



Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631

Revisión	Motivo	Fecha	Comentarios
1.0	Publicación	18/07/2019	

Índice

Contenido

Índice.....	2
1. INTRODUCCIÓN	7
2. DEFINICIONES	9
3. APLICABILIDAD	12
4. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	14
4.1. Aspectos generales	14
4.1.1. Certificado final de MGE	19
4.2. Procedimiento de evaluación de conformidad por certificados de equipo (PEC por C) ..	23
4.2.1. MGE tipo A.....	24
4.2.2. MGE tipo B	24
4.2.3. MGE tipos C y D	25
4.2.3.1. Evaluación de conformidad por certificado.....	25
4.2.3.2. Evaluación de conformidad por prueba y/o simulación.....	26
4.3. Procedimiento de evaluación de conformidad por prueba (PEC por P).....	27
4.4. Procedimiento de evaluación de conformidad por simulación (PEC por S).....	29
4.5. UGE tipo de características similares.....	31
4.6. Evaluación del CAMGE	33
4.6.1. STATCOM	34
4.6.1.1. Obtención del certificado de STATCOM	34
4.6.1.2. STATCOM tipo de características similares.....	35
4.6.2. PPC	35
4.6.2.1. Obtención del certificado de PPC.....	35
4.6.2.2. PPC tipo de características similares.....	35
4.6.3. Elementos pasivos	36
4.7. Pruebas y simulaciones de unidades generadoras de electricidad según otra normativa	37
5. METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y SIMULACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS	38
5.1. Modo de regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O).....	39
5.1.1. Objetivo	39
5.1.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE.....	39
5.1.2.1. Método de ensayo de la UGE	39
5.1.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE	43
5.1.2.3. Método de simulación de la UGE.....	45
5.1.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE	45
5.1.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE	46
5.1.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE.....	47

5.2. Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U).....	48
5.2.1. Objetivo.....	48
5.2.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE.....	48
5.2.2.1. Método de ensayo de la UGE.....	48
5.2.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	51
5.2.2.3. Método de simulación de la UGE.....	53
5.2.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE.....	53
5.2.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE.....	53
5.2.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE.....	54
5.3. Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF).....	55
5.3.1. Objetivo.....	55
5.3.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE.....	55
5.3.2.1. Método de ensayo de la UGE.....	55
5.3.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	56
5.3.2.3. Método de simulación de la UGE.....	57
5.3.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE.....	57
5.3.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE.....	57
5.3.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE.....	58
5.4. Capacidad de control de potencia-frecuencia.....	59
5.5. Capacidad y rango de control de la potencia activa.....	60
5.6. Emulación de inercia.....	61
5.6.1. Objetivo.....	61
5.6.2. Método de simulación.....	61
5.6.3. Criterios de aceptación de las simulaciones.....	61
5.7. Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.....	62
5.7.1. Objetivo.....	62
5.7.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE.....	62
5.7.2.1. Método de ensayo para UGE de MPE.....	62
5.7.2.2. Método de ensayo para UGE de MGES.....	63
5.7.2.3. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	64
5.7.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE.....	65
5.7.3.1. Procedimiento general.....	65
5.7.3.2. Procedimiento específico en el caso de existencia de instalaciones compartidas	66
5.7.4. Criterio de aceptación de la simulación complementaria.....	70
5.7.5. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE.....	71
5.8. Control de potencia reactiva en MPE.....	72
5.8.1. Objetivo.....	72
5.8.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE.....	72
5.8.2.1. Modo de control de potencia reactiva de la UGE.....	72

5.8.2.1.1.	Ensayo del modo de control de potencia reactiva de la UGE.....	72
5.8.2.1.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de potencia reactiva de la UGE	73
5.8.2.2.	Modo de control de tensión	73
5.8.2.2.1.	Ensayo del modo de control de tensión	73
5.8.2.2.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de tensión de la UGE	74
5.8.2.3.	Modo de control de factor de potencia.....	75
5.8.2.3.1.	Ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE	75
5.8.2.3.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de factor de potencia de la UGE.....	76
5.8.3.	Simulaciones complementarias para obtención del certificado de MGE	76
5.8.3.1.	Simulación complementaria del control de potencia reactiva.....	77
5.8.3.2.	Criterio de aceptación de las simulaciones complementarias del control de potencia reactiva.	77
5.8.3.3.	Simulación complementaria del modo de regulación de tensión.	78
5.8.3.4.	Criterio de aceptación de la simulación complementaria del modo de regulación de tensión.....	81
5.8.3.5.	Simulación complementaria del control de factor de potencia.	82
5.8.3.6.	Criterio de aceptación de la simulación complementaria del control de factor de potencia.....	82
5.8.4.	Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE	83
5.9.	Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES.....	84
5.9.1.	Objetivo	84
5.9.2.	Método de simulación	84
5.9.3.	Criterio de aceptación de las simulaciones.....	87
5.9.4.	Método de evaluación alternativo	89
5.10.	Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en MPE	90
5.10.1.	Objetivo	90
5.10.2.	Método de simulación	91
5.10.3.	Criterio de aceptación de las simulaciones.....	93
5.11.	Requisitos de robustez: Recuperación de potencia activa después de una falta, capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente de falta	94
5.11.1.	Objetivo	94
5.11.2.	Método de ensayo	96
5.11.2.1.	Equipo de ensayo.....	97
5.11.2.2.	Tipos de ensayos sobre UGE.....	97
5.11.2.2.1.	Ensayos a realizar en UGE de MPE	98
5.11.2.2.2.	Documentación de los ensayos a MPE	101
5.11.2.2.3.	Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión	103
5.11.2.2.4.	Criterios de evaluación del requisito de inyección rápida de intensidad reactiva	104

5.11.2.2.5.	Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión	106
5.11.2.2.6.	Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias.....	108
5.11.2.2.7.	Ensayos a realizar en MGES.....	109
5.11.2.2.8.	Documentación de los ensayos a MGES.....	112
5.11.2.2.9.	Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión	112
5.11.2.2.10.	Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión	112
5.11.2.2.11.	Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias ...	112
5.11.3.	Método de simulación y criterio de aceptación de las simulaciones.....	112
5.12.	Arranque autónomo	113
5.12.1.	Objetivo	113
5.12.2.	Método de ensayo	113
5.12.3.	Criterio de aceptación del ensayo.....	114
5.13.	Funcionamiento en Isla.....	115
5.13.1.	Objetivo	115
5.13.2.	Método de simulación	115
5.13.2.1.	Simulación sobrefrecuencia	115
5.13.2.2.	Simulación subfrecuencia.....	116
5.13.3.	Criterio de aceptación de la simulación	116
5.14.	Resincronización rápida	117
5.14.1.	Objetivo	117
5.14.2.	Método de ensayo.....	117
5.14.3.	Criterio de aceptación del ensayo.....	117
6.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	118
6.1.	Aspectos generales y objetivo de la validación del modelo.....	118
6.2.	Validación del modelo de UGE.....	122
6.2.1.	Validación del modelo de UGE de MGE de P_{max} inferior a 5 MW	122
6.2.1.1.	Metodología	122
6.2.1.2.	Resultados para la validación	123
6.2.1.3.	Evaluación	125
6.2.2.	Validación del modelo de UGE de MGES de P_{max} superior o igual a 5 MW	126
6.2.3.	Condiciones para la realización de las simulaciones	126
6.3.	Validación del modelo de CAMGE.....	128
7.	ANEXOS.....	129
7.1.	Anexo I: Modelo de informe de ensayos y de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos	129
7.2.	Anexo II: Red eléctrica equivalente del Sistema Eléctrico Peninsular y Sistema Europeo Interconectado para simulación	134
7.2.1.	Datos de los nudos y elementos pasivos del equivalente de red.....	135
7.2.2.	Generación a probar mediante simulación	140
7.2.3.	Flujo de cargas inicial	140

7.2.4.	Inicialización de la simulación dinámica.....	141
7.2.5.	Simulación dinámica.....	141
7.3.	Anexo III: Formato de intercambio de datos entre entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones	143
7.3.1.	Objetivo	143
7.3.2.	Definición del registro.....	143
7.3.3.	Estructura.....	143
7.3.4.	Envío de datos.....	145
7.3.5.	Nomenclatura de archivos	145
8.	REFERENCIAS	146
9.	TABLAS y FIGURAS	148
9.1.	Lista de figuras.....	148
9.2.	Lista de tablas	150

1. INTRODUCCIÓN

Este procedimiento de evaluación de requisitos de conexión¹ de generadores a la red, denominado **Norma Técnica de Supervisión** (en adelante **Norma Técnica**), desarrolla aquellos aspectos del Título IV “Supervisión de la conformidad” del **Reglamento** UE 2016/631 (en adelante “el **Reglamento**”) [1] que requieren de un mayor grado de detalle para verificar correctamente el cumplimiento de los requisitos técnicos del **Reglamento** por parte de los módulos de generación de electricidad (**MGE**).

A estos efectos, se considerará la definición nacional de los requisitos técnicos no exhaustivos del **Reglamento** propuestos por parte del Gestor de la Red de Transporte (**GRT**) y los Gestores de las Redes de Distribución (**GRD**) a través de los siguientes documentos así como el resto de disposiciones de los mismos²:

- **Propuesta de PO.12.2 para instalaciones de generación y de demanda** (octubre de 2018): Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad [2].
- **Propuesta Unesa (Aelec) de Implementación de los Requisitos de Aplicación General del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión**. (17 de mayo de 2018) [3].

Esta **Norma Técnica** entrará en vigor en el momento de la publicación de la regulación anterior y dejará de estar en vigor transcurrido un **período transitorio de 12 meses** tras la publicación de una nueva versión de esta **Norma Técnica**. Ante cualquier modificación sustancial de la regulación anterior, los gestores de la red se reservan el derecho de modificar la duración de este período transitorio.

¹ El alcance de la presente **Norma Técnica** es diferente a los criterios de Acceso y Conexión que sirven para determinar el punto de conexión a la red. Ambos documentos regulan aspectos diferentes.

² Para mayor detalle, consultar el enlace: <https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-red-conexion>.

En el momento en que se apruebe la correspondiente legislación nacional para las instalaciones conectadas al **GRT** y **GRD**, las referencias aquí identificadas serán sustituidas por éstas. Tanto el **GRT** como los **GRD** se reservan el derecho de actualizar la presente en esta **Norma Técnica** si los requisitos aprobados finalmente difieren de las propuestas presentadas a la Autoridad Competente.

Importante:

- Esta **Norma Técnica** siempre podrá ser modificada y actualizada por el Grupo de Trabajo de supervisión (**GTSUP**), tras su publicación en la web del Operador del Sistema y la web de los Gestores de la Red de Distribución.
- Se recomienda siempre consultar la versión vigente de esta **Norma Técnica** antes de iniciar el proceso de evaluación de los requisitos técnicos de un **MGE**. La evaluación mediante una **Norma Técnica** no vigente podrá ser motivo de denegación de la evaluación de conformidad del **MGE** por parte del Gestor de la Red Pertinente (**GRP**).
- Toda información recibida, intercambiada o transmitida en virtud de esta **Norma Técnica**, tendrá carácter confidencial por parte de los sujetos implicados en la supervisión de la conformidad y estará sujeta al secreto profesional atendiendo a la obligación de confidencialidad contemplada en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 12 del **Reglamento**. Dichos sujetos deberán garantizar la confidencialidad de la referida información y adoptarán todas las medidas necesarias para ello, siendo responsables de las consecuencias de su incumplimiento.
- Es responsabilidad del **propietario del MGE** custodiar toda aquella información y documentación que forme parte de esta **Norma Técnica**.
- Una vez aprobadas las propuestas de RD y OM publicadas en:
<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/propuesta-normativa-codigos-red-europeos.aspx>
, será necesario modificar las referencias a [2] y [3] que se hacen recurrentemente en esta **Norma Técnica**.

2. DEFINICIONES

De manera adicional a las definiciones del artículo 2 del **Reglamento**, se utilizarán en esta **Norma Técnica** las siguientes definiciones:

1. «**Unidad de generación de electricidad (UGE)**»: este término se emplea en [1] pero no está incluido en las definiciones del artículo 2 del **Reglamento**. Se trata de la planta de generación principal, según se define en el **Reglamento** y según se desarrolla para cada tecnología en [2].
2. «**Componentes adicionales del MGE (CAMGE)**»: aquellos elementos activos que forman parte del **MGE** y no son las **UGE**, pero cuya respuesta puede tener afección sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos del Reglamento. Por ejemplo: dispositivos FACTS, dispositivos de control de la potencia activa o reactiva, controles de orden jerárquico superior a nivel **MGE** - por ejemplo el control a nivel de parque (Power Plant Controller, **PPC**).

Para facilitar la comprensión de esta **Norma Técnica**, la **Figura 1** muestra ejemplos esquemáticos de un **MGE**, formado por varias **UGE** y un **CAMGE**.

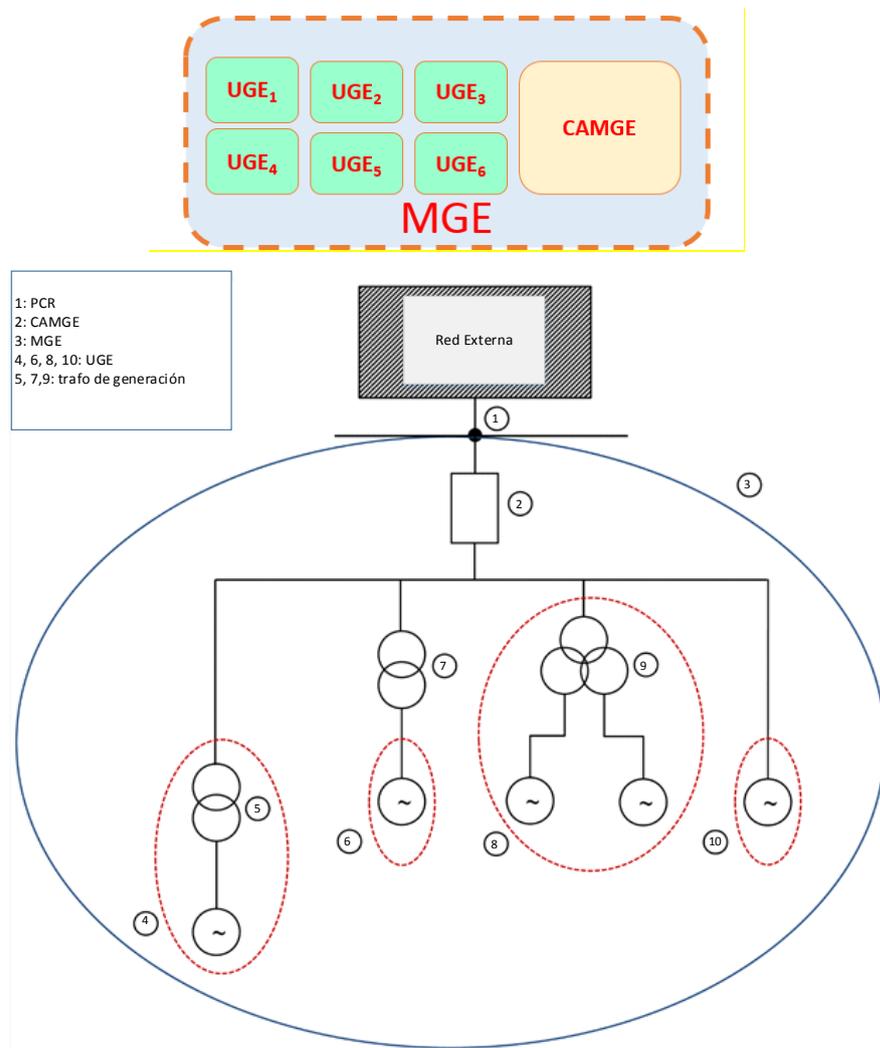


Figura 1. Esquemas general y de detalle de un MGE formado por varias UGE y un CAMGE.

El esquema jerárquico reflejado en la **Figura 1** se simplifica así:

- Instalación de generación de electricidad, conforme a la definición establecida en el **Reglamento**. Está formada por el **MGES** o **MPE** y el punto de conexión con la red (**PCR**)³.
 - **MGES** o **MPE**, que está formado por **UGE(s)** y **CAMGE(s)**
 - **UGE** es la planta de Generación Principal, conforme a lo desarrollado en [2].
3. «**Potencia activa, reactiva y aparente nominal del MGE**»: la potencia activa, reactiva y aparente nominal declarada en la autorización administrativa y en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) o en registro correspondiente de instalaciones de autoconsumo. Se utilizará la definición de significatividad proporcionada en el subapartado 3.2 de [2].
 4. «**Potencia activa, reactiva y aparente nominal de la UGE**»: la potencia activa, reactiva y aparente declaradas por el fabricante de la **UGE** respectivamente.
 5. «**Entidad acreditada para la realización de ensayos y simulaciones**»: entidad que dispone de acreditación de acuerdo a la norma **UNE EN ISO/IEC 17025**, para la realización de ensayos en campo o bancada de **UGE** o **CAMGE**, o para la realización de simulaciones con modelos informáticos de **UGE**, **MGE** o **CAMGE**, por la Entidad Nacional de Acreditación (**ENAC**) o por cualquier otro organismo acreditador con el que **ENAC** tenga acuerdo mutuo (**ILAC**). Con carácter general se hará referencia a esta figura como “**entidad acreditada**” a lo largo de esta **Norma Técnica**.
 6. «**Instalador autorizado**»: persona física o jurídica que realiza, mantiene o repara las instalaciones eléctricas, de acuerdo a la definición de **ITC-BT-03 del RD 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión**.
 7. «**Empresa instaladora**»: persona física o jurídica que, ejerciendo las actividades de montaje, reparación, mantenimiento, revisión y desmontaje de instalaciones de alta tensión, cumple los requisitos de esta la instrucción técnica complementaria **ITC-RAT 21 del RD 337/2014 por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión**.
 8. «**Organismo de control autorizado**»: aquellas personas físicas o jurídicas que pueden verificar el cumplimiento de las condiciones y requisitos de seguridad establecidos en los reglamentos de seguridad para los productos e instalaciones, en las condiciones descritas en el **Real Decreto 2200/1995**, de 28 de diciembre, **por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial**.
 9. «**Ensayo**»: a los efectos de esta **Norma Técnica**, se utilizará indistintamente el término ensayo o prueba, el primero es más habitual en la literatura técnica y existen otras normas de supervisión, [4] que lo utilizan, mientras que el segundo es el resultado de la traducción oficial del **Reglamento**.
 10. «**Certificado final de MGE**»: documento que certifica que el **MGE** tipo B (cuando corresponda), C o D cumple con los requisitos técnicos a evaluar para esta **Norma Técnica** y conforme al **Reglamento**. Será emitido por un **certificador autorizado**, acreditado para esta **Norma Técnica** de acuerdo a la norma **UNE EN ISO/IEC 17065**. El **certificador autorizado** recopilará los **certificados de UGE para un requisito técnico** y los **escritos de conformidad del GRP para un requisito técnico** y proporcionará el **certificado final de MGE al propietario**

³ El punto de conexión con la red (**PCR**) empleado en la presente **Norma Técnica** se corresponde con la definición de “punto de conexión” del Art.2.15 del **Reglamento**.

del **MGE**, o su representante a efectos oportunos, conforme al esquema detallado en la **Figura 7**. Este **certificado final de MGE** será entregado al **GRP** en el proceso de Notificación Operacional.

11. «**Certificador autorizado**»: una entidad que emite **certificados de equipos** y documentos de módulos de generación de electricidad y cuya acreditación otorga la filial nacional de la Cooperación Europea de la Acreditación («EA»), establecida de conformidad con el Reglamento (CE) nº 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo⁴.
12. «**Certificado de UGE, CAMGE o MGE para un requisito técnico**»: documento que certifica que la **UGE, CAMGE o MGE** cumple con un requisito técnico individual del **Reglamento** a evaluar. Será emitido por un **certificador autorizado** en las mismas condiciones que el **certificado final** del **MGE**.
13. «**Escrito de conformidad del GRP para un requisito técnico**»: documento que certifica que la **UGE** cumple con un requisito técnico individual del **Reglamento** evaluado por el **GRP** en lugar del **certificador autorizado**. Será emitido por el **GRP** y en las mismas condiciones que el **certificado final** del **MGE**.
14. «**Firmware**»: Software permanente e inalterable que ha sido programado en un controlador y que establece la lógica de más bajo nivel que controla todas las funciones e interfaces necesarias para el funcionamiento de un dispositivo de cualquier tipo. La definición de su envolvente será parte del **certificado final** del **MGE** a la hora de aplicar certificados tipo y analizar su afección.
15. «**Software**»: Programas y rutinas de segundo nivel que permiten a la computadora realizar determinadas tareas. La definición de su envolvente, en lo relativo a los algoritmos requeridos y relacionados con los requisitos del **Reglamento**, será parte del **certificado final** del **MGE** a la hora de aplicar certificados tipo y analizar su afección.
16. «**Simulación complementaria**»: Simulación del **MGE** que se requiere para evaluar el cumplimiento de un determinado requisito técnico y que tiene carácter complementario a los **certificados de equipo** (de **UGE** o **CAMGE**) por prueba y/o simulación, para dicho requisito.
17. «**Barras de central (BC)**»: a los efectos exclusivos de esta Norma Técnica, se entenderá por barras de central al punto interfaz del **MGE** con la red de conexión. En este sentido, se diferencian dos casos:
 - Caso A: en caso de que el punto de **BC** esté situado en el lado de alta del transformador elevador del **MGE**.
 - Caso B: en caso de que el punto **BC** esté situado en el lado de baja del transformador elevador del **MGE**.

⁴ Reglamento (CE) nº 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) nº 339/93 (DO L 218 de 13.8.2008, p. 30).

En la **Figura 2**, se representa un esquema a modo de ejemplo para ilustrar ambos casos:

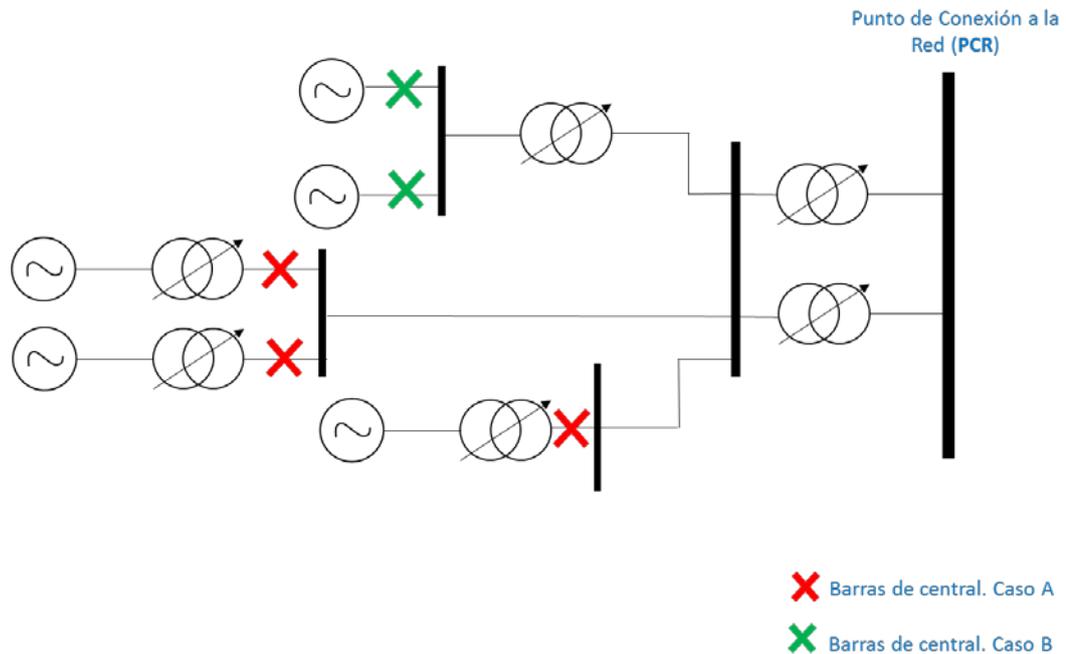


Figura 2. Esquema ejemplo indicativo de la ubicación de barras de central (Caso A y Caso B)

3. APLICABILIDAD

Esta **Norma Técnica** es de aplicación para todo **MGE** que le resulte de aplicación el **Reglamento** según se define en [1], [2] y [3].

Según [2] y [3], la **significatividad de los MGE** se define en función de su **capacidad máxima** y el **nivel de tensión de su PCR**:

- **Tipo A:** **MGE** cuyo punto de conexión es inferior a 110 kV y cuya **capacidad máxima** es igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
- **Tipo B:** **MGE** cuyo punto de conexión es inferior a 110 kV y cuya **capacidad máxima** es superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.
- **Tipo C:** **MGE** cuyo punto de conexión es inferior a 110 kV y cuya **capacidad máxima** es superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- **Tipo D:** **MGE** cuyo punto de conexión es igual o superior a 110 kV o cuya **capacidad máxima** es superior a 50 MW.

Asimismo, los **MGE** se dividen en módulos de parque eléctrico (**MPE**) y módulos de generación de electricidad síncronos (**MGES**). En el **Reglamento** existen requisitos técnicos cuyo cumplimiento por parte del **MGE** es obligatorio, y otros, cuya obligatoriedad se determina a nivel nacional por el **GRT**, **GRP** o **GRD**, según corresponda.

Sin perjuicio de lo establecido en esta **Norma Técnica**, los gestores de red (**GRT**, **GRP** o **GRD**), en el ejercicio de sus funciones y de acuerdo a la normativa vigente, podrán realizar o requerir a los **MGE**, antes de su puesta en servicio o en cualquier momento durante toda su vida útil, pruebas y simulaciones adicionales para verificar el cumplimiento de cualquier de los requisitos

técnicos establecidos en la normativa en vigor ([1], [2] y [3] o normativa que la sustituya o complemente) en virtud de lo estipulado en los artículos 42.2 y 43.2 de [1].

4. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

El objetivo de la evaluación de la conformidad es obtener un **Certificado final de MGE**.

4.1. Aspectos generales

Según el Título IV del **Reglamento**, la **evaluación de la conformidad de cada requisito** se podrá llevar a cabo mediante:

- **Pruebas de conformidad (P)**: Conforme a los artículos 41.5 y 42 del **Reglamento**, las **pruebas de conformidad del MGE para cada requisito** serán realizadas por una **entidad acreditada** que elaborará un informe de los ensayos y enviará los resultados a un **certificador autorizado** para su evaluación. Para cada requisito se evaluará el cumplimiento del **MGE** o la **UGE**, según proceda, y se emitirá el correspondiente **certificado de cumplimiento por prueba de cada requisito**.
- **Simulaciones de conformidad (S)**⁵: Conforme a los artículos 41.5 y 43 del **Reglamento**, las **simulaciones de conformidad del MGE para cada requisito** serán realizadas por una **entidad acreditada**, a partir del modelo validado conforme al apartado 6 de esta **Norma Técnica**. La **entidad acreditada** elaborará un informe de las simulaciones y enviará los resultados a un **certificador autorizado** para su evaluación. Para cada requisito se evaluará el cumplimiento del **MGE** o la **UGE**, según proceda, y se emitirá el correspondiente **certificado de cumplimiento por simulación de cada requisito**.
- **Certificados de equipo (C)**: Conforme a los artículos del 44 al 57 del **Reglamento**, la **evaluación de la conformidad del MGE para cada requisito** podrá ser realizada a través de **certificados de equipo** – en base a ensayos de la **UGE** y los **CAMGE**– emitidos por un **certificador autorizado**, **teniendo en consideración que**:
 - El hecho de disponer de los **certificados de equipo** de todos los **CAMGE**, incluida la **UGE**, no siempre implica una conformidad automática del **MGE** (en su conjunto), dado que:
 - Hay requisitos técnicos -principalmente aquellos relacionados con la capacidad de potencia reactiva y control de tensión- cuya evaluación es necesaria en el **PCR**. En estos casos, la recopilación de **certificados de equipo (UGE y CAMGE)** para dichos requisitos no siempre garantiza su cumplimiento en el **PCR**, por lo que, en función del requisito técnico a evaluar, será necesaria la realización de **simulaciones complementarias**.
 - El **GRP** podrá requerir evaluar, mediante prueba o simulación, determinados requisitos técnicos a nivel **MGE**. En estos casos, si el resultado de la evaluación fuera satisfactorio, el **GRP** notificará mediante un **escrito de conformidad del GRP al propietario del MGE** la conformidad del **MGE** con el requisito en cuestión. Dicha conformidad tendrá que ser adjuntada por el **certificador autorizado** en el **certificado final de MGE**,

⁵ Las **simulaciones complementarias** que están indicadas en algunos de los requisitos técnicos a evaluar del apartado 5 requerirán de la utilización de un modelo certificado según en el apartado 6, pero no se exige que su ejecución la realice una **entidad acreditada**, no obstante, sí deberán ser remitidas al **certificador autorizado** para su evaluación.

excepto para los requisitos relativos al amortiguamiento de oscilaciones, descritos en los subapartados 5.9 y 5.10.

- La validez de los **certificados de equipo** de las **UGE** y los **CAMGE** está condicionada a la no modificación posterior a la certificación de los parámetros usados en el proceso de evaluación que tengan impacto relevante en las funcionalidades de control necesarias para el cumplimiento de los requisitos de esta **Norma Técnica**.

En la **Tabla 1** se indican los requisitos técnicos del **Reglamento** a evaluar y la(s) posible(s) forma(s) de evaluación según el tipo de **MGE**, así como los apartados de esta **Norma Técnica** y los artículos del **Reglamento** correspondientes:

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Subapartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobre-frecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.1	(S y P) o C**	(S y P) o C**
15.2.(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.5	P o C	N/A
15.2.e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.4	P o C	P o C
15.2.d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.3	(S y P) o C**	(S y P) o C**
15.2.c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.2	(S y P) o C**	(S y P) o C**
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas*	≥C	5.6	S o C	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	N/A	S o C
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11	N/A	S o C
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.11	N/A	S o C
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	S o C	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥C	5.11	S o C	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.11	S o C	N/A
15.5.a	Arranque autónomo*	≥C	5.12	N/A	P o C
15.5.b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla*	≥C	5.13	S o C	S o C
15.5.c	Capacidad de resincronización rápida	≥C	5.14	N/A	P o C
18.2.b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.7	N/A	(S y P) o C**
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.7	N/A	(S y P) o C**
19.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D	5.9	N/A	S o C
20.2.b y 20.2.c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.11	S o C	N/A
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥C	5.7	(S y P) o C**	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥C	5.7	(S y P) o C**	N/A
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥C	5.8	P o C**	N/A
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.10	S o C	N/A

Tabla 1. Evaluación de los requisitos técnicos según está definido en el Reglamento.

Legenda:

- En la columna “Tipo de MGE”, el texto ≥A significa que aplica para los MGE Tipos A, B, C y D. El mismo criterio aplica para el resto. En la columna “Forma de Evaluación”: S significa simulación de conformidad, P prueba de conformidad, C certificado de equipo y N/A no aplica.
- *: Requisito no obligatorio conforme a [1], [2] y [3].
- **: Podrá requerir la realización de simulaciones complementarias para su evaluación, conforme a lo desarrollado en el subapartado correspondiente de esta Norma Técnica.

Para aquellos requisitos donde existan varios métodos de evaluación de la conformidad (columna “Formas de Evaluación” en la **Tabla 1**), el **propietario del MGE⁶** tendrá la **potestad para escoger la forma de su evaluación** en virtud de lo estipulado en el Título IV del **Reglamento**. En cualquier caso, el **certificado final de MGE** siempre incorporará el método de evaluación seguido para cada requisito evaluado.

En virtud de lo dispuesto en el Artículo 40.4 del Reglamento, el **propietario del MGE** solicitará autorización previa el **GRP** para la realización de pruebas con el **MGE** conectado.

Los gestores de red podrán solicitar al **propietario del MGE** la documentación relativa a pruebas y simulaciones realizadas por las **entidades acreditadas** y los **certificadores autorizados** en el proceso de evaluación de la conformidad del MGE.

El esquema general de la evaluación de la conformidad se representa en la **Figura 3**, y se puede dividir en dos etapas, previas a la operación comercial del **MGE**: 1) obtención de **certificados de equipos**, es decir, de **UGE** y **CAMGE**, que constituyan el **MGE**; 2) Obtención del **certificado final de MGE** y emisión de la **notificación final operacional (FON)** correspondiente, que junto a otros requisitos de información, técnicos y operativos, permiten llegar a la etapa tercera, que es la operación comercial del **MGE**.

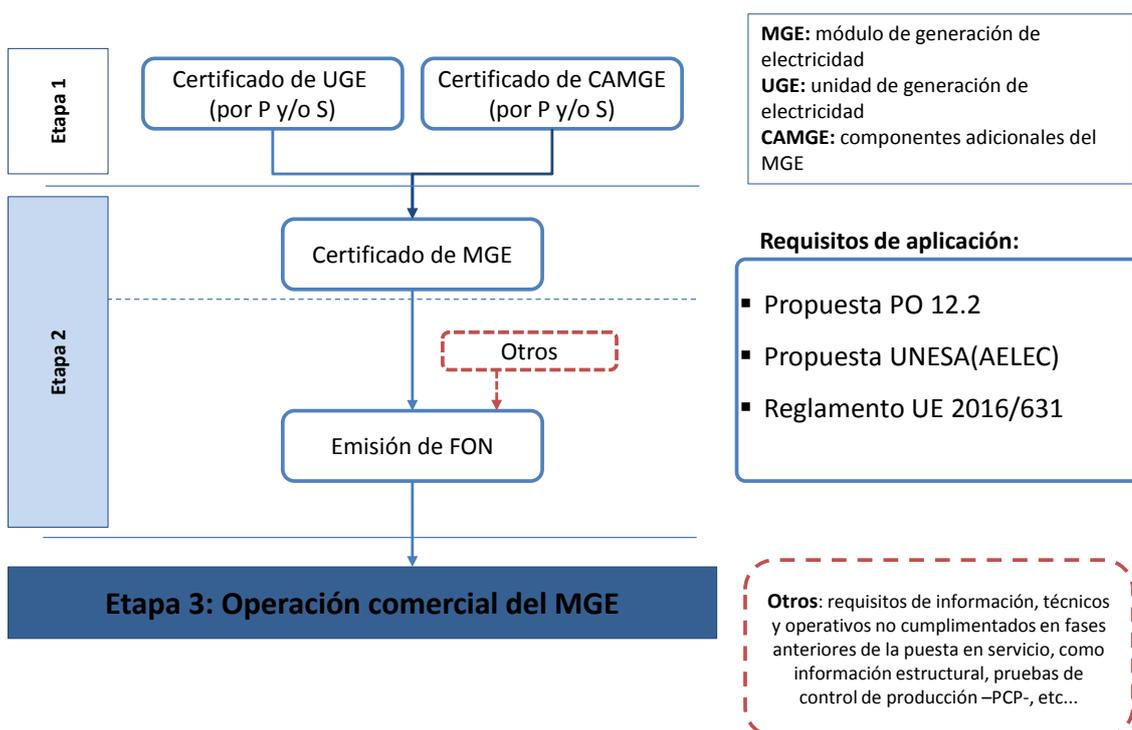


Figura 3. Etapas esquema general supervisión.

⁶ El **Reglamento** define al «**propietario de instalación de generación de electricidad**» como a la “entidad física o jurídica propietaria de una instalación de generación de electricidad”

El esquema general de la etapa 1 se muestra en la **Figura 4** y la **Figura 5**:

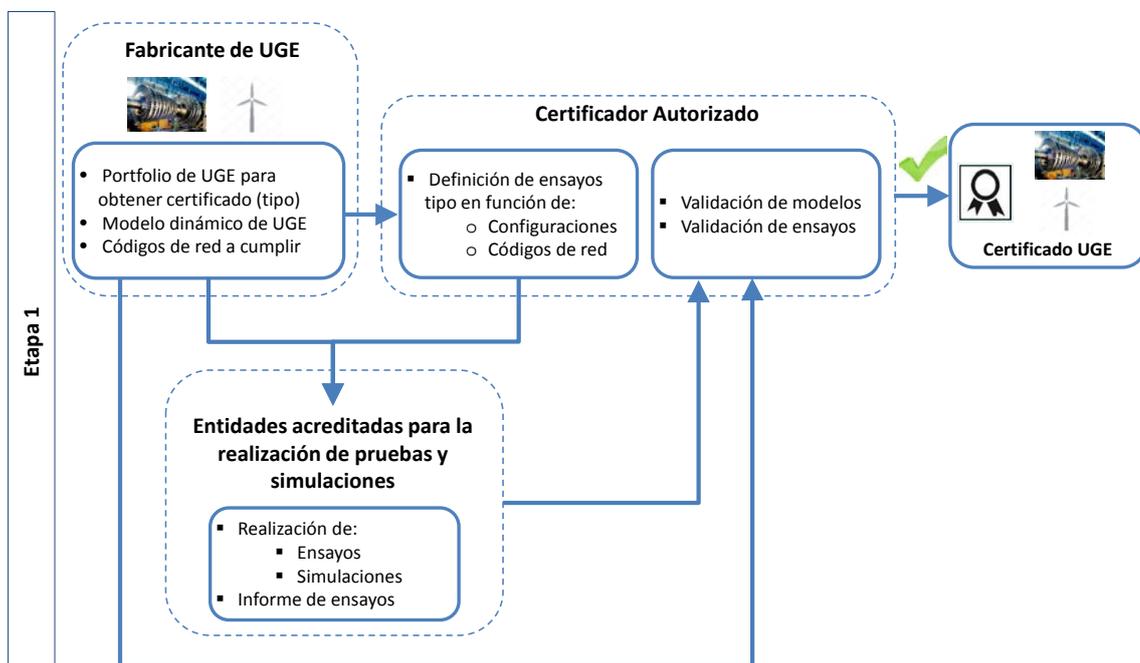


Figura 4. Esquema de obtención del certificado de UGE.

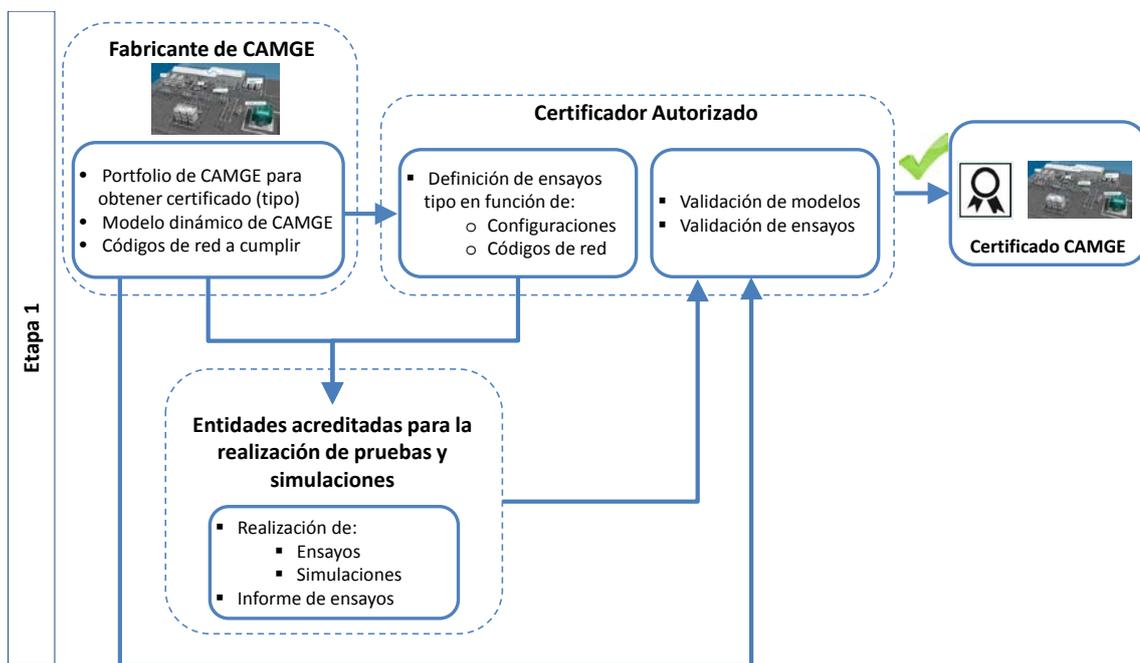


Figura 5. Esquema de obtención del certificado de CAMGE.

