- Un uso complementario de GFM y compensación síncrona es ventajoso teniendo en cuenta que los compensadores síncronos contribuyen con corriente de falla y estabilización de la red, mientras que los GFM se pueden priorizar para respuesta rápida en frecuencia y otros servicios de red.

## 2.3 Estado actual de la tecnología GFM y recomendaciones para su integración en Colombia

La tecnología GFM ha generado un reciente interés dado su potencial para mejorar los niveles de integración de generación basada en inversores y la disminución en los costos de fabricación de las baterías, sin embargo, los retos asociados a su integración segura y confiable en sistemas de área amplia no son menores. Se reconoce el potencial de la tecnología GFM, pero también y tal como lo ha manifestado AEMO, operador con más de 1GW de GFM en su sistema, la misma no se ha estandarizado ni se ha desplegado con niveles que generen la confianza suficiente a los operadores. De esta manera, en este capítulo se presentan recomendaciones generales respecto a su integración, las cuales se fundamentan en amplias discusiones a nivel mundial, como la encontradas en [10] y [11], así como en simulaciones realizadas por el CND utilizando los modelos estándar actualmente disponibles.

### 2.3.1 Limitaciones en la corriente del inversor

La limitación de corriente es una estrategia aplicada en el control con el propósito de proteger los elementos de electrónica de potencia que conforman un inversor, los cuales son muy sensibles a daños por sobrecorriente. Para la generalidad de los inversores, su limitación de corriente suele ser cercana a 1 p.u, siendo típico un valor de 1.2 p.u para representar condiciones de operación y verificar efectos de control. No obstante, para implementar un GFM donde se aprovechen efectivamente sus capacidades y se entregue el soporte de red esperado, el límite de corriente debe ser más alto, por ejemplo, cada vez se tiene más conocimiento de fabricantes que indican límites de corriente de 2 p.u e incluso superior, donde valores más altos implican especificaciones diferentes.

De manera general, la limitación de corriente se puede hacer de manera directa o indirecta. Directa, a través de un bloque de saturación que limita la corriente aparente a partir de las componentes de corriente activa y reactiva. Indirecta, a partir de un bloque de impedancia virtual que modifica las referencias de tensión, causando una limitación en la corriente. Ambas estrategias tienen ventajas y

desventajas, por ejemplo, la impedancia virtual requiere sus propias ganancias de control y al ser una limitación indirecta no siempre se garantiza el cumplimiento de los límites [12]. Por otra parte, la limitación directa se ha desvelado como una estrategia que puede reducir los márgenes de estabilidad del inversor. Así pues, cada fabricante utiliza limitación directa o indirecta según sus desarrollos y propuestas propias, tratando de desarrollar el mejor equipo posible.

Operar en la región de limitación de corriente, con muy poco margen de corriente para dar soporte de red, causa una disminución en los márgenes de estabilidad del GFM. Tal desventaja también puede verse en redes débiles al superar los límites de transferencia de potencia en estado estable y no contar con aporte adicional que ayude a estabilizar el sistema. Desde el punto de vista de la estabilidad, se considera que el GFM opera adecuadamente siempre que se encuentre por debajo de su límite de corriente. Desde el punto de vista del sistema de potencia, el mayor aporte de corriente se da cuando el GFM tiene un despacho mínimo y un límite de corriente alto, sin embargo, los despachos pueden ser tan altos como la capacidad nominal del GFM lo permita, por lo que el aporte al sistema de potencia se referencia en términos de la corriente máxima, no del despacho o valores de estado estable. Un valor mayor en la corriente máxima aporta mayor soporte ante eventos en el sistema de potencia, por lo que el GFM tiene mayor probabilidad de mitigar efectos nocivos en tensión y frecuencia, tal como se ilustra en la Figura 2-7. Lo anterior, sin implicar que se deba destinar un margen de corriente de estado estable para brindar soporte a la red.

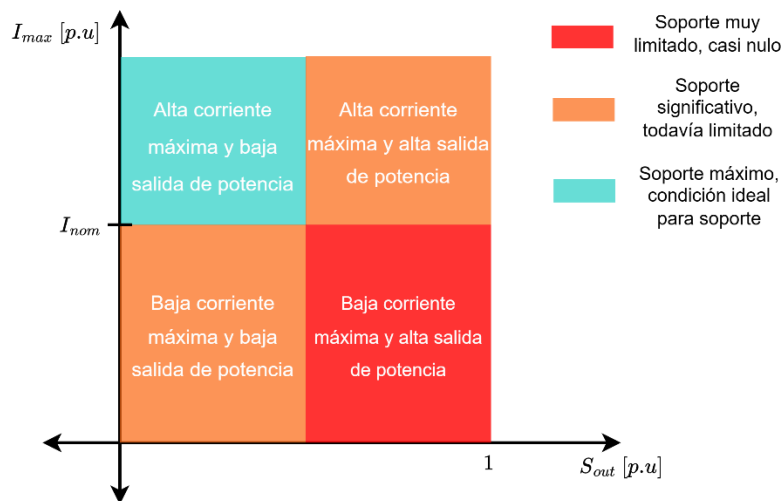


Figura 2-7. Capacidad del GFM para brindar soporte de red dependiendo de la capacidad disponible

La definición de alta o baja salida de potencia puede variar dependiendo del equipo empleado y de la red a la cual se conecta. Cuando se opera cerca a la máxima capacidad de corriente del inversor, se generan cambios en el comportamiento esperado de soporte, pues se debe priorizar la integridad del inversor sobre el soporte que debe brindar. A modo de ejemplo, una limitación directa causa que el GFM no pueda entregar más corriente para alcanzar los niveles de tensión y frecuencia deseados, por lo que, visto desde un nodo externo, el GFM ya alcanzó sus límites de soporte y bien podría verse como una fuente de corriente a su máxima capacidad, condición ante la cual se pierde temporalmente el estatus de fuente de tensión. Por ello, la característica de fuente de tensión se mantiene siempre que la capacidad de corriente del inversor sea suficiente para regular adecuadamente las variables de tensión y frecuencia (objetivo de control del GFM).

### 2.3.2 Gestión de múltiples servicios de soporte al sistema de potencia

Si se considera el soporte esperado del GFM, este presenta gran variedad de funciones y beneficios, pudiendo prestar al tiempo, servicios individuales o múltiples y de acuerdo con las necesidades del sistema de potencia. Sin embargo, cada uno de estos servicios va a ocupar una porción de la capacidad disponible del inversor, por lo que asignar capacidades para cada servicio se vuelve indispensable, haciendo necesario identificar y clasificar los servicios que se proveerán.

Un ejemplo de los servicios que puede prestar el GFM y que dependen en última instancia de la corriente disponible, se presentan en la Figura 2-8, donde en morado se tienen servicios esenciales para cumplir requisitos de generación o del sistema de potencia, en verde aquellas capacidades deseables siempre que no comprometan las capacidades esenciales, y en naranja las capacidades que se pueden proveer, pero a un costo de implementación que no necesariamente se traslada a beneficios.

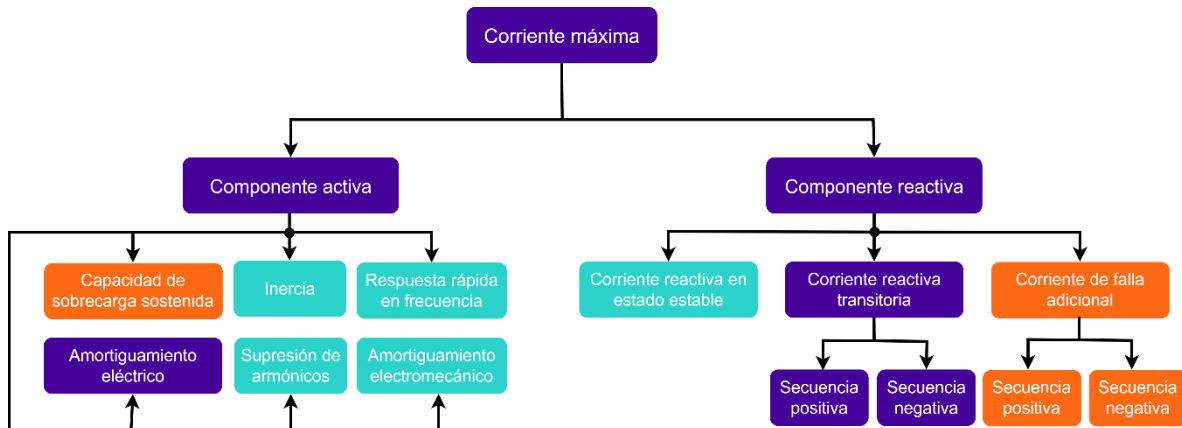


Figura 2-8. Servicios de soporte en un GFM dependientes de la capacidad disponible.

Los servicios que se encuentran en mayor conflicto son aquellos cuya componente de corriente es diferente, es decir, los servicios que necesitan disponibilidad de componente activa están en conflicto con los que necesitan disponibilidad de corriente reactiva, siendo necesario definir cuál es la prioridad de la inyección (potencia activa o reactiva) o cómo va a funcionar la estrategia de limitación utilizada. Especialmente importante en perturbaciones que tengan un efecto combinado en frecuencia y tensión, para la cual, no se permitirá priorización de componentes, sino escalamiento de acuerdo con la propuesta en [1].

### 2.3.3 GFM en diferentes tecnologías de generación

Cuando se habla de un GFM, se refiere al modo de control enfocado en inyectar corriente para regular adecuadamente la tensión y frecuencia de referencia, es decir, se asocia con un software o más específicamente, con el firmware del inversor. En contraposición, no hay una asociación con elementos de hardware o tecnologías de generación específicas, es decir que en teoría, cualquier sistema de generación basado en inversores podría operar como GFM.

No obstante, para que un GFM pueda cumplir con su propósito de regulación de tensión y frecuencia, necesita inyectar componente reactiva y activa de la corriente, respectivamente. Para la componente reactiva, el inversor puede proveerla hasta su capacidad máxima, pero para la componente activa, se requiere de un recurso primario. Dado que el recurso primario renovable es variable por naturaleza, no es confiable para proveer servicios esenciales como la inercia, por lo que se necesita de recursos que dispongan de almacenamiento o energía disponible para ser entregada al sistema

en cortos periodos de tiempo y en las magnitudes necesarias para contrarrestar un desbalance significativo en el sistema. Por ello, lo esperado es que los GFM sean inversores que funcionan a partir de sistemas de almacenamiento de energía o por lo menos híbridos generación-almacenamiento, así se garantiza que habrá suficiente reserva para inyección de potencia activa. De la misma manera, un SAEB que esté entregando el 100 % de su capacidad en un periodo dado, solo tiene capacidad de inyección de corriente de acuerdo con su capacidad máxima de sobrecarga y por tiempos cortos, por lo que una holgura de operación o *headroom* es necesario dependiendo de cada caso para garantizar respuesta adecuada en condiciones de emergencia. Típicamente, entre 1.5 y 3 p.u. de capacidad adicional es garantizado para equipos que prestan servicios esenciales al sistema.

#### **2.3.4 Requisitos de soportabilidad y estabilidad en GFM**

Ante condiciones de baja tensión (10 – 15 %), algunos diseños de GFM podrían dejar de inyectar corrientes para proteger la electrónica de potencia. Si la red es muy débil, el hueco puede propagarse en un área considerable, causando problemas de tensión en área amplia y con el potencial para impactar muchos GFM. Por ello, es fundamental garantizar que los GFM e IBR en general cumplan los requisitos de LVRT, y en particular, que frente a depresiones importantes de la tensión continúen garantizando su operación estable. Luego de terminado el eventual evento, el GFM deberá volver a un estado de operación tal que pueda seguir prestando su servicio de fuente de tensión equivalente.

Una limitación adicional que se puede presentar en los GFM es el desempeño degradado ante condiciones de alta fortaleza de red, lo cual no sucede en máquinas síncronas. Ante una alta concentración de equipos GFM y dependiendo del tipo y de la corriente máxima, se podría generar efectos negativos en la estabilidad del sistema, por lo que simulaciones de área amplia, utilizando modelos EMT del sistema son esenciales para la integración segura y confiable de esta tecnología.

#### **2.3.5 Modelos detallados del GFM**

El modelado de GFM y la verificación de su operación esperada vs real, aún se encuentra en desarrollo, donde se tienen riesgos respecto a la incertidumbre a nivel de estabilidad de IBR distribuidos a lo largo de la red. Además, se carece de modelos precisos para GFM que se encuentren extendidos en las herramientas de simulación comerciales, por lo que representaciones de la corriente de falla y demás respuestas de los GFM, pueden variar dependiendo de la herramienta de simulación y el modelo empleado para representar el equipo que se espera integrar a la red.

Por otra parte, a pesar del desarrollo sobre GFM por varios operadores del sistema, muchos aún carecen de detalles o criterios de aceptación de modelos. Se carece de criterios de desempeño y conformidad a través de un estándar para GFM, y por tanto, los operadores de red han avanzado en establecer sus propios requerimientos para verificar e implementar GFM, los cuales, presentan diferencias entre sí.

## **2.4 Recomendaciones para la integración de GFM para fortaleza de red en el sistema de potencia colombiano**

Los inversores en modo de control GFL representan actualmente la tecnología más desplegada para integrar fuentes renovables no convencionales en la red colombiana, incluyendo recursos solares y eólicos. Esta integración masiva de inversores es positiva en primera instancia, pues diversifica la matriz energética del país, sin embargo, también representa un reto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico nacional en términos de mantener la estabilidad de la red bajo el nuevo

escenario tecnológico. Una gran inyección de recursos de generación renovable no convencional (eólica y solar fotovoltaica) para el cubrimiento de demanda, desplaza y reduce en forma relativa, la proporción del sistema que está siendo atendida a través de tecnologías síncronas (como la hidroeléctrica y la térmica). Esta reducción trae un riesgo fundamental a nivel de inercia, fortaleza de red y amortiguamiento de oscilaciones, los cuales son fundamentales ante eventos de falla.

En el contexto colombiano, es fundamental tener claridad sobre las ventajas y desventajas de operar una red con alta integración de IBR, pues de acuerdo al Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo - Segundo semestre 2025, la proyección de demanda máxima a 2033 es de 13.24 GW, mientras que la capacidad instalada se estima en 37.7 GW, de los cuales 13.7 GW provienen de la generación solar. Con tales proyecciones y para determinadas franjas del día, sería posible tener una alimentación de la demanda a partir de energía solar.

Adicionalmente, de acuerdo con el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP 2025-I), se estima que para la red del SIN a 2032, incluso programando todas las unidades de generación síncrona en cercanías de los nodos más sensibles a los cambios de tensión, no se alcanzan niveles de fortaleza (SCRIF, ver Ecuación 1) recomendados, teniendo que descartar la potencia de los IBRs con desaprovechamiento del energético primario. En las primeras simulaciones EMT de área amplia para el caso colombiano y específicamente para la red de 500 kV en la región Guajira-Cesar-Magdalena, se concluye que existen escenarios con despacho a nivel nacional de generación basada en inversores GFL mayor al 60 %, ante los cuales la potencia que se desconecta durante una falla en el circuito Copey-La Loma 500 kV, es cercana al 86 % de la potencia entregada a través de inversores (>4500 MW). Lo anterior coincide con una red débil, da indicios de que se debe reforzar el sistema mediante la instalación de equipos de compensación y que se debe mejorar el detalle de los modelos de los inversores, introduciendo el requerimiento de modelamiento EMT para los nuevos equipos que se integran [13]. Adicionalmente, los análisis se realizaron bajo la premisa de que las fallas son despejadas en tiempos de operación de las protecciones principales, donde fallas que se despejen por encima de estos tiempos tendrían mayor impacto en el SIN.

Finalmente, desde el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP 2025-I), se da la señal de que a 2029 y para 45 subestaciones con tensiones nominales entre 110 kV y 500 kV, se tienen las condiciones de la Tabla 2-3 respecto al SCRIF, presentando escenarios con SCRIF por debajo de 1.

Valor	SCRIF	X/R
<b>Mínimo</b>	0.82	2.4
<b>Máximo</b>	2	29.2
<b>Promedio</b>	1.2	11.36
<b>Desviación</b>	0.31	5.93

Tabla 2-3. Condiciones críticas de corto circuito en el sistema eléctrico colombiano a 2029.

