



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

aeléc

Grupo Red Eléctrica



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	
2.0	Publicación versión 2	3/11/2020	Aprobación de la Orden TED/749/2020 y del Real Decreto 647/2020
2.1	Publicación versión 2.1	9/7/2021	Incorporación de las correcciones de la versión 2.0 y otras modificaciones

Índice

Contenido

Índice.....	2
1. INTRODUCCIÓN.....	10
2. DEFINICIONES	12
3. APLICABILIDAD.....	17
4. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	18
4.1. Aspectos generales	18
4.1.1. Certificado final de MGE.....	23
4.2. Procedimiento de evaluación de conformidad por certificados de equipo (PEC por C)	27
4.2.1. MGE tipo A	28
4.2.2. MGE tipo B	29
4.2.3. MGE tipos C y D	30
4.2.3.1. Evaluación de conformidad por certificado.	30
4.2.3.2. Evaluación de conformidad por prueba y/o simulación.	31
4.3. Procedimiento de evaluación de conformidad por prueba (PEC por P)	33
4.4. Procedimiento de evaluación de conformidad por simulación (PEC por S).....	35
4.5. UGE tipo de características similares	37
4.6. Evaluación del CAMGE	40
4.6.1. STATCOM	41
4.6.1.1. Obtención del certificado de STATCOM	41
4.6.1.2. STATCOM tipo de características similares	42
4.6.2. PPC	42
4.6.2.1. Obtención del certificado de PPC.....	42
4.6.2.2. PPC tipo de características similares	43
4.6.3. Compensador síncrono	43
4.6.3.1. Obtención del certificado del compensador síncrono.....	43
4.6.3.2. Compensador síncrono tipo de características similares	45
4.6.4. Sistemas de almacenamiento por baterías	45
4.7. Pruebas y simulaciones de unidades generadoras de electricidad según otra normativa	46
5. METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y SIMULACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS	47
5.1. Modo de regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O). 48	
5.1.1. Objetivo.....	48

5.1.2.	Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE	50
5.1.2.1.	Método de ensayo de la UGE	50
5.1.2.2.	Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	53
5.1.2.3.	Método de simulación de la UGE	54
5.1.2.4.	Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE.....	55
5.1.3.	Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE	55
5.1.4.	Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE	57
5.2.	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U).....	58
5.2.1.	Objetivo.....	58
5.2.2.	Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE	58
5.2.2.1.	Método de ensayo de la UGE	58
5.2.2.2.	Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	61
5.2.2.3.	Método de simulación de la UGE	63
5.2.2.4.	Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE	63
5.2.3.	Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE	63
5.2.4.	Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE	64
5.3.	Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF)	65
5.3.1.	Objetivo.....	65
5.3.2.	Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE	67
5.3.2.1.	Método de ensayo de la UGE	67
5.3.2.2.	Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	68
5.3.2.3.	Método de simulación de la UGE	69
5.3.2.4.	Criterio de aceptación de las simulaciones de la UGE	69
5.3.3.	Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE	69
5.3.4.	Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE	70
5.4.	Capacidad de control de potencia-frecuencia	71
5.5.	Capacidad y rango de control de la potencia activa	72
5.6.	Emulación de inercia	73
5.6.1.	Objetivo.....	73
5.6.2.	Método de simulación y criterios de aceptación de las simulaciones	73
5.6.3.	Criterios de aceptación del informe	74
5.7.	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima	75
5.7.1.	Objetivo.....	75
5.7.2.	Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE	75
5.7.2.1.	Método de ensayo para UGE de MPE	75
5.7.2.2.	Método de ensayo para UGE de MGES	76

5.7.2.3.	Criterio de aceptación de los ensayos de la UGE.....	78
5.7.3.	Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE	78
5.7.3.1.	Procedimiento de modelización completa en PCR.....	78
5.7.3.2.	Procedimiento de modelado alternativo en el caso de existencia de instalaciones compartidas	80
5.7.4.	Criterio de aceptación de la simulación complementaria	85
5.7.5.	Evaluación a nivel MGE para la obtención de certificado de MGE	86
5.8.	Control de potencia reactiva en MPE.....	87
5.8.1.	Objetivo.....	87
5.8.2.	Evaluación a nivel UGE para la obtención de certificado de la UGE	87
5.8.2.1.	Modo de control de potencia reactiva de la UGE.....	87
5.8.2.1.1.	Ensayo del modo de control de potencia reactiva de la UGE	87
5.8.2.1.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de potencia reactiva de la UGE	88
5.8.2.2.	Modo de control de tensión.....	88
5.8.2.2.1.	Ensayo del modo de control de tensión	88
5.8.2.2.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de tensión de la UGE.....	89
5.8.2.3.	Modo de control de factor de potencia	90
5.8.2.3.1.	Ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE	90
5.8.2.3.2.	Criterio de aceptación de los ensayos del modo de control de factor de potencia de la UGE	91
5.8.3.	Simulaciones complementarias para obtención del certificado de MPE	92
5.8.3.1.	Simulación complementaria del control de potencia reactiva	92
5.8.3.1.1.	Procedimiento de modelización completa en PCR.....	93
5.8.3.1.2.	Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.	93
5.8.3.1.3.	Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.....	93
5.8.3.2.	Criterio de aceptación de las simulaciones complementarias del control de potencia reactiva.	93
5.8.3.3.	Simulación complementaria del modo de regulación de tensión. ..	94
5.8.3.3.1.	Procedimiento de modelado completo en PCR.....	94
5.8.3.3.2.	Procedimiento de modelado alternativo en BC. Caso A.....	95
5.8.3.3.3.	Procedimiento de modelado alternativo en BC. Caso B.....	96
5.8.3.4.	Criterio de aceptación de la simulación complementaria del modo de regulación de tensión.....	97
5.8.3.5.	Simulación complementaria del control de factor de potencia.	98
5.8.3.5.1.	Procedimiento de modelización completa en PCR.....	99

5.8.3.5.2.	Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A	100
5.8.3.5.3.	Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.....	100
5.8.3.6.	Criterio de aceptación de la simulación complementaria del control de factor de potencia.	101
5.8.4.	Evaluación a nivel MPE para la obtención de certificado de MPE	101
5.9.	Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES.....	102
5.9.1.	Objetivo.....	102
5.9.2.	Método de simulación.....	103
5.9.3.	Criterio de aceptación de las simulaciones	106
5.9.4.	Método de evaluación alternativo	107
5.10.	Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en MPE	108
5.10.1.	Objetivo	108
5.10.2.	Método de simulación	109
5.10.2.1.	Cálculo de valores propios	109
5.10.2.2.	Simulaciones en el dominio del tiempo	112
5.10.3.	Criterio de aceptación de las simulaciones	113
5.10.3.1.	Criterio de aceptación para el análisis basado en valores propios	113
5.10.3.2.	Criterio de aceptación para simulaciones en el dominio del tiempo 114	
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	115
5.11.1.	Objetivo	115
5.11.2.	Método de ensayo	117
5.11.2.1.	Equipo de ensayo	118
5.11.2.2.	Tipos de ensayos sobre UGE	118
5.11.2.2.1.	Ensayos a realizar en UGE de MPE	119
5.11.2.2.2.	Documentación de los ensayos a MPE.....	121
5.11.2.2.3.	Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión	125
5.11.2.2.4.	Criterios de evaluación del requisito de inyección rápida de intensidad reactiva	125
5.11.2.2.5.	Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión	128
5.11.2.2.6.	Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias 128	
5.11.2.2.7.	Ensayos a realizar en MGES	129
5.11.2.2.8.	Documentación de los ensayos a MGES.....	131