El esquema general de la etapa 2 se muestra en la **Figura 6**:

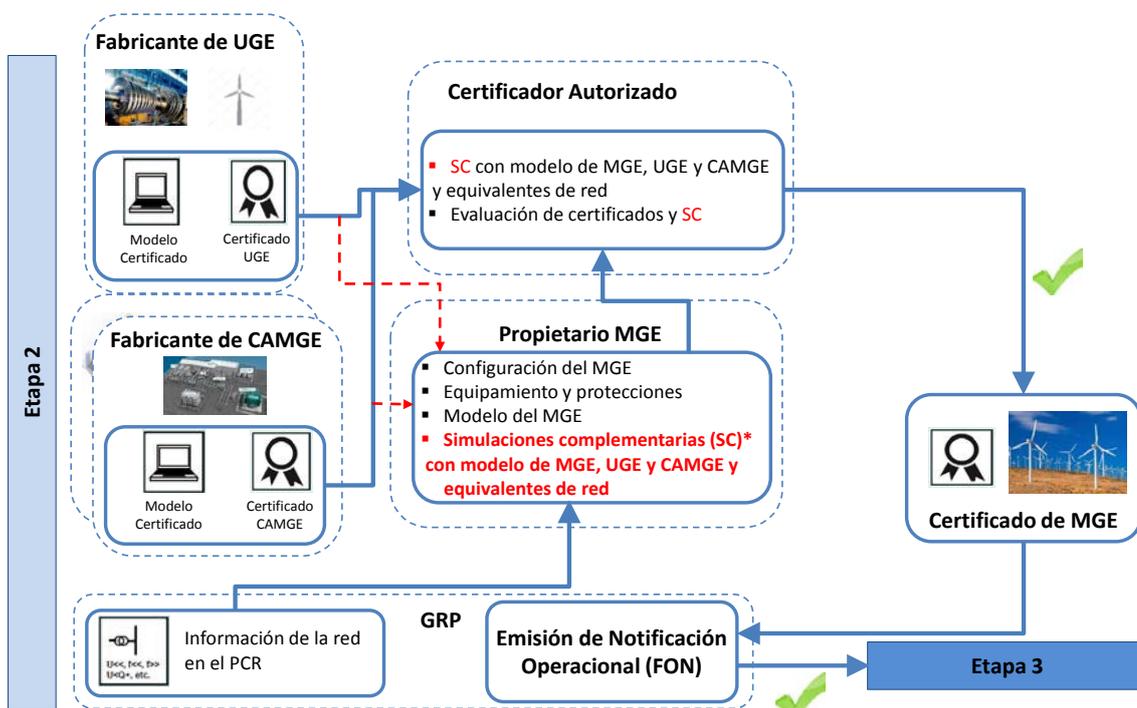


Figura 6. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.

En los subpartados siguientes se desarrollan los esquemas planteados en las figuras de este apartado.

4.1.1. Certificado final de MGE

El **certificado final de MGE** será emitido por un **certificador autorizado** y especificará que el **MGE cumple con la totalidad de requisitos que se han de evaluar**. El **propietario del MGE** tendrá que aportarlo al **GRP**.

El **propietario del MGE** tendrá la potestad de obtener de forma separada, y a través de diferentes **certificadores autorizados**, el certificado de cumplimiento para cada uno de los requisitos que le sean de aplicación según la **Tabla 1**. En estos casos, el **certificado final de MGE** deberá indicar claramente qué **certificador autorizado** ha certificado cada uno de los requisitos. Cuando el **GRP** sea quien dé la conformidad a un requisito, el **propietario del MGE** proporcionará al **certificador autorizado** dicha conformidad, y el **certificador autorizado** tendrá que adjuntar la conformidad escrita del **GRP** a dicho requisito en el **certificado final de MGE** (ver subpartado 4.1).

La **Figura 7** representa de forma esquemática los elementos que componen el **certificado final de MGE**:

- 1) Para cada requisito técnico, el fabricante de los equipos (**UGE y CAMGE**) facilitará los **certificados** los mismos, por simulación y/o prueba, que previamente habrá emitido un **certificador autorizado**. La evaluación de dichos requisitos técnicos la llevará a cabo el **certificador autorizado**, utilizando las **simulaciones complementarias**, de manera adicional a los **certificados de equipo**, donde sea de aplicación.

- 2) Para aquellos requisitos evaluados por el **GRP**, éste enviará una comunicación escrita de conformidad al **propietario** del **MGE** si la evaluación es favorable. Será necesario que el propietario proporcione al **certificador autorizado** esta comunicación escrita para que sea incluida en el **certificado final** de **MGE**, para aquellos requisitos que sea necesario incorporar al **certificado final** de **MGE** y que están indicados en la **Figura 7**. En particular, los requisitos relacionados con amortiguamiento de oscilaciones (subapartados 5.9 y 5.10) serán evaluados por el **GRT** pero no formarán parte del **certificado final de MGE**.
- 3) El **certificador autorizado** encargado de emitir el **certificado final** de **MGE** evaluará todos los certificados del **MGE** para dar su conformidad. Para aquellos requisitos de obligado cumplimiento, el **certificador autorizado** podrá emitir el **certificado final** de **MGE** cuando disponga de todos los certificados y las comunicaciones de conformidad del **GRP** que procedan.
- 4) Las excepciones al cumplimiento de requisitos técnicos que hayan sido proporcionadas al propietario del **MGE** en virtud de lo dispuesto en el Título V del **Reglamento**.
- 5) Si procede, las justificaciones técnicas aceptadas por el **GRT** para el no cumplimiento, en concreto, del requisito técnico de los artículos 13.2.e, 15.2.c.iii del **Reglamento**, también se adjuntarán en el **certificado final de MGE**.

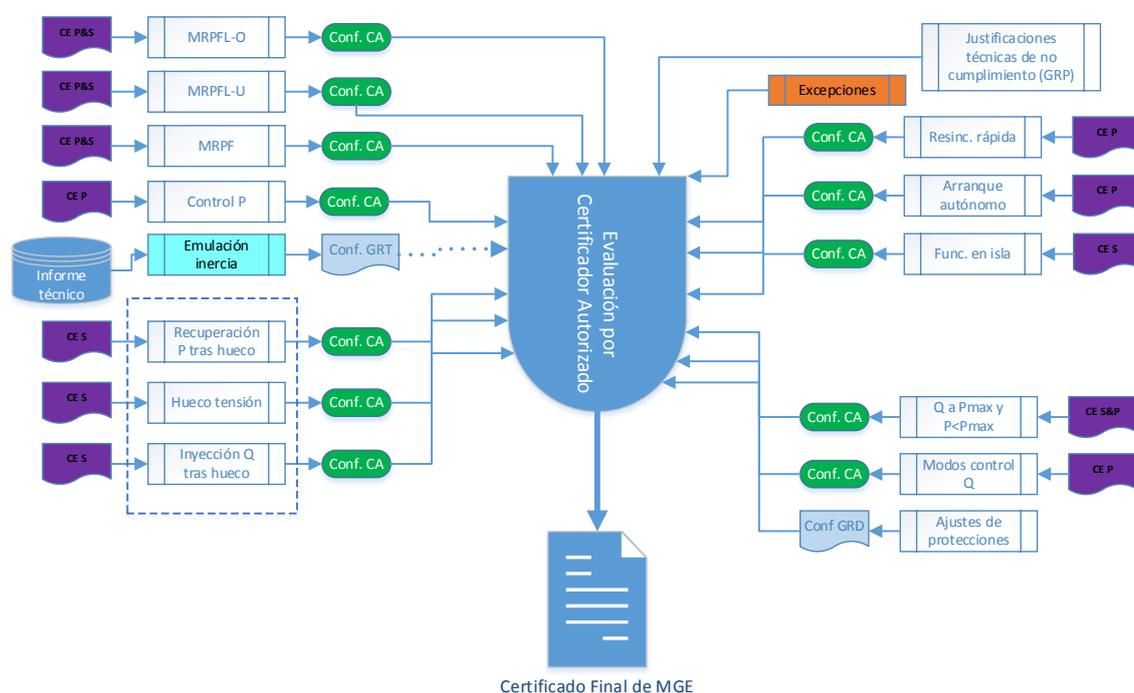


Figura 7. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.

La **Figura 8** muestra los procedimientos generales que puede seguir un **MGE** para la evaluación de la conformidad de un requisito determinado, tal como vienen descritos en el apartado 6 de esta **Norma Técnica**. En la **Figura 9** se detalla el proceso completo que ha de seguir un **MGE** para cada requisito a evaluar.

El propietario del **MGE** podrá utilizar **certificados de equipo** proporcionados **por el fabricante** de las **UGE** y/o **CAMGE**, emitidos por un **certificador autorizado** en base a esta **Norma Técnica**, para demostrar el cumplimiento de un requisito (PEC por C), tal y como se dispone en los apartados del Título IV del **Reglamento**. En estos casos, serán necesarias las pruebas y simulaciones indicadas en el procedimiento de evaluación por prueba (PEC por P) y por simulación (PEC por S).

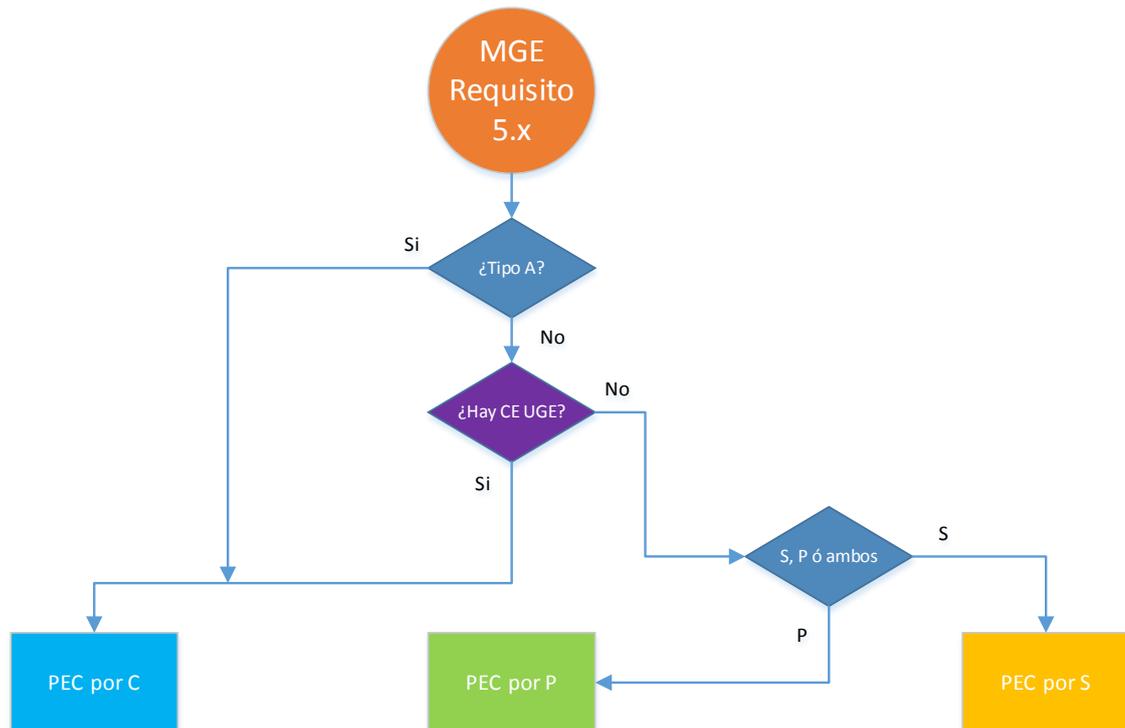


Figura 8. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC). General.

El detalle de los procedimientos de evaluación de la conformidad (PEC) – **certificado, prueba y simulación** - está descrito en los subapartados 4.1, 4.2 y 4.3, respectivamente, y la **Figura 9** refleja de forma completa todo el proceso de evaluación que seguirá un **MGE** para cada requisito técnico.

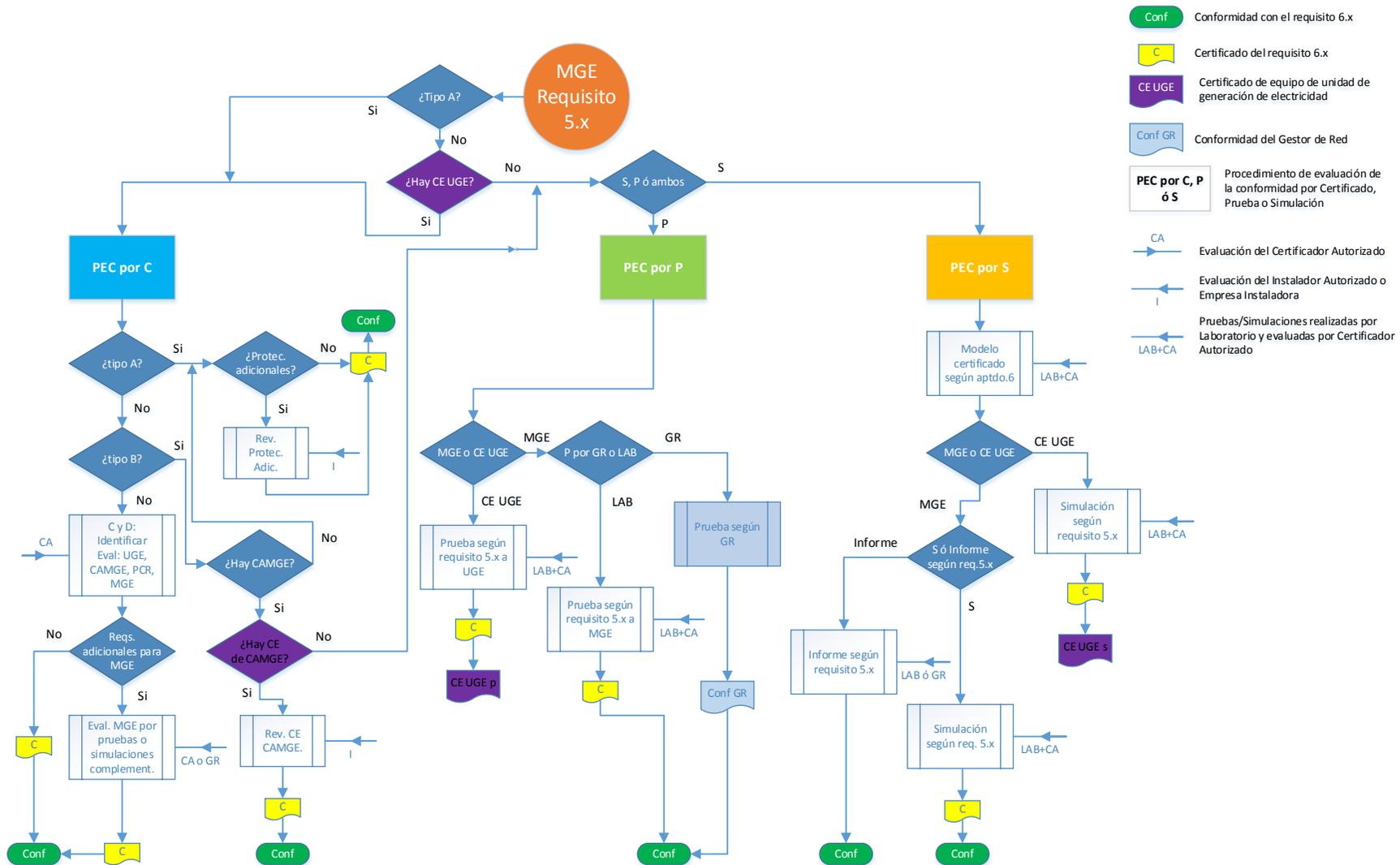


Figura 9. Procedimientos de evaluación de la conformidad. Detallado.

4.2. Procedimiento de evaluación de conformidad por certificados de equipo (PEC por C)

Los **MGE** están formados por las **UGE** y los **CAMGE** (dispositivos FACTS, controles a nivel **MGE**, etc.) que puedan afectar al cumplimiento de los requisitos del **MGE**. Si los **CAMGE** pudieran influir en el cumplimiento de un requisito del **MGE**, deberán tenerse en cuenta a la hora de evaluar su conformidad. En estos casos, será necesario disponer de los **certificados de equipo de todos estos CAMGE** para emitir el **certificado de cumplimiento de un requisito del MGE**.

Los fabricantes de las **UGE** y los **CAMGE** podrán obtener los **certificados de equipo** mediante las pruebas y simulaciones estipuladas en el subapartado 5.5. Dichos **certificados de equipo** serán facilitados posteriormente a los **propietarios** de los **MGE**. En la **Figura 10** se detalla procedimiento a seguir para obtener **el certificado del MGE para un requisito**:

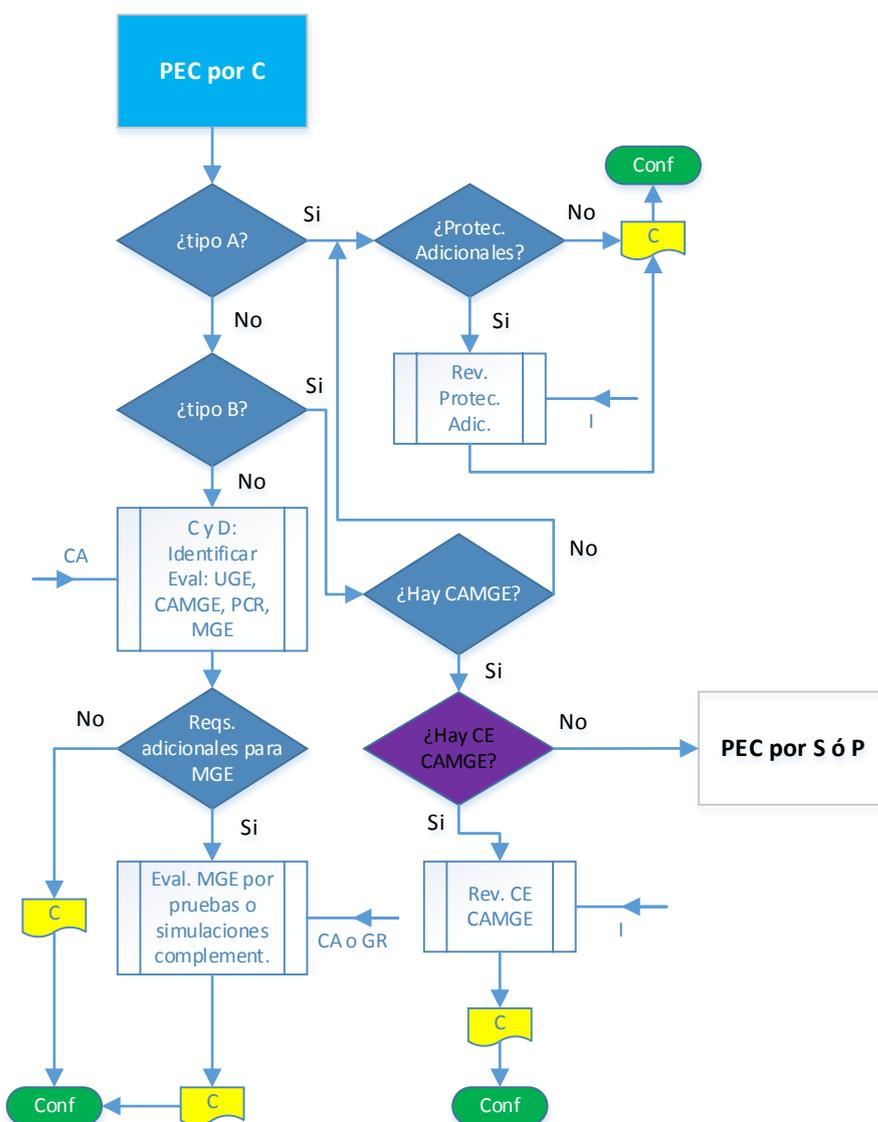


Figura 10. Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C).

A continuación, se especifica la evaluación de la conformidad por **certificado de equipo** según la significatividad del **MGE**:

4.2.1. MGE tipo A

La evaluación de la conformidad a través de **certificados de equipo (UGE)**, la realizará un **instalador autorizado**, si el PCR es en baja tensión, o una **empresa instaladora**, si es en alta tensión, con la inspección que corresponda de acuerdo a los reglamentos electrotécnicos de Alta o Baja Tensión en su versión más actualizada.

Adicionalmente, cuando el **MGE tenga esquemas de protección adicionales a las protecciones del propio UGE** (protecciones de cabecera, sistemas anti-vertido, etc.), deberá revisarse su funcionamiento y los ajustes implementados para garantizar que se cumplen todos los requisitos técnicos de [1], [2] y [3].

En cualquier caso, el **propietario** del **MGE**, o su representante a efectos oportunos, siempre remitirá al **GRP el certificado final de MGE** dentro el **Documento de Instalación**, en virtud de lo indicado en el artículo 30 del **Reglamento**. Adicionalmente, el **propietario** del **MGE** remitirá la conformidad a las protecciones adicionales (a las protecciones del propio **MGE**) incluyendo un resumen de los ajustes implementados.

4.2.2. MGE tipo B

La evaluación de la conformidad a través de **certificados de equipo** se realizará de la siguiente forma:

- **MGE sin CAMGE:** un **instalador autorizado** o **empresa instaladora**, según proceda, recogerá los **certificados de equipo** de las **UGE** y el certificado de inspección de un **organismo de control autorizado** para enviarlos como el **certificado final de MGE**.
- **MGE con CAMGE:** Existen dos situaciones posibles:
 - Cuando los **certificados de equipo** de la **UGE** especifiquen claramente que el **conjunto UGE y CAMGE** cumple con los requisitos correspondientes, un **instalador autorizado** o **empresa instaladora**, según proceda, recogerá los **certificados de equipo** de las **UGE** y **CAMGE** y el certificado de inspección de un **organismo de control autorizado** para enviarlos como el **certificado final de MGE**.
 - En caso contrario, un **certificador autorizado** evaluará los **certificados de equipo** de los **CAMGE** y las **UGE** para emitir el certificado final de **MGE**. En el caso de no disponer de certificados de equipo de los **CAMGE**, el **MGE** tendrá que demostrar el cumplimiento del requisito a través de las pruebas y/o simulaciones según la **Tabla 1**.

Adicionalmente, para las **UGE con esquemas de protección adicionales a las protecciones del propio MGE** (protecciones de cabecera, o de sistemas anti-vertido), deberá revisarse su funcionamiento y los ajustes implementados para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos de [1], [2] y [3]. Dicha revisión consistirá en una verificación realizada por el **instalador autorizado** o **empresa instaladora** con la inspección que resulte de aplicación de acuerdo a la regulación vigente.

En cualquier caso, el **propietario** del **MGE**, o su representante a efectos oportunos, siempre remitirá al **GRP el certificado final de MGE** dentro el **Documento de Módulo de Generación de**

Electricidad, en virtud de lo indicado en el artículo 32 del **Reglamento**. Adicionalmente, el **propietario** del **MGE** remitirá la conformidad a las protecciones adicionales (a las protecciones del propio **MGE**), incluyendo un resumen de los ajustes implementados.

4.2.3. MGE tipos C y D

La **evaluación de la conformidad de cada requisito para los MGE tipos C y D** podrá realizarse a partir de los siguientes métodos, considerando siempre la **Tabla 1** Error!. No se encuentra el origen de la referencia.:

4.2.3.1. Evaluación de conformidad por certificado.

La **evaluación de la conformidad a través de los certificados de equipo** se realizará de la siguiente forma:

- 1) El **certificador autorizado** identificará los componentes del **MGE** que pudieran afectar al requisito a evaluar: **UGE**, **CAMGE** y otros elementos (transformador de generación, cables, líneas...).
- 2) Etapas de la evaluación de la conformidad para cada requisito de la **Tabla 1**:
 1. **Evaluación de cada UGE:** Se comprobará que la **UGE** es la misma que la indicada en el **certificado de equipo** o pertenece al mismo tipo (ver subapartado 4.5), comprobando también la coincidencia con la versión de su **firmware** y **software**.
 2. **Evaluación de los CAMGE:** Se comprobará que los **CAMGE** son los mismos que los indicados en los **certificados de equipo** o pertenecen al mismo tipo (ver subapartado 4.6), comprobando también la coincidencia con la versión de su **firmware** y **software**.
 3. **Evaluación del PCR.** Se comprobará el funcionamiento de todos los elementos de maniobra, potencia y protección que forman parte del **PCR**: interruptores, protecciones, transformadores elevadores, etc.
 4. **Evaluación del MGE en su conjunto:** Englobará todos los puntos anteriores.
- 3) La implementación de los ajustes de los sistemas de protección, salvo para MGE que se conecten a la red de transporte, será revisada por el **certificador autorizado** con el objetivo de verificar que todos los ajustes indicados en los **certificados de equipo** se han implementado correctamente y que los elementos de maniobra responden correctamente a las órdenes de los correspondientes sistemas de protección en virtud de lo indicado en el artículo 32.2 del **Reglamento**.

Para **MGE** que se conecten a la red de transporte, la implementación de los ajustes de los sistemas de protección será suministrada por el **propietario** del **MGE** al **GRT** y será revisada por el **GRT**, conforme a lo establecido en el **BOE Nº 155 (procedimiento de operación 11.1)**, con el objetivo de verificar que todos los ajustes se han implementado correctamente y que los elementos de maniobra responden correctamente a las órdenes de los correspondientes sistemas de protección en virtud de lo indicado en el artículo 32.2 del **Reglamento**.

- 4) Adicionalmente, para aquellos requisitos técnicos del apartado 5 de la **Norma Técnica** en los que no sea suficiente la recolección de los **certificados de equipo** de las **UGE** y los **CAMGE** que así lo requieran, será necesaria su evaluación a nivel **MGE** mediante prueba y/o **simulaciones complementarias** en las condiciones establecidas para cada requisito.

En cualquier caso, para la **emisión del certificado final** de **MGE** se cumplirá lo especificado en el subapartado 4.1.1.

4.2.3.2. Evaluación de conformidad por prueba y/o simulación.

El **procedimiento de evaluación de conformidad de un requisito técnico por prueba y/o simulación** tendrá como objetivo uno de los dos siguientes puntos:

- Obtener directamente la conformidad de dicho requisito para el **MGE** por prueba y/o simulación, u
- Obtener el **certificado de equipo** de la **UGE** para dicho requisito por prueba y/o simulación.

4.3. Procedimiento de evaluación de conformidad por prueba (PEC por P)

El **procedimiento de evaluación de conformidad de un requisito técnico por prueba** tendrá como objetivo uno de los dos siguientes puntos:

- Obtener directamente la conformidad de dicho requisito para el **MGE** por prueba, u
- Obtener el **certificado de equipo** de la **UGE** para dicho requisito por prueba.

En la **Figura 11** se detalla procedimiento por prueba a seguir para obtener el **certificado final de MGE** para un requisito:

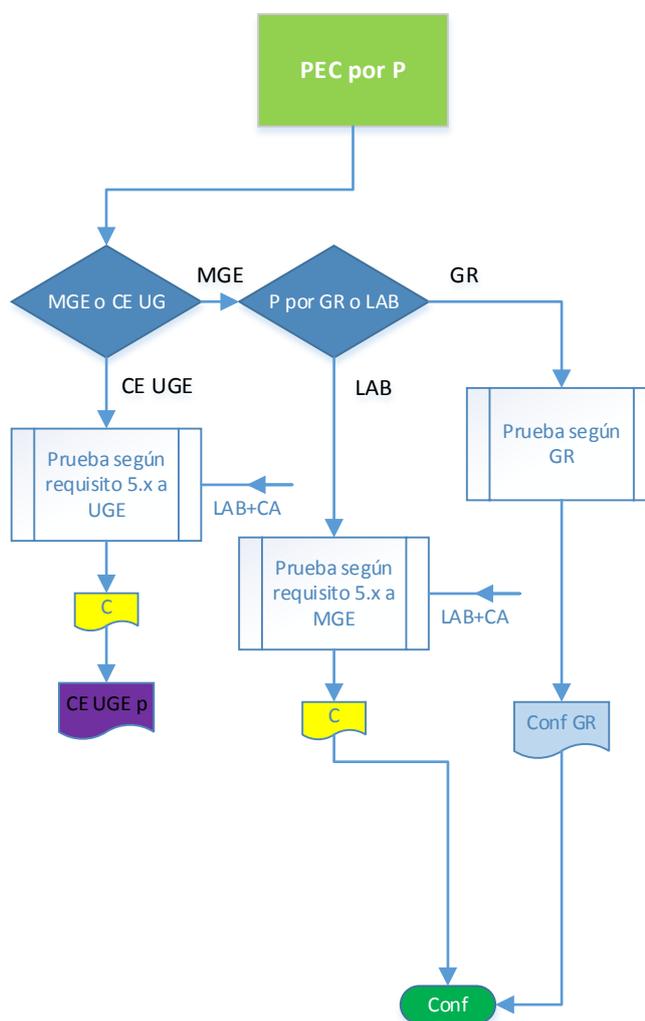


Figura 11. Procedimiento de evaluación de la conformidad por prueba. (PEC por P).

A diferencia del procedimiento de evaluación de conformidad por certificado, no se establecen procedimientos diferenciados según la significatividad del **MGE**. En este caso, la **evaluación de la conformidad a través de pruebas** se realizará de la siguiente forma:

- 1) El certificador autorizado realizará la identificación de componentes del **MGE**: Identificará las **UGE**, los **CAMGE** y otros elementos (transformador de generación, cables, líneas...) que puedan afectar al requisito técnico a evaluar. Estos elementos deberán ser tenidos en cuenta en la realización de los ensayos.

- 2) La prueba de cada requisito será realizada por la **entidad acreditada** o el **GRP** y podrá ser sobre:
- **MGE en campo**: Se realizarán los ensayos descritos en el apartado 6 de esta **Norma Técnica**. Se deberá identificar si las pruebas las realiza la **entidad acreditada** o el **GRP**. En el primer caso los resultados de los ensayos serán incorporados a un informe de ensayos para evaluación del **certificador autorizado**. En el segundo caso, el **GRP** evaluará los resultados y notificará por escrito al **propietario** del **MGE** la conformidad del **MGE** para el requisito en cuestión.
 - **UGE**: Las pruebas se realizarán sobre la **UGE** con el objetivo de obtener un **certificado de equipo** de la **UGE** por prueba para un determinado requisito.
 - **CAMGE**: Las pruebas se realizarán sobre los **CAMGE** y la **UGE** asociada, con el objetivo de obtener un **certificado de equipo** del **CAMGE (para una determinada UGE)** por prueba para un determinado requisito.
- 3) El **certificador autorizado** evaluará los resultados de las pruebas realizadas por la **entidad acreditada** y emitirá, si la evaluación es positiva, un **certificado de equipo** de la **UGE** o bien un **certificado** de **MGE** para el requisito técnico por parte del **MGE**.

En cualquier caso, para la **emisión del certificado final** de **MGE** se cumplirá lo especificado en el subapartado 4.1.1.

4.4. Procedimiento de evaluación de conformidad por simulación (PEC por S)

El **procedimiento de evaluación de conformidad de un requisito técnico por simulación** tendrá como objetivo uno de los dos siguientes:

- Obtener la conformidad de dicho requisito para el **MGE** por simulación, u
- Obtener el **certificado de equipo** de la **UGE** o de un **CAMGE** para dicho requisito por simulación.

En la **Figura 12** se detalla procedimiento por simulación a seguir para obtener el **certificado del MGE** para un requisito:

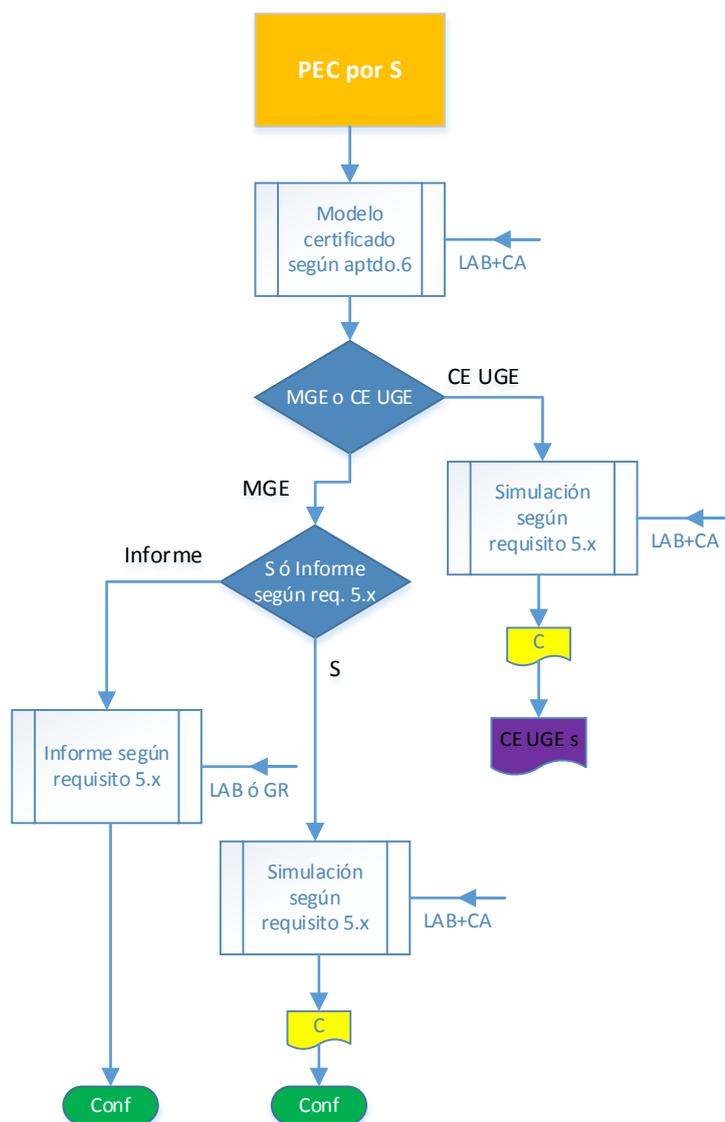


Figura 12. Procedimiento de evaluación de la conformidad por simulación. (PEC por S).

La evaluación de la conformidad a través de simulaciones se realizará de la siguiente forma:

- 1) En primer lugar, será necesario disponer de un modelo de **MGE**, **UGE** y **CAMGE** validado por un **certificador autorizado** conforme a lo expuesto en el apartado 6 de la **Norma Técnica**. Las características del modelo para cada requisito a evaluar están indicadas en el apartado 6.
- 2) La **simulación de un requisito** será realizada por la **entidad acreditada**, con la excepción de las **simulaciones complementarias**, y podrá ser sobre:
 - **MGE**: Se realizarán las **simulaciones** descritas en el apartado 6 de la **Norma Técnica**, y en función de lo especificado en las mismas se procederá de la siguiente manera:
 - Si el **certificador autorizado** requiere simulaciones de una **entidad acreditada**, éstas serán incorporadas a un **informe de simulación** para su posterior evaluación.
 - Si el GRP requiere un informe de la **entidad acreditada**, éste será quien evaluará y notificará por escrito al **propietario** del **MGE** la conformidad del **MGE** para el requisito en cuestión.
 - **UGE**: La **entidad acreditada** realizará las simulaciones sobre la **UGE** con el objetivo de obtener un **certificado de equipo de la UGE por simulación** para un determinado requisito.
 - **CAMGE**: Las simulaciones se realizarán por una **entidad acreditada** sobre los **CAMGE** y la **UGE** asociada, con el objetivo de obtener un **certificado de equipo del CAMGE** (para una/s determinada/s **UGE**) por simulación para un determinado requisito.
- 3) El **certificador autorizado** evaluará los resultados de las simulaciones realizadas por la **entidad acreditada**, así como las **simulaciones complementarias**, que no es necesario que sean realizadas por una **entidad acreditada**, y emitirá, si la evaluación es positiva, un **certificado de equipo** de la **UGE** para el requisito evaluado o bien un certificado de cumplimiento del requisito técnico por parte del **MGE**.

En cualquier caso, para la **emisión del certificado final** de **MGE** se cumplirá lo especificado en el subapartado 4.1.1.

4.5. UGE tipo de características similares

Se podrán utilizar **certificados de equipo de una UGE** para otras **UGE de características similares**, sin necesidad de volver a realizar los ensayos. En estos casos, los **certificados de equipo** original se denominarán “**certificados de UGE tipo por requisito**” a efectos de la presente **Norma Técnica**.

El **certificado de UGE para un requisito** tendrá consideración de **certificado de UGE tipo por requisito** cuando se cumplan las condiciones siguientes. En todos los casos, el **certificador autorizado** será quién realice la comprobación:

- **MPE**: se seguirán los siguientes criterios con respecto al equipo ensayado:
 - o **UGE de tecnología eólica**:
 - Generador eléctrico con las mismas especificaciones de diseño:
 - Potencia activa nominal $\pm 25\%$ del valor correspondiente al generador eléctrico ensayado.
 - Misma tipología.
 - Misma tensión de conexión estator (solo generadores asíncronos).
 - Relación de transformación $\pm 20\%$ (solo generadores asíncronos).
 - Convertidor(es) electrónico(s), en caso de que existan, con el mismo hardware y especificaciones para soportar huecos de tensión.
 - Tensión de cortocircuito porcentual del transformador, referida a la base de la potencia activa nominal del aerogenerador, comprendida en un intervalo del $\pm 20\%$ del valor correspondiente al aerogenerador ensayado. Este punto no será de aplicación en el caso de **UGE** sin transformador de conexión al circuito de media tensión.
 - Potencia activa nominal del aerogenerador comprendida en un intervalo del $\pm 25\%$ del valor correspondiente al aerogenerador ensayado.

En el caso de producirse alguna actualización en el **software o el firmware** que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**, el fabricante declarará dichas modificaciones y verificará que las modificaciones realizadas no afectan a su cumplimiento, debiendo aportar al **certificador autorizado** las simulaciones e información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna.

Finalmente, el **certificador autorizado** deberá emitir un informe favorable, si procede, sobre la adecuación del cambio propuesto al aerogenerador para seguir considerando la validez de los **certificados de UGE tipo por requisito**.

- o **UGE de tecnología fotovoltaica u otras tecnologías**:
 - Misma topología de etapas de potencia.
 - Misma clase de aislamiento (transformador de baja frecuencia, de alta frecuencia o sin transformador).

- Mismo régimen de conexión AC (monofásico o trifásico).
- Corriente alterna nominal $\pm 50\%$ con respecto al tipo ensayado.
- Mismo algoritmo de control referente a todos los requisitos técnicos.
- Se considerarán válidas las agrupaciones de varias etapas de potencia (sistemas modulares), sin ser necesaria la repetición de ensayos.

En el caso de producirse alguna actualización en el **software o el firmware** que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**, el fabricante declarará dichas modificaciones y verificará que las modificaciones realizadas no afectan a su cumplimiento, debiendo aportar al **certificador autorizado** las simulaciones e información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna.