El SCRIF se define como en la Ecuación 1.

$$SCRIF_i = \frac{SC_{MVA_i}}{P_i + \sum_j (IF_{ji} * P_j)}$$

Ecuación 1. Relación de corto circuito con factor de interacción (SCRIF)

Donde  $SC_{MVA_i}$  es la potencia de corto circuito en el nodo  $i$

$P_i$  es la potencia nominal de la planta basada en inversores que se conecta en el nodo  $i$

$P_j$  es la potencia activa de la planta basada en inversores en el nodo  $j$  asociada al factor de interacción  $IF_{ji}$

$IF_{ji}$  es el cambio de tensión en el nodo  $i$  ( $\Delta V_i$ ) dado un cambio en la tensión del nodo  $j$  ( $\Delta V_j$ )

#### 2.4.1 Rol del GFM en la fortaleza de red

Existen dos grandes maneras en que se puede asociar el GFM con el aporte a la fortaleza de red del sistema 1) Participando en el aseguramiento del nivel mínimo de fortaleza en el sistema de potencia y 2) Participando en mejorar los niveles de fortaleza. Ambos se exploran a continuación:

##### *GFM participando en el aseguramiento del mínimo nivel de fortaleza del sistema*

No se recomienda que los GFM participen en el aseguramiento del mínimo nivel de fortaleza de red del sistema, pues aún no está verificada su capacidad de aporte instantáneo y continuo de corto circuito, así como el comportamiento estable de la tecnología como solución a requerimientos/servicios estructurales de la red eléctrica, sobre todo, en sistemas a gran escala. El mínimo nivel de fortaleza del sistema es aquel que permite la adecuada operación del sistema de protección, de los controladores de tensión y la operación estable del sistema<sup>3</sup> [14].

##### *GFM participando en el aseguramiento de un nivel eficiente de fortaleza del sistema*

Por encima del mínimo nivel de fortaleza del sistema, necesario para operar el sistema de forma segura, se tiene un nivel eficiente de la fortaleza del sistema, el cual asegura que un IBR nuevo no cree, amplifique o propague inestabilidad en estado estable, así como que no se creen oscilaciones luego de despejar una contingencia. Además, permite la operación segura y la conexión de IBR sin generar interacciones por debilitamiento de la red<sup>4</sup> [14].

Para garantizar un nivel eficiente de fortaleza, el mínimo nivel de corto circuito debe ser garantizado por compensadores y generadores síncronos. En etapas iniciales del despliegue de la tecnología GFM, los mismos son un elemento adicional para aportar a la estabilidad de la operación, generando un mejor desempeño respecto a la tecnología GFL y brindando aportes adicionales a los niveles mínimos de fortaleza, especialmente en respuesta rápida e inercia, los cuales deben ser verificados mediante simulaciones EMT de área amplia.

Para garantizar un nivel de fortaleza eficiente a partir de IBR, los modelos de GFM y GFL deben ser conocidos con suficiente detalle, de modo que los estudios a realizar permitan identificar si se puede mantener la estabilidad del sistema al agregar más IBR. Para lo anterior, se requieren pruebas de integración exhaustivas, que verifiquen la estabilidad en sistemas reducidos barra infinita, mediante pruebas Hardware-in-the-Loop (HIL), y en sistemas de área amplia detallados. De manera general, debe mantenerse una proporción adecuada entre generación síncrona, GFL y GFM.

---

<sup>3</sup> La recomendación de que los GFM no participen en el aseguramiento del nivel mínimo de fortaleza se hace en la sección 6.1.1 en [11], mientras que la definición del término mínimo nivel de fortaleza se presenta resaltada en el texto al final de la sección 1.2.5 en [14].

<sup>4</sup> La definición del término nivel eficiente de fortaleza se presenta resaltada en el texto al final de la sección 1.2.5 en [14]. Mayores detalles sobre su aseguramiento se presentan también en la sección 6.2 en [11].

### 3 Propuesta de requisitos para controladores formador de red (GFM)

A continuación, en la Tabla 3-1 se enumeran las características fundamentales esperadas en los SAEB en modo de control GFM. Estas características se muestran como requisitos y se exigen para todos los SAEB independientes e híbridos que se conecten al STR y STN, así como para aquellos con capacidad nominal mayor a 1 MVA que se conecten al SDL. Los requisitos parten de promesas de valor de la tecnología GFM así como de necesidades en el sistema de potencia [5], [15], [16]. Si bien el desempeño del control GFM es superior al del GFL, se resalta que es una tecnología que sigue en desarrollo, por lo que los requisitos listados pueden variar en función del desempeño que se evidencia a nivel mundial y del establecimiento de normatividades internacionales (IEEE o IEC) respecto al desempeño. Así pues, la Tabla 3-1 contiene los siguientes campos.

1. **Requisito:** Define la capacidad técnica específica o la característica esperada del GFM, como la capacidad de soportar bajos SCR o la supresión de los saltos en el ángulo de la tensión.
2. **Descripción:** Explica cada requisito, describiendo como deben actuar los GFM ante condiciones específicas de red.
3. **Justificación:** Justifica la necesidad del requisito, usualmente vinculado con la estabilidad operativa del sistema de potencia, la respuesta ante fallas o la resiliencia operativa.
4. **Problema abordado:** Identifica retos en la operación de la red, los cuales se pretenden resolver dado el requisito propuesto, por ejemplo, problemas de sincronización, de estabilidad o de condiciones de red débil.
5. **Comparación con GFL:** Destaca cómo se desempeñan los GFL respecto al requisito propuesto, con diferencias clave cuando corresponde.

Se resalta que en la Tabla 3-1, para el requisito de arranque autónomo o *Black Start*, y de acuerdo con [10], debe establecerse una ruta de reinicio del sistema, donde el dispositivo de arranque en negro debe proveer la corriente de conexión o *inrush* de transformadores, la corriente de carga de líneas y las corrientes de arranque de motores de inducción, esta es una capacidad que puede ser brindada por GFM. También, los transformadores de interconexión, puesta a tierra, carga o servicios auxiliares, deben considerar la saturación y debe establecerse una secuencia de arranque definida para reiniciar el sistema por etapas.

Finalmente, los requisitos solicitados son exigidos y verificados a nivel del punto de conexión de la planta, por lo que los ajustes propios del inversor pueden tener variaciones de forma que se asegure el cumplimiento en dicho punto.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
<b>Capacidad de operar ante diferente relación SCR y X/R</b>	Los GFM deben operar de forma estable con SCR de hasta 1.2 y ante X/R entre 2.4 y 30.	Garantiza que los GFM sean resilientes en condiciones de baja fortaleza del sistema. También, que puedan contribuir a mejorar el desempeño de los GFL del área circundante.	Mitiga la inestabilidad o la desconexión del propio GFM, así como de los GFL cercanos.	Los GFL suelen requerir un SCR mínimo entre 3 y 5 para una operación estable. Para los GFM, se espera que puedan operar con SCR menor a 3.
<b>Mitigación de perturbaciones en magnitud de la tensión</b>	Para mejorar la estabilidad del sistema, los cambios en tensión debidos a perturbaciones deben causar una respuesta del GFM en menos de 8 ms (tal como se definió en el tiempo de respuesta)	Esta es una característica intrínseca de los GFM y no se espera que tenga un alto impacto en el costo.	Reducción del tamaño y la propagación de la perturbación a lo largo del sistema.	Los GFL siguen la tensión, pero pueden brindar soporte a la misma a través de la respuesta en potencia reactiva. Los GFM tienen un efecto estabilizador y deben responder en menos de 8 ms (tal como se definió en el tiempo de respuesta).
<b>Mitigación de perturbaciones por variación instantánea del ángulo de la tensión</b>	Los GFM deben suprimir los cambios de ángulo en tensión de hasta 60°, respondiendo en menos de 8 ms (tal como se definió en el tiempo de respuesta), para contribuir a estabilizar el sistema de potencia.	Los cambios súbitos en ángulo pueden provocar desconexión o pérdida de sincronismo en el inversor. Este requisito garantiza que el GFM sea estable y mejore la estabilidad de los GFL al reducir el impacto del cambio de ángulo. Es una capacidad inherente del GFM.	Previene la desconexión del inversor en eventos de falla, de conmutación o que causan cambios de ángulo.	Los GFL dependen del PLL para la sincronización y tienen una menor tolerancia a los cambios de ángulo, siendo susceptibles a la pérdida de sincronización. Por otra parte, los GFM se sincronizan sin necesidad de un PLL.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
<b>Mitigación y operación ante un evento RoCoF</b>	Los GFM deben operar ante RoCoF de hasta 5 Hz/s y causando una mejora en la frecuencia del sistema comparado con un escenario en donde no hay GFM.	La respuesta rápida en potencia activa es intrínseca del GFM, por lo que no se esperan costos de este requisito.	Previene la desconexión involuntaria de plantas y sistemas de protección susceptibles a eventos RoCoF.	Un GFL & GFM puede contribuir en la supresión del RoCoF con una rápida respuesta en frecuencia. Aun así, los GFM brindan mayor soporte al agregar inercia virtual.
<b>Respuesta de potencia reactiva durante contingencias</b>	Los GFM deben responder rápidamente en componente reactiva (tal como se definió en el tiempo de respuesta), con una contribución de mínimo 1.5 veces su corriente nominal y por mínimo 5 segundos. También, deben contribuir con adiciones o decrementos en la corriente reactiva y en menos de tres ciclos luego de ocurrido un evento de tensión. El control de corriente de secuencia negativa debe estar disponible y debe poder ajustarse como parámetro de inyección esperada.	El soporte de tensión durante las fallas y después de su despeje es crucial para la estabilidad del sistema. Todos los recursos basados en inversores deben inyectar potencia reactiva de manera rápida.	Se garantiza una rápida recuperación de la tensión y se evitan fallos en cascada. Además, el aporte de secuencia negativa mitiga efectos de desbalance que pueden afectar otros sistemas de control y protección.	Los GFL y los GFM son similares, salvo que, para algunos GFM la operación durante falla no depende de umbrales de tensión. Esto es una característica de rendimiento que debe considerarse. El GFL usualmente responderá más lento que el GFM.
<b>Respuesta rápida en potencia activa</b>	Los GFM deben tener una respuesta rápida de la componente activa (tal como se definió en el tiempo de respuesta), con una contribución de mínimo 1.5 veces su corriente nominal por mínimo 5 segundos de forma continua.	La respuesta rápida de la componente activa es fundamental para brindar soporte y mitigar el impacto de los eventos en frecuencia	Mitigación de eventos con impacto en la frecuencia, reduciendo RoCoF y NADIR.	Si bien el GFM puede brindar un soporte más rápido, las diferencias de velocidad respecto al GFL se reducen cada vez más, donde el soporte rápido en frecuencia puede considerarse en ambas tecnologías.
<b>Comportamiento adecuado ante</b>	La respuesta del GFM al operar durante falla balanceada o	Las dinámicas de los GFM podrían	Inestabilidad de GFM o pérdida de las	Los GFL son dispositivos controlados en su

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
<b>limitación de corriente</b>	desbalanceada, en su corriente máxima, debe ser estable y cumplir con requisitos de magnitud y tiempo (sus componentes activa y reactiva serán mínimo 1.5 veces la corriente nominal por 5 segundos). Tampoco debe causar ni empeorar los efectos adversos que impactan el sistema.	asemejarse a las de los GFL ante un estado de limitación de corriente, durante el cual el GFM no conserva todas sus capacidades. El objetivo de este requisito es reconocer la limitación del GFM y minimizar su impacto.	capacidades de un GFM crítico cuando el límite de corriente se alcanza.	corriente, sea ante condiciones de estado estable o de falla. Su desempeño no se ve afectado positiva ni negativamente por la limitación de corriente.
<b>Amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia</b>	Los GFM no deben generar ni magnificar oscilaciones, asegurando que no haya interacción adversa entre máquinas síncronas e IBRs. El GFM debe amortiguar oscilaciones en rangos sub-síncronos y super-síncronos.	Los inversores ajustados de forma inadecuada pueden interactuar con otros dispositivos, causando inestabilidad en la red	Previene interacciones no deseadas en el inversor y oscilaciones con otros recursos basados en inversores.	Idealmente, los GFL no causan interacciones adversas con otros IBRs, pero esto no siempre es el caso, especialmente cuando se trabaja en redes débiles.
<b>Aporte de corriente de corto circuito</b>	Durante contingencia, los GFM deben responder en menos de 8 ms (tal como se definió en el tiempo de respuesta), para estar en la capacidad de aportar componentes activa y reactiva de la corriente de mínimo 1.5 veces su capacidad nominal por mínimo 5 segundos. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	El aporte de cortocircuito contribuye a la fortaleza de red, brindando soporte y reduciendo efectos de inestabilidad en GFL cercanos.	Previene la propagación de huecos de tensión y la pérdida de sincronización en el GFL. Además, previene la mala coordinación de sistemas de protección tradicionales y mejora procesos de detección de falla basados en la corriente.	Los GFL están en capacidad de suministrar las mismas magnitudes de corriente, pero responden más lento por sus procesos de sincronización y medida.
<b>Aporte de inercia sintética</b>	Los GFM deben poder aportar corriente activa rápidamente (tal como se definió en el tiempo de	La respuesta inercial de un GFM es intrínseca de su funcionamiento,	Por la rápida acción del GFM, se mitigan parcialmente los	Los GFL, por sus procesos de sincronización, no pueden

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
	respuesta), de forma que se contribuya a mitigar los cambios bruscos en la frecuencia. La respuesta inercial disponible debe ser mínimo de 3 segundos, medidos respecto a la capacidad nominal del GFM. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	asociada con la respuesta rápida a cambios de potencia activa o frecuencia.	eventos con impacto en la frecuencia.	reaccionar tan rápido como los GFM, por lo que con la tecnología actual GFL no se espera soporte inercial.
<b>Capacidad de sobre carga temporal</b>	Cuando se deba contribuir a la mitigación de eventos en la red, el GFM debe operar de forma estable y aportar según la magnitud del evento, un mínimo de 5 segundos continuos en las componentes de corriente. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	La capacidad de sobrecarga debe estar presente en todos los GFM pues permite tener un margen de utilización para brindar soporte de red y realizar un arranque en negro.	Se contribuye al soporte de red al contar con un valor disponible y mayor a la corriente nominal.	Los GFL están en capacidad de tener el mismo nivel de sobrecarga, pero responden más lento y pueden tener problemas en redes muy débiles.
<b>Capacidad de arranque autónomo (Black Start)</b>	Los GFM pueden regular tensión y frecuencia, por lo que pueden actuar en islas siempre que las cargas a suplir se puedan alimentar con la energía almacenada. Esta capacidad permite energizar de manera secuencial aquellos sistemas que se han apagado en su totalidad.	Es una característica de algunos GFM que se puede usar si se tiene un margen de energía disponible y se articula una secuencia definida de reinicio del sistema.	Se incrementa la resiliencia del sistema y se brinda soporte en caso de eventos de desconexión masiva.	Los GFL no pueden regular tensión ni frecuencia, no pueden formar red y no pueden suministrar características de arranque autónomo.
<b>Capacidad de permanecer conectado al sistema durante un evento.</b>	Los GFM deben brindar soporte a la red, por lo que ante una perturbación, deben permanecer conectados y cumpliendo tiempos de LVRT y HVRT, TOVRT, LFRT y HFRT.	El soporte de red, intrínseco o no, del GFM, se ve comprometido si se ajustan erróneamente sus esquemas de desconexión.	Se evita la mala operación del sistema y el bajo soporte de red por GFM mal ajustados	El GFL y el GFM pueden ajustarse con curvas de desconexión semejantes.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
<b>Regulación primaria</b>	Es la variación de la potencia entregada en respuesta a cambios de la frecuencia. Se debe asignar por lo menos un 3 % de la potencia nominal como potencia disponible para soporte de regulación primaria. Esta debe poder mantenerse al menos durante 1 minuto.	Se brinda soporte a cambios en la frecuencia	Se garantiza que existirá un margen de la capacidad disponible para contribuir al soporte de regulación primaria en frecuencia.	El GFL está en capacidad de brindar soporte de regulación primaria.
<b>Priorización de corrientes</b>	Los GFM no pueden asignar una prioridad a las componentes de corriente cuando se alcanzan los límites de corriente <sup>5</sup> .	Se debe garantizar la estabilidad y continuidad de servicios críticos durante condiciones de saturación de la capacidad del equipo.	El GFM alcanza los límites de corrientes del equipo y se prioriza una corriente en detrimento de los requerimientos de la otra	Generalmente el GFL utiliza lógica de priorización de inyección de corrientes.
<b>Limitación de corriente</b>	Cuando el GFM supere los límites definidos de corriente de estado estable, el retorno a los valores de operación de estado estable debe hacerse de forma continua y controlada, con una disminución de los límites de sobrecarga temporales de máximo el 0.05 p.u/s. Lo anterior, en función de las exigencias que el sistema imponga frente a los aportes de corriente activa y reactiva.	Se evita que el inversor tenga un cambio abrupto en la corriente cuando se superen los límites de corrientes definidos, buscando un desempeño similar al de una maquina síncrona cuando se activan los limitadores de sobre y sub excitación.	Cambios abruptos en la corriente de salida, pueden generar inestabilidad en la red de transmisión.	Está en capacidad de hacerlo, actualmente se solicita un aporte de corriente reactiva durante 500 ms luego de despejarse un evento.