5.11.2.2.9.	Criterios de evaluación del requisito de hueco de tensión	131
5.11.2.2.10.	Criterios de evaluación del requisito de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión	131
5.11.2.2.11.	Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias	131
5.11.3.	Método de simulación y criterio de aceptación de las simulaciones	131
5.12.	Arranque autónomo.....	133
5.12.1.	Objetivo	133
5.12.2.	Método de ensayo	133
5.12.3.	Criterio de aceptación del ensayo	134
5.13.	Funcionamiento en Isla	135
5.13.1.	Objetivo	135
5.13.2.	Método de simulación	135
5.13.2.1.	Simulación sobrefrecuencia	135
5.13.2.2.	Simulación subfrecuencia	136
5.13.3.	Criterio de aceptación de la simulación	136
5.14.	Resincronización rápida	137
5.14.1.	Objetivo	137
5.14.2.	Método de ensayo	137
5.14.3.	Criterio de aceptación del ensayo	137
6.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	138
6.1.	Aspectos generales y objetivo de la validación del modelo	138
6.2.	Validación del modelo de UGE.....	141
6.2.1.	Validación del modelo de UGE de MGE de P_{max} inferior a 5 MW	141
6.2.1.1.	Metodología	141
6.2.1.2.	Resultados para la validación.....	142
6.2.1.3.	Evaluación.....	144
6.2.2.	Validación del modelo de UGE de MGES de P_{max} superior o igual a 5 MW	145
6.2.3.	Condiciones para la realización de las simulaciones	145
6.3.	Validación del modelo de CAMGE.....	147
7.	ANEXOS.....	148
7.1.	Modelos de certificado de MGE, otros certificados y alcances de acreditación	148
7.1.1.	Modelos de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos	148
7.1.1.1.	Modelo de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos a través de instalador autorizado	148

7.1.1.2.	Modelo de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos a través de certificador autorizado	151
7.1.2.	Certificado final reducido de MGE.....	155
7.1.2.1.	Procedimiento de evaluación de la conformidad.....	155
7.1.2.2.	Metodología de pruebas y simulaciones para la evaluación de los requisitos técnicos	158
7.1.2.2.1.	Modo regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O)	158
7.1.2.2.2.	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	159
7.1.2.2.3.	Modo regulación potencia frecuencia (MRPF)	159
7.1.2.2.4.	Modos de control de potencia reactiva en MPE	160
7.1.2.2.5.	Capacidad de no contribuir negativamente al amortiguamiento de oscilaciones de potencia	161
7.1.2.2.6.	Capacidad a soportar huecos de tensión	161
7.1.2.3.	Modelo certificado reducido.....	161
7.1.3.	Alcances de acreditación	162
7.1.4.	Tabla de equivalencias entre certificaciones	163
7.1.4.1.	Equivalencias entre certificados de NTS y NTS SENP.....	163
7.1.4.2.	Equivalencias entre certificados de MGE por requisito entre versiones de la NTS	164
7.1.5.	Contenido mínimo del Informe de revisión de protecciones para MGE conectados a la Red de Distribución	165
7.2.	Red eléctrica equivalente del Sistema Eléctrico Peninsular y Sistema Europeo Interconectado para simulación	167
7.2.1.	Datos de los nudos y elementos pasivos del equivalente de red	168
7.2.2.	Generación a probar mediante simulación	173
7.2.3.	Flujo de cargas inicial	173
7.2.4.	Inicialización de la simulación dinámica	174
7.2.5.	Simulación dinámica	174
7.3.	Formato de intercambio de datos entre entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones	176
7.3.1.	Objetivo.....	176
7.3.2.	Definición del registro	176
7.3.3.	Estructura	176
7.3.4.	Envío de datos	178
7.3.5.	Nomenclatura de archivos	178

7.4. Procedimiento de Modelado para simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva y los modos de control de potencia reactiva	179
7.4.1. Objeto	179
7.4.2. Procedimiento de modelado para simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva.....	179
7.4.2.1. Procedimiento de modelización completa en PCR.....	179
7.4.2.2. Procedimiento de modelado alternativo en BC.	183
7.4.2.2.1. Caso A.	184
7.4.2.2.2. Caso B	185
7.4.3. Procedimiento de modelado para simulaciones complementarias de los modos de control de potencia reactiva.....	187
7.4.3.1. Procedimiento de modelización completa en PCR.....	188
7.4.3.2. Procedimiento de modelización alternativa en BC	188
7.4.3.2.1. Caso A	189
7.4.3.2.2. Caso B	189
7.5. Modelo equivalente para MPE fotovoltaicos mediante agregación en baja tensión	190
8. REFERENCIAS	192
9. TABLAS y FIGURAS	193
9.1. Lista de figuras	193
9.2. Lista de tablas	197

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** de los siguientes documentos:

- [Orden TED/749/2020](#), de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión [2].
- [Real Decreto 647/2020](#), de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas [3].

A efectos de la actualización de esta **Norma Técnica**, su entrada en vigor será la de su fecha de publicación y dejará de estar en vigor transcurrido un **período transitorio de 12 meses**, tras la aprobación 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.

Se aceptarán los **certificados de MGE** de determinados requisitos, emitidos según la versión 2.0 de esta **Norma Técnica**, para la obtención del **certificado final de MGE** según esta versión de la **Norma Técnica**, conforme a lo especificado en las equivalencias de la **Tabla 67** del subapartado 7.1.4.2.

Esta **Norma Técnica** incluye el procedimiento de supervisión de la conformidad para aquellos **MGE** que les resulte de aplicación la Disposición transitoria cuarta de [3], “Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones no existentes cuya fecha de puesta en servicio sea anterior a los seis meses posteriores a la entrada en vigor de este real decreto”. En estos casos, el **propietario** del **MGE** podrá proporcionar un **certificado final de MGE reducido** alternativo al **certificado final de MGE**, emitido por un **certificador autorizado**, según se especifica en el subapartado 7.1.2.

La diferencia entre un **certificado final de MGE** y un **certificado final de MGE reducido** está en qué requisitos evaluar, así como en su(s) método(s) de evaluación. El resto de los aspectos definidos en esta **Norma Técnica** para un **certificado final de MGE** aplican, por defecto, para un **certificado final de MGE reducido**.

Los alcances de acreditación requeridos a las entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones o los certificadores autorizados se especifican en el subapartado 7.1.3.

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.

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 durante toda la vida útil del **MGE** toda aquella información y documentación que forme parte de esta **Norma Técnica**.

2. DEFINICIONES

De manera adicional a las definiciones del **artículo 2 del Reglamento y del artículo 3 de [2]**, 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 [3].
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 (STATCOM, SVC), 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**), compensadores síncronos y baterías.

Como aclaración, los elementos pasivos que puedan tener afección sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos – por ejemplo, bancos de condensadores y reactancias, no se consideran **CAMGE**. No obstante, se modelarán convenientemente para realizar las simulaciones que correspondan, pero no será necesaria su certificación bajo esta **Norma Técnica**. El **propietario del MGE** (o la entidad designada al efecto, por ejemplo, fabricantes) aportarán al **certificador autorizado** la hoja de características de los elementos pasivos existentes en el **MGE** para su consideración a la hora de evaluar ensayos y/o simulaciones.