Finalmente, el **certificador autorizado** deberá emitir un informe favorable, si procede, sobre la adecuación del cambio propuesto al aerogenerador para seguir considerando la validez de los **certificados de UGE tipo por requisito**.

MGES:

Se admitirá una variación del $\pm 25\%$ de la potencia activa nominal de la **UGE**, considerando que:

- La **UGE de MGES** en su conjunto, es decir, considerando todos los componentes individuales conforme a la denominación empleada en el artículo 15.6.c.ii del **Reglamento** (alternador y motor primario, control de velocidad y potencia, control de tensión incluido PSS, si éste es de aplicación) ha sido certificada previamente conforme a esta **Norma Técnica**.
- Los componentes individuales comparten el mismo modelo de simulación con los mismos parámetros. No obstante, se admitirán variaciones en estos parámetros si el certificador autorizado determina que no tienen impacto en el resultado de las simulaciones que se realicen para evaluar un determinado requisito técnico.

En el caso de producirse alguna actualización en el **software o el firmware** que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**, el fabricante declarará dichas modificaciones y verificará que las modificaciones realizadas no afectan a su cumplimiento, debiendo aportar al **certificador autorizado** las simulaciones e información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna.

Finalmente, el **certificador autorizado** deberá emitir un informe favorable, si procede, sobre la adecuación del cambio propuesto a la **UGE del MGES** para seguir considerando la validez de los **certificados de UGE tipo por requisito**.

4.6. Evaluación del CAMGE

En este subapartado se desarrolla la metodología para la obtención de los certificados de **CAMGE**, en función de su tipología, y los criterios para su consideración como **CAMGE tipo**. En esta revisión de la **Norma Técnica** se han desarrollado únicamente tipologías de elementos activos de tipo **STATCOM** y **PPC**.

Con carácter general para todos los **CAMGE**, ya sean **CAMGE** tipo o no, se deberá cumplir lo siguiente:

- Todo el algoritmo de control que tenga que ver con el cumplimiento de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**, debe estar referenciado y con versión documentada (algoritmo de control y versión del firmware). El fabricante debe comprometerse a mantener el algoritmo de control relativo al referente a todos los requisitos técnicos, en futuras revisiones del firmware.
- El **certificador autorizado** considerará que el firmware es el mismo siempre y cuando no existan diferencias entre la estructura funcional y la programación modular, que incluye las mismas funciones sin ningún tipo de modificación en su activación, funcionalidad o interfaz de entrada. Se considera fuera de esta definición cambios debidos a arreglos de “bugs” o cambios específicos que no tengan impacto en el cumplimiento de los requisitos técnicos.
- En caso de existir algún cambio que pueda tener incidencia en el comportamiento del **CAMGE** que pueda afectar al cumplimiento de los requisitos, deberá comunicarse al **certificador autorizado**. Finalmente, el **certificador autorizado** deberá emitir un informe favorable sobre la adecuación del cambio propuesto al **CAMGE** para seguir considerando la validez del **certificado de CAMGE**.
- En caso de **CAMGE** que puedan trabajar con diferentes tensiones nominales AC, el ensayo se realizará a la tensión elegida por el fabricante dentro del rango de diseño del **CAMGE**.
- Se permitirá la obtención de un **certificado de CAMGE** de forma independiente al **certificado de la UGE**, y conforme a lo establecido en el subapartado 4.6.1.1 para el **STATCOM** y 4.6.2.1 para el **PPC**.
- Es responsabilidad del **certificador autorizado** evaluar si los **CAMGE** (activos o pasivos), incluidos en este subapartado o no, tienen impacto en la evaluación de cada uno de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**.

A continuación, se describe únicamente el proceso de obtención de los certificados de **CAMGE** para **STATCOM** y **PPC**. Para otros tipos de **CAMGE**, el **certificador autorizado** determinará los ensayos a realizar.

4.6.1. STATCOM

4.6.1.1. Obtención del certificado de STATCOM

A continuación, se presentan los ensayos a realizar sobre el **STATCOM** para la obtención del **certificado** de **STATCOM** para esta **Norma Técnica**:

1. Medida de la capacidad de potencia reactiva intercambiada por un STATCOM

Se seguirá el siguiente proceso:

- Se tomarán medidas de los límites de potencia reactiva capacitiva (Q_{cap_max}) e inductiva (Q_{ind_max}) del **STATCOM**. Las medidas de límites de potencias, deberán cumplir con la casuística de estabilidad de la temperatura del equipo, en ambos sentidos.
- La prueba se realizará mediante una de las siguientes formas:
 - Conectando el **STATCOM** a una red eléctrica
 - Conectando el **STATCOM** a un convertidor de electrónica de potencia que genere una red equivalente.
- Las medidas de Q_{cap_max} y Q_{ind_max} registradas en el ensayo servirán para validar los límites calculados mediante herramientas teóricas y/o modelos de simulación.
- Se presentará un informe justificando la equivalencia de los valores calculados/simulados vs. valores medidos en la prueba realizada a un **STATCOM**.
- Una vez se valide la capacidad de potencia reactiva de un **STATCOM**, el resto de puntos de funcionamiento que sean exigidos por cada aplicación, podrían calcularse mediante la misma herramienta teórica/simulación, ajustada a los parámetros y características de cada caso.

No obstante, y en lugar del proceso descrito, se admitirán los ensayos realizados conforme al subapartado 6.2.2 de [6], siempre que el **certificador autorizado** determine que existe compatibilidad con los requisitos de esta **Norma Técnica**.

2. Medida de la dinámica de respuesta de un STATCOM frente a un cambio de consigna de potencia/corriente.

Se seguirá el siguiente proceso:

- Se tomarán medidas de la dinámica de respuesta de un inversor **STATCOM** frente a un cambio de consigna de potencia/corriente.
- La prueba se realizará mediante una de las siguientes formas:
 - Conectando el **STATCOM** a una red eléctrica
 - Conectando el **STATCOM** a un convertidor de electrónica de potencia que genere una red equivalente.
- Las medidas registradas en el ensayo servirán para validar la respuesta obtenida en un entorno de simulación para la misma configuración de prueba.
- Se presentará un informe justificando la equivalencia de los valores simulados vs. valores medidos en la prueba realizada a un **STATCOM**.

No obstante, y en lugar del proceso descrito, se admitirán los ensayos realizados conforme al subapartado 6.2.3 de [6], siempre que el **certificador autorizado** determine que existe compatibilidad con los requisitos de esta **Norma Técnica**.

4.6.1.2. STATCOM tipo de características similares

Se podrán utilizar **certificados de STATCOM** para otros **STATCOM** de características similares. En estos casos, dichos certificados de **STATCOM** se denominarán “**certificados de STATCOM tipo**” a efectos de la presente **Norma Técnica** y no será necesario volver a realizar los ensayos.

Un **certificado** de **STATCOM** tendrá consideración de **certificado** de **STATCOM tipo** cuando se cumplan las condiciones siguientes:

- Misma topología de etapas de potencia.
- Mismo régimen de conexión AC (monofásico ó trifásico).
- Corriente alterna nominal $\pm 50\%$ con respecto al tipo ensayado.
- Mismo algoritmo de control referente a todos los requisitos técnicos.
- Se considerarán válidas las agrupaciones de varias etapas de potencia (sistemas modulares), sin ser necesaria la repetición de ensayos.

En todos los casos, el **certificador autorizado** será quién realice la comprobación.

4.6.2. PPC

Se define como Power Plant Controller (**PPC**) aquel equipo de control que regula la respuesta de la **UGE** mediante señales analógicas y/o digitales para regular su respuesta en los diferentes parámetros de entrada

4.6.2.1. Obtención del certificado de PPC

A continuación se presentan los ensayos a realizar sobre los **PPC** para la obtención del **certificado de equipo** para esta **Norma Técnica**. Se permiten dos alternativas:

1. Ensayo del PPC conectado a una **UGE** completa. Equivalente a lo especificado en “Measuring system configuration B” del subapartado 6.1.2 de [6].
2. Ensayo del PPC conectado a una **UGE** simulada. Equivalente a lo especificado en “Measuring system configuration A” del subapartado 6.1.2 de [6].

Al conjunto de **PPC** y **UGE**, en ambas alternativas, se le realizarán las pruebas establecidas para la **UGE** en aquellos casos en los que el **PPC** pueda influir en el cumplimiento de cada requisito, que será determinado por el **certificador autorizado** en coordinación con la **entidad acreditada** para realizar ensayos y simulaciones. Las pruebas a realizar serán las que correspondan del subapartado 6.1 de [6].

4.6.2.2. PPC tipo de características similares

Se podrán utilizar **certificados de equipo de PPC** para otros **PPC de características similares**, sin necesidad de volver a realizar los ensayos. En estos casos, dichos **certificados de equipo** se denominarán “**certificados de PPC tipo por requisito**” a efectos de la presente **Norma Técnica**. El **certificado de PPC para un requisito** tendrá consideración de **certificado de PPC tipo por requisito** cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:

- Mismo algoritmo de control referente a todos los requisitos técnicos y ajustes de parámetros que intercambia con las **UGE**.
- Mismo protocolo de comunicación.

En todos los casos, el **certificador autorizado** será quién realice la comprobación.

4.6.3. Elementos pasivos

En el caso de que el **CAMGE** se trate de un elemento pasivo del tipo banco de reactancias/condensadores, se considerarán del mismo tipo cuando dispongan de:

- Mismo dispositivo de maniobra para conexión y desconexión.
- Mismo dispositivo de descarga rápida.
- Misma capacidad máxima.
- Misma tensión nominal.

El fabricante aportará al **certificador autorizado** la hoja de características del elemento pasivo para su evaluación, que valorará la necesidad de volver a realizar los ensayos.

4.7. Pruebas y simulaciones de unidades generadoras de electricidad según otra normativa

El fabricante de la **UGE o CAMGE** podrá presentar al **certificador autorizado**:

- **Certificados de equipo de UGE y CAMGE por requisito mediante prueba y/o simulación**, siempre emitidos por un **certificador autorizado** pero según otras normas técnicas de alcance similar a esta **Norma Técnica**.
- **Informes de pruebas y/o simulaciones por requisito**, realizados por una **entidad acreditada** según otras normas técnicas similares a la establecida en esta **Norma Técnica**.

El **certificador autorizado** podrá admitir dichos informes y/o **certificados de equipo** para la evaluación de la conformidad del requisito técnico en cuestión - sin necesidad de repetir el ensayo o simulación - siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes:

1. El **nivel de exigencia del requisito** en cuestión es igual o mayor al indicado en el **Reglamento, en [2] y [3]**.
2. La norma técnica de certificación del requisito será preferiblemente europea o, en su defecto, reconocida internacionalmente (IEC, IEEE, etc.).
3. Los **métodos de ensayo o simulación** empleados en dicha **Norma Técnica** deberán de ser iguales o más exigentes⁷ que los indicados en esta **Norma Técnica**.
4. El ensayo y/o simulación ha sido realizado por una **entidad acreditada** y el **certificado de equipo** emitido por un **certificador autorizado**.

En todos los casos, el **certificador autorizado** siempre indicará en el **certificado de equipo** qué requisitos se evalúan en cada **informe de ensayos, simulación o certificado de equipo** y bajo qué norma técnica han sido emitidos.

⁷ Mayor número de ensayos y simulaciones y menor tolerancia en los errores admitidos

5. METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y SIMULACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS

A continuación, del subapartado 5.1 al subapartado 5.14, se explica la metodología a seguir para realizar las **pruebas y simulaciones** sobre el **MGE** y **UGE**, conforme a los procedimientos indicados en el apartado 4.

Para la realización de las pruebas, los **equipos de medida e instrumentación** tendrán la capacidad de caracterizar los fenómenos eléctricos de interés con un nivel aceptable de precisión y exactitud.

Los transductores (trafos de tensión, trafos de intensidad, sondas Rogowsky, divisores resistivos compensados electrónicamente, etc.) necesarios para la conexión al **PCR** deberán ser al menos de clase 1 y podrán ser los ya instalados en el **MGE**.

El conjunto de filtro, convertidor analógico/digital y sistema de adquisición de datos (los osciloscopios y/o analizadores de potencia) que se utilizarán en los ensayos, siempre cumplirá con todos los siguientes requisitos:

La incertidumbre máxima de cada magnitud cumplirá con los valores descritos en la **Tabla 2**:

Magnitud	Valor
Incertidumbre en la medida de tensión	$\pm 0,5\%$ de U_n
Incertidumbre en la medida de corriente	$\pm 0,5\%$ de I_n
Incertidumbre en la medida de frecuencia	$\pm 10\text{mHz}$

Tabla 2. Incertidumbres máximas de los instrumentos de medida.

La frecuencia de muestreo mínima para la tensión e intensidad será al menos de 3 kHz, no obstante, se requerirá una frecuencia de muestreo superior a 10 kHz para la evaluación de los requisitos relacionados con la robustez.

Adicionalmente también se considerarán los **siguientes aspectos** para los equipos de medida e instrumentación:

- La exactitud del equipo utilizado como fuente de tensión y frecuencia en las pruebas que lo requieran será asegurada y verificada por el equipo de medida, requiriendo un THD < 1% (**IEC 61000-3-7**) y una asimetría inferior a $\mu < 0,5\%$ (**IEC 61000-3-13**) en funcionamiento estable (sin transitorios de cambio).

5.1. Modo de regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O)

5.1.1. Objetivo

El objetivo es verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en:

- Artículo 13.2 del **Reglamento**.
- Artículo 5.1.3 de [2].

En virtud de los artículos 44, 47, 51 y 54 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** con este requisito se podrá evaluar a través de:

- prueba y simulación, o
- certificado de equipo

Los posibles niveles de evaluación para este requisito son:

- **MGE**
- **UGE cuando:**
 - El **MGE** no tenga un control de regulación potencia-frecuencia de orden jerárquico superior a la propia **UGE**, y
 - El **CAMGE** no limite la respuesta de la **UGE** para este requisito.

Cuando exista un **CAMGE** que pueda afectar a la regulación proporcionada por el **MRPFL-O** de la **UGE**, además del ensayo de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** por ensayo de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE**, de acuerdo a lo estipulado en 5.1.3 para verificar que el requisito de **MRPFL-O** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

Cuando exista dicho **CAMGE**, será necesario el ensayo y simulación de las **UGE**, o sus **certificados de equipo** por ensayo y simulación, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

5.1.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE

5.1.2.1. Método de ensayo de la UGE

En este subapartado se detalla cómo se ensayará la activación del **MRPFL-O** en los umbrales de frecuencia establecidos y los **tiempos de activación del MRPFL-O**.

Es importante tener en cuenta los siguientes términos reflejados en el **Reglamento** y en [2]:

- **Δf** : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$).
- **Potencia activa inicial (P_{ini})**: potencia activa de la **UGE** previa a la perturbación. Es la potencia del ensayo.
- **Desvío de la potencia (ΔP)**: diferencia respecto la potencia previa a la perturbación P_{ini} ($\Delta P = P - P_{ini}$).
- **Tiempo de retraso inicial (t_a)**: tiempo de activación del **MRPFL-O**. La referencia que se empleará para medir este tiempo será desde que se detecte un cambio de frecuencia del cual se espere regulación hasta cuando se produzca una variación del 1% de la P_{max} .

En caso de modificar la frecuencia mediante una fuente de alimentación conectada al controlador, se restarán 20 ms desde el cambio de consigna a la **UGE**, para que se pueda detectar un ciclo completo con esta nueva frecuencia.

- **Tiempo de respuesta (t_r):** tiempo para alcanzar el 90% de la respuesta esperada (ΔP) ante un desvío de frecuencia (Δf).
- **Tiempo de establecimiento (t_e):** tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ (de P_{max}) de la respuesta esperada, ΔP , ante un desvío de frecuencia, Δf (**Figura 13**).

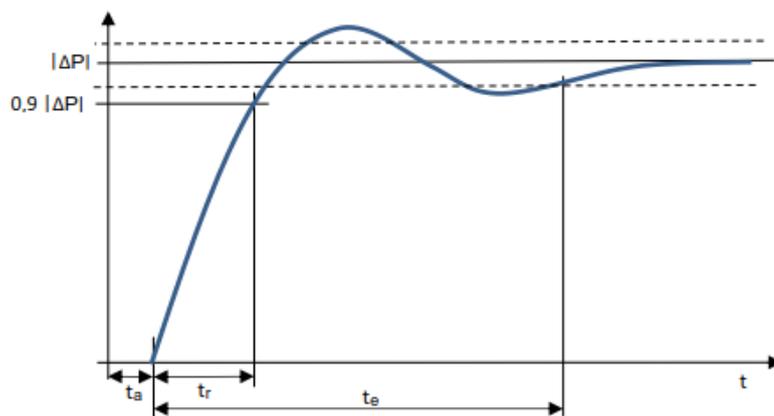


Figura 13. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.

Las **condiciones de ensayo** serán las siguientes:

- Una fuente de alimentación conectada en los bornes de la **UGE** cuando la **UGE** esté desconectada de la red.
- Una **UGE** conectada a la red.

Independientemente de si la **UGE** está conectada o no a la red, se procederá a **modificar la frecuencia de entrada** a la **UGE** mediante una de las siguientes alternativas:

1. Un dispositivo (interno o externo) para introducir una entrada digital o analógica en el sistema de control de la **UGE**.
2. Una modificación directa del valor de referencia de la frecuencia en el sistema de control de la **UGE**.
3. Modificación directa de la frecuencia en los bornes de la **UGE** cuando la fuente de alimentación tenga capacidad para modificar la frecuencia de salida.

Para **ensayar este requisito** se seguirá la siguiente **secuencia de acciones**:

- Se **deshabilitarán** los controles **MRPF y MRPFL-U** de la **UGE**.
- Se **realizarán** los **ensayos** descritos en las tablas siguientes: **Tabla 3** a **Tabla 6**.
- Para cada ensayo anterior se **medirá en bornes de UGE**, en función del punto de conexión de la fuente de alimentación. En cualquier caso, el equipo de medida siempre registrará tensión y corriente y el resto de magnitudes serán calculadas a partir de éstas.

- Se **habilitarán** los controles **MRPF** y **MRPFL-U** de la **UGE**.

Se comprobará, y se dejará constancia en el informe de ensayos, que el **MRPFL-O** tiene implementados los siguientes ajustes en la **UGE**:

- El umbral de activación Δf_1 será igual a 0,2 Hz (50,2 Hz).
- El estadismo s_2 será igual al 5%.

Para ello, se efectuarán los ensayos correspondientes a los rangos de frecuencia extremos (50,2 Hz y 50,5 Hz) y a los valores de estadismo extremos (2% y 12%), de forma que quede cubierta toda la capacidad.

El ensayo siempre se desarrollará a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10mHz), a tensión nominal ($\pm 5\%$) y a la siguiente potencia inicial (P_{ini}), que garantice la posibilidad de evaluar las reducciones de potencia requeridas en los tiempos establecidos en [2]:

- Para ensayos en laboratorio: La P_{ini} se corresponderá con la capacidad máxima de la **UGE**.
- Para ensayos en campo: La P_{ini} se corresponderá, como mínimo, con:
 - El nivel mínimo de regulación de la **UGE** (de un **MGES**) será mayor o igual al 45% de la capacidad máxima (P_{max}) de la **UGE**. En el caso de que el nivel mínimo de regulación declarado por el fabricante sea superior al 55% de P_{max} , el ensayo se realizará a una $P_{ini}=P_{max}$.
 - El nivel mínimo de regulación de la **UGE** (de un **MPE**) será mayor o igual al 50% de la capacidad máxima (P_{max}) de la **UGE**.

En ningún caso los ensayos implicarán una reducción de potencia activa por debajo del nivel mínimo de regulación declarado por el fabricante.

Se realizará el ensayo a potencia reactiva nula.

A continuación se detalla cómo se **ensayará la capacidad de activación del MRPFL-O** a 50,2 Hz y 50,5 Hz, para estadismos del 2% y del 12%, conforme a los requisitos indicados en [1] y [2]. Tal como requiere el **Reglamento**, los escalones de frecuencia generados serán lo suficientemente amplios para activar un cambio de potencia activa mayor o igual al 10% de la P_{max} de la **UGE**.

Se medirá, como mínimo durante 1 minuto en cada escalón de frecuencia, y en cualquier caso suficiente tiempo para que se establezca la respuesta por escalón de frecuencia, y se registrará la potencia activa media (P (%)) registrada y los tiempos correspondientes (t_r y t_e).

Se realizarán los ensayos para todo el rango admisible de s_2 y Δf_1 , considerando las siguientes combinaciones para evaluar la **capacidad de la UGE para este requisito**. Los ensayos a realizar se denominarán de la siguiente forma:

- Ensayo **OS2F2**: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=0,2$ Hz (**Tabla 3**).
- Ensayo **OS2F5**: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=0,5$ Hz (**Tabla 4**).
- Ensayo **OS12F2**: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=0,2$ Hz (**Tabla 5**).
- Ensayo **OS12F5**: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=0,5$ Hz (**Tabla 6**).

En las tablas siguientes se describen estos ensayos y los escalones de frecuencia (Δf_1) necesarios, así como la variación de potencia activa esperada (ΔP), calculada a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{\Delta f_1 \times P_{max}}{s_2 \times f_n} \times 100$$

Se seguirá la secuencia del ensayo indicada en las tablas siguientes, fila a fila. Los ensayos en los que en la primera columna se especifique **MGES** o **MPE**, serán sólo de aplicación a **UGE** de **MGES** o **MPE**, respectivamente. Por ejemplo, en el ensayo OS2F2, una **UGE** de un **MPE** realizará los ensayos: 1, 2, 3,..., 7, 8 y 9b, en este orden.

OS2F2: Nº punto del ensayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	P (%) registrada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	t _r (s) (a 90% P (%) registrada)	t _a (s)	t _e (s)	Rango potencia admisible (% de P _{max}). (Se considera error ±5%)
1	50,1	0%							0%
2	50,3	-10%							De -5% a -15%
3	50,4	-20%							De -15% a -25%
4	50,5	-30%							De -25% a -35%
5	50,6	-40%							De -35% a -45%
6	50,65	-45%							De -40% a -50%
7	50,7	-50%							De -45% a -55%
8	50,1	0%							0%
9a MGES	50,65	-45%							De -40% a -50%
9b MPE	50,7	-50%							De -45% a -55%

Tabla 3. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 2% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.

OS2F5: Nº punto del ensayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	P (%) registrada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	t _r (s) (a 90% P (%) registrada)	t _a (s)	t _e (s)	Rango potencia admisible (% de P _{max}). (Se considera error ±5%)
1	50,4	0%							0%
2	50,6	-10%							De -5% a -15%
3	50,7	-20%							De -15% a -25%
4	50,8	-30%							De -25% a -35%
5	50,9	-40%							De -35% a -45%
6	50,95	-45%							De -40% a -50%
7	51,0	-50%							De -45% a -55%
8	50,1	0%							0%
9a MGES	50,95	-45%							De -40% a -50%
9b MPE	51,0	-50%							De -45% a -55%

Tabla 4. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 2% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.

OS12F2: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	t_r (s) (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	50,1	0%							0%
2	50,8	-10%							De -5% a -15%
3	51,4	-20%							De -15% a -25%
4	50,1	0%							0%
5a MGES	51,4	-20%							De -15% a -25%
5b MPE	51,4	-20%							De -15% a -25%

Tabla 5. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.

OS12F5: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	t_r (s) (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	50,4	0%							0%
2	51,1	-10%							De -5% a -15%
3	51,4	-15%							De -10% a -20%
4	50,1	0%							0%
5a MGES	51,4	-15%							De -10% a -20%
5b MPE	51,4	-15%							De -10% a -20%

Tabla 6. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.

5.1.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE

Se considerará que la UGE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- 1) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
- 2) Los resultados cumplen todos los requisitos establecidos en el Reglamento y [2].
- 3) Ante reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia y estando el MRPFL-O activo:
 - El tiempo de retraso inicial (t_a) será:
 - Para UGE de MPE Tipo C y D: t_a será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo MRPF porque éste define la capacidad técnica de respuesta en potencia del MPE.
 - Si t_a fuera superior a 2 s: el propietario del MGE deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al GRT, tal y como establece el Reglamento. Si el GRT aceptara la justificación, éste emitirá su conformidad por escrito al propietario del MGE que deberá remitirla al certificador autorizado para que sea incorporada en el certificado final de MGE.
 - El tiempo de respuesta (t_r) será:
 - Para UGE de MGES: menor o igual a 8 s para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima.
 - Para UGE de MPE: menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.

- El tiempo de establecimiento (t_e) será:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 30 s.
 - Para **UGE de MPE**: menor o igual a 20 s.

- 4) Ante incrementos de potencia activa durante la bajada de frecuencia y estando el **MRPFL-O** activo:
 - El tiempo de retraso inicial (t_a) será:
 - Para **UGE de MPE Tipo C y D**: t_a será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo **MRPF** porque éste define la capacidad técnica de respuesta en potencia del **MPE**.
 - Si t_a fuera superior a 2 s: el propietario del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**, tal y como establece el Reglamento. Si el **GRT** aceptara la justificación, éste emitirá su conformidad por escrito al propietario del **MGE** que deberá remitirla al certificador autorizado para que sea incorporada en el certificado final de **MGE**.

 - El tiempo de respuesta (t_r) será:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable cuando el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para **UGE de MPE no eólicos**: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.
 - Para **UGE de MPE eólicos**: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias inferiores al 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta será tan bajo como técnicamente sea posible. El propietario del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**. Si el **GRT** aceptara la justificación, éste emitirá su conformidad por escrito al propietario del **MGE** que deberá remitirla al certificador autorizado para que sea incorporada en el certificado final de **MGE**.

 - El tiempo de establecimiento (t_e) será:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable cuando el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para **UGE de MPE**: menor o igual a 30 s.

- 5) Se considerará admisible una desviación del $\pm 5\%$ (de P_{max}) de la potencia activa registrada respecto a la capacidad máxima, conforme a los rangos de potencia activa establecidos en la última columna de las tablas anteriores.

El **certificador autorizado** emitirá un **certificado de equipo de UGE por ensayo para este requisito**, dejando constancia del método de ensayo seguido, cuando evalúe positivamente que:

- El requisito **MRPFL-O** se cumple para los rangos de estadismo y frecuencias ensayados.
- El ajuste de la **UGE** se corresponde con el requerido en el artículo 5.1.3 de [2].

5.1.2.3. Método de simulación de la UGE

En el caso de que el **MGE** no cuente con un **CAMGE** que pueda modificar la respuesta **MRPFL-O** de la **UGE**, será necesaria la simulación de la **UGE**, o sus **certificados de equipo por simulación**, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

En este subapartado se detalla cómo se **evaluará el requisito de MRPFL-O mediante simulación**.

Se utilizará el **modelo validado** conforme al apartado 6 y se replicarán los ensayos del subapartado 5.1.2.1. Para llevar a cabo las simulaciones se considerarán los siguientes aspectos:

- Red utilizada en la simulación: se utilizará una red infinita representada por un generador de constante de inercia (H) de 5 s (en caso de que la herramienta de simulación requiriese este dato) y potencia aparente al menos cien veces superior a la potencia aparente de la **UGE** a analizar.
- Configuración de otros sistemas de control de la UGE: se mantendrán activos los sistemas de control de tensión y regulación potencia-frecuencia. Sus parámetros serán fijos durante la simulación.

El proceso de ejecución de las simulaciones será el siguiente:

La simulación se inicializará correctamente, es decir, las derivadas de las variables de estado del sistema serán nulas.

- Se comenzará en estado estacionario, estableciendo:
 - Tensión 1 p.u. en **BC**.
 - **UGE** de **MGES** en modo sub-excitado en el punto de máximo consumo de potencia reactiva.
 - **UGE** de **MPE**: pendiente de definir reactiva al igual que punto anterior.
 - Se simularán tres niveles de potencia activa: mínimo nivel de regulación, $20\%P_{\max}$ y $90\%P_{\max}$.
- Se iniciará la simulación sin perturbación. Transcurridos 100 ms, se aplicarán incrementos de frecuencia de 0.1 Hz, como máximo, y si la herramienta de simulación lo permite, mediante la aplicación de pares mecánicos adicionales al generador que representa a la red infinita (equivale a disminuir la demanda del sistema) hasta que se alcance un nuevo régimen permanente.

5.1.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE

El informe de simulación a realizar por la **entidad acreditada**, recogerá los resultados de las simulaciones indicadas en el subapartado 5.1.2.3. Si el resultado de las simulaciones con el correspondiente modelo validado fuera correcto, según los requerimientos indicados en el subapartado 5.1.2.2, y adicionalmente se observa una evolución de la potencia activa estable y

bien amortiguada, el **certificador autorizado** dará la aprobación al informe y emitirá un **certificado de UGE por simulación para este requisito**. Este certificado incluirá toda la información de las simulaciones además de la identificación de forma inequívoca de las mismas.

El **certificador autorizado** emitirá el **certificado para este requisito** a nivel de **UGE**, según el alcance de la simulación realizada. Los certificados se emitirán tras evaluar positivamente que:

- El requisito **MRPFL-O** se cumple para los rangos de estatismo y frecuencias ensayados.
- El ajuste de la **UGE** se corresponde con el requerido en el artículo 5.1.3 de [2].

5.1.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE

En el caso de que exista un **CAMGE** que pueda afectar a la regulación proporcionada por el **MRPFL-O** de la **UGE**, además del **ensayo** de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE** para verificar que el requisito de **MRPFL-O** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

Con el modelo completo del MGE, - no se admitirán modelos equivalentes - se realizarán las simulaciones con las siguientes condiciones iniciales:

- $P=P_{max}$ a nivel de **MGE**.
- Tensión de 1 p.u. en el lado de alta del transformador de **MGE**.
- $Q = 0$ a nivel de **MGE**.
- S_{cc} infinita o equivalente de red.
- El umbral de activación Δf_1 igual a 0,2 Hz.
- El estatismo s_2 igual al 5%.

En las simulaciones se realizará un barrido de frecuencias según la **Tabla 7**:

Nº punto de simulación	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	P (%) registrada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	tr(s) (a 90% P (%) registrada)	te (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	50,0	0%						
2	50,2	0%						
3	50,4	-8%						
4	50,6	-16%						
5	50,8	-24%						
6	51,0	-32%						
7	51,2	-40%						
8	51,4	-48%						

Tabla 7. Simulación complementaria MRPFL-O.

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.1.2.2.

El informe de **simulación complementaria** deberá contener, al menos, la siguiente información:

- Descripción del **MGE**, incluyendo **BC**.
- Modelo del **MGE**:
 - Plataforma de simulación y versión.
 - Características de la red equivalente.

- Datos del modelo(s) de **UGE(s)**, incluyendo su certificado/informe de validación, plataforma de simulación y versión y parámetros utilizados en las simulaciones.
- Datos del modelo(s) de **CAMGE(s)**, incluyendo su certificado/informe de validación, plataforma de simulación y versión y parámetros utilizados en las simulaciones.
- Descripción del modelado de los demás componentes del **MGE**.
- Resultados:
 - Tabla similar a la **Tabla 7** cumplimentada, indicando el cumplimiento de cada una de las simulaciones.
 - Exportables de los paquetes de simulación. A petición del **GRP**, se entregará el modelo del **MGE** utilizado en las simulaciones.
- Conclusiones.

5.1.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE

En el caso de que el **propietario** del **MGE** no disponga de los **certificados de equipo** para **UGE** y **CAMGE** para este requisito técnico, será necesario que se realicen los ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.1.2.1 y 5.1.2.3, respectivamente, a nivel de **MGE**. Si se cumplen los criterios de aceptación para ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.1.2.2 y 5.1.2.4, respectivamente, el **certificador autorizado** emitirá un **certificado** de **MGE** para este requisito sin necesidad de realizar las **simulaciones complementarias** estipuladas en el subapartado 5.1.3.

5.2. Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)

5.2.1. Objetivo.

El objetivo es verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en:

- artículo 15.2.c del **Reglamento**.
- artículo 5.1.7 de [2].

En virtud de los artículos 45, 48, 52 y 55 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** con este requisito se podrá evaluar a través de:

- **prueba y simulación**, o
- **certificado de equipo**.

Los posibles **niveles de evaluación** para este requisito son:

- **MGE**, o
- **UGE cuando**:
 - El **MGE** no tenga un control de regulación potencia-frecuencia de orden jerárquico superior a la propia **UGE**, y
 - El **CAMGE** no limite la respuesta de la **UGE** para este requisito.

En el caso de que exista un **CAMGE** que pueda afectar a la regulación proporcionada por el **MRPFL-U** de la **UGE**, además del **ensayo** de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE**, de acuerdo a lo estipulado en 5.2.3 para verificar que el requisito de **MRPFL-U** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

En el caso de que no exista dicho **CAMGE**, será necesario el ensayo y simulación de las **UGE**, o sus **certificados de equipo**, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

5.2.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE

5.2.2.1. Método de ensayo de la UGE

En este subapartado se detalla cómo se **ensayarán** tanto la **activación del MRPFL-U** en los umbrales de frecuencia establecidos como los **tiempos de activación del MRPFL-U**.

Para **ensayar este requisito** se utilizarán los términos, las condiciones de ensayo, la forma de modificar la frecuencia de entrada y la **secuencia de acciones** análoga a la llevada a cabo en el subapartado 5.1.2.1 (**MRPFL-O**).

Se comprobará, y se reflejará en el informe de ensayos, que el **MRPFL-U** tiene implementados los siguientes ajustes en la **UGE**:

- El umbral de activación Δf_1 será igual a -0,2 Hz (49,8 Hz).
- El estadismo s_2 será igual al 5%.

Para ello, se efectuarán los ensayos correspondientes a los rangos de frecuencia extremos (49,8 Hz y 49,5 Hz) y a los valores de estadismo extremos (2% y 12%), de forma que quede cubierta toda la capacidad.

El ensayo siempre se desarrollará a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10mHz), a tensión nominal ($\pm 5\%$) y a la siguiente potencia inicial (P_{ini}), que garantizará la posibilidad de evaluar los incrementos de potencia requeridos en los tiempos establecidos en [2]: Tanto para ensayos en laboratorio como en campo, la P_{ini} deberá corresponder con el nivel mínimo de regulación de la **UGE**. Si el nivel mínimo de regulación es tan elevado que se alcanza la capacidad máxima de la **UGE** en alguno de los escalones de frecuencia presentados los ensayos, se deberán reajustar los escalones de frecuencia.

En ningún caso los ensayos implicarán un incremento de potencia activa superior a la **capacidad máxima** declarada por el fabricante.

Se realizará el ensayo a potencia reactiva nula.

A continuación se detalla cómo se **ensayará la activación del MRPFL-U** a 49,8 Hz y 49,5 Hz, para estadismos del 2% y del 12%, conforme a los requisitos indicados en [1] y [2]. Tal como requiere el **Reglamento**, los escalones de frecuencia generados deben ser lo suficientemente grandes como para activar un cambio de potencia activa de al menos el 10% de la P_{max} de la **UGE**.

Se medirá, como mínimo durante 1 minuto en cada escalón de frecuencia, y en cualquier caso suficiente tiempo para que se establezca la respuesta por escalón de frecuencia y se registrará la potencia activa media y los tiempos correspondientes.

Se realizarán los ensayos para todo el rango admisible de s_2 y Δf_1 , considerando las siguientes combinaciones de cara a certificar la capacidad de la **UGE**. Los ensayos a realizar se denominarán de la siguiente forma:

- Ensayo **US2F2**: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=-0,2$ Hz (**Tabla 8**).
- Ensayo **US2F5**: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=-0,5$ Hz (**Tabla 9**).
- Ensayo **US12F2**: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=-0,2$ Hz (**Tabla 10**).
- Ensayo **US12F5**: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=-0,5$ Hz (**Tabla 11**).

En las tablas siguientes se describen estos ensayos y los escalones de frecuencia (Δf_1) necesarios, así como la variación de potencia activa esperada (ΔP), calculada a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{\Delta f_1 \times P_{max}}{s_2 \times f_n} \times 100$$

US2F2: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	$t_r(s)$ (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	49,9	0%							0%
2	49,7	10%							De 5% a 15%
3	49,6	20%							De 15% a 25%
4	49,5	30%							De 25% a 35%
5	49,4	40%							De 35% a 45%
6	49,35	45%							De 40% a 50%
7	49,3	50%							De 45% a 55%
8	49,9	0%							0%
No eól.	49,3	50%							De 45% a 55%

Tabla 8. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.

US2F5: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	$t_r(s)$ (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	49,6	0%							0%
2	49,4	10%							De 5% a 15%
3	49,3	20%							De 15% a 25%
4	49,2	30%							De 25% a 35%
5	49,1	40%							De 35% a 45%
6	49,05	45%							De 40% a 50%
7	49,0	50%							De 45% a 55%
8	49,9	0%							0%
No eól.	49,0	50%							De 45% a 55%

Tabla 9. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.

US12F2: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	$t_r(s)$ (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admisi- ble (de P_{max} %). (Se consi- dera error $\pm 5\%$)
1	49,9	0%							0%
2	49,2	10%							De 5% a 15%
3	48,6	20%							De 15% a 25%
4	48	30%							De 25% a 35%
5	47,6	36,7%							De 31,7% a 41,7%
6	49,9	0%							0%
No eól.	47,6	36,7%							De 31,7% a 41,7%

Tabla 10. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.

US12F5: Nº punto del en- sayo	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) espe- rada	P (%) regis- trada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	t_r (s) (a 90% P (%) registrada)	t_a (s)	t_e (s)	Rango potencia admi- sible (% de P_{max}). (Se con- sidera error $\pm 5\%$)
1	49,6	0%							0%
2	49,2	10%							De 5% a 15%
3	48,6	20%							De 15% a 25%
4	48	30%							De 25% a 35%
5	47,6	31,7%							De 26,7% a 36,7%
6	49,9	0%							0%
No eól.	47,6	31,7%							De 26,7% a 36,7%

Tabla 11. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.

5.2.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE

Se considerará que la **UGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia si se cumplen las condiciones siguientes:

- 1) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
- 2) Los resultados cumplen con los requisitos establecidos en el **Reglamento** y [2].
- 3) Para **MGES** cuya tecnología utiliza turbinas de gas o motores de gas, se considerará, en cuanto a la posible reducción de la potencia activa desde su capacidad máxima con la caída de frecuencia, lo establecido en el subapartado 5.1.4 de [2].
- 4) Para los incrementos de potencia activa durante la bajada de frecuencia, estando activado el **MRPFL-U**:
 - El tiempo de retraso inicial (t_a) será:
 - Para **UGE de MPE Tipo C y D**: t_a será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo **MRPF** porque éste define la capacidad técnica de respuesta en potencia del **MPE**.
 - Si t_a fuera superior a 2 s: el propietario del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**, tal y como establece el **Reglamento**. Si el **GRT** aceptara la justificación, éste emitirá su conformidad por escrito al propietario del **MGE** que deberá remitirla al **certificador autorizado** para que sea incorporada en el **certificado final** de **MGE**.
 - El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de respuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para **UGE de MPE no eólicos**: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima. En las tablas anteriores se indica

- en la primera columna el ensayo “No eól.” Correspondiente a la evaluación de este tiempo de respuesta.
- Para **UGE de MPE eólicos**: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta tan bajo como técnicamente sea posible, no obstante, se deberá justificar al operador del sistema si supera los 5 s.
 - El **tiempo de establecimiento (t_e)** deberá ser:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para **UGE de MPE**: menor o igual a 30 s.
- 5) Para reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia estando activado el **MRPFL-U**:
- El **tiempo de retraso inicial (t_a)** será:
 - Para **UGE de MPE Tipo C y D**: t_a será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo **MRPF** porque éste define la capacidad técnica de respuesta en potencia del **MPE**.
 - Si t_a fuera superior a 2 s: el **propietario del MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**, tal y como establece el **Reglamento**. Si el **GRT** aceptara la justificación, éste emitirá su conformidad por escrito al **propietario del MGE** que deberá remitirla al **certificador autorizado** para que sea incorporada en el **certificado final de MGE**.
 - El **tiempo de respuesta (t_r)** deberá ser:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 8 s para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la capacidad máxima.
 - Para **UGE de MPE**: menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la capacidad máxima.
 - El **tiempo de establecimiento (t_e)** deberá ser:
 - Para **UGE de MGES**: menor o igual a 30 s.
 - Para **UGE de MPE**: menor o igual a 20 s.
- 6) Se considerará admisible una desviación del $\pm 5\%$ de la potencia activa registrada respecto a la capacidad máxima, conforme a los rangos de potencia activa establecidos en la última columna de las tablas anteriores.