Tabla 3-1. Consideraciones para la evaluación de la integración de plantas GFM en el sector eléctrico colombiano.

<sup>5</sup> Los GFM no pueden asignar una prioridad a las componentes de soporte activas o reactivas [1], sino que se debe aplicar un escalamiento del aporte que idealmente debería tener, pero que debe ser reducido por un factor de escalamiento ( $F$ ) de acuerdo con la corriente máxima del equipo. Siendo  $I_{ideal} = \sqrt{I_{d\ ideal}^2 + I_{q\ ideal}^2}$  donde la designación de ideal se asocia con un GFM hipotético cuya capacidad de corriente no ha sido alcanzada. Entonces se usa un factor de escalamiento  $F = I_{max}/I_{ideal}$ . De esta manera,  $I_{d\ salida} = F I_{d\ salida}$  e  $I_{q\ salida} = F I_{q\ salida}$ .

## 4 Banco de pruebas para verificar el funcionamiento de equipos GFM con almacenamiento de energía a través de baterías (GFM-SAEB) para conexión al SIN

La tecnología GFM no ha alcanzado un punto de estandarización internacional, por lo que aún está en procesos técnicos de evaluación a nivel mundial orientados a comprender sus capacidades y limitaciones, donde los resultados de modelado que coincidan adecuadamente con la implementación real son vitales para generar confianza en las implementaciones masivas a nivel del sistema de potencia. Una verificación inadecuada puede causar que una planta que no deba estar conectada, lo esté, o que el soporte esperado no se cumpla, por lo que se necesitan requisitos de verificación claros y exhaustivos durante la etapa de asignación, desarrollo y puesta en servicio de los GFM-SAEB.

Para lo anterior, se necesita un modelo detallado del control del inversor, así como someter este modelo a bancos de pruebas que permitan prever con mayor precisión la operación del GFM. Estos bancos de prueba deben exigirse para simulaciones EMT y Hardware-In-The-Loop, estableciendo además, el requerimiento de que los desarrolladores de los modelos provean el código real de los inversores, de manera que la tecnología pueda ser integrada de forma idónea en el sistema y con mayor conocimiento sobre su operación. En la etapa de interconexión, simulaciones de área amplia utilizando modelos EMT son además necesarias para identificar posibles interacciones con otros elementos de la red.

De esta manera, este documento contiene diferentes sistemas y escenarios de prueba, definiendo condiciones iniciales y criterios de éxito según corresponde a cada escenario. Además, se utilizan sistemas reducidos, pues el propósito es verificar el control del GFM, sin que lo anterior descarte la necesidad de conducir estudios detallados utilizando modelos EMT de área amplia. En conjunto, se genera un banco de pruebas para verificar la operación individual del GFM. Es importante indicar que, dado que se trata de una tecnología que sigue en desarrollo, cambios sustanciales pueden requerirse en la medida que se gane más familiaridad con sus estrategias de control.

### 4.1 Criterios generales para la evaluación de la respuesta del GFM

En esta sección se definen y presentan criterios generales para tener en cuenta en la operación del GFM durante las pruebas de la sección siguiente.

Así pues, se define de forma inicial lo que se espera respecto a la corriente de salida del GFM. En estado estable la magnitud de corriente es de hasta 1 p.u en corriente activa y 0.33 p.u en corriente reactiva, es decir, la capacidad nominal del GFM. Sin embargo, ante la ocurrencia de un evento en  $t = t_f$ , la corriente nominal del GFM debe ser superada rápidamente. El requisito de acuerdo con la Tabla 3-1, es que dependiendo de las necesidades de la red se tenga la capacidad de entregar como mínimo 1.5 veces el valor nominal de las componentes activa y reactiva de la corriente durante 5 s. Luego de este tiempo, es decir, luego de  $t = t_f + 5$  s, el GFM podría desconectarse del sistema. Lo anterior se representa en la Figura 4-1. Se aclara que en el caso de GFM la corriente de falla en tiempo subtransitorio, transitorio y de estado estable, es igual y debe sostenerse en el tiempo

requerido de 5 s. En la Figura 4-1, la corriente se presenta de forma ideal, por lo que podrían esperarse oscilaciones amortiguadas en la inyección de la falla ( $t = t_f$ ).

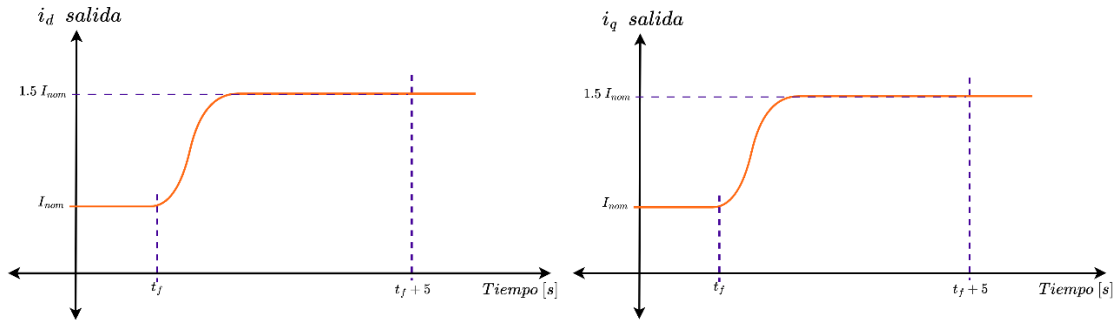


Figura 4-1 Respuesta esperada del GFM durante un evento que necesite la máxima capacidad de corriente del GFM.

Luego del aporte mínimo de corriente en componentes activa y reactiva, se deben tener en cuenta los tiempos de establecimiento y de respuesta inicial del GFM.

**Tiempo de respuesta (Tr):** Tiempo que tardan los valores instantáneos<sup>6</sup> de las variables de interés, en alcanzar un 90 % del cambio esperado con una banda de tolerancia de  $\pm 5$  %, tal como en la Ecuación 2. El tiempo de respuesta debe ser máximo 8 ms <sup>7</sup> [1]. Si se consideran valores RMS o de secuencia positiva, el tiempo se puede extender hasta un ciclo, resultando en un tiempo de 25 ms.

$$Valor_i - (\Delta Valor_{esp} * 1.05) \leq Valor_{f90\%} \leq Valor_i + (\Delta Valor_{esp} * 1.05)$$

Ecuación 2. Tiempo de respuesta

Donde **Valor<sub>i</sub>** es el valor inicial de la señal de interés en el estado estable

$-\Delta Valor_{esp}$  es el valor del cambio esperado ( $\Delta$ ) en la señal de interés

**Valor<sub>f90%</sub>** es el valor final que debe tener la señal de interés 8 ms luego de la ocurrencia de un evento, el valor debe corresponder con el valor inicial más un 90 % del cambio esperado con una banda de tolerancia de  $\pm 5$  %.

**Tiempo de establecimiento (Te):** Tiempo que tardan los valores instantáneos de las variables de interés en alcanzar el cambio esperado, manteniéndose dentro de una banda entre +20 % y -10 %, tal como en la Ecuación 3. El tiempo de establecimiento debe ser máximo de tres (3) ciclos, es decir, 50 ms <sup>8</sup> [1]. Si se consideran valores RMS o de secuencia positiva, el tiempo se puede extender hasta un ciclo, resultando en un tiempo final correspondiente a 4 ciclos.

<sup>6</sup> Refiere a las variables en el marco abc o  $\alpha\beta$

<sup>7</sup> "In response to a grid-side disturbance, the instantaneous active/reactive current or power variation shall reach no less than 90% of its expected value within 10 ms"

Dado que la referencia original se orienta a una frecuencia de sincronismo de 50 Hz, se trasladan los tiempos para que correspondan a una frecuencia de 60 Hz.

<sup>8</sup> "When a steady-state value is anticipated after the disturbance in an event, a settling time of 60 ms is expected. The settling time is defined as the last instant when the measured or simulated value enters a +20%/-10% tolerance band around the expected value".

$$\text{Valor}_i - (\Delta\text{Valor}_{\text{esp}} * 1.1) \leq \text{Valor}_e \leq \text{Valor}_i + (\Delta\text{Valor}_{\text{esp}} * 1.2)$$

Ecuación 3. Tiempo de establecimiento

Donde **Valor<sub>e</sub>** es el valor de establecimiento de la señal de interés y corresponde al tiempo de 50 ms luego de iniciado el evento, donde se debe alcanzar una banda del -10/+20 % respecto al cambio esperado en la señal.

Los tiempos de respuesta y establecimiento se visualizan gráficamente en la Figura 4-2 y Figura 4-3. La Figura 4-2 presenta las bandas de tolerancia para los tiempos de respuesta y establecimiento, dado un cambio esperado en la variable de interés. La Figura 4-3 presenta un ejemplo de medición en valores *abc*, caso en el cual, se toman los picos del valor absoluto de la onda sinusoidal resultante, de modo que se obtiene una envolvente. La envolvente debe cumplir con los tiempos de respuesta y establecimiento planteados, interpolando el valor de la envolvente a los 8 ms y 50 ms.

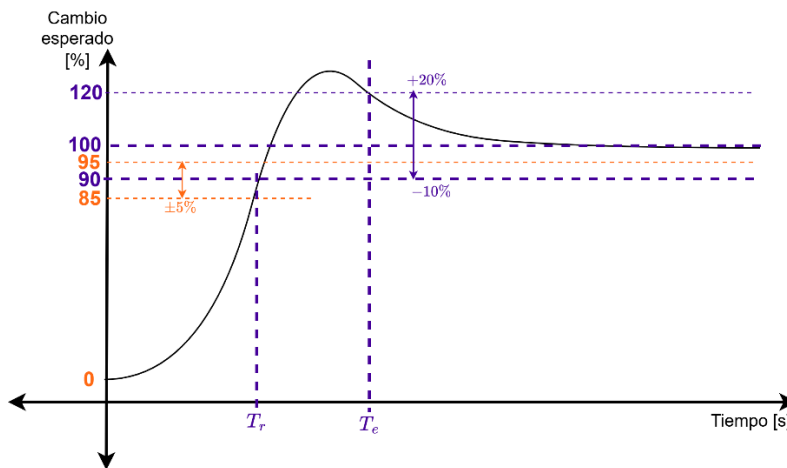


Figura 4-2. Tiempos de respuesta y establecimiento ante un cambio esperado en la señal de interés

A modo de ejemplo, en la Figura 4-3 se tiene una corriente de estado estable de 0.768 kA, donde debido a una perturbación, se espera un delta de corriente de 0.768 kA. El valor esperado al 90 % es  $1.421 \leq 1.459 \text{ kA} \leq 1.498$  (debe ser alcanzado en 8 ms), mientras que el valor final es de  $1.459 \leq 1.536 \text{ kA} \leq 1.689$  (debe ser alcanzado en 50 ms). Así pues, al tomar la medida en 8 ms, se obtiene un valor de 1.458 kA, cumpliendo el requisito. A los 50 ms, el valor es de 1.495 kA, encontrándose dentro de la banda permitida para el tiempo de establecimiento.

Dado que la referencia original se orienta a una frecuencia de sincronismo de 50 Hz, se trasladan los tiempos para que correspondan a una frecuencia de 60 Hz.

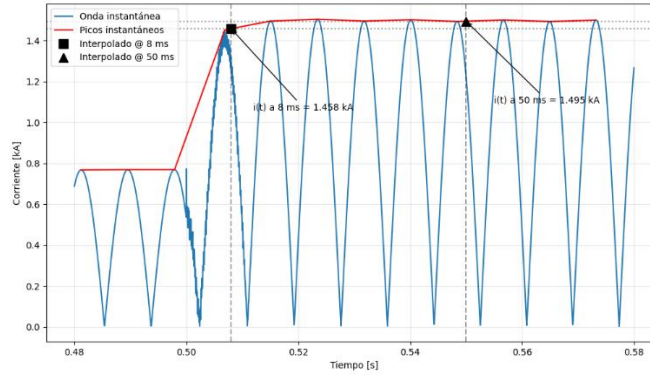


Figura 4-3. Medición del tiempo de respuesta y establecimiento en una señal instantánea ( $abc$  o  $\alpha\beta$ )

Finalmente, se tienen los requerimientos FRT y TOVRT, como en la Tabla 4-1. El requisito de LVRT y HVRT se representa en la Figura 4-4

Voltaje en el Punto de conexión	Tiempo mínimo [ms]	Observaciones
$1.7 < V \leq 1.8$	0.2	TOVRT: Tensión instantánea a la frecuencia fundamental, tiempo acumulado sobre una ventana de 1 minuto, de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 2800 de 2022.
$V > 1.6$	1	
$V > 1.4$	3	
$V > 1.25$	15	
$1.1 < V \leq 1.25$	5000	HVRT: Tensión RMS de la frecuencia fundamental, no se permite bloqueo de la inyección de corriente.
$V \leq 1.1$	Continuo	
$V \geq 0.85$	Continuo	
$V < 0.85$	6000	

Tabla 4-1. Límites de soportabilidad ante TOVRT, HVRT y LVRT.

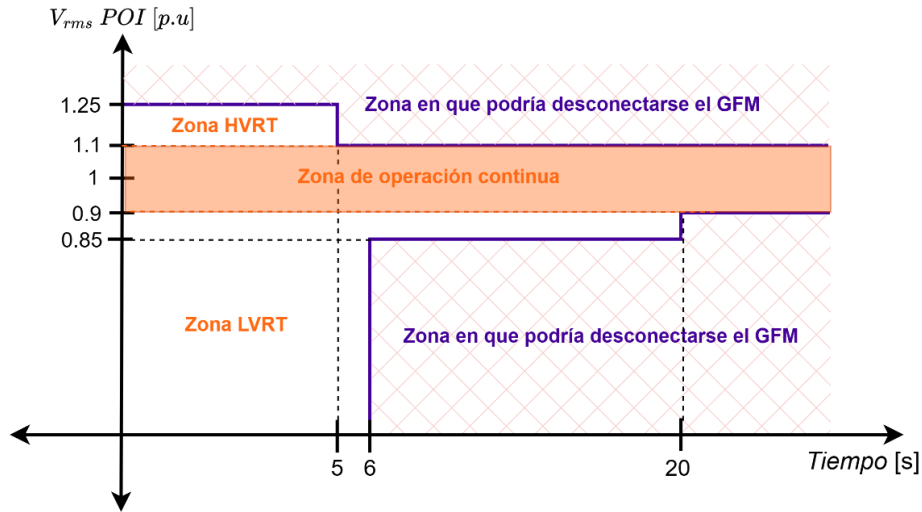


Figura 4-4 Curva de soportabilidad LVRT y HVRT

Finalmente, el cumplimiento de los requisitos es en el punto de conexión.

## 4.2 Sistemas de prueba

### 4.2.1 Sistema 1. Configuración con equivalente de red - GFM

Este sistema se propuso en [17] y también fue considerado en [18]. Consiste en una fuente ideal de tensión más una impedancia en serie, variable y conectada al GFM de prueba. La fuente debe ser controlable para ajustar frecuencia, magnitud y ángulo de la tensión en cualquier momento. La impedancia en serie debe ser variable, de modo que se pueda ajustar la fortaleza del equivalente de red. El sistema descrito se aprecia en la Figura 4-5.

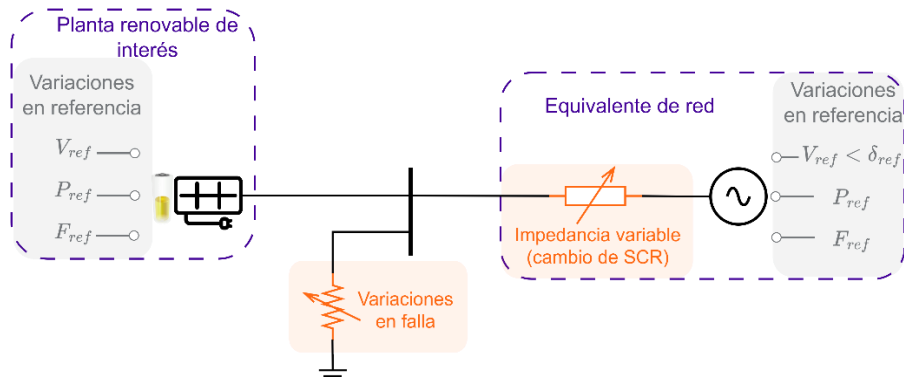


Figura 4-5. Sistema de prueba tipo fuente y GFM.