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

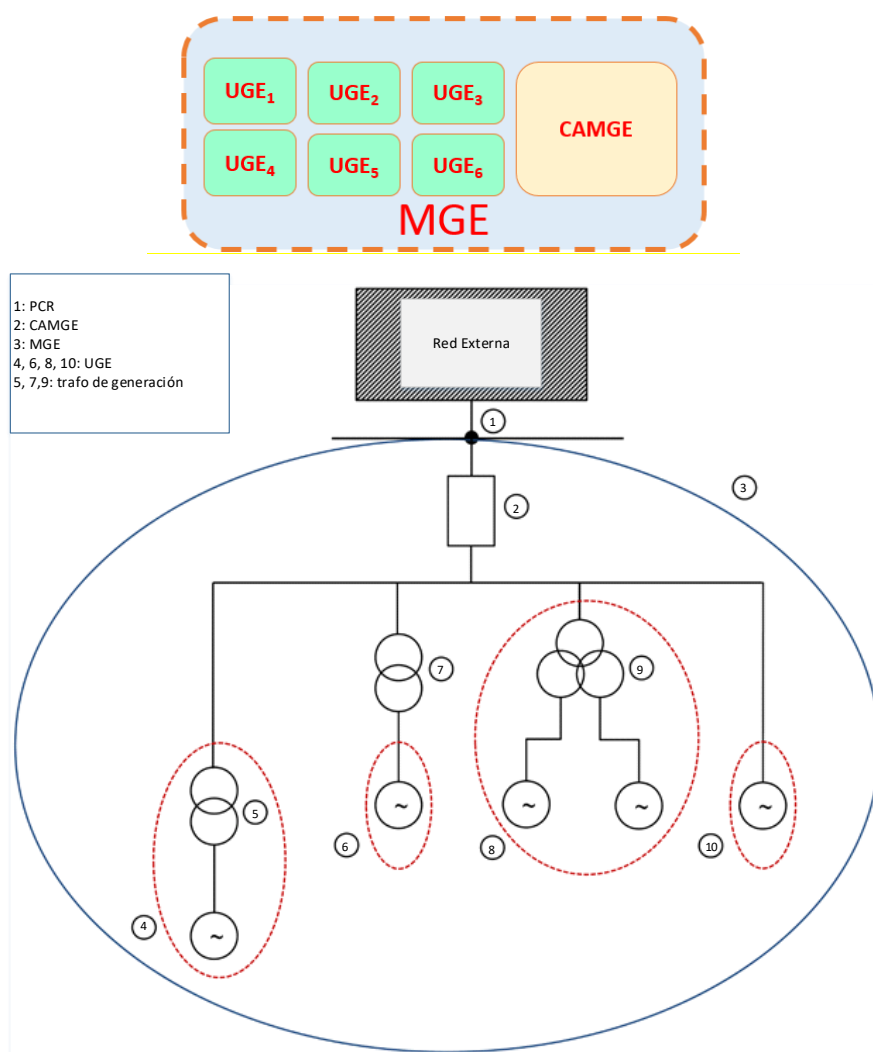


Figura 1. Esquemas, general y de detalle, de un MGE formado por varias UGE y un CAMGE.

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**)².
 - **MGES** o **MPE**, que está formado por **UGE(s)** y **CAMGE(s)**
 - **UGE** es la planta de Generación Principal, conforme a lo desarrollado en [3].
3. «**Potencia activa, reactiva y aparente nominal de la UGE**»: la potencia activa, reactiva y aparente declaradas por el fabricante de la **UGE** respectivamente.
4. «**Propietario del MGE**»: a los efectos de esta **Norma Técnica**, se utilizará el término **propietario del MGE** para hacer referencia a la entidad física o jurídica propietaria de una instalación de generación de electricidad según está definido en [1] y que corresponde con el titular del **MGE** en [2] y [3].

² 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**.

5. «**Entidad acreditada para la realización de ensayos y simulaciones**»: entidad que dispone de acreditación de acuerdo con 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**. En el caso de las entidades establecidas en la UE, la definición antes mencionada debería ser interpretada de forma que no entre en contradicción con las exigencias legales por lo que, en esos casos la única acreditación aceptable sería la emitida por el Organismo Nacional de Acreditación del país en el que esté establecida la entidad.
6. «**Instalador autorizado**»: persona física o jurídica que realiza, mantiene o repara las instalaciones eléctricas, de acuerdo con 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**»: son los organismos de control autorizados por la administración competente en materia de industria del territorio donde realicen su actividad, siendo 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 eléctricas de alta y baja tensión, 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] por ejemplo, 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 con la norma **UNE EN ISO/IEC 17065**. El **certificador autorizado** recopilará los **certificados de UGE para cada requisito técnico** y los **escritos de conformidad del GRP para un requisito técnico** y proporcionará el **certificado final de MGE** al **propietario** 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. «**Certificado final de MGE reducido**» variante del «**Certificado final de MGE**» anterior para aquellos **MGE** que les resulte de aplicación la Disposición transitoria cuarta del RD 647/2020 “Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones no existentes cuya fecha de puesta en servicio sea anterior a los seis meses posteriores a la entrada en vigor de este real decreto”.
12. «**Certificador autorizado**»: una entidad que emite **certificados de equipos y documentos de módulos de generación de electricidad** y cuya acreditación la 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 Consejo³.

13. «**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**.
14. «**Informe de revisión de protecciones**»: tras la inspección reglamentaria del **MGE** según la ITC RAT-23 por parte de un **organismo de control autorizado**. Dicho **organismo de control autorizado** emitirá un documento específico que acredita la inspección de las protecciones adicionales, es decir, de los relés de protección situados en el punto de conexión a la red de alta tensión según el *“Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad”* [3] para los **MGE** Tipo B, C y D, o las especificaciones particulares de **GRD** para los **MGE** Tipo A.
15. «**Escrito de conformidad del GRP para un requisito técnico**»: documento que certifica que la **UGE (o MGE)** cumple con un requisito técnico individual del **Reglamento** evaluado por el **GRP (GRT o GRD, según corresponda)** en lugar del **certificador autorizado**. Será emitido por el **GRT o GRD, según corresponda**, y en las mismas condiciones que el **certificado final** del **MGE**.
16. «**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 envoltorio será parte del **certificado final** del **MGE** a la hora de aplicar certificados tipo y analizar su afección.
17. «**Software**»: Programas y rutinas de segundo nivel que permiten a la computadora realizar determinadas tareas. La definición de su envoltorio, 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.
18. «**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.
19. «**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 esta **Norma Técnica** se diferenciarán 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**, que es compartido entre varios **MGE**. En consecuencia, la medida del lado de alta del transformador no dependería únicamente del **MGE** a evaluar.

³ 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).