El **certificador autorizado** emitirá un **certificado de equipo de UGE por ensayo para este requisito**, dejando constancia del método de ensayo seguido, cuando evalúe positivamente que:

- El requisito MRPFL-U se cumple para los rangos de estatismo y frecuencias ensayados.
- El ajuste de la **UGE** o **MGE** se corresponde con el requerido en el artículo 5.1.7 de [2].

5.2.2.3. Método de simulación de la UGE

En el caso de que el **MGE** no cuente con **CAMGE** que modifique la respuesta **MRPFL-U** de la **UGE**, será necesaria la simulación de la **UGE**, o sus **certificados de equipo por simulación**, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

Se utilizará el **modelo validado** conforme al apartado 6, es decir, el modelo cuyas características permitan simular la capacidad de regulación potencia-frecuencia y se replicarán los ensayos del subapartado 5.2.2.1. El método de simulación será análogo al definido en el subapartado 5.1.2.3, considerando que se han de simular decrementos de frecuencia de 0,1 Hz mediante, como máximo, y si la herramienta de simulación lo permite, la aplicación de un par mecánico negativo al generador que representa a la red infinita (equivale a aumentar la demanda del sistema) hasta que se alcance un nuevo régimen permanente.

5.2.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE

El criterio de aceptación será análogo el descrito en el subapartado 5.1.2.4.

5.2.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE

En el caso de que exista un **CAMGE** que afecte a la regulación proporcionada por el **MRPFL-U** de la **UGE**, además del **ensayo** de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE** para verificar que el requisito de **MRPFL-U** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

Con el modelo completo del MGE, - no se admitirán modelos equivalentes - se realizarán las simulaciones con las siguientes condiciones iniciales:

- $P = 60\% P_{\max}$ a nivel de **MGE**.
- una tensión de 1 p.u. en el lado de alta del transformador de **MGE**.
- $Q = 0$ a nivel de **MGE**.
- S_{cc} infinita o equivalente de red.
- El umbral de activación Δf_1 igual a -0,2 Hz.
- El estatismo s_2 igual al 5%.

En la simulación se realizará un barrido de frecuencias según la **Tabla 12**:

Nº punto de simulación	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	P (%) registrada	Desviación (%)	90% P (%) registrada	tr(s) (a 90% P (%) registrada)	te (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$)
1	50,0	0%						
2	49,8	0%						
3	49,6	8%						
4	49,4	16%						
5	49,2	24%						
6	49,0	32%						
7	48,8	40%						
8	48,6	48%						
9	48,4	56%						

Tabla 12. Ejemplo de Simulación complementaria MRPFL-U.

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.2.2.2.

La información que deberá contener el informe de **simulación complementaria** será análoga a lo establecido en el subapartado 5.1.3.

5.2.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE

En el caso de que el **propietario** del **MGE** no disponga de los **certificados de equipo** para **UGE** y **CAMGE** para este requisito técnico, será necesario que se realicen los ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.2.2.1 y 5.2.2.3, respectivamente, a nivel de **MGE**. Si se cumplen los criterios de aceptación para ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.2.2.2 y 5.2.2.4, respectivamente, el **certificador autorizado** emitirá un **certificado** de **MGE** para este requisito sin necesidad de realizar las **simulaciones complementarias** estipuladas en el subapartado 5.2.3.

5.3. Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF)

5.3.1. Objetivo.

El objetivo es verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en:

- artículo 15.2.d del **Reglamento**.
- artículo 5.1.8 de [2].

En virtud de los artículos 45, 48, 52 y 55 del **Reglamento**, la **conformidad del MGE** con este requisito se podrá evaluar a través de:

- **prueba y simulación**, o
- **certificado de equipo**.

Los posibles **niveles de evaluación** para este requisito son:

- **MGE**, o
- **UGE cuando**:
 - El **MGE** no tenga un control de regulación potencia-frecuencia de orden jerárquico superior a la propia **UGE**, y
 - El **CAMGE** no limite la respuesta de la **UGE** para este requisito.

Para que el **MPE** tenga consideración de “**MGE con inercia**”, el **propietario** del **MPE** deberá remitir al **certificador autorizado** la conformidad que el **GRT** le haya enviado por escrito en relación con el cumplimiento del requisito de emulación de inercia.

En el caso de que exista un **CAMGE** que afecte a la regulación proporcionada por el **MRPF** de la **UGE**, además del **ensayo** de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE**, de acuerdo a lo estipulado en 5.3.3 para verificar que el requisito de **MRPF** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

En el caso de que no exista dicho **CAMGE**, será necesario el ensayo y simulación de las **UGE**, o sus **certificados de equipo**, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

5.3.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE

5.3.2.1. Método de ensayo de la UGE

En este subapartado se detalla cómo **ensayará el tiempo de activación del MRPF**.

Para el **ensayo de este requisito** se realizará la **secuencia de acciones análoga a los subapartados 5.1.2.1 (MRPFL-O) y 5.2.2.1 (MRPFL-U)**.

Se comprobará, y se reflejará en el informe de ensayos, que el **MRPF** tiene implementados los siguientes ajustes en la **UGE**:

- El umbral de activación $|\Delta f_1|$ igual a 10 mHz.
- El estadismo s_1 será igual al 5%.

El ensayo siempre se desarrollará a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10mHz), a tensión nominal (\pm 5%) y a la siguiente potencia inicial (P_{ini}), que garantice la posibilidad de evaluar las variaciones de potencia requeridas en los tiempos establecidos en [2]:

- Tanto para ensayos en laboratorio como en campo, la P_{ini} deberá corresponder con un valor intermedio entre la capacidad máxima y el nivel mínimo de regulación de la **UGE** que permita obtener variaciones de potencia activa que no superen los límites anteriores al realizar los escalones de frecuencia presentados en la **Tabla 13**.

Se realizará el ensayo a potencia reactiva nula. A continuación se describen los ensayos para evaluar la **activación del MRPF** y su **tiempo de activación del MRPF**. En el caso que la **UGE** forme parte de un **MGES**

En este subapartado se detalla cómo se **ensayará la activación del MRPF** a las frecuencias que aparecen descritas en la columna 1 de la **Tabla 13**. Se medirá, como mínimo, durante 1 minuto en cada escalón de frecuencia, y en cualquier caso suficiente tiempo para que se establezca la respuesta por escalón de frecuencia y se registrará la potencia activa media y los tiempos correspondientes.

Nº punto del ensayo	f (Hz)	$\Delta P_1/P_{max}$ (%) esperada	P_1 (%) registrada	Desviación (%)	t_1 (s)	t_2 (s)	Rango potencia admisible (% de P_{max}). (Se considera error $\pm 5\%$ respecto a la P_{max})
1	50,00	0%					
2	50,10	-3,6%					
3	50,20	-7,6%					
4	50,30	-11,6%*					
5	50,00	0%					
6	49,90	3,6%					
7	49,80	7,6%					
8	49,70	11,6%*					

Tabla 13. Ensayos MRPF. Estadismo 5% y umbral de frecuencia $|\Delta f_1| = 0.01\text{Hz}$.

* El intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $|\Delta P_1|/P_{max}$ será igual al 8%, por lo que existirá una saturación en este valor, independientemente de los cálculos mostrados en la tablas.

5.3.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE

Se considerará que el **MGE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia** si se cumplen las condiciones siguientes:

- 1) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
- 2) Los resultados cumplen con los requisitos establecidos en el **Reglamento** y [2].
- 3) En cuanto a los tiempos de respuesta:
 - Incremento de potencia activa en relación con la **capacidad máxima** $|\Delta P_1|/P_{max}$ (intervalo de respuesta en frecuencia) igual al 8%.
 - En el caso de los **MGE** con inercia o emulación de inercia, el retraso inicial máximo admisible t_1 será igual a 2 s.

- En el caso de los **MGE** sin inercia ni emulación de inercia, el retraso inicial máximo admisible t_1 será igual a 500 ms.
 - El tiempo de activación total t_2 , será de 30 s, a menos que el **GRT** permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema.
- 4) Se considerará admisible una desviación del $\pm 5\%$ de la potencia activa registrada respecto a la capacidad máxima, conforme a los rangos de potencia activa establecidos en la última columna de las tablas anteriores.

5.3.2.3. Método de simulación de la UGE

La metodología será análoga a la descrita en los subapartados 5.1.2.3 y 5.2.2.3.

5.3.2.4. Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE

El criterio será análogo al descrito en los subapartados 5.1.2.4 y 5.2.2.4.

5.3.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE

En el caso de que exista un **CAMGE** que afecte a la regulación proporcionada por el **MRPF** de la **UGE**, además del **ensayo** de las **UGE**, o de los **certificados de equipo** de las **UGE**, será necesaria una **simulación complementaria** del **MGE** para verificar que el requisito de **MRPF** se cumple en **BC**, y no sólo a nivel de **UGE**.

Con el modelo completo del MGE, - no se admitirán modelos equivalentes - se realizarán las simulaciones con las siguientes condiciones iniciales:

- $P = 80\% P_{\max}$ a nivel de **MGE**.
- Tensión de 1 p.u. en el lado de alta del transformador de **MGE**.
- $Q = 0$ a nivel de **MGE**.
- Una frecuencia $f = 50$ Hz.
- S_{cc} infinita o equivalente de red.
- Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $|\Delta P1|/P_{\max}$ igual al 8%.
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia $|\Delta f_1|$ igual al 10 mHz.
- Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia igual al 0 mHz.
- El estadismo s_1 igual al 5%.

En la simulación se realizará un barrido de frecuencias según las tablas siguientes:

Nº punto de simulación	f (Hz)	$\Delta P1/P_{\max}$ (%) esperada	P1 (%) registrada	Desviación (%)	t_1 (s)	t_2 (s)
1	50,00	0%				
2	50,02	-0,8%				
3	50,10	-4%				
4	50,20	-8%				
5	50,30	-12%				

Tabla 14. Simulación complementaria MRPF (sobrefrecuencia).

Nº punto de simulación	f (Hz)	$\Delta P1/P_{\max}$ (%) esperada	P1 (%) registrada	Desviación (%)	t ₁ (s)	t ₂ (s)
1	50,00	0%				
2	49,98	0,8%				
3	49,90	4%				
4	49,80	8%				
5	49,70	12%				

Tabla 15. Simulación complementaria MRPF (subfrecuencia).

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.3.2.2.

La información que deberá contener el informe de **simulación complementaria** será análoga a lo establecido en 5.1.3.

5.3.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE

En el caso de que el **propietario** del **MGE** no disponga de los **certificados de equipo** para **UGE** y **CAMGE** para este requisito técnico, será necesario que se realicen los ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.3.2.1 y 5.3.2.3, respectivamente, a nivel de **MGE**. Si se cumplen los criterios de aceptación para ensayos y simulaciones descritos en los subapartados 5.3.2.2 y 5.3.2.4, respectivamente, el **certificador autorizado** emitirá un **certificado** de **MGE** para este requisito sin necesidad de realizar las **simulaciones complementarias** estipuladas en el subapartado 5.3.3.

5.4. Capacidad de control de potencia-frecuencia

El objetivo es verificar que **el MGE** es capaz de ofrecer funciones que cumplan las especificaciones del **GRT**, con el objetivo de **restablecer la frecuencia a su valor nominal** o de **mantener los flujos de intercambio de potencia entre las zonas de control en sus valores programados**, según lo indicado en:

- Artículo 15.2.e del **Reglamento**.
- Procedimiento de operación 7.2 “Regulación secundaria” del 19/12/2015.

En virtud del artículo 45 del **Reglamento**, **la conformidad del MGE con este requisito** se podrá realizar a través de **prueba**, tanto a nivel **UGE** como **MGE**, o de **certificado de equipo**. No obstante, **la evaluación de este requisito** la realizará el **GRT** conforme a los **protocolos de pruebas establecidos en** la Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (Ver páginas 119927 hasta la 119934).

5.5. Capacidad y rango de control de la potencia activa

El objetivo es verificar que el **MPE** es capaz de **ajustar una consigna de potencia activa conforme a las instrucciones proporcionadas al propietario del MPE por el GRT o GRP** según lo indicado en:

- Artículo 15.2.a del **Reglamento**.
- Artículo 5.1.6 de [2].
- Anexo I de [3].

En virtud del artículo 48 del **Reglamento**, la conformidad del **MPE**⁸ con este requisito se podrá realizar a través de:

- **prueba y simulación**, o
- **certificado de equipo**.

Los posibles **niveles de evaluación** para este requisito son:

- **MPE**, o
- **UGE cuando**:
 - El **MPE** no tenga un control de regulación potencia-frecuencia de orden jerárquico superior a la propia **UGE**, y
 - El **CAMGE** no limite la respuesta de la **UGE** para este requisito.

El ensayo lo realizará la **entidad acreditada**, conforme al apartado 6.6 de [5], aplicándola también a **MPE** de tecnología fotovoltaica en la medida de lo posible, es decir, no se han de considerar aquellos aspectos particulares de la tecnología eólica que no sean de aplicación a la tecnología fotovoltaica.

El informe del ensayo será evaluado por el **certificador autorizado**.

⁸ Según el **Reglamento**, la conformidad del **MGES** con este requisito no es obligatoria y en esta versión de la **Norma Técnica** no se contemplará.

5.6. Emulación de inercia

5.6.1. Objetivo.

El objetivo es verificar que el **MPE** es capaz de **emular inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas** conforme a lo indicado en:

- artículo 21.2 del **Reglamento**.
- artículo 5.1.9 de [2].

Mientras esta capacidad técnica no esté regulada en un servicio de ajuste del sistema, será una **capacidad voluntaria** por parte del **MPE**.

En virtud del artículo 55 del **Reglamento**, la conformidad del **MPE** con este requisito se podrá evaluar a través **simulación**, tanto a nivel **UGE** como **MPE**, o a través de **certificado de equipo**.

Las simulaciones se realizarán a nivel de **UGE**, a menos que el **propietario** del **MPE** declare la existencia de un control jerárquico de orden superior a nivel **MPE** que pueda tener impacto sobre el control de emulación de inercia.

5.6.2. Método de simulación

Para la evaluación de este control, el **propietario** del **MPE** proporcionará al **GRT** un informe con los siguientes estudios:

1. Simulaciones con el modelo certificado conforme al apartado 6 que demuestren la capacidad de emulación de inercia según lo estipulado en [2] o según el control propuesto por el **propietario** del **MPE** y aprobado por el **GRT**.
2. Análisis modal del modelo del **MPE** que incorporará el control de emulación de inercia, y ha sido certificado conforme al apartado 6. En este análisis se demostrará, de forma análoga al subapartado 5.10, que los modos de oscilación por motivo de la acción del control de emulación de inercia tienen un amortiguamiento superior al 5%.

5.6.3. Criterios de aceptación de las simulaciones

El **GRT** evaluará el informe y, si procede, emitirá el escrito de conformidad al **propietario** del **MPE** para este requisito técnico. Esta conformidad será necesaria para que el **MPE** sea considerado un **MGE con inercia** en la evaluación del requisito **MRPF** (subapartado 5.3).

5.7. Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima

5.7.1. Objetivo.

El objetivo es verificar que el **MGE** es **capaz de suministrar la potencia reactiva requerida** a la capacidad máxima del **MGE** y por debajo de la capacidad máxima del **MGE** conforme a lo indicado en:

- **Reglamento:** Artículo 18.2 para **MGES** y 21.3 para **MPE**.
- Artículos 5.2.2.1 para **MGES** y 5.2.3.2 para **MPE**, de [2].
- Artículo 8 y 11 de [3].

La conformidad del **MGE** con estos requisitos se deberá evaluar a través de **prueba de la UGE**, o a través de **certificado de equipo de la UGE**, además de **simulaciones complementarias** que verifiquen que las capacidades de la **UGE** permiten el cumplimiento de la capacidad en el **PCR**, tal como exige el **Reglamento**, [2] y [3].

En el caso de que entre el **MGE** y el **PCR** existan instalaciones de evacuación de generación compartidas por varios **MGE**, se establece un método alternativo de la **simulación complementaria** a través de la cual se permite evaluar esta capacidad en **BC** del **MGE** en vez de en el **PCR**. De este modo, se permite la supervisión del requisito de potencia reactiva de forma individual para cada **MGE**.

5.7.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE

5.7.2.1. Método de ensayo para UGE de MPE

Los ensayos que se recogen a continuación son de aplicación para las **UGE** de los **MPE**.

Los ensayos planteados en este subapartado tienen como objetivo evaluar la **capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima** de la **UGE** así como la **capacidad de reactiva por debajo de la capacidad máxima** de la **UGE**.

Las condiciones de ensayo podrán ser algunas de las siguientes:

- Una fuente de alimentación conectada en las bornas de la **UGE** cuando la **UGE** esté desconectada de la red.
- Un elemento o método capaz de modificar la tensión en el punto de conexión de la **UGE**, cuando ésta se encuentre conectada a la red.
- Una señal ficticia que simule los cambios de tensión conectada al controlador de la **UGE**. La **UGE** debe comportarse como si esta señal fuera la lectura de tensión en sus bornas.
- Banco de ensayos, que incluya todos los elementos de gestión de potencia reactiva.

Los valores de tensión indicados para las pruebas se consideran valores nominales de la configuración bajo la que se realiza cada paso del ensayo, se admitirán configuraciones con una variación de $\pm 2,5\%$ de la tensión nominal sobre los valores propuestos. Al poder ejercer la **UGE** un cambio de valor de la tensión durante la prueba, no se considerará este margen de variación sobre valores medidos.

Para el **ensayo de este requisito** se seguirá la siguiente **secuencia de acciones**:

- Se seleccionará el **modo de control de potencia reactiva** de la **UGE** a consigna de **potencia reactiva fija**.
- Se realizarán los ensayos descritos en la **Tabla 16**.
- Sin perjuicio de que los ensayos de este subapartado se deban realizar en bornas de la **UGE**, adicionalmente, para garantizar el **cumplimiento del MGE para este requisito en el PCR** siempre será necesario la realización de **simulaciones complementarias** para evaluar todo el **MGE** en su conjunto según lo descrito en el subapartado 5.7.3.

A través del ensayo de las **UGE**, se comprobará la **capacidad de potencia reactiva máxima de la UGE** para diferentes puntos de operación de potencia activa y de tensión en bornas de la **UGE**, estableciendo los parámetros del ensayo recogidos en la **Tabla 16**. Para cada punto de operación especificado en la **Tabla 16**, se debe anotar el valor de **potencia reactiva máxima** en régimen de producción (adelanto o capacitivo) o de consumo (retraso o inductivo) que la **UGE** puede proveer:

Rango de P/P _{max} [%]	U	Qmax medida inductiva [MVA _r]	Qmax medida capacitiva [MVA _r]	Duración del ensayo
>90%	95%Un			60 min
>90%	105%Un			60 min
>90%	100%Un			5 min
10-20%*	95%Un			5 min
10-20%*	105%Un			5 min
10-20%*	100%Un			5 min
0-10%*	95%Un			5 min
0-10%*	105%Un			5 min
0-10%*	100%Un			5 min

Tabla 16. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE.

*En caso de realización de ensayo en campo donde no se puede regular el recurso primario, se permite la limitación por control para estar en el rango de potencia exigido.

5.7.2.2. Método de ensayo para UGE de MGES

Los ensayos recogidos a continuación son de aplicación a **UGE** de **MGES**.

Los ensayos planteados en este subapartado tienen como objetivo evaluar la **capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima** de la **UGE** así como la **capacidad de reactiva por debajo de la capacidad máxima** de la **UGE**.

Las condiciones de ensayo podrán ser algunas de las siguientes:

- Una fuente de alimentación conectada en las bornas de la **UGE**, cuando la **UGE** esté desconectada de la red.
- Un elemento o método capaz de modificar la tensión en el punto de conexión de la **UGE**, cuando ésta se encuentre conectada a la red.
- Una señal ficticia que simule los cambios de tensión conectada al controlador de la **UGE**. La **UGE** debe comportarse como si esta señal fuera la lectura de tensión en sus bornas.
- Banco de ensayos

Los valores de tensión indicados para las pruebas se consideran valores nominales de la configuración bajo la que se realiza cada paso del ensayo, se admitirán configuraciones con una variación de $\pm 2,5\%$ de la tensión nominal sobre los valores propuestos. Al poder ejercer la **UGE** un cambio de valor de la tensión durante la prueba, no se considerará este margen de variación sobre valores medidos.

Para el **ensayo de este requisito** se seguirá la siguiente **secuencia de acciones**:

- Se seleccionará el **modo de control de potencia reactiva** de la **UGE** a consigna de **potencia reactiva fija**.
- Se realizarán los ensayos descritos en la **Tabla 17**.
- Sin perjuicio de que los ensayos de este subapartado se deban realizar en bornas de la **UGE**, adicionalmente, para garantizar el **cumplimiento del MGE para este requisito en el PCR** siempre será necesario la realización de **simulaciones complementarias** para evaluar todo el **MGE** en su conjunto según lo descrito en el subapartado 5.7.3.

A través del ensayo de las **UGE**, se comprobará la **capacidad de potencia reactiva máxima de la UGE** para diferentes puntos de operación de potencia activa y de tensión en bornas de la **UGE**, estableciendo los parámetros del ensayo recogidos en la **Tabla 17**. Para cada punto de operación especificado en la **Tabla 17**, se debe anotar el valor de **potencia reactiva máxima** en régimen de producción (adelanto o capacitivo) o de consumo (retraso o inductivo) que la **UGE** puede proveer:

Rango de P/P _{max} [%]	U	Qmax medida inductiva [MVar]	Qmax medida capacitiva [MVar]	Duración del ensayo
100%	95%Un			60 min
100%	105%Un			60 min
100%	100%Un			5 min
60-70%	95%Un			5 min
60-70%	105%Un			5 min
60-70%	100%Un			5 min
Mínimo técnico	95%Un			5 min
Mínimo técnico	105%Un			5 min
Mínimo técnico	100%Un			5 min

Tabla 17. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE del MGE.

5.7.2.3. Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE

El **certificador autorizado** deberá comprobar que los resultados de los ensayos de potencia reactiva máxima de la UGE tal como se recogen en la **Tabla 16** o en la **Tabla 17** es coherente con el diagrama P-Q de las **UGE** para las diferentes tensiones, es decir, que los valores de potencia reactiva máxima registrados en los ensayos son mayores o iguales a los indicados en los diagramas P-Q de las **UGE**.

Una vez verificado lo anterior, para garantizar el **cumplimiento del MGE para los requisitos de potencia reactiva** y por tanto conseguir el **certificado de MGE**, siempre será necesario la realización de **simulaciones complementarias** para evaluar todo el **MGE** en su conjunto según lo descrito en el subapartado 5.7.3.

5.7.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE

5.7.3.1. Procedimiento general

Para la obtención del **certificado** de **MGE** a partir de pruebas a nivel de **UGE** o certificados de **UGE**, será necesaria la realización de una **simulación complementaria** que demuestre que las capacidades de la **UGE** cumplen con el requisito de potencia reactiva en el **PCR**, a partir de las capacidades declaradas en los ensayos y simulaciones a nivel **UGE** y, en su caso, el **CAMGE**.

Se utilizará una red infinita en el **PCR** que permita modificar sus valores de tensión y se aceptará un modelo estático para la realización de un flujo de cargas que incluya las capacidades de potencia reactiva de las **UGE**.

El modelo de simulación deberá incluir aguas abajo del **PCR** el detalle de la topología del **MGE** desde las **UGE** hasta el **PCR**, es decir, los cables, líneas, transformadores de potencia, cambiadores de tomas, cualquier **CAMGE** que modifique la capacidad de reactiva, o cualquier equipo eléctrico que pudiera implicar un consumo o generación de potencia reactiva del **MGE** en el **PCR**. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del MGE.

Con el modelo descrito anteriormente, y teniendo en cuenta la potencia reactiva máxima de la **UGE** y/o **CAMGE** medida en los ensayos se realizarán flujos de cargas en las condiciones de potencia activa de las **UGE** y tensión en el **PCR** recogidos en la **Tabla 18** y la **Tabla 19**, y se anotará la potencia reactiva consumida o generada en el **PCR**.

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor límite requerido en PCR Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un o 108,75%Un		-0,3
40%	100%Un		-0,15
20%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,05
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un o 108,75%Un		0
40%	100%Un		0,15
20%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,05
0%***	100%Un		0,05
0%***	100%Un		-0,05

Tabla 18. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un **MPE** de Tipo D o sobre un **MPE** de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MPE esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MPE sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

***Para la verificación del requisito a P=0%, se permitirán consumos de potencia activa, es decir, valores negativos, del MPE

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor límite requerido en PCR Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		-0,3
50%	100%Un		-0,15
Mínimo técnico	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,05
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		0
50%	100%Un		0,15
Mínimo técnico	100%Un		0,15

Tabla 19. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un MGES de Tipo D o sobre un MGES de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MGES esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MGES sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

5.7.3.2. Procedimiento específico en el caso de existencia de instalaciones compartidas

En caso de que desde BC del MGE sobre el que se está llevando a cabo la simulación hasta el PCR existan instalaciones de conexión compartidas, o en previsión de ser compartidas con otros MGE, la evaluación de la conformidad de las capacidades de potencia reactiva del MGE en el PCR se complica. Los requisitos de potencia reactiva recogidos en el Reglamento, en [2] y en [3] aplican en el PCR, no obstante, teniendo en cuenta esta casuística, y en aras de simplificar el proceso de evaluación de la conformidad, en este subapartado se propone un procedimiento alternativo al descrito en el subapartado 5.7.3.1.

Por las razones anteriormente mencionadas, se aceptará la evaluación de la conformidad de los requisitos de capacidad de potencia reactiva en BC del MGE en lugar de en el PCR. No obstante, esta simplificación de la evaluación de la conformidad del requisito en BC del MGE conlleva que en algunos puntos de operación del MGE, los valores de potencia reactiva requeridos en BC del MGE difieren de los requeridos en el PCR.

Se diferencian dos casos, dependiendo de la ubicación de **BC**⁹:

Caso A:

En el caso de que **BC** del **MGE** esté situado en el lado de alta del transformador elevador del **MGE**, se realizará la **simulación complementaria** tal como se describe en el subapartado 5.7.3.1, pero se considerarán como requerimiento de potencia reactiva los valores recogidos en la **Tabla 20** y la **Tabla 21**, según se trate de un **MPE** o un **MGES**, respectivamente:

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en BC (LAT)	Valor límite requerido en LAT Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un o 108,75%Un		-0,3
40%	100%Un		-0,15
20%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,10
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un o 108,75%Un		0
40%	100%Un		0,15
20%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,05
***0%	100%Un		0,05
***0%	100%Un		-0,10

Tabla 20. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un **MPE** de Tipo D o sobre un **MPE** de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MPE** esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MPE** sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

***Para la verificación del requisito a P=0%, se permitirán consumos de potencia activa, es decir, valores negativos, del **MPE**

A modo de aclaración, de acuerdo a los valores indicados en la **Tabla 20**, en este caso A del procedimiento particular, se requiere que el MPE a potencia producida en el rango desde el 10%P_{max} hasta el 0%P_{max} (incluido), tenga la capacidad de mover su reactiva entre +5% capacitivo y el -10% inductivo. Esta capacidad podrá ser aportada mediante las siguientes dos alternativas:

- A través de un control dinámico, en el que se entiende que las **UGE** y/o los **CAMGE** sean capaces de llevarlo a cabo.
- A través de un elemento pasivo, normalmente una reactancia. El elemento pasivo, en dicha situación de producción baja, deberá llevar al **MGE** al punto de operación en potencia reactiva de -5% inductivo (cuando la tensión en **BC** sea la nominal), al cual se

⁹ Ver definición de **BC**.

deberá superponer la capacidad de control dinámica (que se entiende que deberá ser provista por la **UGE** y/o **CAMGE**) del $\pm 5\%$ prevista en el diagrama P-Q/ P_{max} . En el caso de que la tensión en **BC** se encuentre fuera del rango admisible y dicho elemento pasivo se encuentre en operación, el **MGE** deberá antes desconectar el elemento pasivo para tratar de recuperar las tensiones y no disparar el **MGE**.

P/ P_{max} [%]	U en PCR	Q en BC (LAT)	Valor límite requerido en LAT Q/ P_{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		-0,3
50%	100%Un		-0,15
Mínimo técnico	100%Un		-0,15
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		0
50%	100%Un		0,15
Mínimo técnico	100%Un		0,15

Tabla 21. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un **MGES** de Tipo D o sobre un **MGES** de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MGES** esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MGES** sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

Caso B

En el caso de que **BC** del **MGE** esté situado en el lado de baja del transformador elevador del **MGE**, se realizará la **simulación complementaria** tal como se describe en el subapartado 5.7.3.1, pero se considerarán como requerimiento de potencia reactiva los valores recogidos en la **Tabla 22** y la **Tabla 23**, según se trate de un **MPE** o un **MGES** respectivamente:

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en BC	Valor límite requerido en LAT Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un o 108,75%Un		-0,3
40%	100%Un		-0,15
20%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,1
*100%	*90%Un		0,4
100%	95%Un		0,4
100%	100%Un		0,25
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un o 108,75%Un		0
40%	100%Un		0,25
20%	100%Un		0,25
10%	100%Un		0,25
10%	100%Un		0,05
0%***	100%Un		0,05
0%***	100%Un		-0,10

Tabla 22. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un **MPE** de Tipo D o sobre un **MPE** de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MPE** esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MPE** sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

***Para la verificación del requisito a P=0%, se permitirán consumos de potencia activa, es decir, valores negativos, del **MPE**

A modo de aclaración, de acuerdo a los valores indicados en la **Tabla 22**, en este caso B del procedimiento particular, se requiere que el **MPE** a potencia producida en el rango desde el 10%P_{max} hasta el 0%P_{max} (incluido), tenga la capacidad de mover su reactiva entre +5% capacitivo y el -10% inductivo. Esta capacidad podrá ser aportada mediante las siguientes dos alternativas:

- A través de un control dinámico, en el que se entiende que las **UGE** y/o los **CAMGE** sean capaces de llevarlo a cabo.
- A través de un elemento pasivo, normalmente una reactancia. El elemento pasivo, en dicha situación de producción baja, deberá llevar al **MGE** al punto de operación en potencia reactiva de -5% inductivo (cuando la tensión en **BC** sea la nominal), al cual se deberá superponer la capacidad de control dinámica (que se entiende que deberá ser provista por la **UGE** y/o **CAMGE**) del ±5% prevista en el diagrama P-Q/P_{max}. En el caso de que la tensión en **BC** se encuentre fuera del rango admisible y dicho elemento pasivo se encuentre en operación, el **MGE** deberá antes desconectar el elemento pasivo para tratar de recuperar las tensiones y no disparar el **MGE**.

Adicionalmente, para este caso B del procedimiento particular, en la **Tabla 22** y en la **Tabla 23** también se establece un nuevo valor de capacidad máxima de potencia reactiva del **MGE** con la

finalidad de compensar las pérdidas del transformador elevador del **MGE**. Esta capacidad de potencia reactiva igualmente podrá ser aportada dinámica o estáticamente.

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en BC	Valor límite requerido en LAT Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		-0,3
50%	100%Un		-0,15
Mínimo técnico	100%Un		-0,15
*100%	*90%Un		0,4
100%	95%Un		0,4
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		0
50%	100%Un		0,15
Mínimo técnico	100%Un		0,15

Tabla 23. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un **MGES** de Tipo D o sobre un **MGES** de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MGES** esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del **PCR** al que se conecta el **MGES** sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

5.7.4. Criterio de aceptación de la simulación complementaria

El **certificador autorizado** evaluará:

- Los **certificados de equipo** de las **UGE** del **MGE**
- Información de todos los **CAMGE** del **MGE** según lo dispuesto en el subapartado 4.6.
- Los diagramas curvas P-Q a diferentes tensiones de las **UGE**
- Los resultados de capacidad de potencia reactiva máxima de los ensayos de las **UGE**.
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores del **MGE** y de la red de conexión hasta el **PCR**.
- Los resultados de la **simulación complementaria**.

Se considerará validada la **capacidad de potencia reactiva de las UGE** cuando los resultados de la **simulación complementaria** recogidos en la tabla correspondiente demuestren que las capacidades de potencia reactiva de las **UGE**, y/o **CAMGE** medida en los ensayos son suficientes para cumplir con el requisito, es decir, que los resultados de potencia reactiva recogidos en la tabla correspondiente son coherentes con los valores límite requeridos:

- o bien en **PCR** (según el procedimiento general),
- o bien en **BC** cuando existen instalaciones compartidas hasta el **PCR** (procedimiento específico): o bien en el LAT (Caso A) o bien en el lado de baja (Caso B).

Una vez validada la **simulación complementaria**, junto con los ensayos a nivel de **UGE** y/o certificados **UGE**, el **certificador autorizado** podrá emitir el **certificado** de **MGE** para el requisito de potencia reactiva.

5.7.5. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE

En el caso de que el **propietario** del **MGE** no disponga o no desee utilizar los **certificados de equipo** para **UGE** y **CAMGE** para este requisito técnico, será necesario que se realicen los ensayos descritos en el subapartado 5.7.2, así como las **simulaciones complementarias** descritas en el subapartado 5.7.3. Si se cumplen los criterios de aceptación de cada uno de dichos subapartados, el **certificador autorizado** emitirá un **certificado** de **MGE** para el requisito de potencia reactiva.

5.8. Control de potencia reactiva en MPE

5.8.1. Objetivo.

El objetivo de este ensayo es verificar que el **MPE** es capaz de controlar la potencia reactiva según lo establecido en:

- Artículo 21.3.d del **Reglamento**.
- Artículo 5.2.3.3 de [2].
- Artículo 7 de [3].

En virtud del artículo 48 del **Reglamento**, la conformidad del **MPE** con este requisito se deberá realizar a o bien a través de **prueba a nivel UGE o certificados de equipo de las UGE**, para lo que será necesario completar la prueba con una **simulación complementaria**, o bien a través de prueba a nivel de **MPE**.

5.8.2. Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE

Será necesario evaluar los tres modos de control de potencia reactiva de la **UGE** tal como se describe en los subapartados 5.8.2.1, 5.8.2.2 y 5.8.2.3.

Los ensayos siempre se desarrollarán a potencia activa entre el 20% y el 100% de la capacidad máxima de la **UGE**.

5.8.2.1. Modo de control de potencia reactiva de la UGE

5.8.2.1.1. Ensayo del modo de control de potencia reactiva de la UGE

Para realizar las **pruebas del modo de control de potencia reactiva**, la tensión en bornas de la **UGE** será la tensión nominal, y la consigna de potencia reactiva será nula en el momento de iniciar el ensayo. Durante el ensayo se establecerán secuencialmente las consignas de potencia reactiva tal como indica la **Tabla 24**.

Se anotarán en la tabla:

- En la columna **Q medida**: la potencia reactiva medida en bornas de la **UGE**.
- En la columna **t medido**: el tiempo que tarda en estabilizarse en el nuevo valor de potencia reactiva tras la recepción de una nueva consigna, teniendo en cuenta las tolerancias indicadas en el **Reglamento**.

Q consigna [Q/P _{max}]	Q medida	Q límite [Q/P _{max} ó MVA _r]	t medido	t máximo
10%		Min (10%± 1.5% y 10% P _{max} ± 5)		60 s
-10%		Min (-10%± 1.5% y -10% P _{max} ± 5)		60 s
0%		Min (0± 1.5% y ± 5)		60 s

Tabla 24. Parámetros del ensayo del modo de control de potencia reactiva

Con el fin de garantizar una correcta estabilización de los parámetros eléctricos de la **UGE**, de forma previa a realizar un ensayo se reservará al menos 1 minuto sin enviar nuevas consignas de potencia reactiva.

5.8.2.1.2. Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de potencia reactiva de la UGE

La prueba se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La **UGE** es capaz de modificar la salida de potencia reactiva de la **UGE** ante un cambio de consigna de potencia reactiva.
- Los valores medidos de potencia reactiva se encuentran dentro del rango definido en la **Tabla 24**.
- El tiempo de respuesta es menor que el valor indicado en la **Tabla 24**, de acuerdo a las disposiciones de [2].

5.8.2.2. Modo de control de tensión

5.8.2.2.1. Ensayo del modo de control de tensión

Para realizar las **pruebas del modo de control de tensión**, se utilizará, una de las siguientes opciones:

- Una fuente de alimentación capaz de mantener la tensión especificada en bornas de la **UGE**.
- Un generador de señales capaz de inyectar una señal de tensión en el control de tensión de la **UGE**, que simule los cambios de tensión y que sirva a la **UGE** para regular la producción de reactiva
- Una señal ficticia que simule los cambios de tensión conectada al controlador de la UGE.

Para cada ensayo se establecerán secuencialmente los valores de tensión en bornas de la **UGE** o en el sistema de control especificados en la **Tabla 25** y en la **Tabla 26**, según las cuales se repiten los ensayos para valores de la pendiente del control de 2% y 7%.

Para cada ensayo se anotarán en la tabla los valores de:

- **Potencia reactiva medida** en bornas de la **UGE** tras su estabilización, calculada a partir de las medidas de tensión y corriente.
- Tiempos t_1 y t_2 , siendo t_1 el tiempo en el que la respuesta de potencia reactiva alcanza el 90% del valor final, y t_2 el tiempo en el que se estabiliza en el valor final, de acuerdo a la definición del **Reglamento**.

U en bornas de la UGE [p.u.]	Consigna U [p.u.]	Q medida	Q mínima (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,00 ±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,09 ±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-0,21±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,09±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		0,21±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,00	1,00		0,00 ±1,5% P _{max}		1s		5s

Tabla 25. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 7%.

*Estos valores de la columna “Q medida” podrían saturarse en el valor de la capacidad máxima de potencia reactiva de la UGE y declarada en el subapartado 5.7.2.1. y en los diagramas P-Q a diferentes tensiones de la UGE.

U en bornas de la UGE [p.u.]	Consigna U [p.u.]	Q medida	Q mínima (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,00±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,3±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-0,75*±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,3±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		0,75*±1,5% P _{max}		1s		5 s
1,00	1,00		0,00 ±1,5% P _{max}		1s		5s

Tabla 26. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 2%.

*Estos valores de la columna “Q medida” podrían saturarse en el valor de la capacidad máxima de potencia reactiva de la UGE y declarada en el ensayo indicado en el subapartado 5.7.2.1 y en los diagramas P-Q a diferentes tensiones de la UGE.

Con el fin de garantizar una correcta estabilización de los parámetros eléctricos de la UGE, de forma previa a realizar un ensayo se reservará al menos 1 minuto sin enviar nuevas consignas de potencia reactiva.