El sistema de prueba 1 se utiliza para las pruebas de la sección 4.3 y para las pruebas 5-8, 12, 13, 19, 21 y 22 de la sección 4.4

#### 4.2.2 Sistema 2. Múltiple generación en nodo único

Este sistema se utiliza en [17] y [18], y consiste en los siguientes elementos conectados a un solo barraje y sin impedancias de red.

1. Un generador síncrono con un modelo de excitación simplificado (por ejemplo, el tipo SCRX), un modelo de turbina-gobernador (por ejemplo, el tipo TGOV1) y un interruptor para desconectar el generador síncrono.
2. Una carga de impedancia constante con un factor de potencia máximo de 0.9 en atraso.
3. El GFM cuyo funcionamiento se desea verificar (GFM1).
4. Un duplicado del GFM1 con cerca de la mitad de su capacidad y controlado como GFM (GFM2). Los GFM de este sistema de prueba tienen controladores idénticos operan de forma estable y sin interacciones adversas. El GFM2 ayuda a verificar operación coordinada de múltiples GFM.

Los GFM deben suplir la demanda ante la pérdida del generador síncrono, el generador síncrono debe tener la capacidad de alimentar la carga y cargar los GFM. Ambos GFM deben estar en el modo de control de tensión con los mismos ajustes de *droop*.

Todas las protecciones en el GFM de interés deben reflejar lo planeado para la instalación en campo, pero con ajustes amplios dentro de las capacidades de los equipos para poner a prueba el GFM ante cambios extremos en tensión, frecuencia y ángulo.

La Figura 4-6 está parametrizada como ejemplo, donde las capacidades pueden cambiar siempre que se respeten las indicaciones dadas.

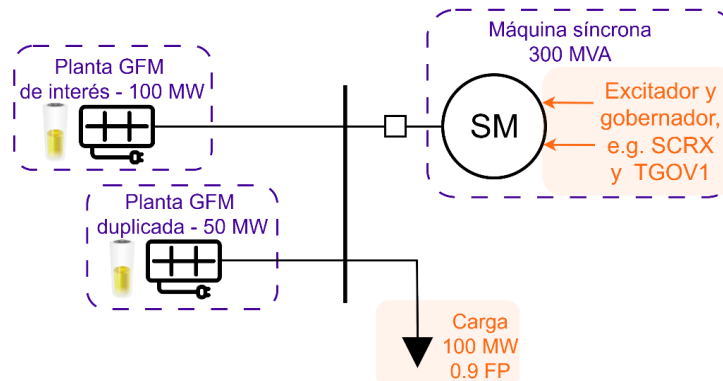


Figura 4-6. Sistema de prueba en nodo único.

El sistema de prueba 2 se utiliza para las pruebas 1-4 y 9-11 de la sección 4.4

#### 4.2.3 Sistema 3. Escaneo en frecuencia

Este sistema de prueba se propuso en [17], [19] y [20], con los elementos de la Figura 4-7, para realizar el método de barrido en el dominio de la frecuencia. Consiste en conectar un equivalente de red a la planta de interés, pero en medio, ubicar una fuente de tensión en serie para introducir perturbaciones de frecuencia diferente a la nominal de la red.

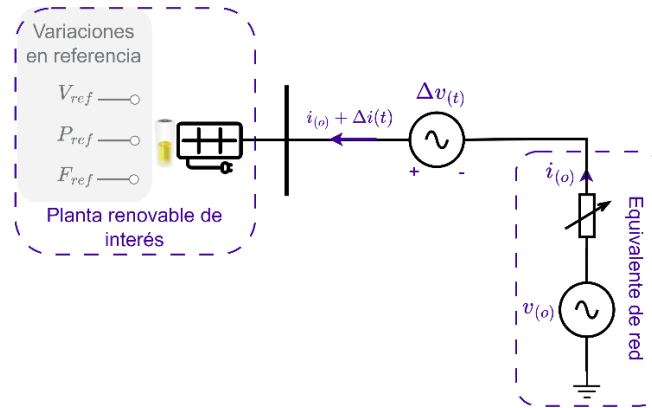


Figura 4-7. Sistema de prueba para barrido de frecuencia.

El sistema de prueba 3 se utiliza para las pruebas 16 a 18 de la sección 4.4

#### 4.2.4 Sistema 4. Efecto de línea de transmisión

Este sistema se propone en [21] para identificar interacciones entre el GFM1 y otros elementos, como el GFM2, el generador síncrono, e incluso un elemento compensador. En lo posible, ambos GFM operan con controles diferentes, pero estables y sin interacciones adversas entre sí. Por ejemplo, en el caso de [21], el GFM2 opera bajo el IEEE Std 2800-2022.

Si no hay integración de esquemas de control diferentes, el objetivo se define como verificar interacciones entre GFMs, agregando efectos de otros elementos. También, se incluye un compensador síncrono que, junto al generador síncrono, se conecta a los GFM a través de dos líneas paralelas. Los elementos síncronos (generador y compensador), se conectan al barraje a través de un transformador delta-estrella a tierra. El GFM1 se ajusta con la potencia de prueba, por ejemplo 100 MVA, la tensión nominal corresponde a la de la planta de interés. La Figura 4-8 representa el sistema de prueba mencionado.

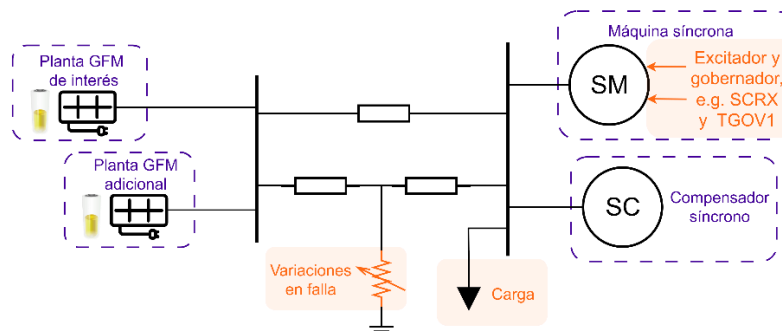


Figura 4-8. Sistema de prueba con interacción de línea de transmisión.

El sistema de prueba 4 se utiliza para la prueba 14 de la sección 4.4

#### 4.2.5 Sistema 5. Energización de transformador

Este sistema de prueba se presenta en [22], el cual resulta muy similar al sistema de prueba 1, salvo que esta vez se cuenta con un transformador, como se muestra en la Figura 4-9. El transformador se conecta entre el inversor y el equivalente de red. La salida del inversor se conecta al transformador a través de un interruptor ( $K_1$ ). Luego, un equivalente de red (o una carga AC), se conecta al transformador a través de un segundo interruptor ( $K_{grid}$ ). Este sistema se usa particularmente para

verificar las capacidades de arranque en negro del GFM, donde las corrientes *inrush* del transformador deben estar adecuadamente representadas.

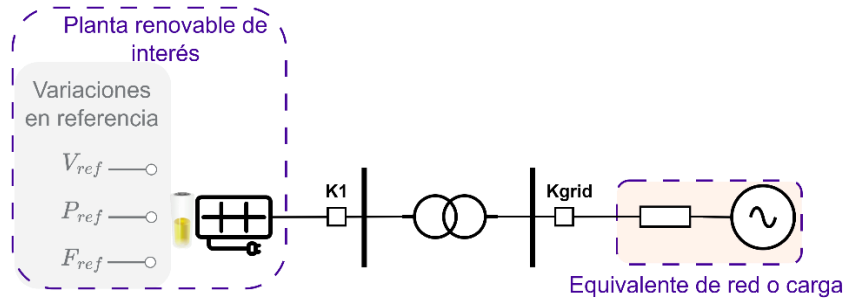


Figura 4-9. Sistema de prueba para energizar transformador.

El sistema de prueba 5 se utiliza para la prueba 15 de la sección 4.4

#### 4.2.6 Sistema 6. Estimación de la inercia sintética

El sistema de prueba de la Figura 4-10 se presenta en [23], donde se propone una prueba basada en medidas para estimar la inercia que aporta un GFM. Se cuenta con una máquina síncrona de dos veces la capacidad del GFM de interés y con inercia conocida, ningún recurso cuenta con esquemas de control para el soporte de frecuencia, y ambos recursos se conectan a un equivalente de red para tener un flujo de potencia de importación o exportación. La carga no es sensible a tensión o frecuencia y se representa como una carga estática de potencia constante.

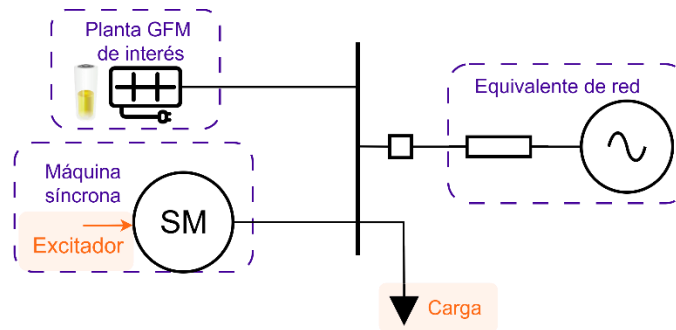


Figura 4-10. Sistema de prueba para estimar respuesta inercial.

El sistema de prueba 6 se utiliza para la prueba 20 de la sección 4.4

### 4.3 Escenarios de prueba para verificar la funcionalidad y parametrización del modelo formador de red

En esta sección del banco de pruebas se consideran escenarios para verificar la operación general del formador de red, respuesta en tensión, en frecuencia, tiempos de respuesta, operación ante cambios de referencias y demás cambios que corresponden con situaciones de operación esperadas en el sistema al que se conecta el GFM de interés. Entre las referencias para los escenarios planteados se tiene el Acuerdo CNO 1826, la guía de modelos preliminares XM CREG 060 2019 y el Acuerdo CNO1354, que aunque derogado, fue una propuesta inicial para evaluar la operación de

sistemas SAEB. Los anteriores, establecen criterios mínimos de verificación para plantas basadas en inversores.

**NOTA: No se permite la cesación momentánea.**

#### 4.3.1 Inicialización del modelo

Se busca verificar que el modelo inicializa y converge a un valor de operación adecuado y sin indicios de inestabilidad. La prueba se realiza sin incluir perturbaciones externas y se hace para diferentes condiciones de operación.

Prueba 1	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés es estable al valor mínimo, medio y máximo de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red puede tener una relación SCR de 1.2 y 20.	
3. El equivalente de red puede tener una relación X/R de 2.4, 9 y 30.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular 180 segundos con las diferentes combinaciones de SCR, X/R y valor despachado.	
2. No se deben realizar perturbaciones externas	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El modelo obtiene una solución adecuada al ejecutar el flujo de carga.	
2. El modelo no presenta transitorios sin amortiguar en tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva.	
3. El modelo debe inicializar en un máximo de 3 segundos de tiempo de simulación, sin presentar transitorios sin amortiguar en tensión, frecuencia, potencia activa o potencia reactiva.	
4. Las variables de tensión rms, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva deben tener una variación inferior a 0.001 p.u	

*Tabla 4-2. Secuencia de prueba para verificar la inicialización del modelo*

#### 4.3.2 Recepción de referencias externas

Los modelos presentados deben poder cambiar su valor de referencia a partir de una señal externa, tanto en tensión como en potencia activa y potencia reactiva.

Prueba 2	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 70 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
<b>Secuencia de Prueba</b>	

<b>Prueba 2</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
1. Se hacen cambios en las referencias así: $\pm 2\%$ en referencia de tensión, $\pm 10\%$ en referencia de potencia activa, $\pm 10\%$ en referencia de potencia reactiva.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El modelo no presenta oscilaciones sin amortiguar en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.	
3. El cambio en las referencias se sigue adecuadamente sin causar pérdida de estabilidad ni oscilaciones excesivas por un tiempo considerable (no se debe sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
4. Si el cambio en la referencia de tensión no se ve reflejado en la tensión final medida, es un indicador de que el GFM de interés no tiene una capacidad significativa respecto a la fortaleza del sistema al que se conecta. En tal caso, el cambio se verá reflejado en la potencia reactiva que suministra o absorbe el GFM.	

*Tabla 4-3. Secuencia de prueba para verificar la recepción de referencias de forma externa*

#### 4.3.3 Soporte y banda muerta en frecuencia

Aquí, se debe verificar la respuesta en frecuencia del GFM, es decir, en qué rango de ajuste puede operar y qué banda muerta puede ser ajustable. El valor de respuesta en Frecuencia vs Potencia activa debe ser ajustable con una banda muerta entre 0 y 120 mHz.

Para esta prueba, el GFM debe poder recibir una referencia de frecuencia ajustable de forma externa, por lo que sería una entrada adicional al modelo, junto con la tensión, potencia activa y potencia reactiva.

<b>Prueba 3</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 20 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. La banda muerta se ajusta en 30 mHz.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Se modifica la referencia de frecuencia en pasos de +0.02 Hz para verificar el cambio en potencia activa y el cumplimiento de la banda muerta, se hacen cambios en frecuencia hasta que se cubra por lo menos el 80 % de la capacidad de potencia activa del GFM.	
2. Se modifica la referencia de frecuencia en pasos de - 0.02 Hz para verificar el cambio en potencia activa y el cumplimiento de la banda muerta, se hacen cambios en frecuencia hasta que se cubra por lo menos el 80 % de la capacidad de potencia activa del GFM.	
3. En los pasos 2 y 3, se deben realizar por lo menos 5 escalones, y no se debe alcanzar el límite de la generación en ningún momento, pues se tendría una mala estimación por el estado de saturación.	
4. Se cambia el parámetro de respuesta en frecuencia y se repiten los pasos 1 a 3.	

Prueba 3		Cumple si/no
Sistema de Prueba 1		
5. Se cambia la banda muerta a 0 mHz y 120 mHz, repitiendo los pasos 1 a 4.		
6. En cada caso se mide la respuesta en frecuencia vs potencia activa considerando la Ecuación 4		
7. Se deben incluir gráficas de potencia vs frecuencia, Frecuencia vs tiempo y potencia vs tiempo		
Criterios de éxito		
1. El modelo no presenta oscilaciones sin amortiguar en las variables de interés.		
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.		
3. Siempre se opera por debajo del límite de la capacidad de potencia activa.		
4. Se cumplen los ajustes de banda muerta y regulación de frecuencia.		
5. Se debe reportar la relación en la Ecuación 4		

Tabla 4-4. Secuencia de prueba para verificar los ajustes de regulación y banda muerta en frecuencia.

$$D_f = \frac{(\Delta f - BM)/f_{nom}}{\Delta I_d/I_{nom}} \times 100$$

Ecuación 4. Estatismo en frecuencia

Donde  $D_f$  es el parámetro indicador de la respuesta en frecuencia,

$\Delta f$  es la magnitud de la variación de frecuencia aplicada en [Hz].

$\Delta I_d$  es el cambio de corriente activa en el punto de conexión, respecto al valor de corriente activa que se tenía antes del evento.

$f_{nom}$  e  $I_{nom}$  son la frecuencia y corriente nominal del sistema en [Hz] y [A], respectivamente.

$BM$  es la banda muerta ajustable.

#### 4.3.4 Tiempos de respuesta y establecimiento

En esta prueba se verifican los tiempos de respuesta en frecuencia y tensión, midiendo la respuesta en componentes activa y reactiva de la corriente. Los tiempos de respuesta deben estar en concordancia con lo presentado en la Figura 4-2 y Figura 4-3.

Prueba 4		Cumple si/no
Sistema de Prueba 1		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 20 % y 90 % de su capacidad de potencia nominal, tanto en carga como en descarga.		
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2		
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9		
4. La banda muerta se ajusta en 30 mHz.		
Secuencia de Prueba		
1. El proceso se realiza para cada escenario de despacho, donde cada cambio se deja por lo menos durante un segundo.		

<b>Prueba 4</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
2. Para cada despacho ajustado, se modifica la referencia de frecuencia en dos pasos de + 0.1 Hz.	
3. Se toma el tiempo de respuesta inicial y el tiempo de establecimiento en cada escalón	
4. Para cada despacho ajustado, se modifica la referencia de frecuencia en dos pasos de - 0.1 Hz.	
5. Se toma el tiempo de respuesta inicial y el tiempo de establecimiento en cada escalón, sobre la corriente instantánea.	
6. El valor del tiempo de respuesta inicial y del tiempo de establecimiento se calcula como el promedio de los valores obtenidos para todos los escalones realizados.	
7. Para cada despacho ajustado, se simula un escalón de tensión de + 0.15 p.u. Se miden los tiempos de respuesta inicial y de establecimiento en la corriente instantánea y en la potencia reactiva	
8. Para cada despacho ajustado, se simulan dos escalones de tensión de - 0.15 p.u. Se miden los tiempos de respuesta inicial y de establecimiento en la corriente instantánea y en la potencia reactiva	
9. El tiempo de respuesta y del tiempo de establecimiento se calcula como el promedio de los valores obtenidos para los tres escalones realizados.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El modelo no presenta oscilaciones sin amortiguamiento en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.	
3. El tiempo de respuesta en la corriente instantánea es menor o igual a 8 ms.	
4. El tiempo de establecimiento es menor o igual a 50 ms.	