No se considerará como transformador elevador del **MGE** al transformador de generación de la **UGE** definido en la **Figura 1**. En la **Figura 2**, se representa un esquema a modo de ejemplo para ilustrar ambos casos:

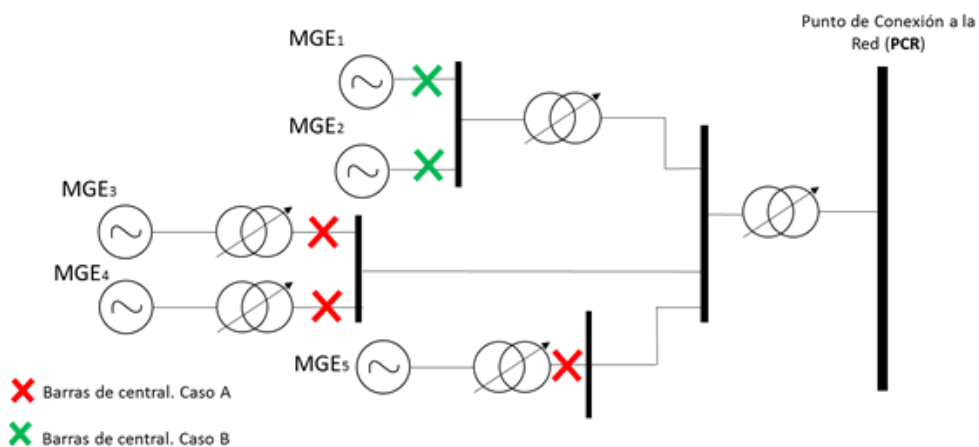


Figura 2. Esquema ejemplo indicativo de la ubicación de barras de central (Caso A y Caso B).

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 [3], la **significatividad de los MGE** se evalúa en función de su **capacidad máxima** y la **tensión en 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**), 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 cualquiera 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** o la conformidad por parte del **GRP**, según proceda.
- **Simulaciones de conformidad (S)**: 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 certificado 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 y UGE**, no siempre implica una conformidad automática del **MGE** (en su conjunto), dado que:
 - La recopilación de **certificados de equipo (UGE y CAMGE)** no siempre garantiza el cumplimiento de los requisitos técnicos en el **PCR**, por lo que, en función del requisito técnico a evaluar, será necesaria, con carácter general, la realización de **simulaciones complementarias**⁴.
 - El **GRD o GRT**, según corresponda, 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 **GRD o GRT** notificará mediante un **escrito de conformidad del GRD o GRT al propietario del MGE** la conformidad del **MGE** con el requisito en cuestión. Dicha conformidad tendrá que ser adjuntada por el

⁴ 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. Las simulaciones complementarias deberán considerar las capacidades de potencia activa y reactiva del inversor cuando la temperatura ambiente sea la máxima de diseño del **MGE**, que será definida por el propietario del **MGE**, de tal forma que se deberá comprobar que las potencias del inversor no superen estos valores.

certificador autorizado en el **certificado final de MGE** en los casos que sea de aplicación.

- 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**.

La evaluación de la conformidad se realizará a una frecuencia nominal de 50 Hz.

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** para obtener el **Certificado Final de MGE**⁵, así como los apartados de esta **Norma Técnica** y los artículos del **Reglamento** correspondientes:

⁵ En el subapartado 7.1.2 se indican los requisitos técnicos del Reglamento a evaluar y la(s) posible(s) forma(s) de evaluación para obtener el **Certificado Final de MGE reducido** alternativo al **Certificado Final de MGE**.

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-sobrefrecuencia (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	P
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	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	N/A	P (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	P (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	P (S***) o C**
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	P (S***) o C**	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11	P (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	P (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	≥B	5.7	N/A	(P) o C**
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7	N/A	(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	P (S***) o C**	N/A
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥B	5.7	(P) o C**	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7	(P) o C**	N/A
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva	≥B	5.8	P o C**	N/A
21.3.f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.10	S	N/A

Tabla 1. Evaluación de los requisitos técnicos según está definido en esta Norma Técnica.

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**.
- ***: En aquellos casos que se indique P (S***), se realizará la prueba en UGE y, si no es exitosa, se realizará la simulación del MGE completo, incorporando el CAMGE que permita cumplir el requisito en cuestión.
- ****: De aplicación a MGES tipo D y de P_{max}>50 MW.

Para aquellos requisitos donde existan varios métodos de evaluación de la conformidad (columna “Formas de Evaluación” en la **Tabla 1**), el **propietario** del **MGE**⁶ **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 al **GRP** para la realización de pruebas con el **MGE** conectado.

En el momento de la evaluación inicial de un **MGE** y a lo largo de su vida útil, los gestores de red podrán solicitar al **propietario** del **MGE** todo el expediente técnico de certificación, es decir, 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**.

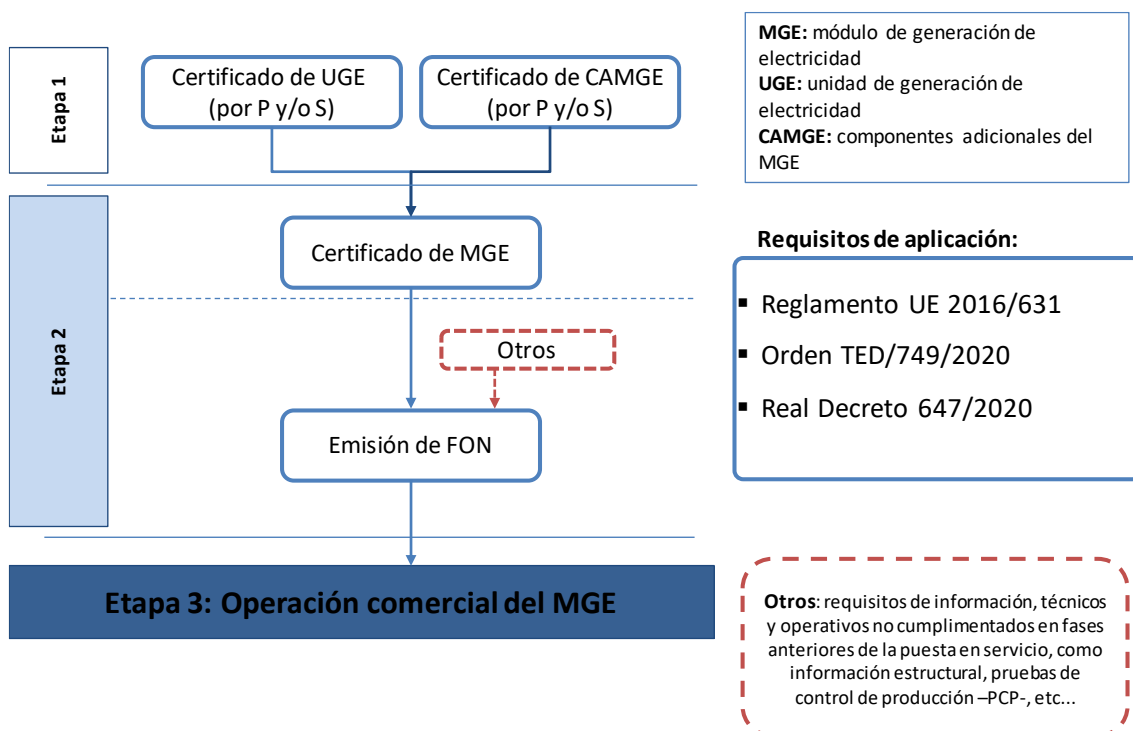


Figura 3. Etapas esquema general supervisión.