5.8.2.2.2. Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de tensión de la UGE

La prueba se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La UGE es capaz de modificar la salida de potencia reactiva ante un cambio de la tensión.

- Los valores medidos de potencia reactiva una vez estabilizados en el valor final están en el rango según los límites establecidos en la **Tabla 25** y la **Tabla 26**.
- Los tiempos de respuesta t_1 y t_2 son iguales o menores que los valores especificados en cada caso, de acuerdo a las disposiciones de [2].

5.8.2.3. Modo de control de factor de potencia

5.8.2.3.1. Ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE

Para realizar las **pruebas del modo de control de factor de potencia**, la tensión en bornas de la **UGE** será la tensión nominal. En el caso de que el para la provisión del control de factor de potencia de la **UGE**, se vaya a utilizar el **PPC**, será necesario tenerlo en servicio para el ensayo de la **UGE**.

Durante el ensayo se establecerán las consignas de factor de potencia tal como indica la **Tabla 27**. Para cada ensayo, se medirá en bornas de la **UGE**, según corresponda, y el equipo de medida siempre registrará tensión y corriente.

Se anotarán en la tabla los valores de:

- Potencia reactiva medida en bornas de la **UGE**.
- Potencia activa producida por la **UGE** en el momento de la medida de Q.
- El tiempo que tarda en estabilizarse en la banda $\pm 5\%$, tal como se establece en [2] el nuevo valor de factor de potencia tras la recepción de una nueva consigna o una variación en la potencia activa.

Se establecerán los valores marcados en la **Tabla 27** como consigna del factor de potencia, y se realizarán medidas para comprobar si el sistema alcanza el valor determinado, teniendo en cuenta las tolerancias definidas en el **Reglamento**.

Factor de potencia consigna	Potencia activa producida, P (%P _{max})	Q esperada (%P)	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
0,95 inductivo		-32,8%	±1,5%P _{max}			60 s
0,96 inductivo		-29,1%	±1,5% P _{max}			60 s
0,97 inductivo		-25%	±1,5% P _{max}			60 s
0,98 inductivo		-20,3%	±1,5% P _{max}			60 s
0,99 inductivo		-14,2%	±1,5% P _{max}			60 s
1		0	±1,5% P _{max}			60 s
0,99 capacitivo		14,2%	±1,5% P _{max}			60 s
0,98 capacitivo		20,3%	±1,5% P _{max}			60 s
0,97 capacitivo		25%	±1,5% P _{max}			60 s
0,96 capacitivo		29,1%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95 capacitivo		32,8%	±1,5% P _{max}			60 s

Tabla 27. Parámetros del ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE.

Cada medida será de al menos 1 minuto y se dejará al menos 1 minuto de estabilización de forma previa a cada registro.

5.8.2.3.2. Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de factor de potencia de la UGE

La prueba se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La **UGE** es capaz de modificar la salida de potencia reactiva ante un cambio de factor de potencia.
- Los valores medidos de potencia reactiva salida del control de factor de potencia se encuentran dentro del rango definido en la **Tabla 27**. A modo de aclaración, se remarca que en dicha tabla, el valor de Q esperada es función de la potencia activa producida de la **UGE** en el momento del ensayo, mientras que la tolerancia se ha de calcular en función de la capacidad máxima de la **UGE**.
- El tiempo de respuesta es menor que el valor indicado en la **Tabla 27**, de acuerdo a las disposiciones de [2].

5.8.3. Simulaciones complementarias para obtención del certificado de MGE

Para la obtención del **certificado** de **MGE** a partir de pruebas a nivel **UGE** o **certificados UGE**, será necesaria la realización de **simulaciones complementarias** para cada modo de control de potencia reactiva, de tal forma que se demuestre que las **UGE** cumplen con el requisito de los modos de control de potencia reactiva en el **PCR**, en los tiempos requeridos.

Para las simulaciones que se describen a continuación se recomienda utilizar el modelo de red descrito en el Anexo II (subapartado 7.2), o en caso contrario una red alternativa en la que en el **PCR** exista un SCR de 5. El modelo además, desde el **PCR** hasta bornas de las **UGE** del **MPE**, deberá incluir el detalle de la topología de los elementos que pudieran implicar un consumo o generación de potencia reactiva del **MPE** en el **PCR**. En cuanto a los modelos de **UGE** y **CAMGE**, deberán utilizarse los modelos validados según el apartado 6.

En el caso de que para el cumplimiento de alguno de los modos de control de potencia reactiva sea necesario tener en cuenta algún **CAMGE**, el **certificador autorizado** deberá tener en cuenta la información aportada de cada uno de ellos según lo establecido en el subapartado 4.6 de la presente **Norma Técnica**.

5.8.3.1. Simulación complementaria del control de potencia reactiva.

Para la realización de la simulación del control de potencia reactiva, el **MPE** estará produciendo una potencia activa de al menos $80\%P_{max}$. Se simularán cambios en la consigna de potencia reactiva del **MPE** tal como se establece en la **Tabla 28** y se anotará el valor de potencia reactiva del **MPE** así como el tiempo de estabilización.

Tal como se indica en el subapartado 5.7.3, el punto en el que la potencia reactiva debe ser medida será, por norma general, el **PCR** (procedimiento específico). No obstante, para aquellos **MPE** conectados a una red de conexión de la generación compartida con otros **MGE**, en aras de facilitar el proceso de supervisión de la conformidad se aceptará la evaluación en **BC** del **MPE** (procedimiento particular, Caso A y Caso B).

Q consigna [Q/P _{max}]	Q medida	Q límite en PCR ó BC [Q/P _{max} ó MVAR]	t medido	t máximo
10%		Min ($10\% \pm 1.5\% P_{max}$ y $10\% P_{max} \pm 5$ MVAR)		60 s
-10%		Min ($-10\% \pm 1.5\% P_{max}$ y $-10\% P_{max} \pm 5$ MVAR)		60 s
0%		Min ($0 \pm 1.5\% P_{max}$ y ± 5 MVAR)		60 s

Tabla 28. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva

5.8.3.2. Criterio de aceptación de las simulaciones complementarias del control de potencia reactiva.

El **certificador autorizado** evaluará:

- Los resultados del ensayo de control de potencia reactiva de las **UGE**.
- Información de todos los **CAMGE** del **MPE** según lo dispuesto en el subapartado 4.6
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores del **MPE** y de la red de conexión hasta el **PCR**.
- Los resultados de la **simulación complementaria** del control de potencia reactiva.

La **simulación complementaria** del control de potencia reactiva se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La salida de potencia reactiva del **MPE** es similar a la potencia reactiva consigna dentro del rango de tolerancias indicadas en el Reglamento, que será de un $\pm 1,5\%$ (Q/P_{\max}) ó ± 5 MVAR, la que sea menor, tal como se indica en la **Tabla 28**.
- La salida de potencia reactiva del MPE deberá estabilizarse en un tiempo menor o igual al tiempo especificado en la **Tabla 28**.
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión debe ser suficiente para comprobar el tiempo de establecimiento.

5.8.3.3. Simulación complementaria del modo de regulación de tensión.

Para la realización de la simulación, el **MPE** estará produciendo una potencia activa de al menos $80\% P_{\max}$. Se simularán las modificaciones de la tensión en el **PCR** tal como se indica en las tablas siguientes: **Tabla 29**, **Tabla 30**, **Tabla 31** y **Tabla 32**, con pendientes del control de tensión del 2% y 7% respectivamente. Se comprobará la respuesta del control anotando la salida de potencia reactiva tras la modificación de tensión así como el tiempo de respuesta.

Tal como se indica en el subapartado 5.7.3, el punto en el que la potencia reactiva debe ser medida será, por norma general, el **PCR** (procedimiento específico). No obstante, en aras de facilitar el proceso de supervisión de la conformidad se aceptará la evaluación en **BC** del **MPE** (procedimiento particular, Caso A y Caso B).

Con independencia de esta simulación, el **GRP** podrá solicitar pruebas del funcionamiento adicionales del control de tensión en carga. Según la topología del **MPE** y de la red de evacuación del **MPE** hasta el **PCR**, si **BC** no estuviera situado en el **PCR**, si fuera necesario, el **GRP** podrá solicitar valores de consignas de tensión fuera del rango desde 0,95 p.u. hasta 1,05 p.u. para dar cumplimiento del requisito en el **PCR**.

Para la realización de la **simulación complementaria** del modo de regulación de tensión, dependiendo del punto en el que se vaya a evaluar este requisito, según el procedimiento, aplicarán diferentes tablas:

Procedimiento general y procedimiento particular Caso A.

Se realizará la secuencia de **simulaciones complementarias** indicada en la **Tabla 29** y **Tabla 30**.

U en bornas MPE [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q en PCR o BC (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,09 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-0,21±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-0,09 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,09 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		0,21±1,5%P _{max}		1 s		60 s
0,98	1,00		0,09 ±1,5%P _{max}		1 s		60 s
1,0	1,00		0,00 ± 1,5%P _{max}		1 s		5 s

Tabla 29. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento general y el específico Caso A.

U en bornas MPE [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q en PCR o BC (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,3±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		- 0,75*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-0,3±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,3*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,95	1,00		0,75*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		0,3*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,00 ± 1,5%P _{max}		1 s		60 s

Tabla 30. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento general y el específico Caso A.

*Estos valores de la columna “Q medida” podrían saturarse en función de la capacidad máxima de potencia reactiva del MGE.

** Si bien no aplica (N/A) en ese punto de operación porque se permiten respuestas de hasta 60 s, t₁ debe anotarse en la tabla.

Procedimiento particular Caso B.

La variación de estas pruebas respecto a las del subapartado anterior aplicables al procedimiento general y particular caso A es que la capacidad de potencia reactiva máxima del MPE es mayor, lo cual tiene una incidencia directa en el valor de la pendiente, que según indica el **Reglamento**, se refiere a la potencia reactiva máxima.

U en bornas MPE [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q en BC (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,11 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-0,29±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-0,11 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,29 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		0,11±1,5%P _{max}		1 s		60 s
0,98	1,00		0,09 ±1,5%P _{max}		1 s		60 s
1,0	1,00		0,00 ± 1,5%P _{max}		1 s		5 s

Tabla 31. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento específico Caso B.

U en bornas MPE [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q en BC (Q/P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,00 ±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,4*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-1,0*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-0,4*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,00 ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,4±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,95	1,00		1,00*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		0,4±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,00 ± 1,5%P _{max}		1 s		5 s

Tabla 32. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento específico Caso B.

*Estos valores de la columna “Q medida” podrían saturarse en función de la capacidad máxima de potencia reactiva del MGE.

** Si bien no aplica (N/A) en ese punto de operación porque se permiten respuestas de hasta 60 s, t₁ debe anotarse en la tabla.

5.8.3.4. Criterio de aceptación de la simulación complementaria del modo de regulación de tensión.

El **certificador autorizado** evaluará:

- Los resultados del ensayo de control de tensión de las **UGE**.
- Información de todos los **CAMGE** del **MPE** según lo dispuesto en el subapartado 4.6.
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores del **MPE** y de la red de conexión hasta el **PCR**.
- Los resultados de la **simulación complementaria** del control de tensión del **MPE**.

La **simulación complementaria** del control de tensión del **MPE** se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La salida de potencia reactiva, para cada valor de la pendiente y cada escalón de tensión en bornas del **MPE** indicados en la **Tabla 29** y **Tabla 30** o **Tabla 31** y **Tabla 32**, según sea el caso, se encuentra en el valor requerido, teniendo en cuenta que la desviación máxima será de un ±1,5% (Q/P_{max})
- El **MPE** deberá ser capaz de lograr un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo menor o igual al tiempo de respuesta especificado en las tablas anteriores, e indicado como t₁.
- La salida de potencia reactiva del **MPE** deberá estabilizarse en un tiempo menor o igual al tiempo de establecimiento especificado en las tablas anteriores, e indicado como t₂.
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión debe ser suficiente para comprobar el tiempo de establecimiento.

5.8.3.5. Simulación complementaria del control de factor de potencia.

Para la realización de la **simulación complementaria** del modo de control de factor de potencia, el **MPE** estará produciendo una potencia activa del 80% P_{max} . Se simularán los valores establecidos en la **Tabla 33** como consigna del factor de potencia, y se anotará la potencia reactiva salida del **MPE** así como el tiempo de estabilización.

Tal como se indica en el subapartado 5.7.3, el punto en el que la potencia reactiva debe ser medida será, por norma general, el **PCR** (procedimiento específico). No obstante, para aquellos **MPE** conectados a una red de conexión de la generación compartida con otros **MGE**, en aras de facilitar el proceso de supervisión de la conformidad se aceptará la evaluación en **BC** del **MPE** (procedimiento particular, Caso A y Caso B).

U en PCR	Factor de potencia consigna	Q esperada en PCR o BC (Q/P _{max})	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
1,05	0,95 inductivo	-26,24%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,96 inductivo	-23,28%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,97 inductivo	-20,00%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 inductivo	-16,24%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 inductivo	-11,36%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	1	0,00%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 capacitivo	11,36%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 capacitivo	16,24%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,97 capacitivo	20,00%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,96 capacitivo	23,28%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,95 capacitivo	26,24%	±1,5% P _{max}			60 s

Tabla 33. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia.

5.8.3.6. Criterio de aceptación de la simulación complementaria del control de factor de potencia.

El **certificador autorizado** evaluará:

- Los resultados del ensayo de control de factor de potencia de las **UGE**.
- Información de todos los **CAMGE** del **MPE** según lo dispuesto en el subapartado 4.6.
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores del **MPE** y de la red de conexión hasta el **PCR**.
- Los resultados de la **simulación complementaria** del control de factor de potencia del **MPE**.

La **simulación complementaria** del modo de control de factor de potencia se dará por válida cuando se den las condiciones siguientes:

- La salida de potencia reactiva del **MPE** para cada valor de factor de potencia y de tensión en el **PCR**, es igual al valor indicado en la **Tabla 33** se encuentra en el valor requerido, teniendo en cuenta que la desviación máxima será de un $\pm 1,5\%$ (Q/P_{\max}).
- La salida de potencia reactiva del **MPE** deberá estabilizarse en un tiempo menor o igual al tiempo especificado en la **Tabla 33**.
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión debe ser suficiente para comprobar el tiempo de establecimiento.

5.8.4. Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE

En el caso de que el **propietario** del **MPE** no disponga o no desee utilizar los **certificados de equipo** para **UGE** y **CAMGE** para este requisito técnico, será necesario que se realicen los ensayos descritos en el subapartado 5.8.2 así como las **simulaciones complementarias** descritas en el subapartado 5.8.3. Si se cumplen los criterios de aceptación descritos en ambos subapartados, el **certificador autorizado** emitirá un **certificado** del **MPE** para este requisito.

5.9. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES

5.9.1. Objetivo

El objetivo es verificar que **MGES** es **capaz de amortiguar oscilaciones de potencia**¹⁰: de frecuencia superior a 0,1 Hz, a través de un estabilizador de potencia (**PSS**), conforme a lo indicado en:

- Artículo 19.2 del **Reglamento**.
- Artículo 5.2.2.2 de [2].

En virtud del artículo 53 del **Reglamento**, la **conformidad del MGES** de este requisito se podrá realizar a través de **simulación**, tanto a nivel **UGE** como **MGES**, o a través de **certificado de equipo** basado en la metodología de evaluación descrita indicado en el subapartado 5.9.4, siendo necesario, en el caso de que el **propietario** del **MGES** opte por certificado de equipo, que los informes de simulación utilizados por el **certificador autorizado** sean remitidos de forma íntegra al **GRT** para su información.

Por defecto, la evaluación de este requisito será **a nivel de UGE**, a menos que el **propietario** del **MGES** declare la existencia de un control jerárquico de orden superior a nivel **MGE** que tenga impacto sobre la función del **PSS**. En virtud a lo dispuesto en [2] al respecto, este requisito será de aplicación a todos los **MGES** con **capacidad máxima** superior a 50 MW.

Para la evaluación del requisito técnico, el **propietario** del **MGES** proporcionará al **GRT** un informe que contenga un estudio del ajuste del **PSS** mediante un análisis modal que deberá haber sido realizado con un modelo del **MGES** que deberá contener los módulos indicados en el artículo 15.6.c.ii del **Reglamento** y que haya sido certificado según el apartado 6.

Si la evaluación del requisito por parte del **GRT** ha resultado positiva, el **GRT** emitirá un escrito de conformidad al **propietario** del **MGE**, que no formará parte del **certificado final** de **MGE**, pero que será necesario aportar para obtener la **FON** (dentro de "Otros" en la **Figura 3**) de la misma manera que el **certificado final** de **MGE**.

5.9.2. Método de simulación

El análisis modal consiste en el cálculo de los modos de oscilación de un sistema dinámico. Estos modos se pueden representar en el plano complejo S (**Figura 14**) a través de un valor propio complejo, de la forma $\sigma \pm j\omega$. La parte real σ , se representa en abscisas y la parte imaginaria ω , en ordenadas. A partir de dichos valores podemos calcular su frecuencia de oscilación y su amortiguamiento.

La frecuencia de oscilación se define como:

$$f = \omega / 2\pi$$

Y se define el amortiguamiento como:

$$\zeta = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

¹⁰ Como aclaración, las oscilaciones de potencia que debe amortiguar el **PSS** serán electromecánicas, ya que podrían existir oscilaciones de potencia de naturaleza no electromecánica que no puedan ser amortiguadas con el **PSS**.

En el caso de que σ sea negativo, es decir, el valor propio correspondiente se sitúe en la mitad izquierda del plano complejo "S", la oscilación será amortiguada. En el caso de que la parte real sea positiva, la oscilación será no amortiguada y el modo será, por tanto, inestable.

Sobre el plano complejo "S" se pueden representar rectas que pasan por el origen y tienen diferente inclinación. Dichas rectas muestran, según su pendiente, distintos valores de amortiguamiento (-3% y -5% en la **Figura 16** y la **Figura 17**). Los modos del sistema situados a la izquierda de dichas rectas presentarán un amortiguamiento mayor que dichos valores de referencia.

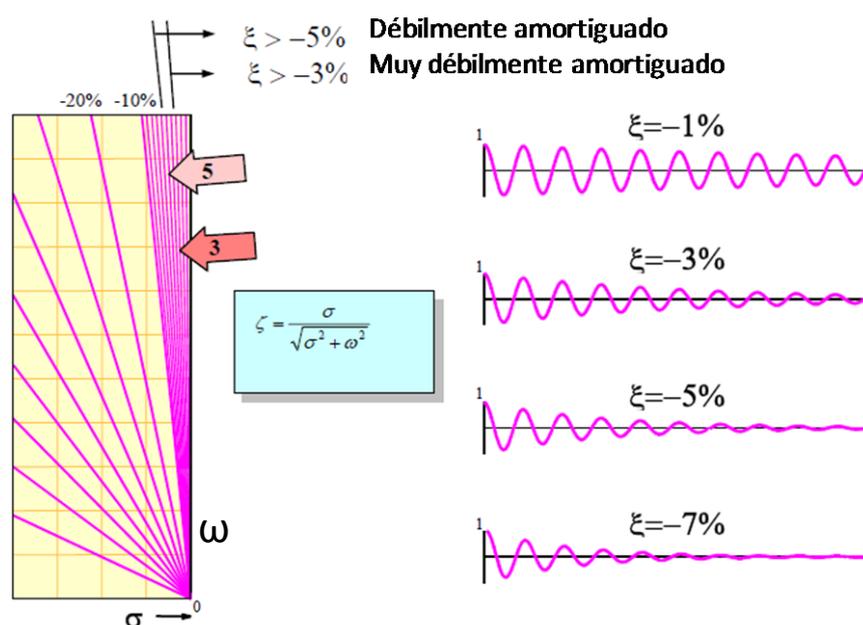


Figura 14. Modos de oscilación en el plano complejo "S".

El **GRT** evaluará el informe de ajuste del **PSS** y emitirá la conformidad del **MGES** con este requisito técnico al **propietario** del **MGES**.

Para llevar a cabo el estudio se diseña una red de compensación de fase del estabilizador que tendrá que anular el desfase entre la consigna del sistema de excitación y la potencia eléctrica del **MGES** para poder inyectar una señal adicional en fase con la potencia eléctrica. La magnitud de esta señal adicional depende de la ganancia del estabilizador, la cual determinará el amortiguamiento.

Para reproducir la oscilación inter-área más lenta se utiliza el sistema de prueba de dos **MGES** conectados a través de los transformadores de grupo y una línea eléctrica. La oscilación inter-área se reproduce con un valor elevado de la reactancia de la línea de interconexión. Por el contrario, se puede reproducir la oscilación local reduciendo la reactancia de la línea. Se ha desarrollado un sistema de prueba formado por dos **MGES** conectados a través de los transformadores de **MGES** y de una línea tal y como se representa en la **Figura 15**.

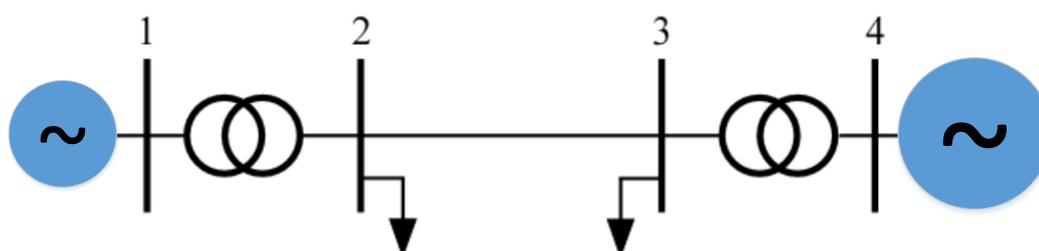


Figura 15. Diagrama unifilar del caso ejemplo de dos MGES.

El **MGES** en el nudo 1 representa el **MGES** a analizar, mientras que el **MGES** en el nudo 4 representa el sistema externo. La potencia base del **MGES** en el nudo 1 es de 1500 MVA y la potencia base del **MGES** en el nudo 4 de 5000 MVA. Es necesario respetar estas potencias base con el objetivo de reproducir de forma sistemática el rango de frecuencias de oscilación de interés. La línea eléctrica transporta 100 MW del nudo 1 al nudo 4. La **Tabla 34** y la **Tabla 35** proporcionan las características en régimen permanente de los generadores y de las cargas.

Generador	PG (MW)	Vt
1	1350	1.0
4	3900	1.0

Tabla 34. Datos de los MGE.

Carga	PL (MW)	QL (MVar)
2	1250	0.0
3	4000	0.0

Tabla 35. Datos de las cargas.

Para modelar la red de estudio en la herramienta de simulación seleccionada por el **propietario** del MGE, se considerará que la reactancia de la línea entre los nudos 2 y 3, X_l tendrá un valor variable, como se indica al final de este subapartado, siendo la base del sistema 100 MVA. Adicionalmente, la reactancia del transformador entre los nudos 3 y 4 tendrá un valor de 0,003 p.u. y la del transformador entre los nudos 1 y 2 será de 0,01 p.u.. En cualquier caso, el GRT podrá proporcionar la red de estudio al **propietario** del MGE en el formato de la herramienta de simulación que el **GRT** utilice.

El **MGE** que representa al sistema externo en el nudo 4 se modela con un alternador, un sistema de excitación y un regulador de velocidad y de turbina de vapor.

El alternador es un generador síncrono de rotor liso, cuyo modelo dinámico está disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 36**.

$$\begin{aligned}
 H &= 6,175s, D = 0, T'_{d0} = 8s, T''_{d0} = 0,03s, T'_{q0} = 0,4s, T''_{q0} = 0,05s \\
 x_d &= 1,8, x_q = 1,7, x'_d = 0,3, x'_q = 0,55, x''_d = x''_q = 0,25, x_l = 0,2 \\
 s_1 &= 0,0392, s_2 = 0,2227
 \end{aligned}$$

Tabla 36. Parámetros del modelo de alternador del MGE que representa el sistema externo.

El sistema de excitación está representado por el modelo IEEE tipo ST1 (conforme a la norma IEEE 421.5) disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 37**.

$$T_R = 0,01s, T_B = 10, T_c = 1, K_A = 200, T_A = 0$$

$$V_{imax} = 999, V_{imin} = -999, V_{Rmax} = 999, V_{Rmin} = -999, K_c = K_F = 0, T_F = 1$$

Tabla 37. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE que representa el sistema externo.

El sistema de regulación de velocidad y de turbina de vapor está representado por el modelo IEEE tipo 1 (IEEEG1) disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 38**.

$$K = 20, K_1 = 0,3, K_3 = 0,3, K_5 = 0,4, K_7 = 0$$

$$T_1 = T_2 = 0, T_3 = 0,1s, T_4 = 0,3s, T_5 = 7s, T_6 = 0,6s, T_7 = 0$$

$$K_2 = K_4 = K_6 = K_8 = 0, U_0 = 0.5, U_c = -0.5, P_{max} = 1, P_{min} = 0$$

Tabla 38. Parámetros del modelo del sistema de regulación de velocidad y de turbina de vapor del MGE que representa el sistema externo.

El diseño de un **PSS** depende del punto de funcionamiento alrededor del cual han sido linealizadas las ecuaciones diferenciales del sistema. Por lo tanto, la eficacia de un **PSS** puede verse afectada por el cambio del punto de funcionamiento del sistema. Además, el diseño de un **PSS** para un determinado modo puede afectar negativamente otros modos. Para garantizar un diseño robusto, se determina la ganancia así como la red de compensación de fase del **PSS** considerando varios modos que, cada uno de ellos, dependen de un punto de funcionamiento distinto.

Se modificará el valor de la reactancia de línea, X_L , entre 0,01 y 0,9 p.u. (con un paso suficientemente pequeño como para observar la evolución de los modos de oscilación, por ejemplo, 0,05 p.u.). Al aumentar esta reactancia, desde el valor inicial de 0,5 p.u., baja la frecuencia del modo de oscilación lento (inter-área), y al disminuir la reactancia, sucede lo contrario. De tal modo se debe conseguir un diseño robusto que amortigüe el modo inter-área sin deteriorar los modos locales (aquellos de frecuencia de oscilación entorno a 1Hz).

5.9.3. Criterio de aceptación de las simulaciones

El criterio utilizado para aceptar el ajuste del **PSS** será, una vez representada la evolución de los modos en el diagrama complejo, que la evolución de todos los modos, para diferentes valores de X_L , no rebasen la línea de amortiguamiento del 5% (hacia amortiguamientos inferiores), según se indica en la **Figura 16** y la **Figura 17**.

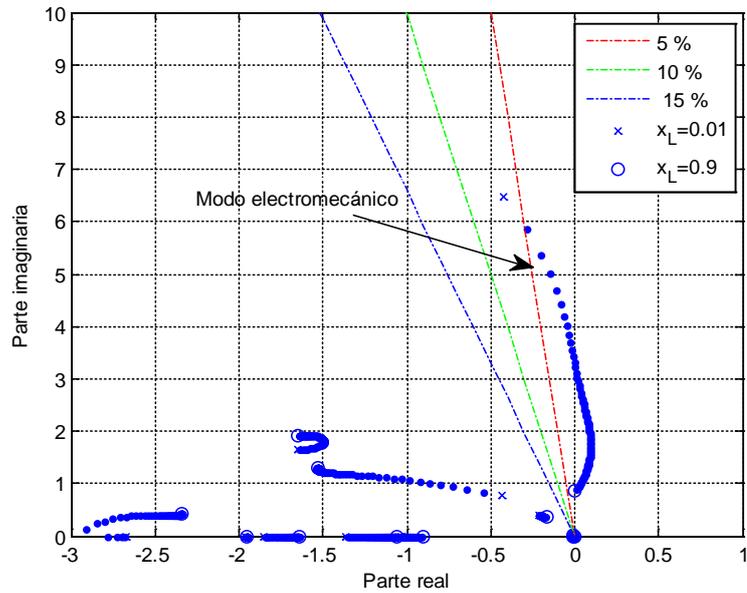


Figura 16. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento inferior al 5%. Resultado no aceptado.

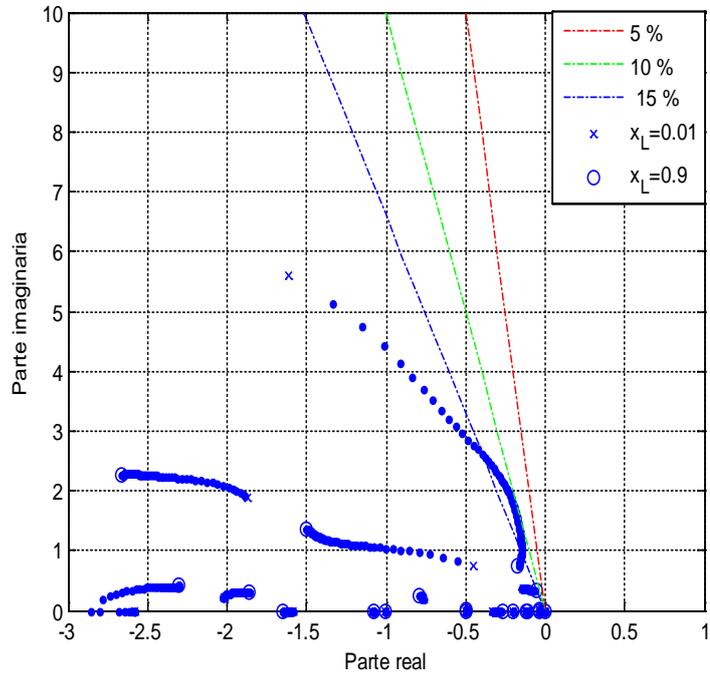


Figura 17. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento superior al 5%. Resultado aceptado.

5.9.4. Método de evaluación alternativo

El **GRT** aceptará el informe de evaluación del estabilizador basado en los requisitos de la norma IEEE 421.2 “Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems”, en su versión más reciente, siempre que el **PSS** amortigüe correctamente las oscilaciones de los rangos de frecuencia indicados anteriormente.

5.10. Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en MPE

5.10.1. Objetivo

El objetivo es verificar que, conforme a lo indicado en:

- Artículo 21.3.f del **Reglamento**.
- Artículo 5.2.3.5 de [2].

, el **MPE** es capaz de:

1. amortiguar oscilaciones de potencia de frecuencia superior a 0,1 Hz, a través de un sistema de control para tal efecto,
o, si no dispone de dicho sistema de control,
2. no deteriorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz.

En virtud del artículo 55 del **Reglamento**, la **conformidad del MPE** con este requisito se podrá realizar a través de **simulación**.

Por defecto, la evaluación de este requisito se realizará **a nivel de UGE**, a menos que el **propietario del MPE** declare la existencia de un **CAMGE** que tenga impacto sobre el **sistema de control para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia**.

En tanto en cuanto no se disponga de un procedimiento de evaluación de este requisito que se derive del resultado del grupo de trabajo que se establecerá al efecto, para la evaluación del requisito técnico el **propietario del MPE** proporcionará al **GRT** un informe que contenga:

1. Un estudio del ajuste del **sistema de control del MPE**, que incluya el **módulo destinado a amortiguar oscilaciones**, mediante simulaciones en el dominio del tiempo que muestren que se produce un incremento en la magnitud de la potencia activa o reactiva, en función de la variación de frecuencia, al activar este control y que ante la simulación de una perturbación que provoque oscilaciones de las frecuencias comprendidas entre 0,1 Hz y 1,5 Hz, el control contribuye a su amortiguamiento. Estas simulaciones deberán haber sido realizadas con un modelo del **MPE** que deberá contener los módulos indicados en el artículo 15.6.c.ii del **Reglamento** y que haya sido certificado según el apartado 6. Las simulaciones a realizar serán propuestas por el **propietario del MPE** y aprobadas por el **GRT**.

, o, si no dispone de dicho **módulo destinado a amortiguar oscilaciones**, se requerirá:

2. Un estudio del ajuste del **sistema de control del MPE** mediante un análisis modal que deberá haber sido realizado con un modelo del **MPE**, tal y como se describe a continuación en el subapartado 5.10.2, que deberá contener los módulos indicados en el artículo 15.6.c.ii del **Reglamento** y que haya sido certificado según el apartado 6 o, si se justifica ante el **GRT** que existen restricciones derivadas de la incompatibilidad del software de simulación con el modelo y dicha justificación es aceptada por el **GRT**, se realizarán simulaciones en el dominio del tiempo de la misma manera que se ha descrito en el punto anterior.

El **GRT** evaluará el informe de ajuste del sistema de control para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia.. Si la evaluación del requisito por parte del **GRT** ha resultado positiva, el **GRT**

emitirá un escrito de conformidad al **propietario** del **MGE**, que no formará parte del **certificado final** de **MGE**, pero que será necesario aportar para obtener la **FON** (dentro de “Otros” en la **Figura 3**) de la misma manera que el **certificado final** de **MGE**.

5.10.2. Método de simulación

En el caso de no disponer de **módulo destinado a amortiguar oscilaciones**, el método de simulación será análogo al indicado en el subapartado 5.9.2 para **MGES**.

El objetivo del estudio es evaluar el impacto sobre los modos de oscilación de la incorporación del **MPE bajo estudio** en el sistema de la **Figura 15**, resultando el esquema de la **Figura 18**:

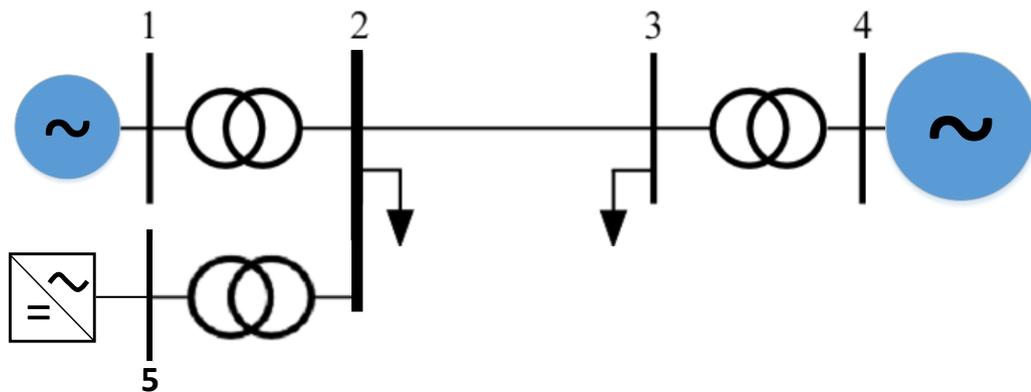


Figura 18. Diagrama unifilar del caso de análisis del MPE.

Se efectuará un análisis comparativo, representando inicialmente en el diagrama complejo los modos de oscilación calculados con los **MGES** de los nudos 1 y 4, siendo el resultado aproximado el representado en la **Figura 18** y posteriormente se conectará el **MPE** al nudo 5, a través de su trafa de máquina conectado al nudo 2, y se realizará el mismo análisis, que también se representará en el plano complejo para proceder a su evaluación.

La potencia aparente instalada del **MPE** en el nudo 5 será 1500 MVA y generará 1350 MW, igual que el **MGES** del nudo 1. El exceso de potencia activa inyectada en el nudo 2, comparado con el caso sin el **MPE**, lo absorberá la carga del nudo 2.

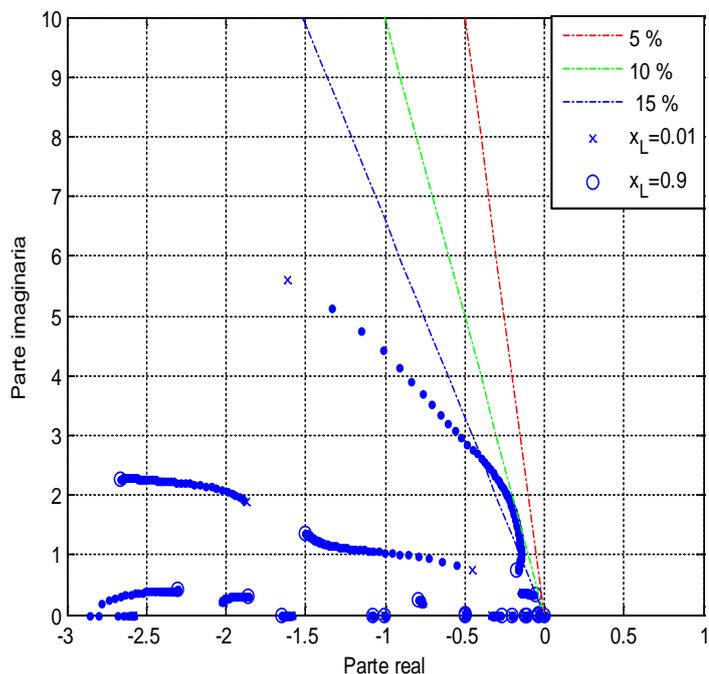


Figura 19. Variación de los modos de oscilación del sistema de estudio (MGES en nudo 1 y 4) al variar la reactancia de la línea.

Para efectuar este estudios, adicionalmente a los parámetros para modelos dinámicos del **MGES** del nudo 4 indicados en la **Tabla 36**, la **Tabla 37** y la **Tabla 38**, será necesario modelar un **MGES** en el nudo 1 cuya respuesta esté suficientemente bien amortiguada.

A continuación se proporcionan los parámetros del **MGES** del nudo 1 para los modelos del alternador, excitación y PSS.

El alternador es un generador síncrono de rotor liso, cuyo modelo dinámico está disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 39**.

$$H = 6,3s, D = 0, T'_{d0} = 6,47, T''_{d0} = 0,022, T'_{q0} = 0,61, T''_{q0} = 0,034$$

$$x_d = 2,135, x_q = 2,046, x'_d = 0,34, x'_q = 0,573, x''_d = x''_q = 0,269, x_l = 0,234$$

$$s_1 = 0,1275, s_2 = 0,2706$$

Tabla 39. Parámetros del modelo de alternador del MGE del nudo 1.

El sistema de excitación está representado por el modelo IEEE tipo ST4B (conforme a la norma IEEE 421.5) disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 40**.

$$T_R = 0,02, K_{PR} = 3,15, K_{IR} = 3,15, V_{RMAX} = 1, V_{RMIN} = -0,87$$

$$T_A = 0,02, K_{PM} = 1, K_{IN} = 0, V_{MMAX} = 1, V_{MMIN} = -0,87, K_G = K_I = 0, K_P = 6,5$$

$$V_{BMAX} = 8, K_C = -0,08, X_L = 0, \theta_P = 0$$

Tabla 40. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE del nudo 1.

El **PSS** está representado por el modelo IEEE tipo PSS2A (conforme a la norma IEEE 421.5) disponible en las librerías de cualquier herramienta de simulación comercial y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 41**.

$$T_{w1} = T_{w2} = 2, T_6 = 0, T_{w3} = 2, T_{w4} = 0, T_7 = 2, K_{s2} = 0,158$$
$$K_{s3} = 1, T_8 = 0, T_9 = 0,1, m = 5, n = 1, K_{s1} = 17,069, T_1 = 0,28$$
$$T_2 = 0,04, T_3 = 0,28, T_4 = 0,12, V_{sTmax} = 0,1, V_{sTmin} = -0,1$$

Tabla 41. Parámetros del modelo del PSS del MGE del nudo 1.

5.10.3. Criterio de aceptación de las simulaciones

El criterio para la evaluación del estudio descrito en el subapartado 5.10.2 considerará que el **MPE** no contribuye negativamente al amortiguamiento de los modos de oscilación comprendidos entre 0,1 Hz y 1,5 Hz si se dan las siguientes condiciones:

- La introducción de un **MPE** en el nudo 1 no introduce modos de oscilación nuevos con amortiguamiento inferior al 5%.
- No se reduce el amortiguamiento de los modos de oscilación existentes de la **Figura 19** en más de un 2%. En ningún caso los modos existentes reducirán su amortiguamiento por debajo del 5%.