*Tabla 4-5. Secuencia de prueba para verificar la respuesta rápida en potencia activa y reactiva.*

#### 4.3.5 Soporte y banda muerta en tensión

Aquí, se caracteriza cómo funciona el GFM respecto al control y soporte en tensión, sea de secuencia positiva o negativa. En este caso se realizan perturbaciones en tensión y se mide la respuesta en potencia reactiva. También, se deben identificar las bandas muertas que se tengan ajustadas, sea para control de tensión o para soporte de red. Se debe caracterizar y evidenciar la banda muerta para el control de tensión, que actúa entre  $0.9 - 1.1$  si  $V_{nom} \leq 230 \text{ kV}$  o  $0.9 - 1.05$  si  $V_{nom} = 500 \text{ kV}$ , así como la operación del soporte de red cuando la tensión sale de la banda previamente mencionada, la cual debe causar una respuesta rápida.

<b>Prueba 5</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 20% y 90 % de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	

<b>Prueba 5</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. Se debe indicar y verificar la respuesta VQ del GFM	
5. La banda muerta para respuesta rápida en componente reactiva se ajusta en 0.1 p.u por debajo y 0.05 o 0.1 p.u por encima del nivel nominal para el nivel de tensión de 500 [kV] y 220 [kV], respectivamente.	
6. La banda muerta para el control de tensión puede ajustarse entre 0 % y 2 %, a partir del cual se efectúa el control de tensión.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Para cada despacho ajustado, se simulan tres escalones de tensión de +0.05 p.u. Se comprueba que la respuesta en componente reactiva se cumpla en el Punto de conexión	
2. Para cada despacho ajustado, se simulan seis escalones de tensión de -0.05 p.u. Se comprueba que la respuesta en componente reactiva sea la esperada en el punto de conexión.	
3. Se deben comprobar 3 valores de ajuste del parámetro en el control del GFM que controla la respuesta en tensión, sea para la secuencia negativa o para la secuencia positiva, midiendo las correspondientes corrientes y tensiones de secuencia y de acuerdo con la Ecuación 5.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El modelo no presenta oscilaciones significativas en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de tensión son amortiguados correctamente.	
3. La respuesta reactiva es la esperada, tanto en secuencia positiva como en secuencia negativa.	
4. Se debe verificar la respuesta en el punto de conexión, por lo que el ajuste a nivel de inversor o varios inversores en paralelo al interior de la planta puede ser diferente al ajuste equivalente visto en el Punto de conexión.	
5. El aporte de corriente reactiva adicional debe mantenerse cuando la tensión esté fuera del rango normal de operación.	
6. El aporte de corriente reactiva debe mantenerse por 500 ms después de que la tensión entre al rango de operación normal, manteniendo un aporte proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u.)	
7. Debe reportarse el valor de ajuste efectivo en el inversor y si este es diferente al valor visto desde el Punto de conexión.	

Tabla 4-6. Secuencia de prueba para verificar los ajustes del control de tensión.

$$D_v = \frac{\Delta I_q / I_{nom}}{\Delta U / U_{nom}} \times 100$$

Ecuación 5. Respuesta reactiva del GFM

Donde  $D_v$  es el factor de respuesta de la potencia reactiva del GFM

$\Delta I_q$  es el cambio de corriente reactiva en el punto de conexión, respecto al valor de corriente reactiva que se tenía antes del evento.

$\Delta U$  es la variación de tensión de secuencia positiva o negativa, respecto al valor de tensión respectivo que se tenía antes del evento.

$I_{nom}$  y  $U_{nom}$  son la corriente y tensión nominal del sistema en [A] y [V], respectivamente.

### 4.3.6 Curva de carga - capacidad PQ

Se debe cumplir como mínimo con lo presentado en la Figura 4-11 para una tensión de 1 p.u en el Punto de conexión. Se debe poder operar en toda la región demarcada, incluyendo la frontera (sobrecarga del 5.3 %).

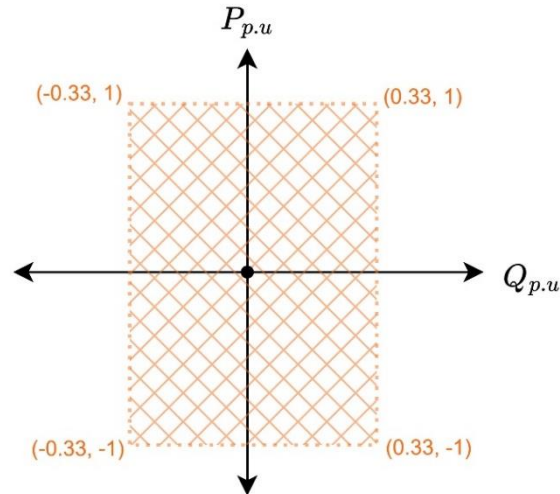


Figura 4-11. Curva de capacidad del GFM en operación normal

Donde  $Q(p.u)$  es la potencia reactiva del GFM en el Punto de conexión  
 $P(p.u)$  es la potencia activa del GFM en el Punto de conexión

El requerimiento de entrega de potencia activa aplica si el estado de carga del SAEB es superior al estado de carga mínimo permitido.

<b>Prueba 6</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Para la potencia mínima y máxima, en carga y en descarga, se debe verificar un punto de absorción de potencia reactiva y un punto de inyección de potencia reactiva a través de simulación dinámica.	
2. Se debe verificar que la frontera de la curva de capacidad, sean puntos de operación válidos, se comprueba cómo mínimo los 4 puntos demarcados en la Figura 4-11.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El modelo no presenta oscilaciones en las variables de interés.	
2. El modelo opera correctamente y sin generar oscilaciones o situaciones indicativas de inestabilidad al verificar los puntos de la curva de carga.	

Tabla 4-7. Secuencia de prueba para verificar la curva de capacidad.

#### 4.3.7 Verificar rampas de entrada y salida

Se debe verificar la posibilidad de operar con rampas de máximo 100 % por segundo y un mínimo de 0.2333 % por segundo. Válido en toda la curva de capacidad del GFM, se debe mostrar la gráfica de la pendiente de potencia. Estas rampas corresponden a características de operación en el rango de operación normal (sin eventos), pero ante una perturbación, las rampas de esta prueba se anulan para dar prioridad a los esquemas de soporte de red, como respuesta rápida en potencia activa o reactiva.

La tasa de toma de carga y la tasa de descarga pueden ser un único valor o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia que cubran el rango de operación. Se debe(n) reportar la(s) rampa(s) como en la Tabla 4-8.

Rampa	Límite Inferior [MW]	Limite Superior [MW]	Tasa de carga [MW/Minuto]
-------	-------------------------	-------------------------	------------------------------

Rampa	Límite Inferior [MW]	Limite Superior [MW]	Tasa de descarga [MW/Minuto]
-------	-------------------------	-------------------------	---------------------------------

Tabla 4-8. Tablas para reportar las rampas de carga o descarga.

<b>Prueba 7</b>		<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>		
<b>Condiciones iniciales</b>		
1. El GFM de interés se despacha al 20 % de su capacidad de potencia activa.		
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2		
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9		
4. La rampa de ajuste por defecto es la mínima, es decir, 0.233% por segundo.		
<b>Secuencia de Prueba</b>		
1. Se hace un cambio de tipo escalón en la potencia activa hasta alcanzar el 100 % de la potencia activa de descarga. Luego, se hace un cambio en escalón hasta alcanzar el 100 % de la potencia activa de carga. Se verifican los tiempos y puntos finales alcanzados.		
2. Si se tienen varias rampas, se debe evidenciar la acción de cada una de ellas, cubriendo todo el rango de carga y descarga del GFM.		
3. Se cambia la rampa de toma de carga y de descarga a valores de 1, 10, 50 y 100 [% / s]. Repitiendo el paso 1 en cada caso.		
<b>Criterios de éxito</b>		
1. El modelo no presenta oscilaciones en las variables de interés.		
2. El modelo opera correctamente y sin generar oscilaciones o situaciones indicativas de inestabilidad al verificar las rampas de operación.		
3. El GFM puede operar con diferentes rampas de carga y descarga, variando entre 0.233 %/s y 100 %/s.		

Tabla 4-9. Secuencia de prueba para verificar las rampas de carga y descarga.

#### 4.3.8 Verificar la tolerancia ante huecos sucesivos en tensión

En este caso se hacen huecos de tensión sucesivos para verificar que el GFM no pierde la estabilidad

Prueba 9	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 80 % de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Se hacen 3 fallas trifásicas sucesivas con un espacio de 30 s entre falla y falla. La duración de la falla es de 100 ms.	
2. Se hacen 3 fallas sucesivas de diferente tipo (monofásica, bifásica y trifásica), sucesivas y con un espacio de 30 s entre falla y falla. La duración de la falla es de 100 ms.	
3. Se hacen 3 fallas trifásicas sucesivas así: La primera en 5 s, la segunda en 6 s y la tercera en 11 s. La duración de la falla es de 100 ms.	
4. Se simula 10 segundos adicionales luego de despejar la última falla.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El sistema se recupera adecuadamente, sin presentar oscilaciones en las variables de interés.	
2. Cualquier oscilación se amortigua adecuada y rápidamente.	
3. El GFM debe recuperar la potencia activa que estaba suministrando antes de los huecos de tensión.	

Tabla 4-10. Secuencia de prueba para verificar la soportabilidad de huecos de tensión sucesivos.

#### 4.4 Escenarios de prueba para verificar el control, operación y soporte general de un inversor formador de red

Los escenarios propuestos tienen el propósito de verificar el control y la operación general de una planta renovable controlada en modo formador de red y ante eventos de contingencias o cambios de estado en el sistema de potencia. **Las pruebas se realizan para cada planta formadora de red que se conecta al STN, STR y para las plantas con capacidad de potencia nominal mayor a 1 MVA que se conectan al SDL.** Los requisitos evaluados en cada prueba deben cumplirse en el punto de conexión, donde el banco de pruebas se diseñó para verificar aspectos de funcionamiento de acuerdo a la promesa de valor de la tecnología GFM-SAEB.

Así pues, las pruebas contribuyen a la caracterización del GFM e identificación de posibles problemas de control, verificando la operación formadora ante diferentes escenarios e incluyendo la interacción entre GFM. Adicionalmente, las pruebas presentadas se adaptan a partir de casos presentes en [17], [19], [21] y [22], teniendo en cuenta condiciones de interés para el sistema eléctrico colombiano, especialmente las asociadas al SCR (muy bajo) y al factor X/R (altamente variable). Además, de acuerdo a lo recomendado en [20], las pruebas a formadores consideran tanto SCR bajos como altos.

Si bien la métrica de fortaleza en el IPOELP corresponde al SCRIF en lugar del SCR, los sistemas de prueba a utilizar tienen pocos inversores y en su mayoría se conectan en nodo único. Para sistemas de prueba con dichas características, calcular o ajustar el SCR, es idéntico a calcular o ajustar el SCRIF, donde hacer verificaciones con SCR bajos es más desafiante, pero a la vez más realista de acuerdo con las condiciones del sistema eléctrico colombiano. Realizar una verificación exhaustiva a través de pruebas permite encontrar y verificar los límites de los GFM de interés, haciendo posible encontrar potenciales efectos que no se hayan considerado hasta el momento.

Se debe resaltar que los niveles de tensión adecuados son de 0.9-1.05 p.u en 500 kV y 0.9-1.1 p.u en tensiones menores o iguales a 220 kV, por lo que las pruebas que indican una tensión adecuada entre 0.9-1.1, deben considerarse de forma diferente en caso de que el GFM-SAEB se conecte al nivel de tensión de 500 kV, siendo el valor adecuado, entre 0.9-1.05 p.u. De esta manera, los escenarios de prueba a realizar se presentan a continuación:

#### 4.4.1 Prueba 1: Pérdida de recurso síncrono durante descarga de SAEB

La prueba verifica que el GFM pueda controlar la tensión y frecuencia ante la ausencia de máquinas síncronas. También, verifica cómo se comporta el GFM ante descarga en el sistema. La prueba hace parte de los bancos presentados en [17] y [18], desarrollada como se indica en la Tabla 4-11.

Prueba 1	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 20 % del límite de potencia de descarga.	
2. El segundo GFM se despacha al 20 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95.	
4. La máquina síncrona suplente el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS de tensión, corriente, potencia activa y reactiva.	
6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente ni	

Prueba 1	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
desviarse del valor permitido de estado estable por ningún tiempo considerable, no se debe violar el tiempo de establecimiento.	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable permitido	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable permitido.	
5. La frecuencia final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.9-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-11. Secuencia de desarrollo prueba 1.

#### 4.4.2 Prueba 2: Pérdida de recurso síncrono durante carga de SAEB

Esta prueba, similar a la prueba 1 y la prueba 3, se enfoca en verificar la capacidad del GFM para soportar la pérdida del recurso síncrono. En este caso, mientras el GFM se encuentra en una condición de carga.

Prueba 2	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % del límite de potencia de carga.	
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de carga.	
3. La carga se ajusta al 50 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona suplir el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	

<b>Prueba 2</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS.	
6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable permitido	
3. La tensión final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable permitido	
5. La frecuencia final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en el valor de las fases debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms..	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.9-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-12. Secuencia de desarrollo prueba 2.

#### 4.4.3 Prueba 3: Pérdida de recurso síncrono y un GFM en el límite

En este caso, se verifica el efecto de tener uno de los GFM a su límite de capacidad.

<b>Prueba 3</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 0 %	
2. El segundo GFM se despacha al 100 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona supe el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	

Prueba 3	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS.	
6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable permitido	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable permitido	
5. La frecuencia final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms. La potencia activa del segundo GFM no debe exceder su límite de potencia de descarga en estado estable, su salida puede excederse temporalmente dependiendo del valor de potencia activa disponible y de la característica de sobrecarga temporal.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.9-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-13. Secuencia de desarrollo prueba 3.

#### 4.4.4 Prueba 4: Pérdida de recurso síncrono durante balance de carga y GFM

Las condiciones para la prueba 4 se presentan a continuación, verificando la operación del GFM ante la salida del recurso síncrono y en un estado de balance GFM – demanda.

Prueba 4	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga	

Prueba 4		Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>		
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.		
3. La carga se ajusta al 75 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95		
4. La máquina síncrona supe el 100 % de la potencia reactiva de la carga.		
<b>Secuencia de Prueba</b>		
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.		
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)		
<b>Criterios de éxito</b>		
<b>Antes del evento</b>		
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.		
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona es cero o muy cercana a cero.		
3. La frecuencia es de 1 p.u		
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.		
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión de fase y corriente.		
6. No debe haber oscilación en los valores RMS		
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.		
<b>Después del evento</b>		
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).		
2. La tensión alcanza un punto de operación estable permitido		
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.		
4. La frecuencia alcanza el valor nominal		
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.		
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.		
7. La potencia activa de los GFM debe alcanzar los niveles que tenían antes del evento de desconexión.		
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.		
9. La tensión no se desvía de [0.9-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.		

Tabla 4-14. Secuencia de desarrollo prueba 4.

#### 4.4.5 Prueba 5: Rampas en frecuencia (RoCoF)

En este caso se verifica la respuesta del GFM respecto a su soporte a la frecuencia. Diferentes condiciones se analizan, tomando pruebas realizadas por [17], [19] y [22]. Además, se proponen variaciones en el nivel SCR, evaluando rangos de operación realistas en el sistema eléctrico colombiano. De tal manera, se realiza la siguiente secuencia de prueba para tomar resultados.

<b>Prueba 5</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y de 20.	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
3. La generación se despacha al 0 % y 100 % de la potencia nominal (tanto en carga como en descarga).	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular una rampa de frecuencia creciente y decreciente, con pendiente de 2 Hz/s así: 60, 61, 62, 63, 62, 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60. Espera hasta cinco segundos en cada punto.	
2. Simular una rampa de frecuencia creciente y decreciente, con pendiente de 5 Hz/s así: 60, 61, 62, 63, 62, 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60. Espera hasta cinco segundos en cada punto.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable adecuado por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable permitido cuando la frecuencia no está cambiando.	
3. La potencia activa debe estabilizarse de acuerdo con el <i>droop</i> de frecuencia y los ajustes de banda muerta, cuando la frecuencia no está cambiando.	
4. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente.	
5. Se espera que ante un despacho del 100 %, el GFM brinde soporte de frecuencia por su característica de sobrecarga permitida, siempre se deben mantener valores estables y sin magnificar la perturbación en el sistema.	
6. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, reportar el máximo SCR ante el cual se opera de forma estable.	