⁶ El **Reglamento** define al «**propietario de instalación de generación de electricidad**» como 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**:

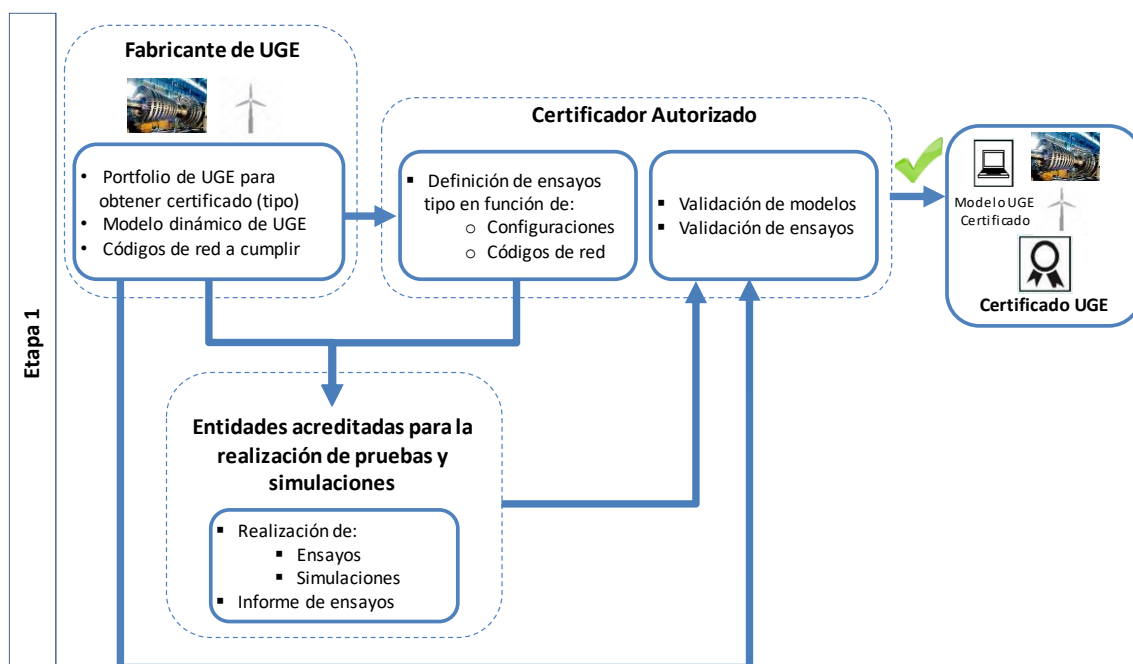


Figura 4. Esquema de obtención del certificado de UGE.

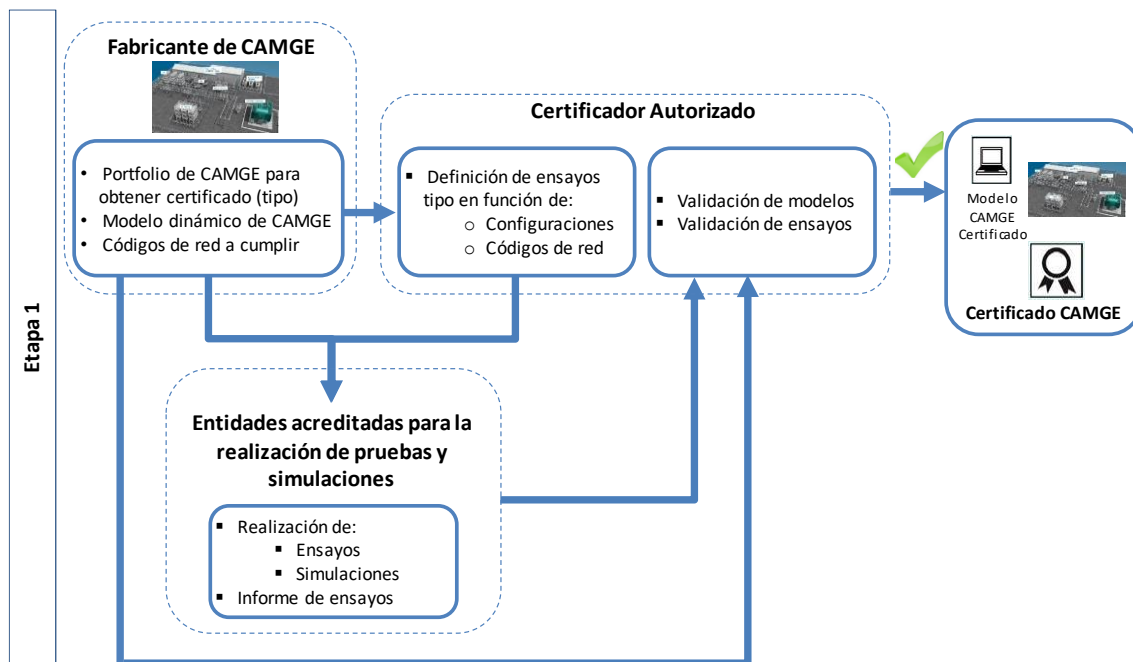


Figura 5. Esquema de obtención del certificado de CAMGE.

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

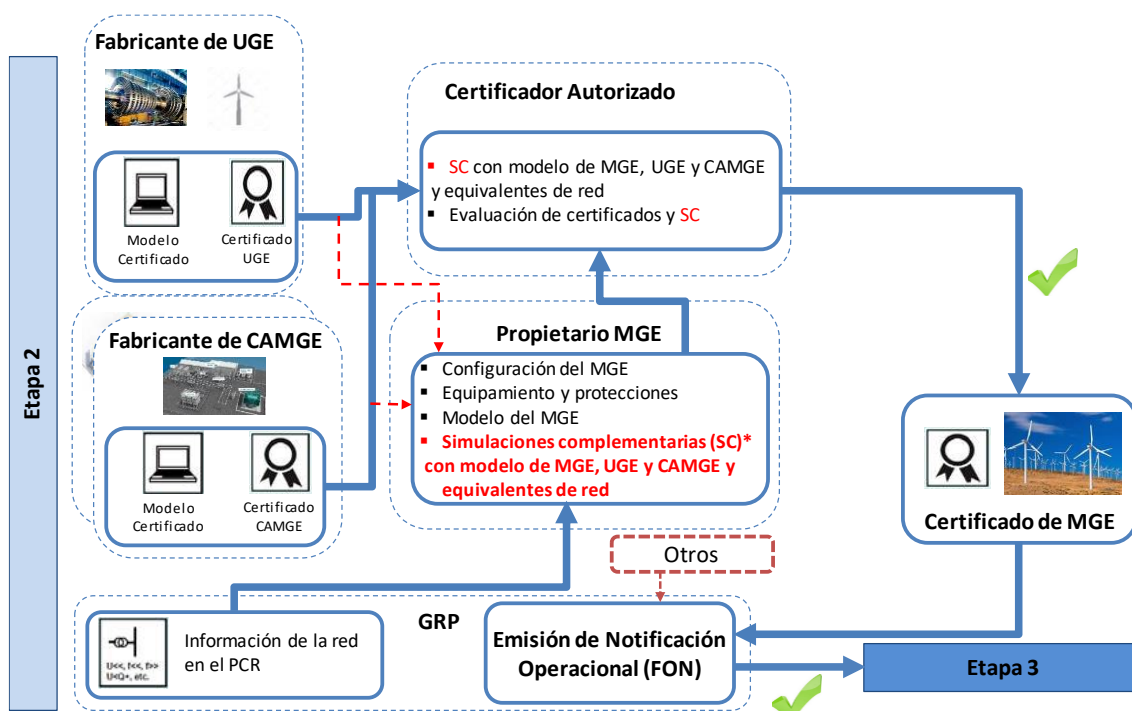


Figura 6. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.