En el caso de simulaciones en el dominio del tiempo, el informe mostrará la descomposición modal de cada una de las gráficas presentadas y serán aceptadas si los modos comprendidos entre 0,1 Hz y 1,5 Hz tienen amortiguamientos superiores al 5%.

5.11. Requisitos de robustez: Recuperación de potencia activa después de una falta, capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente de falta

5.11.1. Objetivo

El objetivo es verificar que el **MGE** es capaz de cumplir con los siguientes requisitos de robustez:

1. Soportar huecos de tensión, conforme a lo indicado en:
 - Artículos 14.3 y 16.3 del **Reglamento**.
 - Artículos 5.3.1.1 y 5.3.1.2 de [2].
 - Artículos 4 y 6 de [3].

En virtud de los artículos 51.3, 53.3, 54.4 y 56.3 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** de este requisito se deberá realizar a través de **simulación** o a través de **certificados de equipo**.

2. Contribuir a la recuperación de la potencia activa después de la falta, conforme a lo indicado en:
 - Artículo 21.3.d del **Reglamento**.
 - Artículo 5.2.3.3 de [2].

En virtud de los artículos 51.3, 53.3, 54.4 y 56.3 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** de este requisito se deberá realizar a través de **simulación** o a través de **certificados de equipo**.

3. Inyectar rápidamente corriente de falta en caso de faltas, conforme a lo indicado en:
 - Artículo 21.3.d del **Reglamento**.
 - Artículo 5.2.3.3 de [2].
 - Artículo 10 de [3].

En virtud de los artículos 51.3, 53.3, 54.4 y 56.3 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** de este requisito se deberá realizar a través de **simulación** o a través de **certificados de equipo**.

Las simulaciones pertinentes las realizará una **entidad acreditada** utilizando un modelo certificado conforme al apartado 6, en el que se describen los ensayos necesarios para la validación del modelo.

De cara a la evaluación de los requisitos relacionados con la robustez, en el caso de que no haya sido posible su cumplimiento por prueba como se indica en el subapartado 5.11.2, será necesario disponer de un modelo certificado que permita representar el comportamiento del **MGE** con precisión para realizar las simulaciones de conformidad especificadas en dichos subapartados. Debido a las limitaciones técnicas existentes a la hora de realizar ensayos de huecos de tensión y relativos (recuperación de potencia activa tras la falta e inyección rápida de corriente reactiva) en **UGE** de **MGES** de potencias superiores o iguales a 5 MW, el esquema que se seguirá es el siguiente, indicado en la **Figura 20**. En el caso de que los ensayos indicados en el subapartado 5.11.2.2.1 hayan resultado favorables y por tanto la **UGE** cumpla con los requisitos de robustez, no se considerará necesario la realización de simulaciones para la evaluación de este requisito a nivel **MGE** como se detalla en el subapartado 5.11.3.

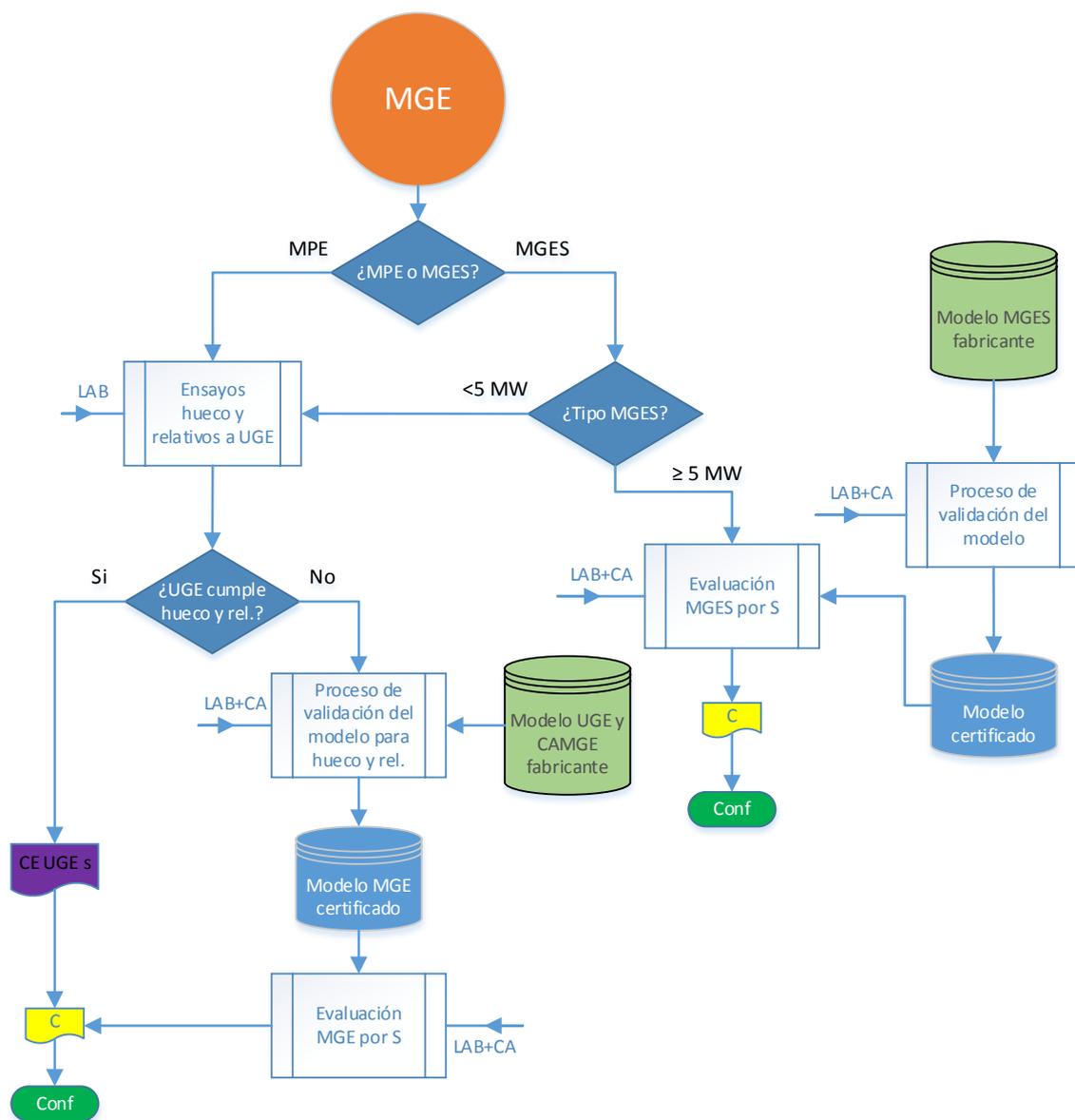


Figura 20. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.

A continuación se desarrolla la estructura presentada en el esquema de la **Figura 20**:

- Dado que los **MPE**, independientemente de su capacidad máxima, estarán formados en general por **UGE** de potencias inferiores a 5 MW, se realizarán ensayos de hueco de tensión (y relativos) a las **UGE**:
 - o Si la **UGE** cumple los requisitos técnicos especificados en los ensayos del subapartado 5.11.2, el **certificador autorizado** emitirá un certificado de equipo de **UGE** para simulación de los requisitos de hueco y relativos. Por tanto, en el subapartado 5.11, como así se indica de forma explícita, no será necesaria la realización de simulaciones adicionales para evaluar el cumplimiento de estos requisitos. El cumplimiento a nivel **UGE** de estos requisitos equivaldrá al cumplimiento a nivel **MPE**.

- Si la **UGE** no cumple con los requisitos técnicos especificados en los ensayos, será necesario que disponga de un **CAMGE** para poder cumplirlos a nivel **MPE**. En este caso se requerirán modelos certificados de **UGE** y **CAMGE** para poder construir el modelo del **MPE** con el que se realizarán las simulaciones de conformidad de estos requisitos, como se indica en el subapartado 5.11. Los modelos de **UGE** y **CAMGE** podrán tener límites de aplicación fuera de los cuales dejan de ser válidos, por ejemplo, una tensión mínima de aplicación. El **certificador autorizado** verificará que las magnitudes en bornas de las **UGE** y **CAMGE** están dentro de los límites anteriores.
- En el caso de **MGES**:
 - Si es de P_{\max} menor de 5 MW, seguirá el proceso del **MPE**.
 - Los **MGES** de P_{\max} mayor o igual a 5 MW, formados por **UGE** de capacidad máxima igual o superior a 5 MW deberán proporcionar un modelo de simulación certificado (en base a los criterios establecidos en el subapartado 6.2.2) para que efectuar las simulaciones de conformidad que permitan evaluar los requisitos técnicos.

5.11.2. Método de ensayo

La definición y condiciones en las que se realizará el ensayo dependerán del objetivo que se pretenda con la prueba. Así pues, los ensayos podrán ser utilizados para:

- La validación de modelo de simulación, según el apartado 6, o bien
- para el cumplimiento directo del requisito técnico, que se describen en este subapartado.

Los ensayos que se describen a continuación, tal como se ha indicado anteriormente, están destinados a evaluar si la **UGE** cumple con los requisitos de robustez.

En este subapartado se especifican las condiciones y criterios de validez del ensayo en campo o en banco de ensayo, así como la definición de los equipos necesarios para realizar esta prueba. Asimismo, se precisan las medidas requeridas a efectuar para determinar los parámetros característicos de la respuesta ante huecos de la **UGE** que se va a evaluar.

Los procesos descritos en este subapartado son válidos para **UGE** de cualquier potencia con una conexión trifásica a una red eléctrica.

Las medidas se utilizarán para verificar los parámetros característicos de la respuesta ante huecos de tensión en todo el intervalo de funcionamiento de la **UGE** ensayada.

Las características medidas son únicamente válidas para la **UGE** ensayada. En caso de considerar ésta como **UGE** tipo, variaciones en la configuración o del control que pudieran afectar a su respuesta frente a huecos de tensión cambiarían la consideración de tipo y requerirán ensayos adicionales.

5.11.2.1. Equipo de ensayo

Se recomienda la utilización del equipo de ensayo indicado en cualquiera de las siguientes referencias:

- Subapartado 6.1 de [4].
- Subapartado 7.5 de [5].
- Subapartado 4.6.1.2 [6].

5.11.2.2. Tipos de ensayos sobre UGE

En cualquiera de los dos tipos de **MGE** a los que pertenezca la **UGE**, **MPE** o **MGES**, la **UGE** completa deberá ser ensayada en campo o en banco de ensayos y se efectuará considerando los puntos de operación definidos en la **Tabla 42** para **UGE** de **MPE** y en la **Tabla 48** para **UGE** de **MGES**.

La **UGE** a ensayar se conectará a la red a través del equipo de ensayo, que será capaz de producir el hueco de tensión mediante la aplicación de un cortocircuito, según se describirá en el procedimiento de ensayo. La evolución de la tensión durante los ensayos deberá permanecer por encima de la curva indicada en la **Figura 21**, considerando los márgenes de tolerancia indicados:

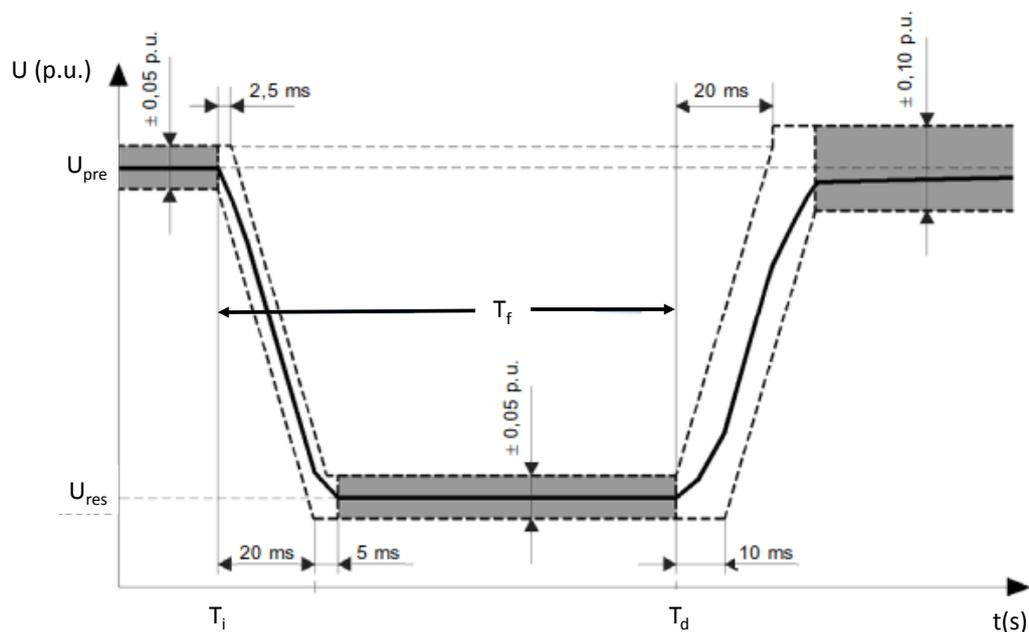


Figura 21. Ensayo de hueco. Tensiones y tiempos. Tolerancias.

Las tolerancias indicadas en la **Figura 21** relativas a la tensión se expresan en p.u. de la tensión previa a la falta (U_{pre}). También se define el tiempo de ocurrencia de la falta: T_i , y el de finalización, cuando la tensión se encuentre en una banda del 10%.

Los ajustes y esquemas de protección para faltas eléctricas internas no deberán comprometer la capacidad para soportar huecos de tensión.

5.11.2.2.1. Ensayos a realizar en UGE de MPE

Se ensayará en campo la **UGE** del **MPE** considerando los puntos de operación indicados en la **Tabla 42**:

Carga	Potencia activa registrada (en campo o banco de ensayo)	Potencia reactiva registrada
Carga parcial (p_{med})	10%-50% P_{max}	Tabla 43 y Tabla 44
Plena carga	>90% P_{max}	Tabla 43 y Tabla 44
Carga mínima (p_{min})	<10% P_{max} *	Tabla 43 y Tabla 44

Tabla 42. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MPE.

* En caso de realización de ensayo en campo donde no se puede regular el recurso primario, se permite la limitación por control para estar en el rango de potencia exigido

La **entidad acreditada** deberá confirmar que en los ensayos no se ha buscado un instante concreto de ocurrencia y despeje del cortocircuito, ni tampoco un factor de potencia tal que fueren especialmente favorables a la permanencia de la **UGE** acoplada durante el hueco de tensión. No obstante, se especifica para cada ensayo el valor de la potencia reactiva que debe estar generando o consumiendo la **UGE**.

Se generarán varios huecos de tensión, correspondientes al requisito establecido en la **Figura 22** y la **Figura 23**, que se numerarán conforme a la primera columna de la **Tabla 43** y la **Tabla 44**, "Tipo de ensayo", y se deberá comprobar posteriormente si los registros indicados en las tablas del subapartado 5.11.2.2.2 cumplen los criterios de aceptación. Se realizarán **2 ensayos consecutivos** correspondientes a cada tipo (o categoría) de ensayo.

Para evaluar el tiempo de respuesta en la situación más desfavorable el ajuste de cambio abrupto de tensión para las pruebas deberá estar parametrizado en 0,15 p.u..

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}	K^{11}
$U5TP_{max}$	5% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 200	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U5TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U5BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U5BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U40TP_{max}$	40% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 850	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U40TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U40BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U40BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U75TP_{max}$	75% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 1340	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U75TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U75TP_{med}Q_{max}^{12}$					Q_{max}/P_{max}	$K=3,5$
$U75TP_{med}Q_{min}^{13}$				Q_{min}/P_{max}	$K=3,5$	
$U75TP_{min}$			P_{min}^*	$0 \pm 10\%$	$K=6$	
$U75BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U75BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	$K=3,5$
$U75BP_{min}$				P_{min}^*	$0 \pm 10\%$	$K=6$

Tabla 43. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE < 110 kV.

*En caso de realización de ensayo en campo donde no se puede regular el recurso primario, se permite la limitación por control para estar en el rango de potencia exigido.

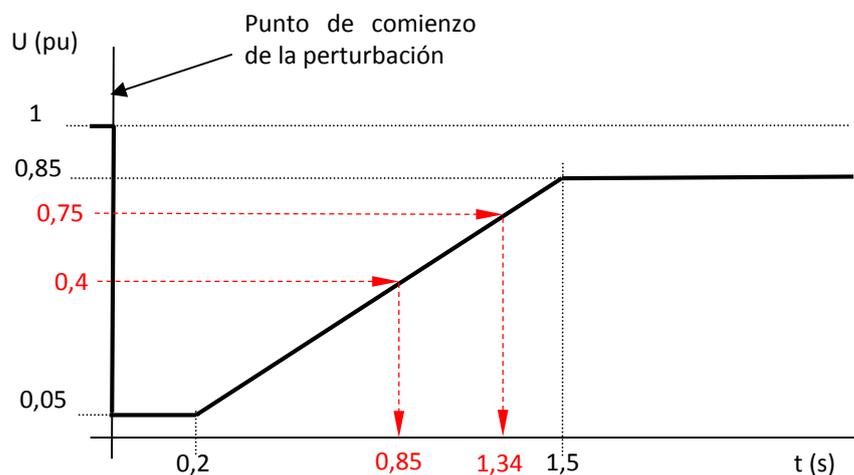


Figura 22. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE por debajo de 110kV.

¹¹ Según [2]: K se refiere a K_1 o K_2 , que son las ganancias del control de la inyección de corriente rápida, ajustables entre 2 y 6 p.u. El valor por defecto de K_1 y K_2 será de 3,5 salvo indicación expresa del operador del sistema.

¹² Q_{max} es la máxima capacidad de inyección de reactiva de la UGE

¹³ Q_{min} es la mínima capacidad de inyección de reactiva de la UGE

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}	K
$U_{0TP_{max}}$	0% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 150	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{0TP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{0BP_{max}}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{0BP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{40TP_{max}}$	40% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 830	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{40TP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{40BP_{max}}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{40BP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{75TP_{max}}$	75% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 1340	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{75TP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{75TP_{med}Q_{max}}$					Q_{max}/P_{max}	K=3.5
$U_{75TP_{med}Q_{min}}$					Q_{min}/P_{max}	K=3.5
$U_{75TP_{min}}$				P_{min}^*	$0 \pm 10\%$	K=6
$U_{75BP_{max}}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{75BP_{med}}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3.5
$U_{75BP_{min}}$				P_{min}^*	$0 \pm 10\%$	K=6

Tabla 44. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE ≥ 110 kV

*En caso de realización de ensayo en campo donde no se puede regular el recurso primario, se permite la limitación por control para estar en el rango de potencia exigido.

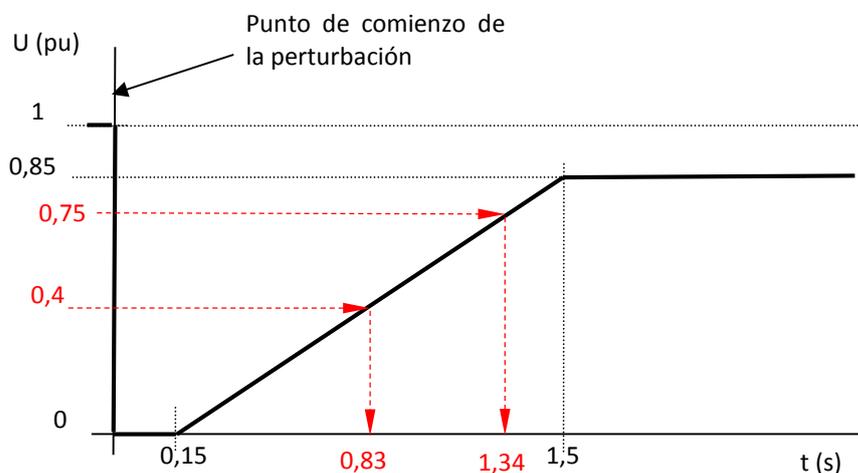


Figura 23. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE conectado a 110 kV o por encima de este nivel.

5.11.2.2.2. Documentación de los ensayos a MPE

Se utilizará la metodología de medida de potencia activa, potencia reactiva y tensión especificada en [5].

Se considerarán las siguientes definiciones, relativas a tiempos, en el hueco de tensión:

- t_0 : Inicio del registro de datos.
- t_i : Tiempo en el que la secuencia positiva de la tensión baja por debajo de 0,85 p.u. o se detecta corriente en la rama de cortocircuito (valor mayor que 0,01 p.u.).
- t_a : Tiempo de activación. Tiempo en que se considera que la UGE ha reaccionado el hueco. Para medirla se utilizara el tiempo desde t_i hasta que la respuesta de inyección rápida de corriente tiene una variación mayor de un 5% de la corriente reactiva nominal respecto de su valor medio en t_i-60s hasta t_i .
- t_r : Tiempo de respuesta. Tiempo contado tras t_a hasta que la inyección rápida de corriente llega al 90% de su valor objetivo.
- t_e : Tiempo de establecimiento. Tiempo contado tras t_a hasta que la inyección rápida de corriente entra por última vez dentro de la banda de tolerancia del 5% de la corriente reactiva nominal alrededor de su valor objetivo.
- t_d : Tiempo en el que la secuencia positiva de la tensión sube por debajo de 0,85 p.u.
- t_f : Final del registro de datos.

Estos tiempos cumplirán con los siguientes requisitos:

- El tiempo de grabación pre-falta (t_i-t_0) deberá ser como mínimo de 60 segundos.
- El tiempo de falta (t_d-t_i) será igual o mayor a los especificados en la **Tabla 45**, **Tabla 46** y **Tabla 47**.
- El tiempo de grabación post-falta (t_f-t_d) deberá ser como mínimo 6 segundos o hasta que se aprecie una respuesta amortiguada.

Se aportará la siguiente documentación, recogida en las tablas siguientes, por cada uno de los ensayos realizados con el objetivo de evaluar si es válido el ensayo de **UGE** para cumplimiento directo de los requisitos técnicos de robustez, en función de los criterios establecidos para cada requisito técnico de robustez, en particular, indicados en los subapartados siguientes.

	Magnitud	Descripción
Información General	Tipo de ensayo	
	Tipo de falta	
	Ocurrencia de la falta t_i	
	Despeje de la falta t_d	
	Duración de la falta	
	Tiempo de registro t_f	

Tabla 45. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (I).

	Magnitud	Secuencia	Referencia de tiempos
<p>PRE-FALTA: Información registrada previa a la operación de realización de la falta para generar el hueco (t_i)</p>	Tensión (p.u.)	Pos.	1) t_i -60s hasta t_i 2) t_i -500ms hasta t_i -100ms 3) t_i -1s hasta t_i
		Neg.	1) t_i -60s hasta t_i 2) t_i -500ms hasta t_i -100ms 3) t_i -1s hasta t_i
	Intensidad (p.u.)	Pos.	t_i -500ms hasta t_i -100ms
	Intensidad reactiva	Pos.	t_i -60s hasta t_i
		Pos.	t_i -1s hasta t_i
		Neg.	t_i -1s hasta t_i
	Intensidad activa	Pos.	t_i -1s hasta t_i
	Potencia activa	Total	t_i -10s hasta t_i
		Total	t_i -2s hasta t_i
		Pos.	t_i -500ms hasta t_i -100ms
	Potencia reactiva	Pos.	t_i -500ms hasta t_i -100ms
Velocidad del viento (si UGE eólica)	-	t_i -2s hasta t_i	

Tabla 46. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (II).

	Magnitud	Secuencia	Referencia de tiempos
FALTA: Información registrada durante la falta (t_i - t_d)	Factor K	Pos. (K_1)	
		Neg. (K_2)	
	Tiempo de activación (t_a)	Pos.	
	Tiempo de respuesta (t_r)	Pos.	
		Neg.	
	Tiempo de establecimiento (t_e)	Pos.	
		Neg.	
	Tensión (p.u.)	Pos.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
		Neg.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
	Intensidad reactiva	Pos.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
		Neg.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
	Intensidad aparente	Pos.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
		Neg.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
	Potencia activa	Total	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
		Pos.	t_i+100 ms hasta t_d-20 ms
	Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica). Valores máximos instantáneos de intensidad	Fases 1, 2 y 3	t_i+20 ms
	Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica).	Fases 1, 2 y 3	t_i+20 ms
Fases 1, 2 y 3		t_i+100 ms	
Fases 1, 2 y 3		t_i+150 ms	
Fases 1, 2 y 3		t_i+300 ms	
Fases 1, 2 y 3		t_i+500 ms	
Fases 1, 2 y 3		t_i+1000 ms	
Capacidad de soportar el hueco	Permanece conectado	Si/No	
POST-FALTA: Información registrada tras el despeje de la falta (t_d) hasta el final del tiempo de registro (t_r)	Potencia activa	Total	t_d+1 s hasta t_d+10 s
	Velocidad del viento (si UGE eólica)	-	t_d+1 s hasta t_d+10 s
	t_e de la Potencia activa	Pos.	
	Capacidad sobretensión transitoria	Permanece conectado	Si/No

Tabla 47. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (III).

5.11.2.2.3. Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión

Adicionalmente a la información proporcionada en la **Tabla 45**, en la **Tabla 45** y en la **Tabla 46**, para evaluar si la UGE ha soportado sin desconexión cada hueco de tensión se tendrá en cuenta lo siguiente:

Punto de operación: Para cada categoría de ensayo es condición necesaria que la potencia activa y reactiva registradas previa a la realización del hueco de tensión esté dentro del intervalo que define carga parcial y plena carga.

Continuidad de suministro:

Para UGE eólica:

El ensayo en campo se realizará sobre toda la **UGE**.

Se realizarán **2 ensayos consecutivos** correspondientes a cada tipo (o categoría) de ensayo identificado en la primera columna de las tablas anteriores. Se verificará que no se produce desconexión de la **UGE** durante la aplicación del hueco de tensión en 2 ensayos consecutivos correspondientes a la misma categoría. En el caso que se produzca al menos una desconexión en esta secuencia de ensayos (2 primeros ensayos consecutivos), se considerará válida la condición de continuidad de suministro sólo cuando en los 3 siguientes ensayos, correspondientes a la misma categoría, no se produce desconexión de la **UGE**. En el caso que se produzcan en esta última serie de ensayos alguna desconexión se dará como no válido el ensayo. En el caso de que la potencia activa de la **UGE** se encuentre fuera de los límites establecidos en las tablas anteriores para su ensayo correspondiente, y no haya desconexión de la **UGE**, se considerará no válido del ensayo pero no computará a efectos de considerarlo consecutivo, es decir, se desestimarás.

Para UGE fotovoltaica:

Se permite la utilización de banco de ensayo para realizar pruebas sobre la **UGE**, no es necesario la presencia de los paneles fotovoltaicos y en su lugar, se permite el uso de una fuente DC.

Si se produce desconexión de la **UGE** durante la aplicación del hueco de tensión, en alguno de **dos ensayos consecutivos** para cada categoría de ensayo, se dará como no superado el ensayo.

5.11.2.2.4. Criterios de evaluación del requisito de inyección rápida de intensidad reactiva

Tanto en los ensayos de falta bifásica como trifásica, las intensidades reactivas, en secuencia positiva y negativa, deben inyectarse según las figuras correspondientes en [2] y [3].

La nomenclatura, criterio de signos incluido, empleada en este subapartado en cuanto a tensiones e intensidades se corresponderá con la empleada en [2] y [3].

En aquellos casos en los que $U_{res} < 20\%$ y haya bloqueo de la electrónica de potencia como se indica en [2], no será necesario la comprobación de este requisito. Para las gráficas de inyección de corriente, se utilizará la intensidad aparente de secuencia positiva.

Para el cálculo de los factores K y los tiempos de respuesta (t_r) y establecimiento (t_e), la profundidad del hueco (tanto para falta bifásica como trifásica) se evaluará a partir de las tensiones de secuencia positiva y negativa durante un periodo de 100ms desde que ocurre la falta (t_i) hasta 20 ms antes de su despeje (t_d).

El incremento de corriente reactiva proporcionado por la **UGE** del **MPE** en caso de huecos de tensión vendrá determinado, para cada valor de K indicado en los ensayos (K_{set}), conforme a las tolerancias indicadas en la **Figura 24**¹⁴ y se denominará ΔI_{UGE} .

¹⁴ Existe equivalencia entre la Figura 24, y el tercer cuadrante de la figura 4-28 de [6] y la figura 18 de [9]. No obstante, se han adaptado las anteriores al convenio de signos de [2] y [3].

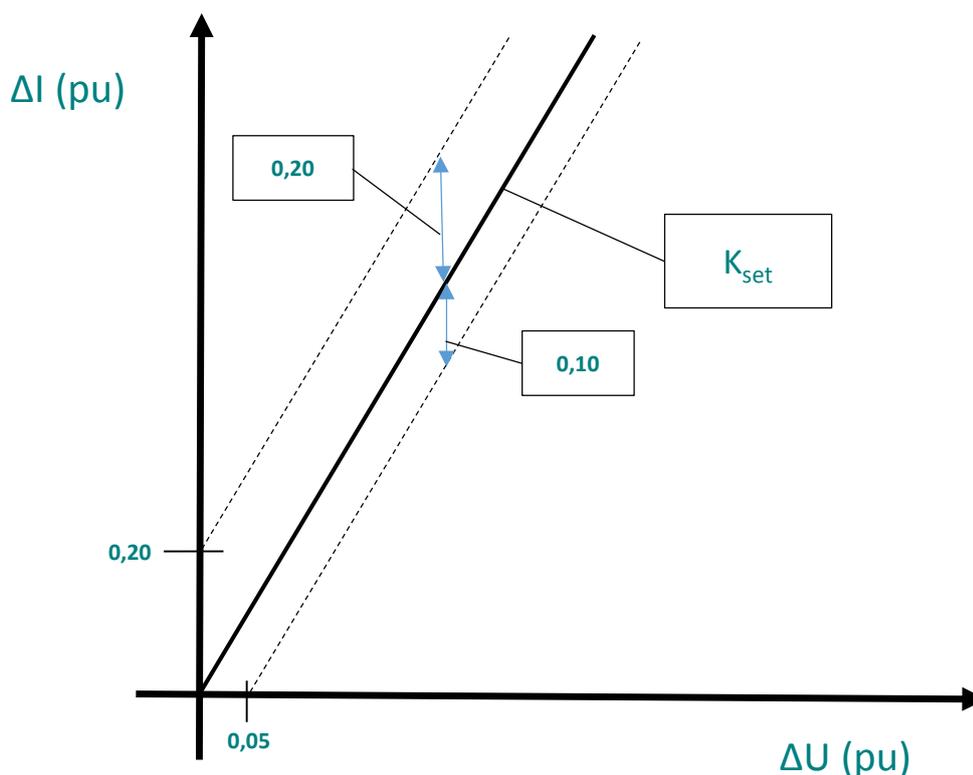


Figura 24. Tolerancias admisibles en la medida del incremento de la corriente rápida reactiva.

La UGE del MPE será capaz de inyectar el incremento de corriente requerida, considerando las tolerancias, determinado conforme a la **Figura 24** (ΔI_{UGE}), según los tiempos que se indican a continuación (ver **Figura 25**), siempre que no exista condición de bloqueo de la electrónica de potencia:

- El tiempo de retraso del inicio de la inyección/absorción de corriente (t_a)¹⁵ deberá ser como máximo de 20 ms.
- El tiempo de respuesta (t_r) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que alcanza el 90% de la respuesta requerida correspondiente al escalón en el error de la tensión deberá de ser como máximo de 30 ms.
- El tiempo de establecimiento (t_e) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que la respuesta permanece en la banda $\pm 5\%$ en torno a la respuesta requerida deberá ser como máximo de 60 ms.

De cara a la evaluación de estos tiempos, si para la detección del hueco se utilizó el método de detección de corriente en la rama de corto, se añaden hasta 20 ms para la comprobación de estos tiempos por motivos de cálculo de valor eficaz con valores promedio de 20 ms.

¹⁵ En [2] y [3] se ha utilizado t_i en lugar de t_a . En el subapartado 5.11.2.2.2 ya se ha utilizado t_i con otro fin.

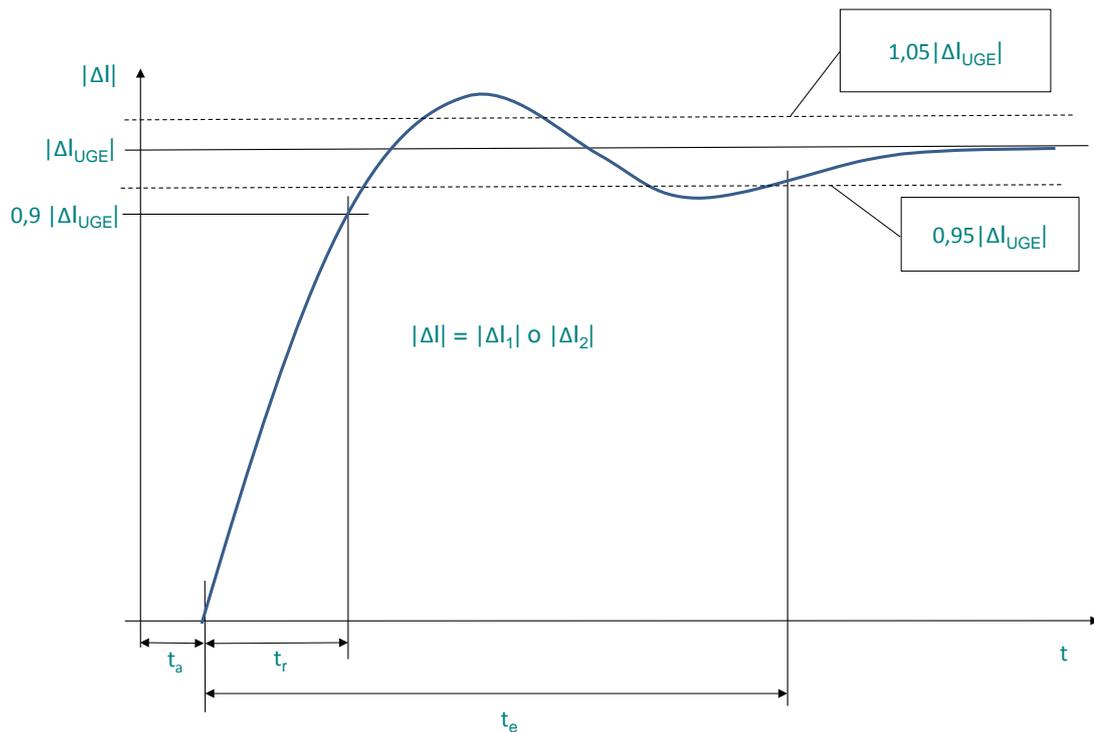


Figura 25. Ejemplo de respuesta representando los tiempos definidos para inyección de corriente rápida de falta.

5.11.2.2.5. Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión

Una vez finalizada la falta la potencia activa se deberá recuperar tan pronto como sea posible al objeto de mantener la estabilidad del sistema.

Como límite máximo, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, la recuperación de la potencia activa deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Si la U_{res} en bornas de la **UGE** no baja de 0,2 p.u., la **UGE** deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación (si el recurso primario lo permite) en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 p.u. y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación (si el recurso primario lo permite) en un tiempo inferior a 2 s adicionales, según la siguiente figura:

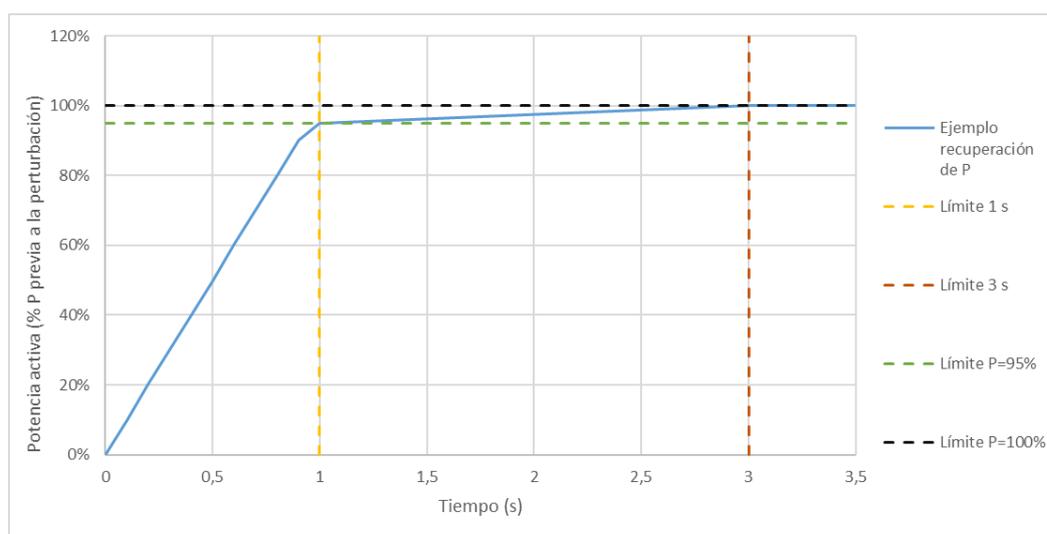


Figura 26. Representación de los límites de la recuperación de potencia activa después de una falta en la que la tensión residual es igual o mayor que el 0,2 p.u.

- Si la U_{res} en bornas de la **UGE** baja de 0,2 p.u., la **UGE** deberá alcanzar el 95% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 s una vez la tensión alcance o supere 0,85 p.u. y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 s adicionales, según la siguiente figura:

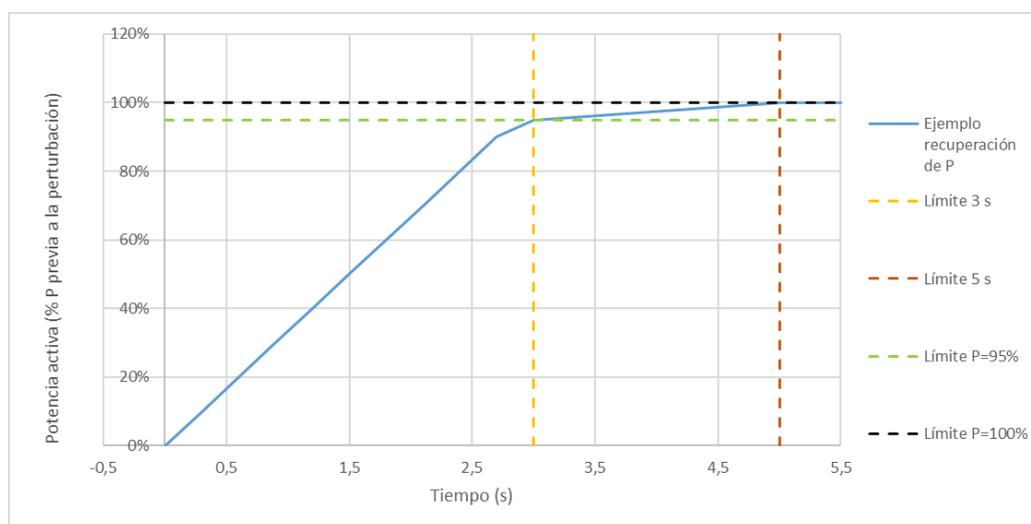


Figura 27. Representación de los límites de la recuperación de potencia activa después de una falta en la que la tensión residual es menor que el 0,2 p.u.

El error máximo admisible para la potencia activa será de un 5% respecto de la P_{max} a efectos de la evaluación de este requisito técnico.

Si no se cumple el requisito debido que la tensión no se recupera con la suficiente rapidez, entonces la **UGE** deberá estar entregando al menos la corriente nominal.