*Tabla 4-15. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante RoCoF.*

Dado que esta prueba considera varias combinaciones de despacho, SCR y rampas, se presenta la Figura 4-12 con el diagrama de flujo que describe el proceso de prueba, y la Figura 4-13 para ilustrar los niveles de frecuencia que se evalúan y donde cada cambio de valor se hace a una tasa definida por los pasos 1, 2 o 3 de la secuencia de prueba.

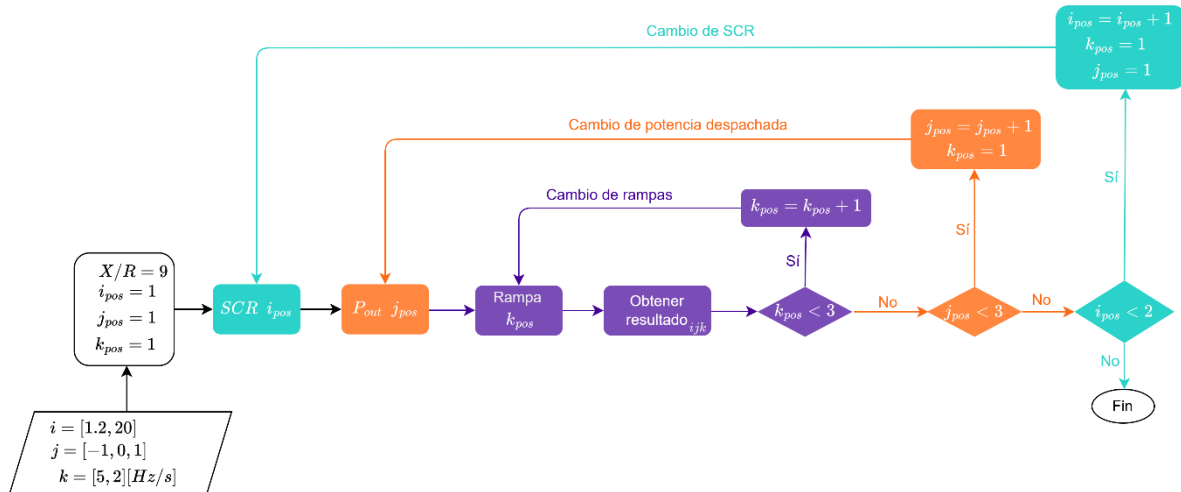


Figura 4-12. Diagrama del proceso de prueba para verificar diferentes tasas de cambio (RoCoF)

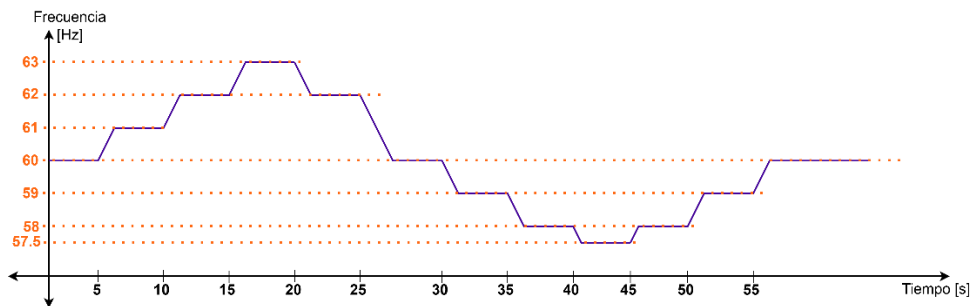


Figura 4-13. Niveles de frecuencia alcanzados durante el desarrollo de la prueba de soportabilidad ante RoCoF.

#### 4.4.6 Prueba 6: Cambios decrecientes en SCR, con falla

Para esta prueba se parte de un SCR alto (red fuerte), y se procede a hacer una perturbación. Luego, se hace caer el SCR y se vuelve a realizar la perturbación. El SCR cae de forma sucesiva hasta representar una red débil. En cada cambio de SCR, se miden variables como frecuencia, tensión, potencia activa y potencia reactiva para verificar el soporte que brinda el inversor ante las diferentes fortalezas de red.

Prueba 6		Cumple si/no
Sistema de Prueba 1		
Condiciones iniciales		
1. El SCR del punto de conexión inicia en 20.		
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.		
3. La generación se despacha al 0 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.		
Secuencia de Prueba		
1. El SCR del punto de conexión cae en escalón a valores de 15, 3 y 1.2.		

<b>Prueba 6</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
2. Se aplica una falla bifásica a tierra con una profundidad de 0.5 p.u y 500 ms de duración justo después de efectuar la variación en SCR.	
3. Se efectúa el cambio en SCR al momento de alcanzar el estado estable posterior a despejar la falla.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada y el GFM no debe desconectarse o reducir su potencia (fuera de la ventana de falla), por ningún tiempo prolongado hasta aplicar el SCR más bajo.	
2. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.	
3. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	

*Tabla 4-16. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de SCR.*

#### 4.4.7 Prueba 7: Rampa decreciente en X/R, con falla

Para la prueba 7, se hace un proceso similar al de la prueba 6, solo que esta vez se cambia la relación X/R mientras se mantiene el SCR fijo.

<b>Prueba 7</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El SCR del punto de conexión toma el valor de 1.2 y de 20	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R que inicia en 2.4.	
3. La generación se despacha al 50 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. La relación X/R del punto de conexión sube en escalón a valores de 9 y 30. Se da un tiempo de estabilización entre cada cambio.	
2. Se aplica una falla bifásica a tierra con una profundidad de 0.5 p.u y 700 ms de duración, justo después de efectuar la variación en X/R.	
3. Se efectúa el cambio en X/R al momento de alcanzar el estado estable posterior a despejar la falla.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada y el GFM no debe desconectarse o reducir su potencia (fuera de la ventana de falla), por ningún tiempo prolongado hasta aplicar el X/R más bajo.	
2. Se debe identificar si el GFM presenta algún efecto diferente al esperado ante X/R bajos o altos, y si no se tolera el SCR de 20, encontrar el máximo SCR para la operación estable.	

*Tabla 4-17. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambio de relación X/R.*

**Nota:** El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-12, con variación en SCR y en la potencia despachada.

#### 4.4.8 Prueba 8: Respuesta ante cambios en ángulo

En este caso, se verifica la capacidad de soporte del GFM respecto al cambio de ángulo en la tensión, sea del sistema en general (tres fases cambian su ángulo al tiempo), o una fase a la vez.

Prueba 8	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El SCR del punto de conexión se ajusta en 1.2 y 20.	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
3. La generación se despacha al 0 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente se modifica así: -10°, +10°, -30°, +30°, -60° y +60°	
2. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente se modifica así: Fase A (-10°, + 10°, -30°, +30°, -60° y +60°); fase B (-10°, + 10°, -30°, +30°, -60° y +60°) y fase C (-10°, + 10°, -30°, +30°, -60° y +60°).	
3. Luego de cada cambio angular, se da un tiempo de estabilización (algunos segundos), antes de realizar el próximo cambio.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La potencia activa instantánea del GFM debe responder rápidamente para oponerse al cambio angular causado por los saltos de ángulo.	
2. Los tiempos de respuesta en corriente instantánea deben ser rápidos, alcanzando el 90 % del cambio esperado en menos de 8 ms.	
3. La potencia activa alcanza el nivel que tenía antes del cambio de ángulo y en un breve tiempo.	
4. Si la potencia activa o corriente alcanzan el límite para los 60 grados de cambio en el ángulo, el GFM debe regresar a la potencia que tenía antes del evento y en una forma estable.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión observada en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	

Tabla 4-18. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de ángulo.

**Nota:** El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-12, con variación en SCR y en la potencia despachada.

#### 4.4.9 Prueba 9: Conexión de cargas con recurso síncrono disponible

En las pruebas 9 y 10 se verifica la influencia que puede tener el cambio de carga en el comportamiento del GFM. Es una combinación de pruebas realizadas en [21] y [22].

Prueba 9	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	

<b>Prueba 9</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga	
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona suple el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 2$ s	
3. La carga se incrementa un 100 % respecto a la carga inicial y en $t = 10$ s	
4. Todas las cargas adicionales se desconectan en $t = 18$ s	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con el despacho programado.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión de fase y corriente.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable y aceptable luego de los cambios de carga.	
3. La tensión final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza el valor nominal luego de que las cargas adicionales se desconectan.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

*Tabla 4-19. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga.*

#### 4.4.10 Prueba 10: Conexión de cargas sin recurso síncrono disponible

En este caso de prueba se desconecta el recurso síncrono antes de cambiar la carga. Así, la respuesta del GFM ante cambios de carga puede observarse con mayor detalle mientras se verifica la operación sin asistencia de máquinas síncronas.

<b>Prueba 10</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga	
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona sufre el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. La máquina síncrona se desconecta en $t = 2$ s.	
3. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 6$ s.	
3. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 10$ s.	
4. Todas las cargas adicionales se desconectan en $t = 14$ s.	
5. La carga se incrementa en un 50 % respecto a la carga inicial y en $t = 18$ s.	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión y corriente de fase.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable y aceptable luego de los cambios de carga.	
3. La tensión final es esperada basada en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza el valor esperado dada la carga del sistema y el <i>droop</i> de frecuencia.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	

<b>Prueba 10</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
7. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

Tabla 4-20. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga en sistema aislado.

#### 4.4.11 Prueba 11: Conexión de carga desbalanceada sin recurso síncrono disponible

Para la prueba presente, que verifica la influencia de una carga desbalanceada. Las condiciones de prueba son las siguientes:

<b>Prueba 11</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga	
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 75 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona suplir el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. La máquina síncrona se desconecta en $t = 2$ s.	
3. La carga se incrementa de forma desbalanceada en un 27 % respecto a la potencia nominal del GFM de interés y en $t = 6$ s. El cambio de carga se hace así: 13 % en la fase A, 7 % en la fase B y 7% en la fase C.	
4. La carga conectada en el punto 3, se desconecta en $t = 10$ s.	
<b>Criterios de éxito</b>	
<b>Antes del evento</b>	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona es cero o muy cercana a cero.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión y corriente de fase.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
<b>Después del evento</b>	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	

<b>Prueba 11</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 2</b>	
2. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento). Se espera que el desbalance de carga se vea reflejado en la corriente de salida de los GFM, sin causar inestabilidad.	
3. La tensión alcanza un punto de operación estable y adecuado luego de los cambios de carga. Además, se esperan tensiones razonablemente balanceadas.	
4. La tensión final es esperada basada en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
5. La frecuencia alcanza el valor nominal.	
6. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

*Tabla 4-21. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga desbalanceada en sistema aislado.*

#### 4.4.12 Prueba 12 Cambios en la magnitud de tensión

Se realiza esta prueba con el propósito de verificar la capacidad que tiene el GFM para brindar soporte de tensión, al inyectar / absorber rápidamente potencia reactiva. Además, se explora que tan efectiva es la compensación en redes fuertes.

<b>Prueba 12</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 0 % y 100 % de su límite de potencia, tanto en carga como en descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. La magnitud de la tensión de la fuente detrás de la impedancia equivalente se modifica con la siguiente secuencia: -10%, +10%, -20 %, +20 %, -50 %, +50 %, +10 %, -10 %, +20 %, -20 %, +30 % y -30 %.	
3. Luego de cada cambio de magnitud, se da un tiempo de estabilización (hasta 5 segundos), antes de realizar el próximo cambio y sin permitir la operación del sistema de protección tanto como sea posible.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La salida de potencia activa y reactiva en el GFM debe estar bien controlada, y el GFM no deben desconectarse ni reducir la potencia en ningún periodo de tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	

Prueba 12	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
2. Para cada cambio en la magnitud de la tensión, la potencia reactiva debe cambiar instantáneamente y estabilizarse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en tensión	
3. La potencia activa debe mantenerse en el valor despachado luego de cada cambio de magnitud.	
4. La potencia reactiva no debe oscilar excesivamente más allá de los límites por ningún periodo de tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
5. Cualquier oscilación debe mitigarse	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	

Tabla 4-22. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de tensión

#### 4.4.13 Prueba 13: Característica de *Fault Ride Through (FRT)*

Se verifica la operación del GFM ante diferentes condiciones de falla. Esta prueba verifica que el GFM pueda proveer energía de forma estable durante diferentes condiciones de falla y luego de despejar la falla. Se debe operar de forma estable al alcanzar el límite de corriente, sin interrupción y regresando al comportamiento usual una vez que las limitaciones dejen de estar activas.

Prueba 13	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 0% y 100 % de su límite de potencia, tanto en carga como en descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y de 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Se aplica una falla sólida tipo fase-tierra, en el punto de conexión del GFM, durante 6 ciclos y en $t = 3$ s	
3. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase durante 500 ms.	
4. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase-tierra durante 500 ms.	
5. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 500 ms.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El GFM opera de forma estable durante la falla y no se desconecta.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar la condición de falla.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
5. Se esperan cambios más abruptos ante despacho máximo, pero sin perder estabilidad o control del GFM.	
6. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección	

Prueba 13	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	
8. La corriente de salida, especialmente en SCR=20, alcanza el valor de 1.5 p.u, sostenido durante la duración de la falla. Además, la corriente se recupera al valor original luego de despejar la falla y sin perder estabilidad.	
9. Se debe verificar que al despejar la falla, el inversor recupere la corriente de estado estable con una rampa de 0.05 p.u/s	

Tabla 4-23. Secuencia de desarrollo para verificar operación durante falla (FRT).

**Nota:** El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-12, con variación en SCR y en la potencia despachada.

#### 4.4.14 Prueba 14: Característica de FRT sin recurso síncrono disponible

Para esta prueba, propuesta en [21], se utiliza el sistema de prueba 4.

En esta prueba se tienen condiciones más realistas, pues hay elementos de red. Se verifica la característica de FRT y la interacción con otros inversores, de ser posible, operando con esquemas de control diferentes.

Prueba 14	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 4</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 90 % de su límite de potencia de descarga	
2. La potencia nominal del segundo GFM se ajusta un 10 % más alta que el GFM de interés.	
3. El segundo GFM se despacha al 80 % de su capacidad nominal	
4. La potencia nominal de la máquina síncrona se ajusta a un 33 % de la salida de potencia activa del segundo GFM.	
5. La potencia nominal de la compensación síncrona se ajusta a un 15 % del despacho del segundo GFM.	
6. La carga se ajusta un 10 % más alta que la salida total en MW de los GFM del sistema, con un factor de potencia de 0.95 en atraso.	
7. La longitud de la línea debe escogerse de forma tal que la transferencia de potencia a lo largo de las líneas no esté en el límite. Adicionalmente, la tensión en el terminal de recibo debe estar dentro de los valores adecuados para la operación.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Tanto la compensación síncrona como la máquina síncrona se desconectan en $t = 3$ s.	
3. Se aplica una falla sólida tipo fase-tierra, en medio de una de las líneas paralelas, durante 500 ms y en $t = 3$ s.	
4. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase durante 500 ms y en el mismo punto de red.	

Prueba 14	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 4</b>	
5. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase-tierra durante 500 ms y en el mismo punto de red.	
6. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 500 ms y en el mismo punto de red.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El GFM opera de forma estable durante la falla y no se desconecta.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar la condición de falla.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse.	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
5. Después del evento de desconexión de la máquina síncrona, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
6. La tensión y frecuencia finales son esperadas basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
7. La frecuencia alcanza un punto de operación estable.	
8. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. Si se usa un estándar de control diferente para el segundo SAEB, por ejemplo, uno que implique la inyección de corrientes de secuencia negativa, se debe verificar la efectividad y salida de los GFM respecto a tales variables.	
9. Se debe verificar que al despejar la falla, el inversor recupere la corriente de estado estable con una rampa de 0.05 p.u/s	

Tabla 4-24. Secuencia de desarrollo para verificar operación durante falla en sistema aislado

#### 4.4.15 Prueba 15. Arranque Autónomo (*Black Start*)

La prueba sugerida en [22] para verificar el arranque en negro utiliza el sistema de prueba 5, cuya mayor diferencia con los demás sistemas utilizados es que se tiene un transformador de potencia. El transformador debe poder reflejar corrientes *inrush* de la energización, las cuales pueden afectar el arranque. Además, el GFM debe arrancar el sistema, por lo que no puede existir una conexión con otros GFM o máquinas síncronas.

Se busca establecer si el GFM puede mantener una tensión y frecuencia adecuadas, mientras se suple la corriente *inrush* del transformador y se conectan cargas, para ello, el GFM puede verificar según su disponibilidad, un esquema de arranque suave que permita arrancar el sistema de forma autónoma.