En los subapartados 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 quién 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 subapartado 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 **GRD o GRT**, según corresponda, éste enviará una comunicación escrita de conformidad al **propietario** del **MGE**, o la entidad designada por el mismo (por ejemplo, el fabricante de **UGE** o **CAMGE**), 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**.
- 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**.

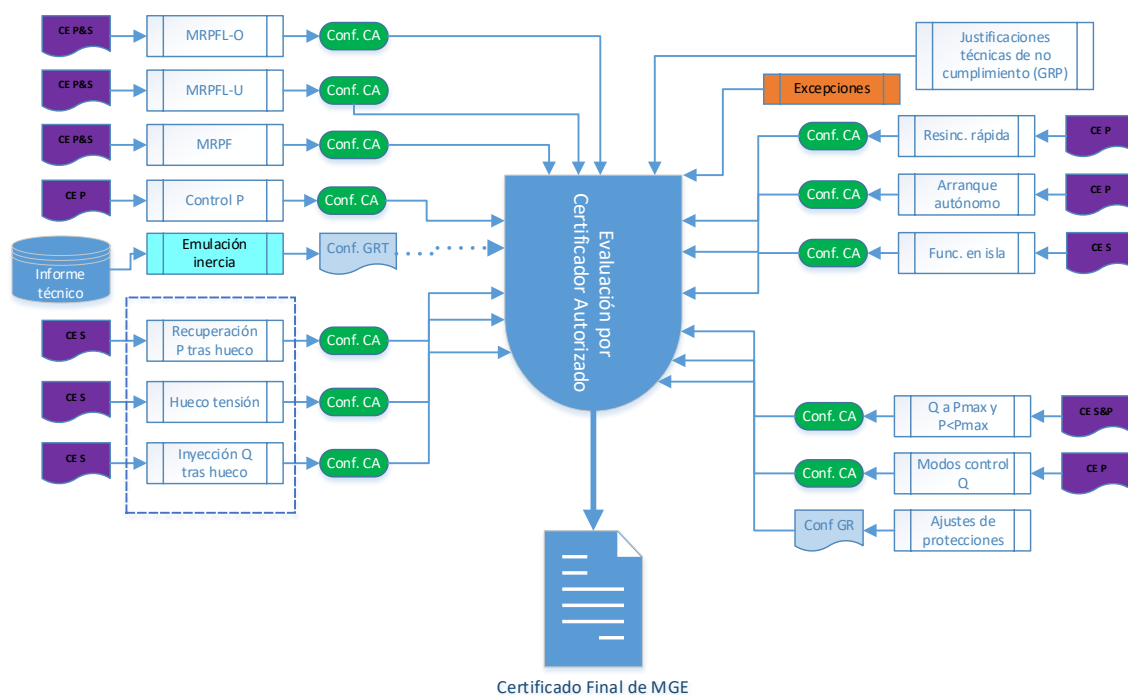


Figura 7. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.

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 5 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).

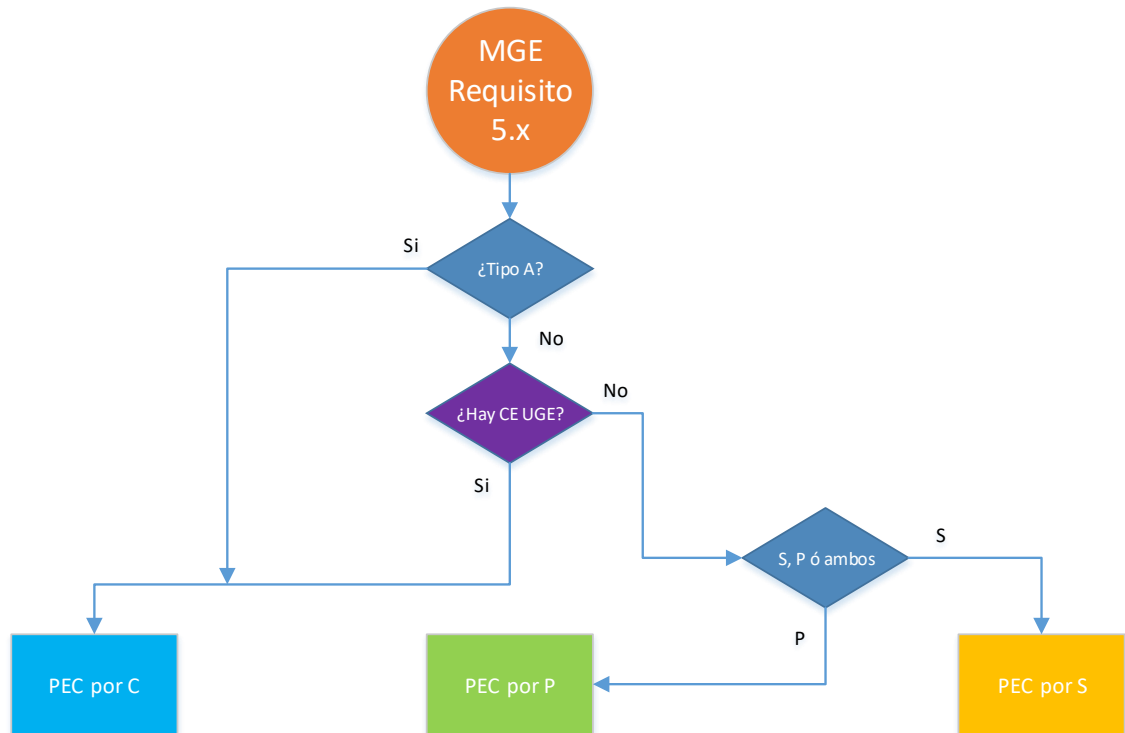


Figura 8. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC). General.

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.