A los efectos de cumplimiento de este requisito en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. Adicionalmente, deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

5.11.2.2.6. Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias

Se evaluará el cumplimiento del requisito del subapartado 5.3.3.3 de [2] con los registros de tensión indicados en las tablas de los subapartados 5.11.2.2.2 tras el despeje de la falta, es decir, entre t_d y t_f . En este sentido, se reflejará en el informe lo indicado en la **Tabla 47** al respecto.

5.11.2.2.7. Ensayos a realizar en MGES

Se ensayará en campo la **UGE** considerando los puntos de operación indicados en la **Tabla 48**:

	Potencia activa registrada	Potencia reactiva registrada
CARGA PARCIAL	$P_{min}-60\% P_{max}$	Máximo consumo de Q según diagrama PQ (Q_{min}/P_{max})
PLENA CARGA	$100\% P_{max}$ (>90% en campo)	Máximo consumo de Q según diagrama PQ (Q_{min}/P_{max})

Tabla 48. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MGES.

La **entidad acreditada** deberá confirmar que en los ensayos no se ha buscado un instante concreto de ocurrencia y despeje del cortocircuito, ni tampoco un factor de potencia tal que fueren especialmente favorables a la permanencia de la **UGE** acoplada durante el hueco de tensión. No obstante, se especifica para cada ensayo el valor de la potencia reactiva que debe estar generando o consumiendo la **UGE**.

Se generarán varios huecos de tensión, correspondientes al requisito establecido en la **Figura 28** y la **Figura 29**, que se numerarán conforme a la primera columna de la **Tabla 49** y la **Tabla 50**, "Tipo de ensayo", y se deberá comprobar posteriormente si los registros indicados en las tablas del subapartado 5.11.2.2.2 cumplen los criterios de aceptación. Se realizarán **2 ensayos consecutivos** correspondientes a cada tipo (o categoría) de ensayo.

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}
$U5TP_{max}$	5%Un ($\pm 5\%$)	≥ 150	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U5TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U5BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U5BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U40TP_{max}$	40%Un ($\pm 5\%$)	≥ 150	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U40TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U40BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U40BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U75TP_{max}$	75%Un ($\pm 5\%$)	≥ 750	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U75TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U75BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U75BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}

Tabla 49. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES < 110 kV.

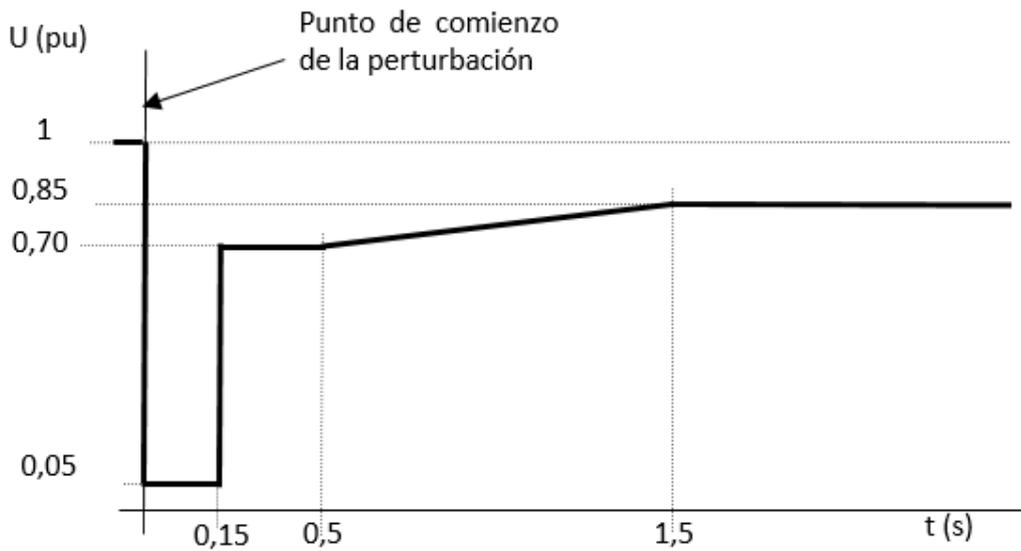


Figura 28. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES por debajo de 110kV.

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}
$U15TP_{max}$	00% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 150	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U15TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U15BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U15BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U25TP_{max}$	25% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 270	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U25TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U25BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U25BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U75TP_{max}$	75% $U_n (\pm 5\%)$	≥ 750	Trifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U75TP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U75BP_{max}$			Bifásico	Plena	Q_{min}/P_{max}
$U75BP_{med}$				Parcial	Q_{min}/P_{max}

Tabla 50: Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES ≥ 110 kV.

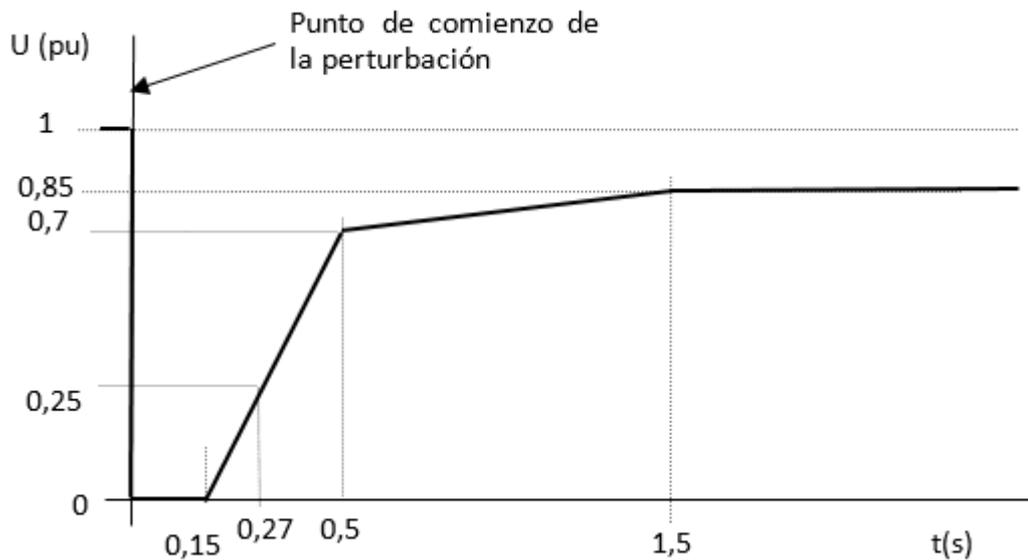


Figura 29. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel.

5.11.2.2.8. Documentación de los ensayos a MGES

Análogo a la documentación generada para el **MPE** en el subapartado 5.11.2.2.1. Con la salvedad de que será preciso añadir el ángulo de carga a las tablas del subapartado 5.11.2.2.2 y eliminar aquello que no sea de aplicación a **MGES**: velocidad de viento, factor K.

5.11.2.2.9. Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión

Análogo al subapartado 5.11.2.2.3.

5.11.2.2.10. Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión

Análogo al subapartado 5.11.2.2.5.

5.11.2.2.11. Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias

Análogo al subapartado 5.11.2.2.6.

5.11.3. Método de simulación y criterio de aceptación de las simulaciones

Tal como se ha indicado en el subapartado 5.11.1, sólo será necesario efectuar simulaciones para evaluar el comportamiento del **MGE** en el caso de que las **UGE** que constituyen el **MGE** no cumplan con los requisitos de robustez planteados en los ensayos para validar el modelo y necesiten de un **CAMGE** para cumplirlos.

Los modelos de simulación de elementos dinámicos de la instalación (**UGE** y/o **CAMGE**), una vez hayan sido obtenidos sus certificados, serán integrados dentro de un modelo de simulación del **MGE**. Utilizando este modelo, la **entidad acreditada** realizará la simulación del **MGE** evaluando la respuesta del mismo en **BC**.

Para la realización del estudio de simulación del **MGE** es preciso hacer uso de una herramienta que permita el modelado por fase de los componentes del sistema eléctrico, ya que se realizarán estudios dinámicos ante fallos equilibrados y desequilibrados. Dicha herramienta debe ser capaz de utilizar el modelo de **UGE** validado sin necesidad de realizar ninguna transformación del mismo.

La topología del sistema eléctrico que se utilizará para la realización de las simulaciones y la metodología de simulación se especifica en el subapartado 7.2 de esta **Norma Técnica**.

5.12. Arranque autónomo

5.12.1. Objetivo

Este ensayo es aplicable únicamente a **MGES (o UGE de MGES)** con capacidad de arranque autónomo, que vaya a prestar este servicio.

El objetivo de este ensayo es verificar que el **MGES (o UGE de MGES)** es capaz de ponerse en marcha hasta una potencia estable, desde su desconexión total sin suministro de energía eléctrica externo, en un tiempo inferior a 15 minutos, según lo establecido en:

- Artículo 15.5.a del **Reglamento**
- Artículo 5.4.2 de [2]
- Artículo 5 de [3]

En virtud del artículo 45 del **Reglamento**, la conformidad del **MGES** con este requisito se deberá realizar a través de **prueba**, tanto a nivel **UGE** como **MGES**, o a través de **certificados de equipo**.

Por defecto, la evaluación de este requisito será a nivel de **MGES**.

5.12.2. Método de ensayo

En este subapartado se detalla el procedimiento que se ha de llevar a cabo según la siguiente secuencia para evaluar la capacidad de arranque autónomo. Se considera el esquema de la **Figura 30** para la interpretación de la secuencia:

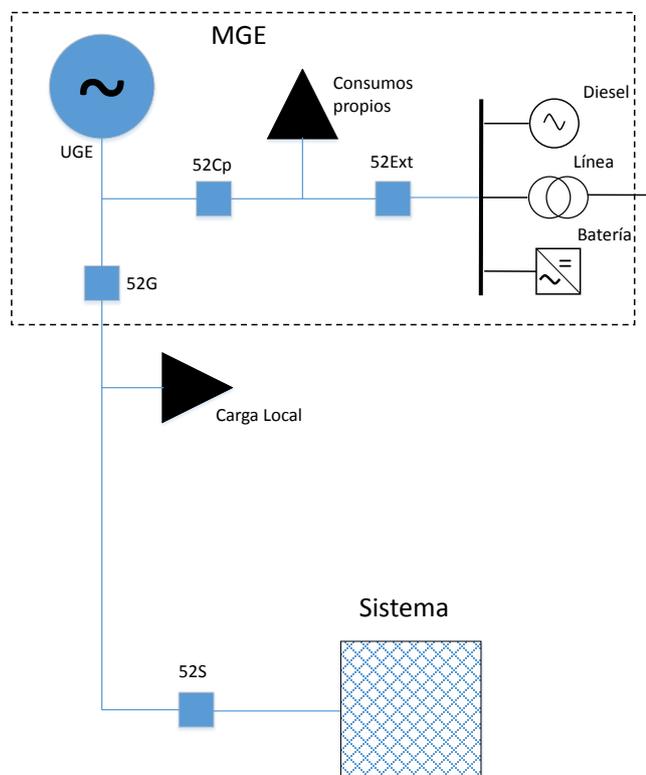


Figura 30. Esquema para arranque autónomo.

1. El **MGES** estará funcionando en carga y en sincronismo con el sistema. Los interruptores 52G, 52Cp y 52S se encuentran cerrados. El interruptor 52 Ext, que alimenta a los consumos propios desde una barra de auxiliares, que puede estar alimentada por ejemplo por: motor diésel, línea, batería, etc. se encuentra abierto.
2. Desconexión de todas las UGE del **MGES**, si existieran, que no se vayan a ensayar para prestar este servicio.
3. Desconexión de la carga (se abre el interruptor 52G) y apertura del interruptor 52Cp y de todas la fuentes alternativas que suministran energía eléctrica a los consumos propios del **MGES**.
4. Verificar la capacidad del **MGES** de conexión de los consumos propios del **MGES**. Cierre del interruptor 52Ext para
5. Arranque del **MGES**
6. Cierre del 52Cp y posterior cierre el 52G, o a la inversa, según especificaciones de los equipos. Apertura del 52Ext.
7. Sincronización del **MGES** con el sistema sin acoplarle carga.

Una vez realizada la sincronización, se simularán el acoplamiento de los bloques de carga. El **GRP** definirá para cada **MGES** que vaya a prestar este servicio, la carga local que debe ser capaz de suministrar el **MGES** y los bloques de carga a simular.

5.12.3. Criterio de aceptación del ensayo

Desde el punto 3 (desconexión del **MGES**) al punto 6 (sincronización del **MGES**) del subapartado anterior, deben transcurrir menos de 15 minutos.

5.13. Funcionamiento en Isla

5.13.1. Objetivo

El objetivo es verificar que el **MGE (o UGE)** es capaz de participar en el funcionamiento en isla, **si así lo requiere el GRP en coordinación con el GRT**, según lo establecido en:

- Artículo 15.5.b del **Reglamento**

En virtud de los artículos 52 y 55 del **Reglamento**, la conformidad del **MGE** con este requisito se deberá realizar a través de **simulación**, tanto a nivel **UGE** como **MGE**, o a través de **certificados de equipo**.

Por defecto, la evaluación de este requisito será a nivel de **MGE**.

5.13.2. Método de simulación

En este subapartado se detalla cómo se evaluará el requisito de funcionamiento en isla.

Se utilizará el modelo validado conforme al apartado 6. Para llevar a cabo las simulaciones se considerarán la secuencia que se indica a continuación y para la que se ha de considerar la **Figura 30**.

El escenario para la simulación estará formado por el **MGE**, que está constituido por la **UGE** y la carga de servicios auxiliares o consumos propios, una carga local externa al **MGE** y una red infinita (Sistema) formada por múltiples generadores y cargas. La carga local por tanto representa una porción muy pequeña de la carga total del Sistema al que está conectado el **MGE**. El valor de la carga local debe ser el mínimo para el cual el **MGE** puede controlar la frecuencia de la isla (que se formará al abrir el interruptor 52S). En caso de producirse excursiones transitorias de frecuencia por encima fuera de los límites 47,5 Hz y 51,5Hz, se deberá minimizar su duración para evitar que el sistema de protección desconecte el **MGE** por subfrecuencia o sobrefrecuencia.

Se realizarán dos simulaciones para comprobar la capacidad del generador de pasar a funcionamiento en isla en condiciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia, según se describe en el subapartado 5.13.2.1 y el subapartado 5.13.2.2 respectivamente.

5.13.2.1. Simulación sobrefrecuencia

La simulación comienza con el **MGE** a una potencia activa igual al 75% de su capacidad máxima. El valor de la carga de consumos propios será igual al 5% de la potencia generada por el **MGE** y el valor de la carga local será igual al 10% de la potencia generada por el **MGE**. En estas condiciones, el sistema absorbería una potencia activa del 85% de la de la potencia generada por el **MGE** (sin considerar pérdidas en las líneas).

Transcurridos 100 ms se abre el interruptor 52S y se desconecta el **MGE** del sistema, la carga local sigue conectada al **MGE**. Al ser el interruptor 52S externo al **MGE**, el sistema de control **MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U**, no reciben ningún tipo de señal de apertura de este interruptor. La simulación se deberá mantener durante 30s, o hasta que se alcance el régimen permanente, y el resultado debe mostrar, producto de la reducción de la demanda, un incremento en la frecuencia y una reducción en la potencia activa del **MGE**.

En el caso de que la reducción de potencia activa en régimen permanente sea inferior al nivel mínimo de regulación del **MGE**, se reajustará el valor de la carga local hasta que obtenga un

valor en régimen permanente de la potencia activa igual o superior al nivel mínimo de regulación del **MGE**.

5.13.2.2. Simulación subfrecuencia

La simulación comienza con el **MGE** a una potencia activa igual al 75% de su capacidad máxima. El valor de la carga de consumos propios será igual al 5% de la potencia generada por el **MGE** y el valor de la carga local será igual a la potencia generada por el **MGE**. En estas condiciones, el sistema entregaría una potencia activa del 5% de la de la potencia generada por el **MGE** (sin considerar pérdidas en las líneas).

Transcurridos 100 ms se abre el interruptor 52S y se desconecta el **MGE** del sistema, la carga local sigue conectada al **MGE**. Al ser el interruptor 52S externo al **MGE**, el sistema de control **MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U**, no reciben ningún tipo de señal de apertura de este interruptor. La simulación se deberá mantener durante 30s, o hasta que se alcance el régimen permanente, y el resultado debe mostrar, producto del incremento de demanda, una reducción en la frecuencia y un incremento en la potencia activa del **MGE**.

En el caso de que el incremento de potencia activa sobrepase el valor de la capacidad máxima del **MGE**, se reajustará el valor de la carga local hasta que obtenga un valor en régimen permanente de la potencia activa igual o inferior a la capacidad máxima del **MGE**.

5.13.3. Criterio de aceptación de la simulación

Se considerará que el requisito se cumple si:

- Para la simulación sobrefrecuencia los resultados de la simulación muestran que el **MGE** reduce su potencia activa desde su punto de funcionamiento inicial a un nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama P-Q sin exceder los límites establecidos en el artículo 15.5.b del **Reglamento**, ni desconectarse el **MGE** de la isla en caso de sobrefrecuencia.
- Para la simulación subfrecuencia los resultados de la simulación muestran que el **MGE** aumenta su potencia activa desde su punto de funcionamiento inicial a un nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama P-Q sin exceder los límites establecidos en el artículo 15.5.b del **Reglamento**, ni desconectarse el **MGE** de la isla en caso de subfrecuencia.

5.14. Resincronización rápida

5.14.1. Objetivo

El objetivo es verificar que el **MGES (o UGE)** es capaz, en caso de desconexión de la red, de resincronizarse rápidamente según lo establecido en:

- Artículo 15.5.c del **Reglamento**
- Artículo 5.4.3 de [2]
- Artículo 5 de [3]

En virtud del artículo 45 del **Reglamento**, la conformidad del **MGES** con este requisito se deberá realizar a través de **prueba**, tanto a nivel **UGE** como **MGE**, o a través de **certificados de equipo**.

Por defecto, la evaluación de este requisito será a nivel de **MGE**.

5.14.2. Método de ensayo

Especificar los puntos de funcionamiento del diagrama PQ del **MGES** antes de cambiar a consumos propios.

Siguiendo el esquema de la **Figura 30** y la secuencia indicada en el arranque autónomo, el **MGES** cambiará su operación a consumos propios. Habría que abrir el 52G y mantener el **MGES** 4 horas funcionando. Posteriormente, si no ha habido desconexión, se cerraría el 52G para comprobar la resincronización.

5.14.3. Criterio de aceptación del ensayo

El tiempo de funcionamiento mínimo sin desconexión, tras cambiar a operación sobre consumos propios, será de 4 horas.

Tras las 4 horas, la resincronización se debe realizar sin que haya desconexión del **MGES**.

6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

6.1. Aspectos generales y objetivo de la validación del modelo

El objetivo de un modelo de simulación de un **MGE** es representar sus características eléctricas con la suficiente precisión en una herramienta informática de simulación.

En este apartado se describe el proceso de validación de los modelos a utilizar en las simulaciones indicadas en el apartado 5, que serán necesarios para obtener la conformidad de aquellos requisitos técnicos indicados en la **Tabla 51** que se evaluarán mediante simulación. Por tanto no es el objetivo de este apartado el establecer requisitos o proporcionar indicaciones en cuanto a la realización del modelo de simulación. El nivel de detalle en la realización del modelo se determinará conforme a los requisitos de precisión para su validación que se proporcionan en este apartado.

En tanto en cuanto no exista normativa europea sobre criterios de validación de modelos, se aplicará en la medida de lo posible lo especificado en [7], que se desarrollará en este apartado con el objetivo de ser adaptado a las especificidades de esta **Norma Técnica**. En consecuencia, cuando sea publicada la norma [8] se analizará la extensión de su aplicabilidad a otros **MGE** no eólicos y se actualizará este apartado en coherencia con la redacción de esta norma, si procede.

Con carácter general, se considera aceptable el uso de modelos tanto tipo **RMS** como tipo **EMT**. En función del requisito a evaluar, conforme a la frecuencia típica de cada fenómeno (**Figura 31**), el fabricante en coordinación con las **entidades acreditadas** para la realización de las simulaciones y el **certificador autorizado**, determinarán la conveniencia de la utilización de uno u otro tipo de modelo.

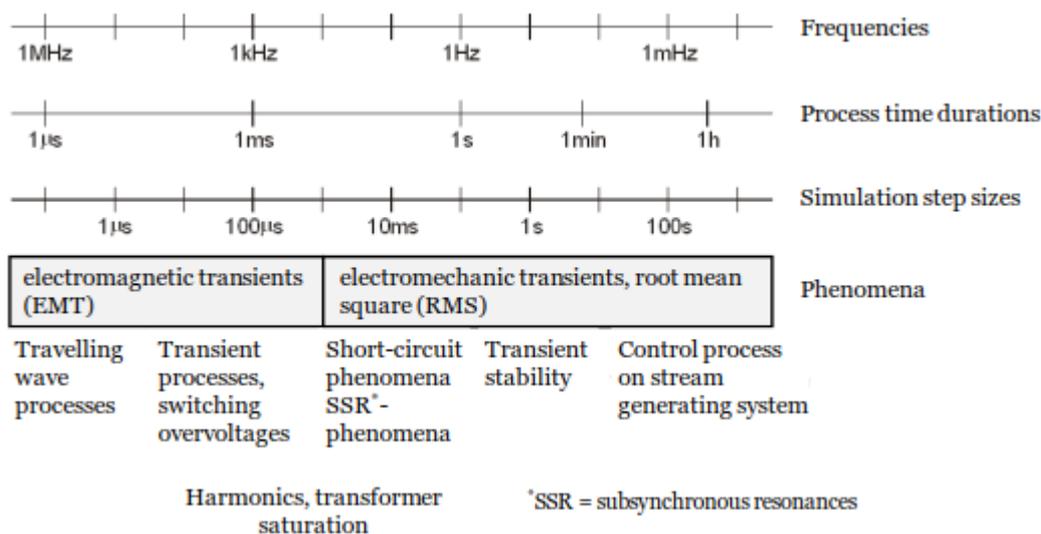


Figura 31. Tipo de modelo de simulación (RMS, EMT) según el fenómeno a analizar [7].

Los requisitos a evaluar mediante simulación se indican en la **Tabla 51**:

Definición del Requisito	Tipo de MGE	Aptdo. de la Norma Técnica	FORMA DE EVALUACIÓN	
			MPE	MGES
Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.1	(S y P) o C	(S y P) o C
Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.3	(S y P) o C	(S y P) o C
Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.2	(S y P) o C	(S y P) o C
Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas	≥C	5.6	S o C	N/A
Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	N/A	S o C
Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11	N/A	S o C
Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.11	N/A	S o C
Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	S o C	N/A
Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥C	5.11	S o C	N/A
Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.11	S o C	N/A
Capacidad de participar en el funcionamiento en isla	≥C	5.13	S o C	S o C
Amortiguamiento de oscilaciones de potencia MGES	D	5.9	N/A	S o C
Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.11	S o C	N/A
Amortiguamiento de oscilaciones de potencia MPE	≥C	5.10	S o C	N/A

Tabla 51. Requisitos técnicos a evaluar por simulación.

Las simulaciones necesarias para la evaluación de los requisitos técnicos del apartado 6 que así lo requieran se realizarán con la herramienta de simulación informática que sea adecuada para la evaluación del requisito, y se acordará entre los emisores y receptores del modelo de simulación, conforme al esquema de la **Figura 32**.

La validación del modelo de simulación del **MGE** para la evaluación de un determinado requisito técnico, se realizará según el esquema de la **Figura 32**, es decir, la **entidad acreditada** para la

realización de simulaciones procederá a realizar simulaciones coherentes con las pruebas realizadas por parte de una **entidad acreditada** para la realización de ensayos (LAB, CA o EA), con el modelo de simulación que le entregará el **propietario** del **MGE** o el fabricante (FAB). El informe de las pruebas y los resultados de las simulaciones coherentes con dichas pruebas se entregarán al **certificador autorizado**. Si los errores resultantes de la comparación entre simulación y medida, para cada magnitud, se encuentran dentro de los márgenes admisibles indicados en el subapartado 6.2.1.3, el **certificador autorizado** procederá a la emisión de un certificado de modelo validado (Cm, según **Figura 32**).

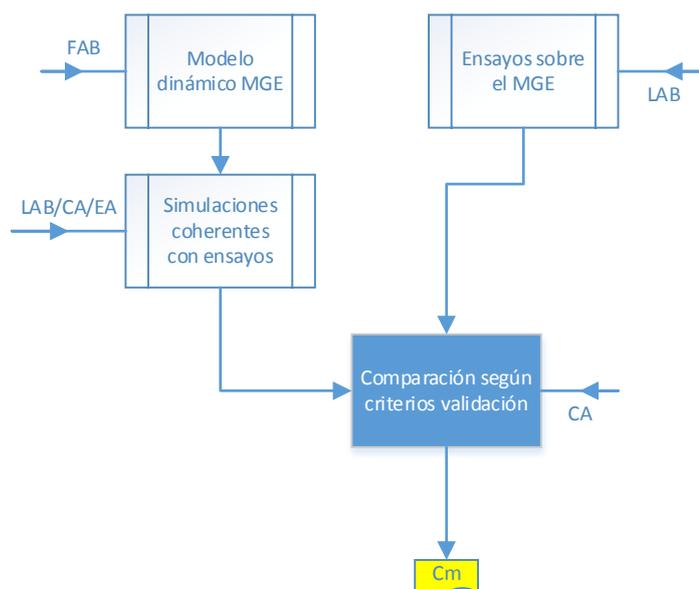


Figura 32. Esquema general de validación del modelo para simulaciones.

El modelo deberá estar validado para realizar todas las simulaciones definidas en la presente **Norma Técnica (Tabla 51)** de forma similar a lo indicado en el apartado 3 de [7]. No obstante, y de cara a su validación y posterior certificación, como mínimo, se validará frente a ensayos de hueco de tensión que se definen en el subapartado 5.11.2.

En lo que respecta al desarrollo del modelo del **MGE**, se admitirá un único modelo que pueda ser utilizado para realizar todas las simulaciones definidas en la **Tabla 51** y que por tanto represente con precisión todas las funcionalidades del **MGE** o, en su caso, diferentes módulos por funcionalidad para cada una de las simulaciones de la **Tabla 51**.

Dado que el **MGE** está constituido por **UGE** y **CAMGE**, el modelo de **MGE** podrá ser sustituido por el modelo de **UGE** y/o del **CAMGE**, para la evaluación por simulación de determinados requisitos, según se considere en los subapartados correspondientes del apartado 5. Por lo tanto, para aquellas simulaciones del apartado 5 que se vayan a realizar a nivel **UGE/CAMGE**, se utilizará el modelo validado conforme al subapartado 6.2.

En el subapartado 6.2.1.3 se indican los criterios de aceptación del modelo de simulación, que serán de aplicación a todas las funcionalidades del modelo.

En el caso de que el modelo utilizado para el procedimiento de evaluación de los requisitos técnicos por simulación sea compatible con los requisitos de REE en cuanto a modelos dinámicos

contenidos tanto en el **procedimiento de operación 9 “Información intercambiada con el operador del sistema”(P.O.9)** como en el documento del **“Procedimiento de puesta en servicio” de REE**, no será necesario que el **propietario** del **MGE** suministre al **GRT** el informe de validación pertinente, según **P.O.9**, y será aceptada la certificación del modelo según esta **Norma Técnica**. Este aspecto se articulará convenientemente en el documento del **“Procedimiento de puesta en servicio”**.

6.2. Validación del modelo de UGE

6.2.1. Validación del modelo de UGE de MGE de P_{max} inferior a 5 MW

En este subapartado se desarrolla el procedimiento utilizado en el apartado 5 de [7] para la validación de modelos de simulación de **UGE** mediante la comparación de la respuesta del modelo con los registros de los ensayos. Como se ha indicado, estos ensayos corresponderán a los huecos de tensión, y el esquema seguido será el de la **Figura 33**, sin perjuicio de que el resto de capacidades de la **UGE** deban ser representadas con precisión en el modelo de la misma.

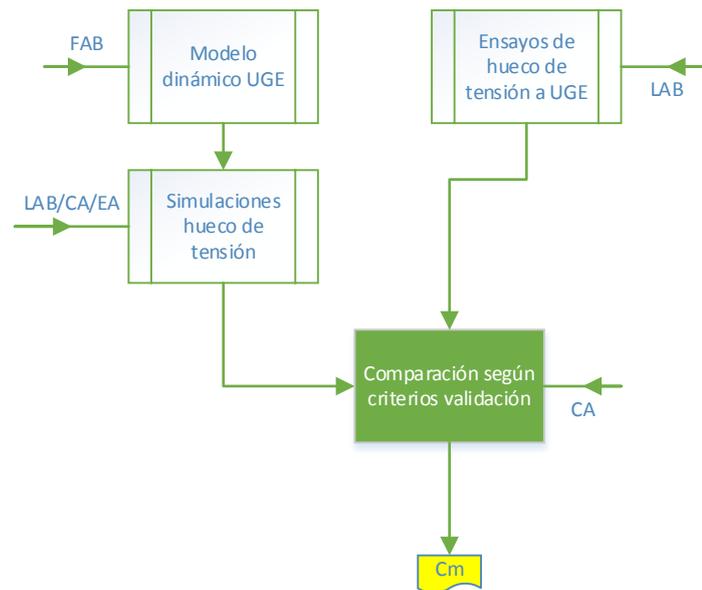


Figura 33. Esquema de validación del modelo para simulaciones frente a huecos.

6.2.1.1. Metodología

Se adoptará la metodología descrita en el subapartado 5.1 de [7] y en [8], con independencia del tipo de tecnología de la **UGE** en cuanto a lo siguiente:

- Las pruebas deben ser las especificadas en el subapartado 5.11.2.2 (huecos de tensión) en función de la tecnología de la **UGE** (de **MGES** o de **MPE**)
- En aquellos casos en que se realicen pruebas repetitivas, es decir, los ensayos consecutivos requeridos para el hueco de tensión, sólo será necesario validar uno de los ensayos.
- Para **UGE** de **MGES** conectados por debajo de 110 kV se aplicará lo especificado en el subapartado 5.1 de [7] en relación con la excepción realizada en la consideración de la ecuación:

$$x_E(n) = x_{sim}(n) - x_{mea}(n)$$

Las magnitudes que se reflejarán en los resultados del subapartado 6.2.1.2 se resumen a continuación:

La validación del modelo requiere de la comparación de las series temporales de unas magnitudes medidas ($x_{\text{mea}}(n)$) con las series temporales de esas mismas magnitudes simuladas $x_{\text{sim}}(n)$. Por tanto, las series temporales del error $x_E(n)$ se calcularán a través de esta fórmula:

$$x_E(n) = x_{\text{sim}}(n) - x_{\text{mea}}(n)$$

Conforme a la descripción de los errores en [8], a partir de $x_E(n)$ se pueden derivar tres características para cada ventana de tiempo que se defina para cada una de las magnitudes que se van a considerar en la validación:

- El error máximo (MXE), que está principalmente orientado a dar una medida del comportamiento transitorio del modelo, pero también puede indicar la aparición de grandes errores en régimen permanente.
- El error medio (ME) se ocupa de definir el comportamiento en régimen permanente del modelo, tanto antes como después de la falta.
- El error medio absoluto (MAE) se ocupa de definir el comportamiento en régimen permanente del modelo, tanto antes como después de la falta.

El error máximo x_{MXE} en una ventana temporal con N muestras se calcula como el valor máximo de los errores absolutos dentro de toda la ventana temporal conforme a la fórmula:

$$x_{\text{MXE}} = \max(|x_E(1)|, |x_E(2)|, \dots, |x_E(N)|)$$

El error medio x_{ME} en una ventana temporal se calcula como el valor medio del error dentro de toda la ventana temporal conforme a la fórmula:

$$x_{\text{ME}} = \frac{\sum_{n=1}^N x_E(n)}{N}$$

El error medio absoluto x_{MAE} en una ventana temporal se calcula como el valor medio del error absoluto dentro de toda la ventana temporal conforme a la fórmula:

$$x_{\text{MAE}} = \frac{\sum_{n=1}^N |x_E(n)|}{N}$$

6.2.1.2. Resultados para la validación

Se proporcionarán los siguientes resultados al **certificador autorizado** para la validación del modelo de **UGE** de un **MPE**, tanto para secuencia positiva como negativa:

- Gráficas con las series temporales de las siguientes componentes:
 - Tensión medida y simulada
 - Corriente activa medida y simulada
 - Corriente reactiva medida y simulada
 - Errores absolutos de corriente activa y corriente reactiva
- Tablas con los resultados (como se especifica en la **Tabla 52**) para cada uno de los ensayos indicados en la **Tabla 43** y en la **Tabla 44**, según corresponda a la **UGE**, que muestren MXE,

ME y MAE de las siguientes componentes de secuencia positiva: potencia activa, potencia reactiva, corriente activa y corriente reactiva antes de la falta, durante la falta y después de la falta.

Descripción de la prueba realizada, conforme a la denominación...	Ventana temporal	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Corriente Activa			Corriente Reactiva		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
		Tensión pre-falta, denominación del ensayo, impedancia de la red, impedancia del cortocircuito	pre-falta										
falta													
post-falta													

Tabla 52. Resultados para validación para UGE de MPE.

Se proporcionarán los siguientes resultados al **certificador autorizado** para la validación del modelo de **UGE** de un **MGES**, tanto para secuencia positiva como negativa:

- Gráficas con las series temporales de las siguientes componentes:
 - Tensión medida y simulada
 - Corriente activa medida y simulada
 - Corriente reactiva medida y simulada
 - Errores absolutos de corriente activa y corriente reactiva

- Tablas con los resultados (como se especifica en la **Tabla 53**) para cada uno de los ensayos indicados en la **Tabla 49** y en la **Tabla 50**, según corresponda a la **UGE**, que muestren MXE, ME y MAE de las siguientes componentes de secuencia positiva: potencia activa, potencia reactiva, corriente activa y corriente reactiva antes de la falta, durante la falta y después de la falta. La **Tabla 53**, en comparación con la anterior, **Tabla 52**, se han ampliado para dar cobertura a lo dispuesto para **UGE** de **MGES** en [7].

Descripción de la prueba realizada, conforme a la denominación...		Ventana temporal	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Corriente Activa			Corriente Reactiva		
			MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
			Tensión pre-falta, denominación del ensayo, impedancia de la red, impedancia del cortocircuito	Conforme a [8]	pre-falta									
falta														
post-falta														
Relativo a la medida	pre-falta													
	falta													
	post-falta													
Evaluado (resultado más favorable)	pre-falta													
	falta													
	post-falta													

Tabla 53. Resultados para validación para UGE de MGES.

6.2.1.3. Evaluación

En coherencia con los subapartados anteriores, se adoptará el criterio de evaluación del subapartado 5.3 de [7].

Para la evaluación de los resultados obtenidos en el subapartado 6.2.1.2, para UGE de un MPE, se consideran los criterios indicados en el subapartado 5.3.1 de [7] y se utilizará la **Tabla 54**, que establece los umbrales máximos, por debajo de los cuales (en valor absoluto) deben estar los errores obtenidos en la tabla del subapartado 6.2.1.2.

UGE de MPE	Ventana temporal	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Corriente Activa			Corriente Reactiva		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
Umbral admisible	pre-falta	0.150	±0.100	0.120	0.150	±0.100	0.120	0.150	±0.100	0.120	0.150	±0.100	0.120
	falta	0.170	±0.150	0.170	0.170	±0.150	0.170	0.500	±0.300	0.400	0.170	±0.150	0.170
	post-falta	0.170	±0.150	0.170	0.170	±0.150	0.170	0.170	±0.150	0.170	0.170	±0.150	0.170

Tabla 54. Límites admisibles para la validación para UGE de MPE.

Para la evaluación de los resultados obtenidos en el subapartado 6.2.1.2, para UGE de un MGES, se consideran los criterios indicados en el subapartado 5.3.2 de [7] y se utilizará la **Tabla 55**, que establece los umbrales máximos, por debajo de los cuales (en valor absoluto) deben estar los errores obtenidos en la tabla anterior del subapartado 6.2.1.2.

UGE de MGES	Ventana temporal	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Corriente Activa			Corriente Reactiva		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
		Umbral admisible	pre-falta	0.150	±0.100	0.120	0.150	±0.100	0.120	0.150	±0.100	0.120	0.150
falta	0.500		±0.130	0.300	0.550	±0.280	0.380	0.700	±0.300	0.630	0.510	±0.290	0.350
post-falta	0.500		±0.150	0.170	0.790	±0.150	0.220	0.530	±0.150	0.170	0.760	±0.170	0.220

Tabla 55. Límites admisibles para la validación para UGE de MGES.

6.2.2. Validación del modelo de UGE de MGES de P_{max} superior o igual a 5 MW

Para **MGES** formados por **UGE** de capacidad máxima (P_{max}) superior o igual a 5 MW, se seguirá lo indicado en el esquema de la **Figura 20**, dada la inviabilidad técnica de realizar ensayos de huecos de tensión sobre las **UGE**. Los fabricantes de las **UGE** (y **CAMGE** si lo hubiera), proporcionarán un modelo de simulación de la **UGE** a la **entidad acreditada** y/o **certificador autorizado** para validarlo y certificarlo. Este modelo validado será utilizado para realizar las simulaciones de conformidad que le correspondan conforme al apartado 5.

Tal y como se indicaba en la introducción del apartado 6, en tanto en cuanto no exista normativa europea sobre criterios de validación de modelos dinámicos para **MGES**, se procederá de forma análoga al subapartado 6.2.1, es decir, se realizarán unos ensayos sobre la **UGE** que serán necesarios para contrastar con el modelo a validar y se establecerán unos criterios de aceptación del modelo.

Los ensayos a realizar serán los indicados en el Anexo I de [6]. De forma alternativa, el **propietario** del **MGES** podrá utilizar los ensayos para el sistema de excitación y regulador de velocidad-turbina (governor) descritos en los siguientes estándares internacionales que le sean de aplicación, a modo de ejemplo:

- **IEEE Std 421.2** “Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems”,
- **NERC Reliability Guideline** – Power plant model verification and testing for synchronous machines
- **IEEE Std 1207** “Guide for the application of turbine governing systems for hydroelectric generating units”

El procedimiento de validación será el indicado en el Anexo E.5 de [7].

6.2.3. Condiciones para la realización de las simulaciones

El modelo de simulación empleado para el **MGE/UGE**:

- Se **recomienda** utilizar la red de pruebas facilitada en el subapartado 7.2. En caso de no utilizarla, se deberá indicar en el informe de simulación la red utilizada para realizar las simulaciones y describirla en el mismo grado de detalle que la red facilitada. Adicionalmente, la potencia de cortocircuito del nudo **PCR** deberá ajustarse a un valor de forma que el valor del “short circuit ratio” (SCR) sea igual a 5.

- Utilizará los mismos modos de control y valores de referencia que el **MGE/UGE** en las pruebas del subapartado 5.11.2
- Se inicializará a las mismas condiciones (punto de funcionamiento) que el **MGE/UGE** en las pruebas del subapartado 5.11.2

6.3. Validación del modelo de CAMGE

Tal y como se indicaba en la introducción del apartado 6, en tanto en cuanto no exista normativa europea sobre criterios de validación de modelos dinámicos para **CAMGE**, se procederá de forma análoga al subapartado 6.2.1, es decir, se realizarán unos ensayos sobre el **CAMGE** que serán necesarios para contrastar con el modelo a validar y se establecerán unos criterios de aceptación del modelo, como se describe a continuación.