Se resalta que los procesos de reinicio del sistema de potencia comprenden protocolos complejos y secuencias definidas de activación. Con la prueba propuesta, se verifica una característica indicativa de que se puede contribuir a las primeras etapas del proceso de reinicio del sistema, esto es, poder energizar transformadores e iniciar de forma autónoma. Sin embargo, estudios específicos para evaluar la operación y soporte del GFM en el proceso de reinicio del sistema de potencia deben realizarse con más detalle.

Prueba 15	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 5</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El sistema se encuentra sin energizar.	
2. La carga tiene una potencia activa de 1/3 de la potencia nominal del GFM de interés, con un factor de potencia unitario.	
3. La carga se encuentra desconectada, pero el transformador no.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable.	
2. Cerrar el interruptor de la carga (conectar la carga) y simular por hasta 20 s.	
3. Repetir los pasos 1 y 2, cambiando la carga por un 25 % de la potencia nominal del GFM a un factor de potencia de 0.95 en atraso	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El inversor logra iniciar correctamente su funcionamiento, llegando a la tensión nominal de forma estable y contrarrestando los efectos generados por la energización en el transformador.	
2. Al conectar las cargas, la perturbación se mitiga correcta y rápidamente, causando un incremento en la corriente del GFM, pero manteniendo la tensión en valores adecuados y con mínima perturbación.	
3. La frecuencia alcanza el valor nominal, alcanzando su valor estable y mitigando rápidamente las perturbaciones debidas a la carga.	
4. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa y reactiva del GFM suplen los requisitos de carga y se establecen de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> .	

Tabla 4-25. Secuencia de desarrollo para verificar arranque autónomo - Black Start.

#### 4.4.16 Prueba 16: Barrido en frecuencia de la relación $V/I$ - Impedancia de la planta ante diferentes frecuencias

Esta prueba se presenta en los documentos de referencia [1], [17], [19], [24], [25], [26], [27], donde se tiene una fuente de tensión adicional para perturbar la red con una frecuencia variable. Esta fuente de perturbación está en serie con el equivalente de Thevenin que representa la red. Luego, el GFM de interés se conecta al sistema y se mide su impedancia al incluir pequeñas perturbaciones con frecuencias diferentes, pudiendo obtener dos situaciones de medida:

- Se mide la tensión y corriente tal y como se presenta en el sistema de prueba 3, luego se calcula la transformada discreta de Fourier y se halla la impedancia del sistema para cada frecuencia.
- Usar algún tipo de medidor de impedancia para conectar al GFM y obtener su respuesta de impedancia vs frecuencia. En este caso no se usa la fuente de perturbación, sino bloques específicos disponibles en *software* EMT.

La perturbación agregada no debe ser tan pequeña para perderse en el ruido de las señales, pero tampoco tan grande como para causar no-linealidad o cambios en el punto de operación del GFM. Los incrementos en frecuencia deben ser constantes y en pasos razonables, para que no se pierda la información de impedancia vs frecuencia.

En [17], se presta atención a la respuesta de impedancia de forma general, donde [21] hizo pruebas hasta 500 Hz. En [19], se presta especial atención a las frecuencias entre 1 y 59 Hz, para caracterizar las interacciones sub-síncronas.

De forma general, el barrido es un enfoque pragmático para obtener un modelo de pequeña señal de un sistema de electrónica de potencia en una simulación en el dominio del tiempo. En este método, se perturba el sistema con una pequeña tensión a una frecuencia particular, las salidas de corriente y tensión son registradas y transformadas con el método discreto de Fourier. La frecuencia correspondiente permite extraer ya sea la admitancia o la impedancia del sistema para esta frecuencia.

$$|Y|(j\omega) = \frac{\Delta I(j\omega)}{\Delta V(j\omega)} \quad \text{o} \quad |Z|(j\omega) = \frac{\Delta V(j\omega)}{\Delta I(j\omega)}$$

Software avanzado EMT y su desarrollo tecnológico asociado, puede favorecer la ejecución de esta prueba al contar con bloques específicos para realizar el barrido en frecuencia, simplificando el proceso de prueba.

De esta manera, el escenario de prueba se describe a continuación.

<b>Prueba 16</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 3</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM está conectado a un equivalente de red y opera adecuadamente.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 20 y 1.2.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 2.4 y 30.	
4. El GFM se despacha con valores de 0 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable para cada escenario de despacho.	
2. Se debe realizar un barrido de frecuencia entre 20 y 100 Hz.	
3. Se debe repetir la prueba para todas las combinaciones de SCR, relación X/R y despacho.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. Se obtiene un diagrama de impedancia vs frecuencia, presentado como reactancia vs frecuencia y resistencia vs frecuencia.	
2. El valor de las gráficas del punto 1, debe ser positivo en el rango de estudio, con una impedancia mínima correspondiente al 1/SCR de prueba.	
3. Se puede obtener un valor diferente en el rango de 56 a 64 Hz	
4. Se deben identificar posibles efectos de desplazamiento y magnificación de las impedancias debido a los cambios de SCR y relación X/R.	
5. El GFM presenta una impedancia baja en rangos cercanos a la frecuencia nominal, cumpliendo con el comportamiento de fuente equivalente de tensión.	

Tabla 4-26. Secuencia de desarrollo para identificar posibles resonancias

**Nota:** El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-12, con variación en SCR, en relación X/R y en la potencia despachada.

#### 4.4.17 Prueba 17: Barrido en frecuencia de las relaciones $Q/V$ y $P/\theta$

Esta prueba busca verificar el comportamiento de fuente de tensión del GFM-SAEB a través de la respuesta de la potencia reactiva y activa, respectivamente, como está descrito en las referencias [17], [24], [25]. Similar al barrido  $V_{(f)}/I_{(f)}$  en secuencia positiva, esta prueba muestra la respuesta en el dominio de la frecuencia de la potencia reactiva  $Q_{(f)}$  ante variaciones de la magnitud de tensión  $|V_{(f)}|$ , y de la potencia activa  $P_{(f)}$  ante variaciones del ángulo de la tensión  $\theta = \angle V_{(f)}$ . La prueba consiste en la inyección de una perturbación de tensión de pequeña señal, en el rango entre 1 y 660 Hz, la cual variará su amplitud o ángulo de fase de la siguiente forma:

- Variación de magnitud: Se sugiere una amplitud de tensión de barrido de  $\hat{V} = 0.01 V_{nom}$  por su conveniencia para la interpretación de la relación  $Q_{(f)}/V_{(f)}$  [24]. En todo caso, la magnitud de la tensión de barrido debe ser lo suficientemente baja para no cambiar el punto de operación del GFM-SAEB, y lo suficientemente alta para estar por encima de la relación señal a ruido (signal to noise ratio) [1] [24] [15] [27].
- Variación del ángulo de fase: Se sugiere una variación del ángulo de fase de la tensión de barrido de 10 grados por su conveniencia para la interpretación de la relación  $P_{(f)}/\theta_{(f)}$  [24].

$$V_{bar(t)} = \hat{V} \sin(2\pi f_{bar}t + \theta)$$

*Ecuación 6. Tensión de barrido para las relaciones  $Q/V$  y  $P/\theta$*

Donde  $V_{bar}$  es la tensión de barrido  
 $\hat{V}$  es la amplitud de la tensión de barrido  
 $f_{bar}$  es la frecuencia de barrido  
 $\theta$  es el ángulo de la tensión de barrido

Serán usadas las mismas consideraciones del barrido  $V/I$  en secuencia positiva, solo que la frecuencia de evaluación sube hasta 660 Hz.

De esta manera, el escenario de prueba se describe a continuación.

Prueba 17	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 3</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM está conectado a un equivalente de red y opera adecuadamente.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 20 y 1.2.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 2.4 y 30.	
4. El GFM se despacha con valores de 0 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	

Prueba 17	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 3</b>	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable para cada escenario de despacho.	
2. Se debe realizar un barrido de frecuencia mínimo entre 1 y 660 Hz, inyectando una magnitud de tensión de pequeña señal o un ángulo de fase en la tensión, para cada una de las frecuencias.	
3. Se debe repetir la prueba para todas las combinaciones de SCR, relación X/R y despacho.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. Se obtiene un diagrama con la relación $Q_{(f)}/V_{(f)}$ y un diagrama con la relación $P_{(f)}/\theta_{(f)}$ .	
2. La magnitud de las relaciones Q/V y P/ $\theta$ en el rango 20 a 56 Hz, debe ser horizontal y uniforme, cercana a una constante. Interacciones y resonancias serán desviaciones de este comportamiento	
3. El ángulo debe ser 180 grados entre 20 y 56 Hz, con un error menor a 60 grados.	
4. La magnitud de las relaciones Q/V y P/ $\theta$ en el rango 60 a 660 Hz, exceptuando 60 a 64 Hz, debe tener una pendiente negativa. Interacciones y resonancias serán desviaciones de este comportamiento	
5. Se deben identificar posibles efectos de desplazamiento y magnificación de las relaciones debido a los cambios de SCR y relación X/R.	

Tabla 4-27. Secuencia de desarrollo para identificar posibles resonancias

**Nota:** El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-12, con variación en SCR, en relación X/R y en la potencia despachada.

#### 4.4.18 Prueba 18: Evaluación de amortiguamiento (*damping*) ante oscilaciones

Esta prueba se planteó inicialmente en [20] y utiliza el sistema de prueba 3, donde se inyecta una perturbación de tensión con un mínimo del 1% de la magnitud de tensión y de frecuencia ajustable. Se desea comprobar la característica de amortiguamiento de la planta de interés de la siguiente manera: Se observa la tensión en el Punto de conexión sin conectar la planta de interés. Luego, se observa la tensión en el Punto de conexión al conectar la planta de interés. Si se comparan estas dos tensiones, se espera que, sin la planta, sea mayor la oscilación en la tensión debido a la perturbación inyectada. La comparación se puede hacer mediante la FFT. Al hallar la relación entre la tensión con planta y la tensión sin planta, se debe obtener una relación menor a 1, indicando un *damping* positivo para la frecuencia con la que se inyectó la perturbación. Lo anterior, se repite para el rango de frecuencias que puede ajustarse en la fuente de la perturbación.

Las condiciones de la prueba se detallan con mayor precisión en Tabla 4-28

Prueba 18	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 3</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM está conectado a un equivalente de red y opera adecuadamente.	

<b>Prueba 18</b>		<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 3</b>		
2. El SCR del punto de conexión toma valores de 1.2 y 20.		
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 2.4, 9 y 30.		
4. El GFM se despacha con valores de 0 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.		
<b>Secuencia de Prueba</b>		
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable para cada escenario de despacho.		
2. La fuente de tensión que inyecta la perturbación puede cambiar su frecuencia en un rango entre 1 y 660 Hz, o para un rango superior de interés.		
3. Se mide la tensión en el Punto de conexión y se halla su magnitud.		
4. Se detiene la simulación, se desconecta el GFM de interés y se inicia la simulación de nuevo, midiendo la tensión en el Punto de conexión.		
5. Se halla la relación entre la tensión del Punto de conexión con el GFM y la tensión del Punto de conexión sin el GFM. Este valor es el amortiguamiento para la frecuencia de la perturbación.		
6. Se repite el paso 1 a 5 al cambiar la frecuencia de la fuente que inyecta la perturbación y hasta recorrer el rango de frecuencia disponible.		
7. Se debe hacer la prueba con cada combinación de SCR, X/R y despacho.		
8. Se recomienda utilizar una magnitud de perturbación del 1%, aunque se pueden utilizar otros valores siempre que se mantenga la linealidad del sistema.		
9. La perturbación debe sostenerse por el tiempo mayor entre que se alcance el estado estable o 5 s.		
<b>Criterios de éxito</b>		
1. El inversor tolera las perturbaciones realizadas y mantiene una operación estable y sin oscilación causante de inestabilidad.		
2. La frecuencia y tensión alcanzan su valor estable y se mitiga rápidamente cualquier oscilación exagerada.		
3. Se obtiene un diagrama de amortiguamiento vs frecuencia, el amortiguamiento debe ser menor a 1 y por lo menos del 10 %. En caso contrario, proponer y verificar estrategias de mitigación		
4. Se deben identificar posibles efectos en el amortiguamiento debido a los cambios de SCR y relación X/R.		
5. No debe darse inestabilidad en el rango de frecuencia evaluado, ni un cambio significativo en potencia activa o reactiva.		
6. Cuando se retira la perturbación, se debe recuperar el estado de pre-perturbación		

*Tabla 4-28 Secuencia de desarrollo para verificar el amortiguamiento del GFM*

#### **4.4.19 Prueba 19. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia**

Para esta prueba se verifica la capacidad del GFM de interés para contribuir a la mitigación de las oscilaciones de potencia, las cuales se representan a través de la inclusión de una perturbación con característica de amplitud modulada según la Ecuación 7.

$$V_{salida} = A_{fund} \left( 1 + \frac{A_{mod}}{A_{fund}} \sin(2\pi f_{mod} t) \right) \sin(2\pi f_{fund} t)$$

*Ecuación 7. Oscilación de tensión con característica de amplitud modulada*

Donde  $V_{salida}$  es la tensión de salida con la perturbación modulada en amplitud que causa una oscilación de potencia

$A_{fund}$  es la amplitud de la onda de tensión a la frecuencia fundamental, corresponde a 1 p.u

$A_{mod}$  es la amplitud de la onda de tensión modulada

$f_{fund}$  es la frecuencia fundamental de la onda de tensión (60 Hz)

$f_{mod}$  es la frecuencia de la onda de tensión modulada (0.2 p.u)

El sistema de prueba utilizado es basado en el sistema de prueba 1, donde la perturbación proviene de la fuente principal inyectando una oscilación según la Ecuación 7 y desarrollando la prueba como en la Tabla 4-29.

<b>Prueba 19</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM opera de forma estable.	
2. El SCR del punto de conexión toma valores de 1.2 y 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 2.4, 9 y 30.	
4. El GFM se despacha con valores de 0 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Para cada combinación de escenarios, simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable con las condiciones iniciales dadas.	
2. La fuente principal cambia su tensión para seguir la Ecuación 7, se tiene una amplitud modulada de 0.2 p.u y un rango de frecuencia de la señal modulada entre 0.1 y 20 Hz (pasos de 0.1 Hz hasta alcanzar 3 Hz, luego pasos de 0.5 Hz hasta alcanzar 20 Hz)	
3. Se comparan las variables en el punto de conexión sin conectar el GFM y conectando el GFM, verificando la oscilación de potencia antes y después de conectar el GFM.	
4. Se hace la transformada de Fourier para una ventana de 20 s, identificando el espectro correspondiente a la oscilación de potencia y verificando el amortiguamiento de la oscilación.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El inversor tolera las perturbaciones realizadas y mantiene una operación estable y sin oscilación causante de inestabilidad.	
2. El GFM contribuye a mitigar el impacto de la oscilación en la frecuencia y tensión.	
3. Se obtiene un diagrama de amortiguamiento vs frecuencia, el amortiguamiento debe ser menor a 1. En caso contrario, proponer y verificar estrategias de mitigación	
4. Se deben identificar posibles efectos negativos en la capacidad de amortiguamiento debido a los cambios de SCR y relación X/R.	
5. No debe darse inestabilidad en el rango de frecuencia evaluado.	

Tabla 4-29. Secuencia de desarrollo para verificar el amortiguamiento de oscilaciones de potencia

#### 4.4.20 Prueba 20. Cuantificación de la inercia sintética

Esta prueba se realiza con el propósito de medir la inercia efectiva que tiene una planta basada en inversores, propuesta inicialmente en [23]. La respuesta inercial es una capacidad intrínseca del

GFM por su comportamiento como fuente de tensión y sus lazos de control ajustables, es de corta duración y se activa para mitigar los efectos de un evento en frecuencia, donde además influye la capacidad de sobrecorriente del equipo. Cualquier esquema de soporte en frecuencia que pueda tener la planta debe ser desactivado con el propósito de aislar el efecto particular de la inercia. Finalmente, la carga considerada no es sensible a tensión o frecuencia, representada a través de un modelo estático de potencia constante.

La secuencia de prueba se detalla en la Tabla 4-30.