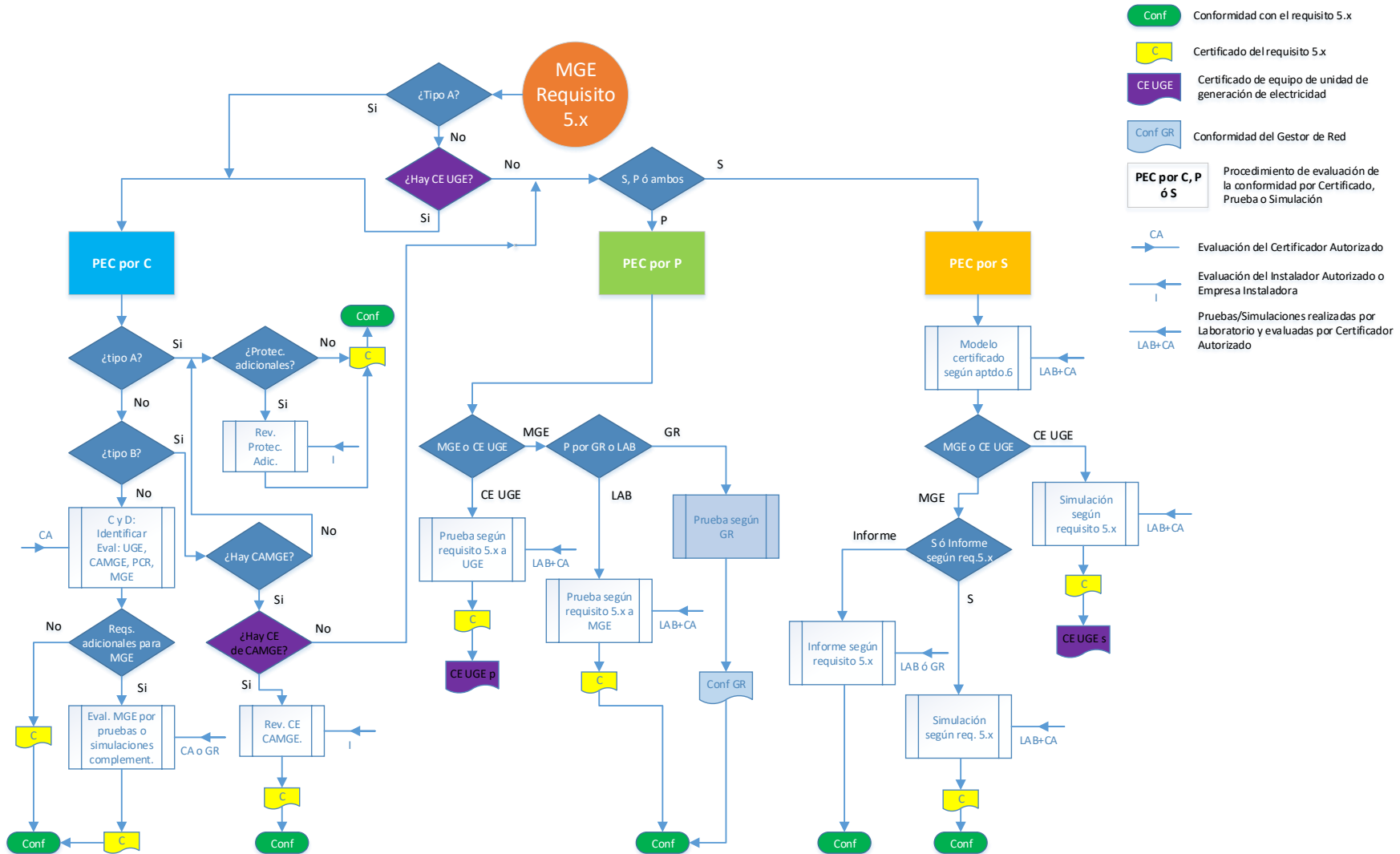


Figura 9. Procedimientos de evaluación de la conformidad. Detallado.

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

Los **MGE** están formados por las **UGE** y los **CAMGE** 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** podrán obtener los **certificados de equipo** mediante las pruebas y simulaciones estipuladas en el apartado 5. Por otra parte, los fabricantes de los **CAMGE** podrán obtener los certificados de equipo mediante las pruebas y simulaciones estipuladas en el subapartado 4.6. 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**:

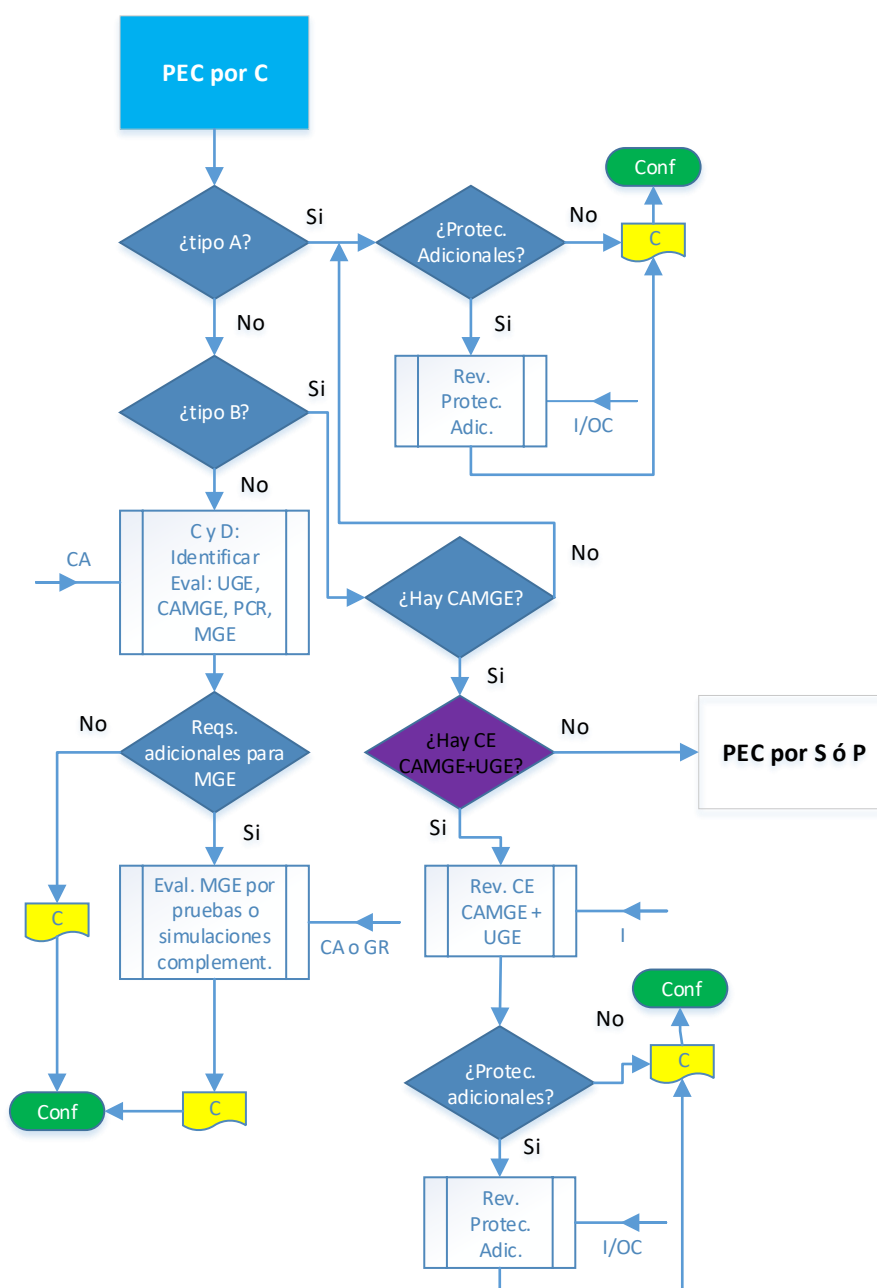


Figura 10. Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C).

A continuación, se especifica la evaluación de la conformidad por **certificado de equipo** según la significatividad del **MGE**, si bien habrá que tener en cuenta adicionalmente lo indicado en el último párrafo del apartado 3 relativo a las capacidades del **GRP** para poder realizar las verificaciones que resulten oportunas de acuerdo con la legislación vigente.

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 con **los reglamentos electrotécnicos de Alta o Baja Tensión** en su versión más actualizada.

Para **MGE** conectados a la red de alta tensión y cuando el **MGE tenga esquemas de protección, adicionales a las protecciones del propio UGE** (protecciones del punto de conexión a la red, mecanismos antivertido, etc.), la evaluación de la conformidad deberá incluir la revisión de los ajustes implementados para garantizar que se cumplen todos los requisitos técnicos de [1], [2] y [3], y deberá entregarse un **Informe de revisión de protecciones** conforme al contenido mínimo especificado en el subapartado 7.1.5 de esta **Norma Técnica**.

No será necesario realizar **simulaciones complementarias**.