Los ensayos a realizar serán los indicados en:

- Subapartado 4.6.2 para el **PPC**. De forma alternativa, el **propietario** del **MGE** podrá utilizar los ensayos establecidos en el apartado 6 de [6] para el **PPC**.
- Subapartado 4.6.1 para el **STATCOM**.

En ambos casos, y de forma justificada, el **certificador autorizado** podrá determinar la necesidad de realizar ensayos adicionales o alternativos a los indicados anteriormente, en cuyo caso se añadirá la justificación como comentario en el **certificado final de MGE**.

El procedimiento de validación del modelo de simulación del **CAMGE** será análogo al establecido en el subapartado 6.2.1.3, considerando los umbrales máximos admisibles aquellos correspondientes para el caso “pre-falta” de la **Tabla 54** para **MPE** y de la **Tabla 55** para **MGES**. De manera alternativa, y cuando el **CAMGE** sea un **PPC**, se admitirá la validación del modelo del **PPC** según lo especificado en el apartado 6 de [7].

7. ANEXOS

7.1. Anexo I: Modelo de informe de ensayos y de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos

El modelo de **certificado final** de MGE, emitido por un **certificador autorizado**, que recibirá el **GRP** por parte del **propietario del MGE** contendrá, al menos, la información que se detalla a continuación (cualquier información adicional se suministrará en el punto de anexos) y conforme a la estructura que se establece, con el objetivo de unificar el formato para facilitar su revisión:

1) Encabezado:

Número de certificado final de módulo de generación de electricidad (MGE)

Fecha de emisión

Marca de Acreditación, incluyendo nº de Acreditación

Logotipo del Organismo de Certificación

2) Título:

Certificado de conformidad [Nº] de MGE conforme a los requisitos técnicos establecidos en [**Regulación correspondiente**]

3) Cuerpo del documento:

La entidad de certificación [nombre] certifica que el MGE siguiente:

Número de expediente del Gestor de la Red [**código**]

Nombre e identificación del MGE

Empresa Titular:

- Nombre
- Dirección

Características del MGE:

- B, C ó D
- MPE ó MGES
- Capacidad máxima (MW)

Características de cada tipo de UGE (unidad de generación de electricidad)

- Modelo
- Fabricante

- Características que definan a la UGE unívocamente
- Número de UGE de cada tipo y Capacidad máxima (MW)

Características de cada tipo de CAMGE (componente auxiliar de MGE)

- Modelo
- Fabricante
- Características que definan al CAMGE unívocamente
- Número de CAMGE de cada tipo

Punto de conexión a la red:

- Tensión (kV)
- Instalación del Gestor de Red a la que se conecta
- Coordenadas UTM

Ubicación del MGE:

- Descripción de la ubicación
- Coordenadas UTM

Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE):

- Código de inscripción previa del RAIPEE para certificado final de MGE

, es conforme con:

Regulación correspondiente:

- Reglamento UE 2016/631
- PO12.2 borrador
- Requisitos AELEC
- OM...

Esquema de certificación:

- Norma técnica de supervisión aprobada por el GTSUP
- Referenciada en OM...
- Versión/fecha

, según documentación aportada:

Certificados de equipo: a incorporar en la **Tabla 56** donde corresponda:

CERTIFICACIÓN DEL REQUISITO TÉCNICO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Requisito en la NTS	Número de certificado	Nombre Entidad emisora	No cumple (marcar con X, en su caso)	MPE	MGES
5.1-Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)				(S y P) o C**	(S y P) o C**
5.5-Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto				P o C	N/A
5.4-Control de potencia-frecuencia				P o C	P o C
5.3-Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)				(S y P) o C**	(S y P) o C**
5.2-Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)				(S y P) o C**	(S y P) o C**
5.6-Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas*				S o C	N/A
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por debajo de 110 kV				S o C	S o C
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por encima de 110 kV				S o C	S o C
5.11-Recuperación de la potencia activa después de una falta				S o C	S o C
5.12-Arranque autónomo*				N/A	P o C
5.13-Capacidad de participar en el funcionamiento en isla*				S o C	S o C
5.14-Capacidad de resincronización rápida				N/A	P o C
5.7-Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima				(S y P) o C**	(S y P) o C**
5.11-Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas				S o C	N/A
5.8-Modos de control de la potencia reactiva				P o C**	N/A

Tabla 56. Modelo de certificado final de MGE (I.).

Legenda:

- En la columna “Forma de Evaluación”: **S** significa simulación de conformidad, **P** prueba de conformidad, **C** certificado de equipo y **N/A** no aplica.
- *: Requisito no obligatorio conforme a [1], [2] y [3].
- **: Podrá requerir la realización de **simulaciones complementarias** para su evaluación, conforme a lo desarrollado en el apartado correspondiente de esta **Norma Técnica**.

Modelos dinámicos: se indicará lo siguiente para cada uno de los modelos dinámicos empleados en la certificación de cada requisito.

- Modelo certificado:
 - Referencia o número de certificación
 - Entidad emisora
 - Formato

- Modelo utilizado para la realización de simulaciones complementarias:
 - Empresa que ha realizado las simulaciones complementarias
 - Desarrollador del modelo
 - Formato (PSS/E, PSCAD,...)

En el caso de que se haya utilizado la siguiente documentación, indicar referencias:

- Excepciones
- Justificaciones técnicas de no cumplimiento emitidas por el GRP
- Escritos de conformidad del GRP

Certificación del requisito de capacidad máxima de potencia reactiva a P_{max} y por debajo de P_{max} : opción seguida para la certificación.

- Procedimiento general (subapartado 5.7.3.1)
- Procedimiento particular caso A (subapartado 5.7.3.2, caso A)
- Procedimiento particular caso B (subapartado 5.7.3.2, caso B)

Requisitos que no ha cumplido (especificados en tabla):

- Excepción que justifica el no cumplimiento

Finalización del certificado:

Comentarios.

Firma

- Ciudad, a [Día] de [Mes] de [año]
- [Nombre y apellidos del **certificador autorizado/certificadores autorizados**]

Anexos:

A consideración del **certificador autorizado**.

El formato de los modelos de **certificados de equipo** de **UGE** y **CAMGE** se acordará entre los sujetos que intercambien informes de ensayos y simulaciones y **certificados de equipo: entidad acreditada** para pruebas y/o simulaciones, laboratorios, **certificador autorizado**, fabricante o **propietario** del **MGE**. Por defecto se empleará una estructura similar a la especificada para el **certificado final** de **MGE**.

7.2. Anexo II: Red eléctrica equivalente del Sistema Eléctrico Peninsular y Sistema Europeo Interconectado para simulación

Para la realización de simulaciones de conformidad, el resto de la red eléctrica que no pertenezca al **MGE** motivo de estudio se modelará de tal forma que el despeje de la falta en el punto de conexión a red reproduzca el perfil de tensión habitual del sistema eléctrico concreto. Dicho perfil se considerará fijo e independiente de la ubicación geográfica del **MGE** en estudio dentro del subsistema concreto. Para simular la red eléctrica equivalente se recomienda la utilización del sistema dinámico que se proporciona a continuación.

Se considerará un sistema dinámico formado por un nudo equivalente del sistema eléctrico (nudo EQ_SISTEMA) en el que evacúa un **MGE** equivalente, GEN_EQ, a través de un transformador de máquina equivalente, TFR_EQ, conectado entre el nudo de generación (nudo GEN_EQ) y el nudo EQ_SISTEMA. Desde el nudo EQ_SISTEMA parte una línea hasta el punto de conexión a la red (nudo PCR) del **MGE** a someter a evaluación. Dicha línea representa a la red de transporte.

En el nudo PCR se modelará el **MGE** a evaluar con la correspondiente red privada, es decir, líneas y transformadores de evacuación en su caso.

La potencia de cortocircuito del nudo PCR (ScPCR) deberá ajustarse a un valor de forma que el valor del “short circuit ratio” (SCR) sea igual a 5.

A partir del valor de ScPCR seleccionado, la capacidad máxima del **MGE** a evaluar (pMax) y la tensión nominal del nudo PCR (vBasePCR) se determinarán el resto de parámetros que definen el modelo de la red equivalente. En particular, destaca el cálculo de la potencia aparente máxima del **MGE** (mBaseEq) y la impedancia de la línea de transporte ($R + jX$) para que la potencia de cortocircuito del nudo PCR se ajuste al valor establecido. De esta forma, se garantiza que todos los **MGE** que se conecten se simularán frente a una perturbación de las mismas características.

Las características de los elementos que se incluyen en red eléctrica equivalente se representan en la figura siguiente:

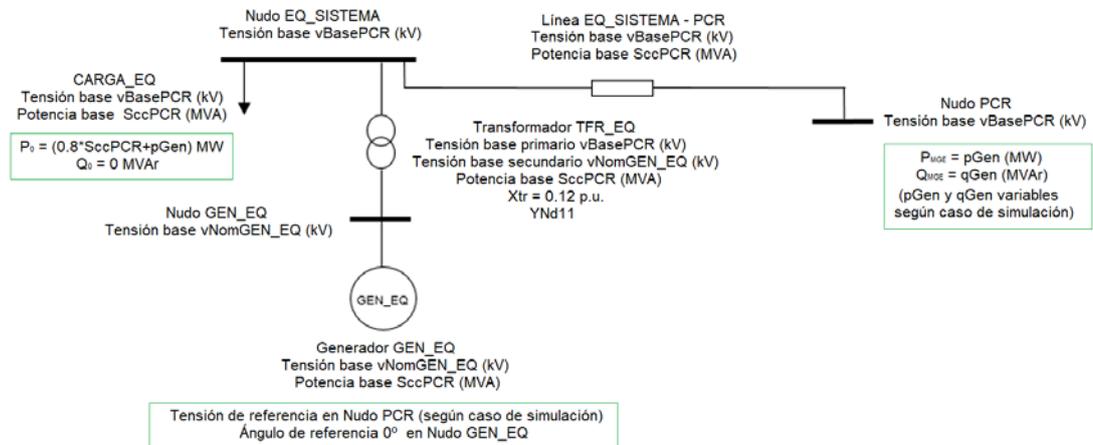


Figura 34. Modelo de red eléctrica equivalente (esquema unifilar). Los ajustes para resolver flujo de cargas encuadrados en verde.

7.2.1. Datos de los nudos y elementos pasivos del equivalente de red

De acuerdo a la nomenclatura considerada en la **Figura 34**, se considerarán los siguientes datos:

Nudos:

Para el nudo **PCR** se considerará como base de tensión la tensión nominal de la red a la que pertenece en la realidad ($v_{BasePCR}$).

Para el nudo EQ_SISTEMA se tomará la misma base de tensión que la del nudo **PCR** ($v_{BasePCR}$).

La tensión nominal del nudo GEN_EQ se escogerá como sigue:

- 20 kV si la base de tensión del nudo **PCR** es mayor o igual que 110 kV.
- 5 kV si la base de tensión del nudo **PCR** es mayor o igual que 10 kV y menor que 110 kV.
- Si la base de tensión del nudo **PCR** es menor que 10 kV, se considera que el generador GEN_EQ evacúa directamente al nudo EQ SISTEMA, en consecuencia, no se modela el nudo GEN_EQ ni el transformador de máquina.

Cargas:

Para el nudo EQ_SISTEMA se considerará un consumo de potencia reactiva nulo y el valor de la potencia activa de la carga será la suma de la potencia activa producida por el **MGE** equivalente (p_{GenEq}) más la potencia activa inyectada en el **PCR** por el **MGE** a evaluar mediante simulación (p_{Gen}), es decir:

- Potencia activa consumida, $P_0 = (pGenEq + pGen)$ MW.
- Potencia reactiva consumida, $Q_0 = 0$ MVar.

Se tendrá en cuenta en el modelo de carga la dependencia de la tensión, de la siguiente manera:

- La parte activa P de la carga del nudo EQ_SISTEMA se debe modelar con característica de intensidad constante, es decir:

$$P(V) = P_1 \times V \text{ (p.u.)}$$

$$Q(V) = Q_1 \times V^2 \text{ (p.u.)}$$

- Donde P_1 y Q_1 son los valores de la carga correspondientes a una tensión de 1 p.u. Dichos valores se calculan a partir de los valores iniciales de la demanda del nudo CARGA $P_0 = (pGenEq + pGen)$ MW y $Q_0 = 0$ MVar correspondientes a la tensión inicial del nudo V_0 resultado del flujo de cargas previo (valor mantenido durante la inicialización). Si V_0 se expresa en p.u., entonces:

$$P_1 = \frac{P_0}{V_0} \text{ (p.u.)}$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{V_0^2} \text{ (p.u.)}$$

MGE equivalente GEN_EQ:

El MGE equivalente será un MGES y responderá a los siguientes parámetros:

- Potencia aparente máxima igual a la potencia de cortocircuito a considerar (Sc_{PCR}) la cual se considerará como la base máquina ($mBaseEq$)
- Tensión nominal igual a la tensión nominal del nudo GEN_EQ ($vNomGEN_EQ$), la cual se considerará como la base (kV).
- Capacidad máxima ($pMaxEq$) = $0,8 * mBaseEq$ (MW) .
- Potencia activa mínima ($pMinEq$) = $0,2 * mBaseEq$ (MW).
- Potencia reactiva máxima ($qMax$) = $0,5 * mBaseEq$ (MVar).
- Potencia reactiva mínima ($qMin$) = $-0,25 * mBaseEq$ (MVar).
- Potencia generada ($pGenEq$) = $0,8 * pMaxEq$ (MW).
- Reactancia subtransitoria (X'') = $0,2$ p.u. (base $mBaseEq$ y $vNomGEN_EQ$).
- La tensión de consigna para control de tensión en nudo remoto PCR se ajustará al valor necesario para cada simulación (huecos, sobretensiones, respuesta al escalón, etc.).

Los datos que se precisan para modelar este **MGES** se indican en la **Tabla 57**, en por unidad (base mBaseEq). y con valores de características no saturados Adicionalmente, el modelo a utilizar no debe contemplar saturación magnética.

T'do	4,61	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto eje directo (s)
T''do	0,054	Constante de tiempo sub-transitoria a circuito abierto eje directo (s)
T'qo	1,5	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto eje cuadratura (s)
T''qo	0,107	Constante de tiempo sub-transitoria a circuito abierto eje cuadratura (s)
Ra	despreciable	Resistencia de armadura
Xd	1,85	Reactancia síncrona de eje directo (p.u.)
Xq	1,74	Reactancia síncrona de eje cuadratura (p.u.)
X'd	0,225	Reactancia transitoria de eje directo (p.u.)
X'q	0,306	Reactancia transitoria de eje cuadratura (p.u.)
X''d = X''q	0,2	Reactancia sub-transitoria de eje directo y de cuadratura (p.u.)
Xl	0,113	Reactancia de dispersión (p.u.)
H	2,5	Constante de Inercia [s] (base Potencia Aparente Nominal)

Tabla 57. Datos del MGES.

Los datos que se precisan del sistema de excitación y regulación de tensión (tipo SEXS, ver **Figura 35**), son los que se indican en la **Tabla 58**:

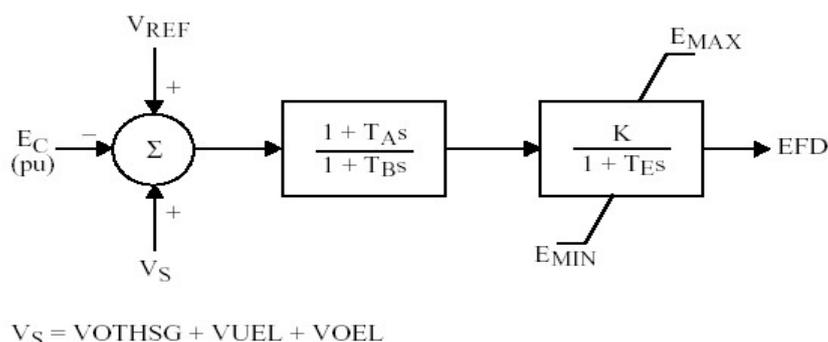


Figura 35. Sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.

T_E	0,1	Constante de tiempo del regulador de excitación (s)
K	100	Ganancia del regulador de excitación
E_{min}	0	Límite inferior de la tensión de excitación (p.u. mBaseEq)
E_{max}	5.0	Límite superior de la tensión de excitación (p.u. mBaseEq)
T_A	1.0	Constante de tiempo de adelanto de la red adelanto-atraso (s)
T_B	10.0	Constante de tiempo de retraso de la red adelanto-atraso (s)

Tabla 58. Datos del sistema de excitación-regulador de tensión del MGES

Asimismo los datos que se precisan del sistema de regulación de velocidad (tipo TGOV1, ver Figura 36) son los que se indican en la Tabla 59:

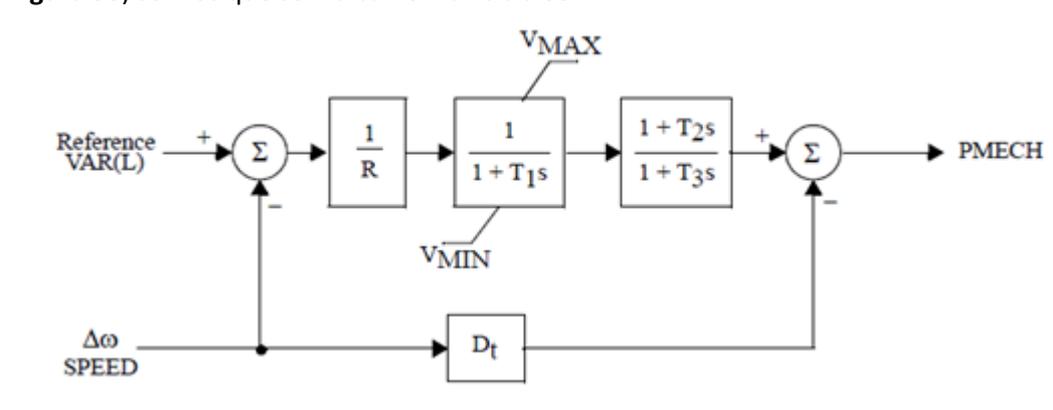


Figura 36. Sistema de regulación de velocidad del MGES.

R	0,05	Estatismo del regulador (inverso de la ganancia) (p.u. mBaseEq)
T_1	0,5	Constante de tiempo regulador (s); $T_1 > 0$
V_{max}	1	Apertura máxima de válvula (p.u. mBaseEq)
V_{min}	0,15	Apertura mínima de válvula (p.u. mBaseEq)
T_2	3	Constante de tiempo (s) siendo T_2/T_3 la fracción de alta presión
T_3	10	Constante de tiempo recalentador (s)
D_t	0	Amortiguamiento turbina (p.u. mBaseEq)

Tabla 59. Datos del sistema de regulación de velocidad del MGES.

Transformador de máquina del generador equivalente GEN_EQ:

Se considerará para este transformador la misma potencia aparente máxima y base máquina que la considerada para el **MGES** equivalente GEN_EQ. Se modelará con una reactancia de valor $X_{tr} = 0,12$ p.u. en base máquina. Adicionalmente, se considerará con el grupo de conexión YNd11 con neutro a tierra. Las tensiones nominales del devanado primario y secundario del transformador se corresponderán con los valores $v_{BasePCR}$ y v_{NomGEN_EQ} respectivamente.

Línea EQ_SISTEMA - PCR:

Se considerará de la misma tensión nominal que el nudo PCR ($v_{BasePCR}$). Se utilizará una simple impedancia $R + jX$ con las características siguientes:

- Cálculo de la X:

Se obtendrá mediante la resolución de la siguiente ecuación de segundo grado (las reactivancias se consideran en p.u. en base mBaseEq):

$$X^2 + [2X_m/(1+r^2)] X + [X_m^2 - (SccPCR/mBaseEq)] / (1+r^2) = 0$$

Donde r = es la razón resistencia/reactancia de la línea. Se escogerá en función de la tensión base del nudo PCR como sigue:

- 0,1 si la base de tensión del nudo PCR es 400 kV.
- 0,2 si la base de tensión del nudo PCR es 220 kV.
- 0,5 si la base de tensión del nudo PCR es mayor o igual de 45 kV.
- 1 si la base de tensión del nudo PCR es menor de 45 kV.

El valor de X_m se corresponde con la suma de la reactancia subtransitoria del **MGES GEN_EQ** en base máquina más la reactancia de transformador de máquina correspondiente, es decir:

$$X_m = X'' + X_{tr} = 0,2 + 0,12 = 0,32 \text{ p.u. (en base mBaseEq y vNomGEN_EQ)}$$

,cuya solución es (tomando sólo la solución resultado de sumar la raíz cuadrada del discriminante de la ecuación de segundo grado):

$$X = -[X_m/(1+r^2)] + \text{raíz}\{ [X_m/(1+r^2)]^2 - [(X_m^2 - (SccPCR/mBaseEq)) / (1+r^2)] \}$$

- Para la R se considerará $R = rX$.

MGE equivalente PCR:

El **MGE** a evaluar responderá a los siguientes parámetros a efectos de incluir la planta en el modelo de Red eléctrica equivalente:

- Potencia aparente máxima (mBasePCR) en MVA.
- Tensión nominal igual a la tensión nominal del Nudo PCR (vBasePCR) en kV.
- Potencia activa máxima (pMaxPCR) en MW.
- Potencia activa mínima (pMinPCR) en MW.
- Potencia reactiva máxima (qMaxPCR) en MVAR.
- Potencia reactiva mínima (qMinPCR) en MVAR.
- Según el caso de simulación:
 - Potencia activa generada (pGen) en MW.
 - Potencia reactiva generada (qGen) en MVAR.
 - La tensión de flujo de cargas será definida en cada caso de simulación y controlada por el generador balance (vPCR) en p.u.

7.2.2. Generación a probar mediante simulación

El punto de funcionamiento del **MGE** a evaluar mediante simulación será tal que cumpla con las condiciones siguientes:

- La tensión en el nudo **PCR** será definida para cada caso de simulación a ensayar.
- La potencia activa generada por el MGE a evaluar dependerá del caso de simulación, pudiendo darse los siguientes casos:
 - Carga mínima (p_{minEq}): $0\% p_{MaxPCR} < p_{Gen} < 10\% p_{MaxPCR}$.
 - Carga parcial (p_{med}): $10\% p_{MaxPCR} < p_{Gen} < 50\% p_{MaxPCR}$.
 - Plena carga: $80\% p_{MaxPCR} < p_{Gen} < 100\% p_{MaxPCR}$.
- La potencia reactiva generada por el MGE a evaluar dependerá del caso de simulación.

7.2.3. Flujo de cargas inicial

Antes de hacer la simulación, hay que realizar un flujo de cargas para obtener las condiciones iniciales de régimen permanente. Esto es debido a que el modelo de red cambia dependiendo de la instalación a evaluar mediante simulación, por lo que el estado eléctrico de partida variará ligeramente. A continuación, se indican los aspectos a considerar a nivel de nudo:

- En relación con la dependencia de la carga respecto a la tensión para el flujo de cargas inicial, se considerarán como potencia constante todas las cargas, es decir, tanto la carga del nudo EQ_SISTEMA como todas las cargas modeladas en la red correspondiente a la instalación de generación a ensayar.
- El nudo EQ_SISTEMA será nudo tipo PQ:
 - Datos:
 - Potencia activa consumida, $P_0 = (p_{GenEq} + p_{Gen})$ MW.
 - Potencia reactiva consumida, $Q_0 = 0$ MVar.
 - Incógnitas a resolver tras flujo de cargas:
 - Módulo de la tensión del nudo EQ_SISTEMA.
 - Ángulo de la tensión del nudo EQ_SISTEMA.
- El nudo GEN_EQ (nudo del **MGES** equivalente) será nudo tipo balance:
 - Datos:
 - Módulo de la tensión:
 - El valor dependerá del caso de simulación.
 - El nudo a controlar será el Nudo PCR.
 - Ángulo de la tensión en el nudo GEN_EQ ($\delta = 0^\circ$ referencia de ángulos)
 - Incógnitas a resolver tras flujo de cargas:
 - Potencia activa entregada por el **MGES** equivalente.
 - Potencia reactiva entregada por el **MGES** equivalente.
- El nudo **PCR** (punto de conexión a la red del **MGE** a evaluar por simulación) será nudo tipo PQ:

- Datos:
 - Potencia activa de régimen permanente producida por el **MGE** a evaluar por simulación
 - Potencia reactiva de régimen permanente inyectada por el **MGE** a evaluar por simulación
- Incógnitas a resolver tras flujo de cargas:
 - Módulo de la tensión del nudo PCR
 - Ángulo de la tensión del nudo PCR
- La tolerancia de convergencia debe ajustarse a la potencia del sistema de acuerdo a las recomendaciones de la herramienta para resolver el flujo de cargas.
- Será necesario realizar convergencias sucesivas ajustando de forma iterativa la relación de transformación de transformador de máquina del **MGES** equivalente GEN_EQ hasta conseguir $V = 1.05$ p.u. en **PCR** con el **MGE** a evaluar mediante simulación absorbiendo la máxima Q requerida a $V = 1.05$ p.u. y a potencia máxima (pMaxEq). En el caso de que no sea necesario modelar el nudo GEN_EQ ni el transformador de máquina, se ajustará la tensión del nudo **PCR** con convergencias sucesivas modificando conveniente la tensión de consigna del **MGES** GEN_EQ.

7.2.4. Inicialización de la simulación dinámica

Por regla general, antes de hacer la simulación, hay que realizar una inicialización de los modelos dinámicos con el objeto de situar a las variables de estado dinámicas en las condiciones iniciales que correspondan a la solución del estado eléctrico obtenido del flujo de cargas previo. Por lo tanto, tras el proceso de inicialización, todas las variables de estado eléctrico de la red deben mantenerse en los valores del flujo de cargas previo.

Durante el proceso de inicialización, las cargas modeladas deben mantenerse como potencia constante (sin utilizar modelos dinámicos dependientes de la tensión) con el objeto de no alterar el valor de la carga a la tensión de inicialización. Asimismo, durante el proceso de inicialización, el nudo **PCR** deberá mantener su estado eléctrico inicial y el modelo dinámico del **MGE** a evaluar debe mantener su inyección de potencia activa y reactiva en los valores del flujo de cargas estático.

7.2.5. Simulación dinámica

Para la simulación dinámica de falta equilibrada, se simulará una falta trifásica en el **PCR**, con una reactancia a tierra. El valor de reactancia será tal que la tensión en el PCR baje hasta el valor establecido en el perfil tensión-tiempo del hueco a simular en el momento en que se despeja la falta.

Para la simulación dinámica de falta desequilibrada, se simulará una falta bifásica aislada de tierra en el **PCR**, con una reactancia entre fases tal que la tensión fase-tierra, de las fases en falta, en el **PCR**, baje hasta la mitad del valor establecido en el perfil tensión-tiempo del hueco para faltas equilibradas, incrementado en 0,5 p.u., en el momento en que se despeja la falta.

En el caso particular de modelo EMT:

- la simulación de falta trifásica equilibrada la falta se aplicará cuando la tensión de una de las fases sea máxima.
- En el caso de simulación de falta bifásica aislada de tierra la falta se aplicará cuando coincidan las tensiones de las fases en las que se va a simular la falta.
- La falta se despejará mediante un interruptor automático que abre en paso por cero de la corriente.

7.3. Anexo III: Formato de intercambio de datos entre entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones

7.3.1. Objetivo

Cada certificación de **UGE**, **CAMGE** o **MGE** exige el intercambio de información entre las **entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones**, el **certificador autorizado**, el **propietario** del **MGE** y el **GRP**. Es importante por tanto que la estructura de esta información sea lo más uniforme posible para permitir la automatización del procesado de datos. En particular, los datos a los que sería de aplicación este subapartado, serían los datos medidos y los resultados del análisis de los mismos incluyendo el análisis de datos de pruebas de robustez. Por tanto, **se recomienda**, en aras de facilitar la labor de intercambio de información entre los involucrados, que el formato de la información intercambiada sea acorde con lo descrito en los siguientes puntos.

7.3.2. Definición del registro

El formato de datos deberá ser COMTRADE, reconocido internacionalmente, alternativamente, se puede usar * .dat o * .mat, ya que son formatos habituales entre todas laboratorios de ensayos, **certificadores autorizados** y entidades de simulación, pudiendo procesar estos formatos con facilidad. Se usará como separador decimal el punto de acuerdo al estándar internacional.

7.3.3. Estructura

Los datos medidos y los resultados del análisis se deberán transferir por separado, para diferenciar claramente entre los datos en bruto y los datos procesados. En caso de producirse una medición a más de un nivel de tensión se deberá especificar, se usará MT para el nivel de mayor tensión y BT para el nivel de menor tensión. En caso de tratarse de un solo nivel de tensión se omitirá esta designación.

Conjunto con los datos se entregará un documento resumen en formato pdf con los resultados principales, como el factor k calculado, la recuperación de potencia, tiempos de respuesta, tiempo de establecimiento, etc.

Los datos en bruto se dan utilizando la siguiente estructura de la **Tabla 60**:

Datos en bruto	t/s	U1/V	U2/V	U3/V	I1/A	I2/A	I3/A	v/(m/s)	Δ /°	P _{DC} /W
	0.0001	11547	11547	11547	256	261	259	6.9
	0.0002	11548	11546	11548	262	265	264	7.2
	...									

Tabla 60. Estructura datos en bruto

Las señales especiales utilizadas aquí para la velocidad del viento (v), el ángulo de carga (δ) y la potencia primaria (PDC) se dan individualmente, dependiendo de la situación. En caso de medir tensiones de línea la denominación será U12, U23 y U31 respectivamente.

La siguiente tabla muestra la estructura de los valores calculados así como los nombres de los canales a usar y las unidades en las que deben aparecer:

Resultados	t/s	0.02	0.04	...
	U12/V	19999	20001	
	U23/V	19999	20001	
	U31/V	19999	20001	
	U1/V	11547	11548	
	U2/V	11547	11547	
	U3/V	11547	11547	
	U _{pos} /V	
	U _{neg} /V			
	U _{zero} /V			
	I1/V			
	I2/V			
	I3/V			
	I _{a_pos} /A			
	I _{a_neg} /A			
	I _{a_zero} /A			
	I _{r_pos} /A			
	I _{r_neg} /A			
	I _{r_zero} /A			
	P _{tot} /W			
	Q _{tot} /var			
	P _{pos} /W			
	P _{neg} /W			
	P _{zero} /W			
	Q _{pos} /var			
	Q _{neg} /var			
	Q _{zero} /var			

Tabla 61. Estructura resultados

Siendo:

- U_{12} / V Valor eficaz de la tensión de línea 1-2
- U_{23} / V Valor eficaz de la tensión de línea 2-3
- U_{31} / V Valor eficaz de la tensión de línea 3-1
- $U_{pos, neg, zero}$ / V Componentes simétricas de la tensión
- $I_{apos, aneg, azero}$ / A Componentes simétricas de la corriente activa
- $I_{rpos, rneg, rzero}$ / A Componentes simétricas de la corriente reactiva
- P_{tot} / W Potencia activa total
- Q_{tot} / var Potencia reactiva total
- $P_{pos, neg, zero}$ / W Componentes simétricas de la potencia activa
- $Q_{pos, neg, zero}$ / W Componentes simétricas de la potencia reactiva

7.3.4. Envío de datos

Para garantizar la consistencia de los registros, se deben utilizar sumas de control y enviarlas junto con los registros. El resultado de las mismas debe formar parte del documento resumen.

Pueden transmitirse por diversos medios (sharepoint, sftp server, DVD). Teniendo en cuenta la sensibilidad de los datos, así como los requisitos de acreditación, se debe tener especial cuidado en que el medio tiene un nivel suficiente de encriptación para evitar el acceso de terceros. Si es necesario, se debe considerar un acuerdo de confidencialidad adicional.

7.3.5. Nomenclatura de archivos

Las variables, como se exige anteriormente, se registran (tasa de muestreo), se nombran, promedian o se clasifican en forma normal a lo largo de todo el registro.

Los nombres de archivo seleccionados deben ser relevantes e incluir al menos la designación del UGE, el nivel de tensión, fabricante, fecha y hora, un número secuencial e información sobre si los datos están sin procesar o analizados. Los datos en bruto y los resultados se deben transmitir en registros separados quedando por tanto la siguiente estructura de ejemplo:

UGEx-FABRICANTEy_MV_RES_2014_03_21_051328_(0001).dat

UGEx-FABRICANTEy_LV_BRU_2014_03_21_051328_(0001).dat).

8. REFERENCIAS

1. **Reglamento (UE) 2016/631** de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>).
2. **Propuesta de PO.12.2** para instalaciones de generación y de demanda (17 de mayo de 2018): Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad. (<https://api.esios.ree.es/documents/449/download?locale=es>).
3. **Propuesta AELEC** de Implementación de los Requisitos de Aplicación General del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión. (17 de mayo de 2018).
4. Procedimiento de verificación, validación y certificación (**PVVC**) de los requisitos del P.O.12.3 sobre la respuesta de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas ante huecos de tensión. Versión 11 o superior.
5. UNE-EN **61400-21**: Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red. Versión septiembre 2009.
6. Technical Guidelines for Power Generating Units and Systems. Part 3 (**TG3**). Determination of the electrical characteristics of power generating units and systems, storage systems as well for their components in medium-, high- and extra-high voltage grids. Revision 25. FGW.
7. Technical Guidelines for Power Generating Units and Systems. Part 4 (**TG4**). Demands on modelling and validating simulation models of the electrical characteristics of power generating units and systems, storage systems as well for their components. Revision 09. FGW.
8. IEC **61400-27-2**: Wind Energy generation systems Part 27-2: Electrical simulation models – Model validation. [FDIS]
9. EN **50549-2**:2019 – CLC/TC 8X. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 2: Connection to a MV distribution network – Generating plants up to and including Type B.

9. TABLAS y FIGURAS

9.1. Lista de figuras

Figura 1. Esquemas general y de detalle de un MGE formado por varias UGE y un CAMGE. ...	9
Figura 2. Esquema ejemplo indicativo de la ubicación de barras de central (Caso A y Caso B)	12
Figura 3. Etapas esquema general supervisión.	17
Figura 4. Esquema de obtención del certificado de UGE.	18
Figura 5. Esquema de obtención del certificado de CAMGE.	18
Figura 6. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.	19
Figura 7. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.	20
Figura 8. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC). General.	21
Figura 9. Procedimientos de evaluación de la conformidad. Detallado.	22
Figura 10. Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C).	23
Figura 11. Procedimiento de evaluación de la conformidad por prueba. (PEC por P).	27
Figura 12. Procedimiento de evaluación de la conformidad por simulación. (PEC por S).....	29
Figura 13. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.	40
Figura 14. Modos de oscilación en el plano complejo "S".	85
Figura 15. Diagrama unifilar del caso ejemplo de dos MGES.	86
Figura 16. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento inferior al 5%. Resultado no aceptado.	88
Figura 17. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento superior al 5%. Resultado aceptado.	88
Figura 18. Diagrama unifilar del caso de análisis del MPE.	91
Figura 19. Variación de los modos de oscilación del sistema de estudio (MGES en nudo 1 y 4) al variar la reactancia de la línea.	92

Figura 20. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.....	95
Figura 21. Ensayo de hueco. Tensiones y tiempos. Tolerancias.	97
Figura 22. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE por debajo de 110kV.	99
Figura 23. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE conectado a 110 kV o por encima de este nivel.	100
Figura 24. Tolerancias admisibles en la medida de la corriente rápida reactiva.	105
Figura 25. Ejemplo de respuesta representando los tiempos definidos para inyección de corriente rápida de falta.....	106
Figura 26. Representación de los límites de la recuperación de potencia activa después de una falta en la que la tensión residual es igual o mayor que el 0,2 p.u.	107
Figura 27. Representación de los límites de la recuperación de potencia activa después de una falta en la que la tensión residual es menor que el 0,2 p.u.	107
Figura 28. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES por debajo de 110kV.	110
Figura 29. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel.	111
Figura 30. Esquema para arranque autónomo.....	113
Figura 31. Tipo de modelo de simulación (RMS, EMT) según el fenómeno a analizar [7].....	118
Figura 32. Esquema general de validación del modelo para simulaciones.....	120
Figura 33. Esquema de validación del modelo para simulaciones frente a huecos.....	122
Figura 34. Modelo de red eléctrica equivalente (esquema unifilar). Los ajustes para resolver flujo de cargas encuadrados en verde.	135
Figura 35. Sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.	137
Figura 36. Sistema de regulación de velocidad del MGES.	138

9.2. Lista de tablas

Tabla 1. Evaluación de los requisitos técnicos según está definido en el Reglamento.	16
Tabla 2. Incertidumbres máximas de los instrumentos de medida.	38
Tabla 3. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.	42
Tabla 4. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.	42
Tabla 5. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.	43
Tabla 6. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.	43
Tabla 7. Simulación complementaria MRPFL-O.	46
Tabla 8. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.	50
Tabla 9. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.	50
Tabla 10. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.	50
Tabla 11. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.	51
Tabla 12. Ejemplo de Simulación complementaria MRPFL-U.	54
Tabla 13. Ensayos MRPF. Estatismo 5% y umbral de frecuencia $\Delta f_1 = 0.01\text{Hz}$.	56
Tabla 14. Simulación complementaria MRPF (sobrefrecuencia).	57
Tabla 15. Simulación complementaria MRPF (subfrecuencia).	58
Tabla 16. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE.	63
Tabla 17. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE del MGES.	64
Tabla 18. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE.	65
Tabla 19. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES.	66
Tabla 20. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.	67
Tabla 21. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.	68

Tabla 22. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B	69
Tabla 23. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B.....	70
Tabla 24. Parámetros del ensayo del modo de control de potencia reactiva.....	72
Tabla 25. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 7%....	74
Tabla 26. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 2%....	74
Tabla 27. Parámetros del ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE.	76
Tabla 28. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva	77
Tabla 29. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento general y el específico Caso A.	79
Tabla 30. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento general y el específico Caso A.	80
Tabla 31. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento específico Caso B.	80
Tabla 32. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento específico Caso B.	81
Tabla 33. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia.	82
Tabla 34. Datos de los MGE.	86
Tabla 35. Datos de las cargas.....	86
Tabla 36. Parámetros del modelo de alternador del MGE que representa el sistema externo.	86
Tabla 37. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE que representa el sistema externo.	87
Tabla 38. Parámetros del modelo del sistema de regulación de velocidad y de turbina de vapor del MGE que representa el sistema externo.....	87
Tabla 39. Parámetros del modelo de alternador del MGE del nudo 1.....	92
Tabla 40. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE del nudo 1.....	92
Tabla 41. Parámetros del modelo del PSS del MGE del nudo 1.	93

Tabla 42. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MPE.	98
Tabla 43. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE < 110 kV.	99
Tabla 44. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE ≥ 110 kV	100
Tabla 45. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (I).	101
Tabla 46. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (II).	102
Tabla 47. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (III).	103
Tabla 48. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MGES.	109
Tabla 49. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES < 110 kV.	110
Tabla 50: Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES ≥ 110 kV.	111
Tabla 51. Requisitos técnicos a evaluar por simulación.	119
Tabla 52. Resultados para validación para UGE de MPE.	124
Tabla 53. Resultados para validación para UGE de MGES.	125
Tabla 54. Límites admisibles para la validación para UGE de MPEPE.	125
Tabla 55. Límites admisibles para la validación para UGE de MGES.	126
Tabla 56. Modelo de certificado final de MGE (I.).	131
Tabla 57. Datos del MGES.	137
Tabla 58. Datos del sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.	138
Tabla 59. Datos del sistema de regulación de velocidad del MGES.	138
Tabla 60. Estructura datos en bruto	144
Tabla 61. Estructura resultados	144