<b>Prueba 20</b>	<b>Cumple si/no</b>
<b>Sistema de Prueba 6</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. La potencia de cortocircuito del equivalente de red se ajusta con 1.2 veces la capacidad nominal del GFM, con relación X/R de 9.	
2. Se ajustan los despachos y la carga para que exista flujo de potencia hacia la red con valores del 100 %, 80 % y 50 % de la potencia nominal del GFM de interés.	
3. Los lazos de control de frecuencia de las plantas están desactivados (sin gobernador en máquina síncrona y sin soporte en frecuencia o lazos de respuesta rápida en frecuencia para el IBR)	
4. La inercia de la máquina síncrona es conocida	
5. La capacidad de la planta síncrona es aproximadamente 2 veces la capacidad de la planta GFM de interés.	
6. Se debe verificar la respuesta inercial al variar el despacho de la planta GFM de interés, considerando valores despachados en potencia activa de -1, 0 y 1 (en p.u).	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Para cada despacho y cada SCR, simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable con las condiciones iniciales dadas.	
2. Ajustar la demanda y la generación síncrona para que se tenga una condición de exportación significativa	
3. El interruptor se abre en $t = 2$ s, creando un evento de potencia.	
4. Medir el RoCoF de la perturbación en una ventana de 500 ms	
5. Usar la Ecuación 8 para determinar la inercia total del sistema	
6. Restar la inercia conocida del generador síncrono y obtener la inercia asociada al IBR	
7. Repetir el proceso modificando el punto 1 de las condiciones iniciales de manera que se considere flujo de potencia desde la red, con valores de 100 %, 80 % y 50 % de la potencia nominal del GFM de interés.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. La potencia activa del GFM de interés coincide con los valores ajustados de despacho	
2. La frecuencia y tensión tienen valores coincidentes con la perturbación realizada y se recuperan adecuadamente.	
3. No debe haber oscilaciones en el sistema o estas deben amortiguarse rápidamente.	
4. La potencia reactiva de todas las fuentes está dentro de los límites de operación	
5. Se deben obtener gráficas de inercia vs despacho para cada SCR, e identificar el efecto del SCR en la respuesta inercial y la recuperación de frecuencia del sistema.	

Tabla 4-30. Secuencia de desarrollo para verificar inercia del GFM

$$I_{total} = \sum_{n=1}^N (MW s)_n = \frac{\Delta P_{MW} f}{2 RoCoF}$$

*Ecuación 8. Inercia total*

Donde:  $I_{total}$  es la inercia total del sistema en [MW s]

$N$  es el número total de plantas que aportan inercia al sistema.

$\Delta P_{MW}$  es la perturbación aplicada en potencia activa en [MW]

$f$  es la frecuencia nominal del sistema en [Hz]

$RoCoF$  es la tasa de cambio de la frecuencia en 500 [ms] y medida en [Hz/s]

#### 4.4.21 Prueba 21: Casos críticos de operación

Con las pruebas anteriores, se verifica y analiza el funcionamiento del GFM ante diferentes condiciones de falla y considerando casos críticos de manera excluyente. No obstante, en esta prueba se consideran las condiciones más severas del sistema mientras se tiene disponibilidad del recurso síncrono. El propósito es partir de un punto de operación estable y altamente desafiante para verificar las condiciones mínimas de operación que puede tolerar el GFM. Las condiciones de prueba se describen a continuación.

Prueba 21	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 100 % de su límite de potencia de descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 30	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular mínimo 3 s hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Si no se llega a un sistema estable, se reduce la potencia despachada en pasos de 10 % hasta que se mitiguen las oscilaciones. No reducir por debajo del 50 %.	
3. Si no se llega a estabilidad, incrementar el SCR del punto de conexión en pasos de 0.2 hasta que se mitiguen las oscilaciones (no más de SCR=1.2). Una vez mitigadas, se incrementa la potencia despachada en pasos del 10 % siempre y cuando el sistema pueda mitigar las oscilaciones.	
4. Si no se logra la estabilidad, se reduce la relación X/R en pasos de 2 hasta que se alcance la estabilidad. El mínimo X/R es 2.4.	
5. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se hacen distintas perturbaciones. Inicialmente, se hacen cambios en la frecuencia de modo que se siga la secuencia 60, 59, 58, 57.5, 60, 62, 63, 60, tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios y con rampa de 5 Hz/s y de 100 Hz/s. Además, verificar las rampas en sentido opuesto de cambio, es decir: 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 62, 60.	
6. Si en algún momento se pierde la estabilidad, se deben seguir los pasos 2, 3 o 4.	

Prueba 21	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
7. Las perturbaciones se hacen ante X/R crítico identificado en prueba 7, si no se encuentra diferencia, se usa el valor definido en las condiciones iniciales de esta prueba.	
8. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se cambia el ángulo de tensión de modo que sigue la siguiente secuencia: 0, +30, +30, -30, -30, -30, -30, +30, +30. Tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios. Si no se soporta el cambio máximo, flexibilizarlo en pasos de 5 °, no más de tres cambios.	
9. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se cambia la magnitud de la tensión de modo que sigue la siguiente secuencia: 1, 0.8, 0.5, 1.2, 1. Tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios.	
10. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.	
Criterios de éxito	
1. El GFM opera de forma estable antes de cualquier evento y se identifican las condiciones mínimas de operación respecto al SCR, X/R y despacho del GFM. El sistema debe ser estable ante SCR de 1.2, despacho del 100 % y X/R crítico. También, soportar las perturbaciones realizadas sin desconectarse ni perder controlabilidad.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar cada perturbación.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
5. Se espera estabilidad del GFM en los diferentes eventos, identificando las condiciones mínimas para que el GFM pueda operar adecuadamente en redes débiles.	
6. Se deben reportar los hallazgos encontrados respecto a los límites del GFM, especialmente si se identifica alguna restricción en la potencia de salida, tanto en carga como en descarga.	

*Tabla 4-31. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante condiciones críticas de operación.*

La prueba debe permitir la identificación de las condiciones mínimas tolerables en el GFM para poder brindar soporte. En el caso de la relación X/R, la prueba 7 cumple el propósito de identificar X/R críticos (si es más desafiante un X/R bajo o un X/R alto), por lo que la definición de X/R crítico o que causa mayor oscilación, puede variar respecto a lo identificado en la prueba 7. De no contar con resultados concluyentes en la prueba 7, se toma el valor de 30 para hacer la prueba, tal y como se describe en la sección condiciones iniciales de prueba.

#### **4.4.22 Prueba 22. Variación de resistencia de falla y verificación de umbrales de desconexión**

En las pruebas 13 y 14 se verificó la capacidad del GFM para operar correctamente mientras ocurre un evento de falla. Para esta prueba, se verifican los ajustes de LVRT, HVRT y TOVRT buscando una actuación del sistema de protección. Para el caso LVRT se realizan fallas trifásicas con diferentes caídas de tensión, mientras que para el caso de HVRT se incrementa la tensión del equivalente de red o se conectan bancos capacitivos hasta obtener los niveles deseados de prueba.

Además, se hacen cambios en la frecuencia del Punto de conexión de forma que se verifiquen umbrales de desconexión por frecuencia que se tengan ajustados.

Prueba 22	Cumple si/no
<b>Sistema de Prueba 1</b>	
<b>Condiciones iniciales</b>	
1. El GFM de interés se despacha al 100 % de su límite de potencia de descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9	
<b>Secuencia de Prueba</b>	
1. Simular mínimo 3 s hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Se verifican los tiempos de desconexión LVRT al simular una reducción en la tensión de la barra de conexión de la planta de interés (Punto de conexión), por ejemplo, con una falla trifásica, que reduzca la tensión a cerca de 0 p.u, 0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 y 0.9 p.u. Para verificar el tiempo de desconexión, la falla se simula de forma permanente o con un tiempo superior al tiempo esperado de desconexión. Los tiempos de desconexión deben ser mayores a lo indicado en al Tabla 4-1.	
3. Se verifican los tiempos de desconexión HVRT y TOVRT al simular un incremento en la tensión de la barra de conexión de la planta de interés (Punto de conexión), que aumente la tensión a cerca de 1.80, 1.60, 1.40, 1.25, 1.20, 1.15 y 1.1. Para verificar el tiempo de desconexión, el cambio en la fuente se simula de forma permanente o con un tiempo superior al tiempo esperado de desconexión del GFM. Los tiempos de desconexión deben ser mayores a lo indicado en al Tabla 4-1.	
4. Se verifican los tiempos de desconexión LFRT (operación ante frecuencia inferior a la nominal), al hacer cambios en la frecuencia del Punto de conexión de modo que se activen los umbrales de desconexión con las temporizaciones correspondientes.	
5. Se verifican los tiempos de desconexión HFRT (operación ante frecuencia superior a la nominal), al hacer cambios en la frecuencia del Punto de conexión de modo que se activen los umbrales de desconexión con las temporizaciones correspondientes.	
<b>Criterios de éxito</b>	
1. El GFM opera de forma estable antes de cualquier evento.	
2. El GFM se comporta de forma estable y sin oscilaciones no amortiguadas durante y después de las perturbaciones.	
3. Los tiempos de desconexión, tanto TOVRT, HVRT y LVRT son mayores que los indicados en al Tabla 4-1. En las regiones de operación sin desconexión, el equipo no realiza cesación momentánea de la inyección de corriente.	
4. Se cumplen los tiempos de desconexión, tanto en HFRT como en LFRT, donde se evidencia que no hay desconexión instantánea entre 57.5 y 63 Hz.	
5. Se deben reportar los hallazgos encontrados respecto a los límites del GFM, especialmente si se identifica alguna restricción en la potencia de salida, tanto en carga como en descarga.	

Tabla 4-32. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante diferentes resistencias de falla y umbrales de desconexión.

## 5 Conclusiones

La creciente incorporación a nivel mundial de recursos basados en inversores en los sistemas eléctricos ha transformado la manera en que se concibe la estabilidad y la operación segura de la

red. En este escenario, la capacidad de control GFM se presenta como una tecnología relevante, capaz de aportar a la estabilidad de la red eléctrica mucho más que la tecnología GFL. Sin embargo, operadores como AEMO y Transgrid<sup>9</sup> han reportado que la tecnología GFM no se ha estandarizado ni se ha implementado a gran escala en el mundo, por tanto, existe incertidumbre en cuanto a su desempeño ante todas las condiciones operativas. Su integración debe realizarse de manera complementaria con otras tecnologías que aseguren niveles mínimos de fortaleza, inercia y estabilidad en el sistema, evitando riesgos asociados a depender exclusivamente de soluciones que se encuentran aún en proceso de estandarización internacional, lo que representa un riesgo de incertidumbre en la operación adecuada y compromete la transición energética.

Este documento propone un conjunto de requisitos técnicos y pruebas específicas para verificar la capacidad GFM-SAEB, estableciendo criterios mínimos de operación y desempeño. Además, se presentan los bancos y sistemas de prueba para verificar el desempeño de la tecnología, buscando que las evaluaciones realizadas sean pertinentes y efectivas en el contexto del Sistema Interconectado Nacional -SIN de Colombia. La inclusión de criterios de éxito claros y secuencias de prueba bien definidas fortalece la confianza en los resultados y facilita la homologación de prácticas a nivel nacional e internacional. Asimismo, se recomienda de manera explícita que todas las baterías conectadas a través de tecnología GFM al SIN cumplan con estos requisitos y validen su desempeño mediante las pruebas descritas en este documento en ambiente EMT y Hardware-In-The-Loop (HIL), garantizando así un estándar homogéneo de calidad y confiabilidad.

La verificación de estas nuevas tecnologías, como GFM en conjunto con SAEB, es esencial para asegurar que cumplan con los requisitos técnicos y operativos que demanda una red con una necesidad de avanzar en la integración segura de altos volúmenes de recursos basados en inversores - IBRs, garantizando que los servicios esenciales para la operación estable de la misma se sigan manteniendo.

---

<sup>9</sup> AEMO, con cerca de 1070 MW GFM-SAEB instalados, en su Plan de Transición para la Seguridad del Sistema, indica: *"Their biggest challenge is that stakeholders (...) need confidence in specific reliable behavior under all system conditions"*. 2025 Transition Plan for System Security – Maintaining system security through energy transition. Ver página 135 en [https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=0984b6183240456bbc85bfaaa12fec62&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=0984b6183240456bbc85bfaaa12fec62&sc_lang=en)

Transgrid, en el reporte sobre la madurez de las soluciones GFM para la fortaleza del sistema, indica: *There are not many known experiences of TSO or ISO driven GFM BESS worldwide in large interconnected power systems*. Advice on the maturity of grid forming inverter solutions for system strength. 2024. Ver página 5 en: [https://www.transgrid.com.au/media/diyb5fng/2403-aurecon\\_maturity-of-grid-forming-inverter-solutions-for-system-strength.pdf](https://www.transgrid.com.au/media/diyb5fng/2403-aurecon_maturity-of-grid-forming-inverter-solutions-for-system-strength.pdf)

## 6 Bibliografía

- [1] ENTSO-E, DSO Entity, SolarPower Europe, Cenelec, Wind Europe, Energy Storage Europe Association, «GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES. REPORT ON TECHNICAL REQUIREMENTS,» 2025.
- [2] IEEE PES Power & Energy Society, «Future Power Systems Stability and Control in Power Electronics-Dominated Grids,» *IEEE POWER & ENERGY magazine*, vol. 24, n° 1, 2026.
- [3] J. Fernández, J. Eloy-García, E. Navarro, S. Gómez y J. Ameneo, «Low-voltage ride-through algorithm for grid-forming converters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 40, n° 1, pp. 303-315, 2025.
- [4] L. Ospina y D. Ramasubramanian, «Grid-Forming and Grid-Following inverters: a dynamic performance evaluation using RMS, EMT and small-signal analysis,» *CIGRE Science & Engineering*, n° 37, 2025.
- [5] Australian Energy Market Operator, «Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters,» pp. 1-23, 2023.
- [6] A. F. & G. H. Abdelhadi, «Grid-Forming Inverters: Evaluating Performance and Industry Implications for Grid Stability and Renewable Energy Integration,» *2025 IEEE PES Grid Edge Technologies Conference & Exposition (Grid Edge)*, pp. 1-5, 2025.
- [7] W. W. L. M. Khan, «Grid-forming control for inverter-based resources in power systems: A review on its operation, system stability, and prospective,» *IET Renewable Power Generation*, n° 18, pp. 887-907, 2024.
- [8] Y. G. T. G. Y. Li, «Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, n° 6, pp. 4541-4554, 2022.
- [9] NERC, «Grid Forming Technology: Bulk Power System Reliability Considerations,» 2021.
- [10] EPRI, «Grid Forming Inverters EPRI Tutorial (2025),» 2025.
- [11] Aurecon Australasia Pty Ltd, «Advice on the maturity of grid forming inverter solutions for system strength,» aurecon, 2024.
- [12] T. Qoria, F. Gruson, F. Colas, X. Kestelyn y X. Guillaud, «Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs,» *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106726, 2020.
- [13] Etik Energy, «Technical and regulatory aspects of EMT modelling and studies requirements in Colombia,» 2025.
- [14] Australian Energy Market Operator, «2025 Transition Plan for System Security: Maintaining system security through the energy transition,» 2025.
- [15] Australian Energy Market Operator Limited, «Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework,» pp. 1-41, 2024.
- [16] Etik Energy, «Technical Performance Considerations for Grid-Forming Inverters in Colombia's Power System,» 2025.
- [17] Australian Energy Market Operator Limited, «Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework,» 2024.
- [18] North American Electric Reliability Corporation, «White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems,» 2023.

- [19] National Grid ESO, «Guidance Notes for Grid Forming Plant EU Code Users - Issue 2,» 2024.
- [20] NESO National Energy System Operator, «Guidance on Oscillation Assessment for Inverter Based Resources (IBRs),» pp. 1-18, 2025.
- [21] A. Banaie, N. Rajaei, D. Ramasubramanian, M. Bello, S. Veloso, V. Velar, E. Quintana, J. Peralta y L. Ramirez, «A Review of the Generic Grid-Forming Model Used by the System Operator in Chile,» *Global PST Consortium*, 2024.
- [22] «Utilizing DER for Distribution Resiliency – Grid-Forming Inverter Requirements, Test Plan, Integration with a Commercial Product and Laboratory Validation,» *EPRI, Palo Alto, CA: 3002024639.*, 2023.
- [23] Australian Energy Market Operator, «Quantifying Synthetic Inertia of a Grid-forming Battery Energy Storage System – Technical Note,» pp. 1-22, 2024.
- [24] ESIG, «Testing the Performance of Grid-Forming Resources: Test Methods and Performance Metrics for Evaluating the Voltage Source Behavior of Grid-Forming Resources,» Energy Systems Integration Group, 2025.
- [25] UNIFI, «UNIFI Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources,» UNiversal Interoperability for grid-Forming Inverters, 2026.
- [26] Red Eléctrica, «Especificación técnica Capacidades GRID FORMING,» 2025.
- [27] VDE FNN, «Technical requirements for grid-forming capabilities including provision of inertia,» 2025.
- [28] M. Carreo, «The RMS Model Cannot Capture PLL Small-Signal Instability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 40, nº 5, pp. 4415-4418, 2025.