En cualquier caso, el **propietario** del **MGE**, o su representante a efectos oportunos, siempre remitirá al **GRP el certificado final de MGE** dentro del **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**⁷ para enviarlos como el **certificado final de MGE**. En este caso, no será necesario realizar **simulaciones complementarias**.
- **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**⁷ para enviarlos como el **certificado final de MGE**. En aquellos casos donde el **instalador autorizado** o **empresa instaladora**, según proceda, no pueda garantizar que el **conjunto UGE y CAMGE** cumple con los requisitos correspondientes⁸, será necesario realizar **simulaciones complementarias**, que deberán ser evaluadas por un **certificador autorizado**.
 - En el resto de las situaciones, se seguirá el procedimiento definido en el subapartado 4.2.3.

Para las **UGE con esquemas de protección adicionales a las protecciones del propio MGE** (protecciones del punto de conexión a la red, o de mecanismos antivertido), y como requisito imprescindible para solicitar la energización del **MGE al GRD**, deberá revisarse que los ajustes

⁷ Los sistemas de protección están regulados por los reglamentos electrotécnicos.

- La ITC-BT-05 en su apartado 3 establece su inspección por parte de un organismo de control autorizado para los MGE de Baja Tensión
- La ITC-RAT-22 en su apartado 3 establece su inspección por parte de un organismo de control autorizado para los MGE conectados en alta tensión.

⁸ Si el MGE tiene un transformador elevador funcionando a toma fija, se considera que no tiene impacto relevante para evaluar la capacidad de potencia reactiva a capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.

implementados cumplen el “Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad” [3]. Dicha revisión consistirá en una verificación realizada por el **instalador autorizado** o **empresa instaladora** con la inspección de un **organismo de control autorizado**⁷ y deberá entregarse un **Informe de revisión de protecciones** conforme al contenido mínimo especificado en el subapartado 7.1.5 de esta **Norma Técnica**.

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

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 resto de elementos desde BC del MGE hasta el PCR.** Se evaluará por parte del **certificador autorizado**, de forma documental, si tanto la apartamento como otros elementos de potencia (transformadores) hasta el PCR, tienen impacto en la evaluación de los requisitos técnicos y se modelarán convenientemente en las simulaciones de conformidad.
 4. **Evaluación del MGE en su conjunto:** Englobará todos los puntos anteriores.
- 3) Para **MGE** que se conecten a la **red de distribución:**
 - a. Como requisito imprescindible para solicitar la energización del **MGE** al **GRD**, deberá revisarse que los ajustes implementados cumplen el “Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad” [3] y deberá entregarse un **Informe de revisión de protecciones**

realizado por un **organismo de control autorizado**⁹, conforme al contenido especificado en el subapartado 7.1.5 de esta **Norma Técnica**.

- b. Para el **certificado final de MGE**, el **certificador autorizado** deberá comprobar la compatibilidad de los ajustes según se indica en el punto 4) siguiente. Para realizar dicha comprobación, el **certificador autorizado** podrá utilizar el **Informe de revisión de protecciones**, indicado en el punto a) anterior u otra información.

Para los **MGE** que se conecten a la **red de transporte**, la implementación de los ajustes de protección que requiera coordinación con las protecciones de la **red de transporte** será suministrada por el **propietario del MGE** al **GRT** y será revisado por el **GRT** conforme a lo establecido en el **procedimiento de operación 11.1 “Criterios generales de protección de la red gestionada”**, con el objetivo de verificar la coordinación para garantizar la selectividad en virtud de lo establecido en el artículo 32.2 del **Reglamento**.

- 4) Para los **MGE** conectados tanto a la **red de transporte** como a la **red de distribución**, el **propietario del MGE** deberá remitir al **certificador autorizado** los ajustes de los relés o funciones de tensión y frecuencia del **MGE** que pudieran existir. El **certificador autorizado** verificará su compatibilidad con los requisitos de no desconexión establecidos en [2] siguientes:

- Ajustes de frecuencia y tiempo compatibles con lo establecido en la Tabla 1 del artículo 1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con lo establecido en la Tabla 2 y en la Tabla 3 del artículo 2.1.1 de [2].
- Ajustes combinados de tensión, frecuencia y tiempo compatibles con la Figura 1 y la Figura 2 del artículo 1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con el perfil de hueco de tensión que corresponda al **MGE**, según lo indicado en el artículo 3.1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con las sobretensiones transitorias que correspondan al **MGE**, según lo indicado en los artículos 3.2.3 y 3.3.3 de [2].

Esta información quedará reflejada en el certificado final de **MGE**, en el subapartado 7.1.1.2.

- 5) 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:

⁹ Los sistemas de protección están regulados por los reglamentos electrotécnicos. La ITC-RAT-22 en su apartado 3 establece su inspección por parte de un organismo de control autorizado.

- 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:

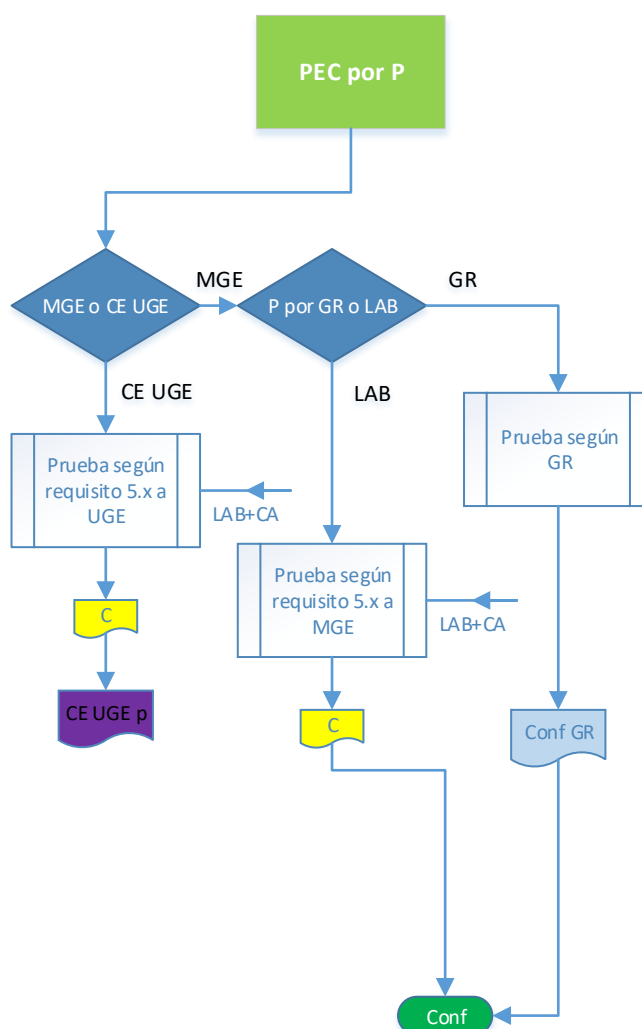


Figura 11. Procedimiento de evaluación de la conformidad por prueba. (PEC por P).

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 **GRD o GRT**, según corresponda, y podrá ser sobre:
 - **MGE** en campo: Se realizarán los ensayos descritos en el apartado 5 de esta **Norma Técnica**. Se deberá identificar si las pruebas las realiza la **entidad acreditada** o el **GRD o GRT**, según corresponda. 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 **GRD o GRT**, según corresponda, evaluará los resultados y notificará por escrito al **propietario** del **MGE** la conformidad del **MGE** para el requisito en cuestión, no siendo necesario que se incluya en el certificado final la referencia a dicho escrito.
 - **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 puntos:

- 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:

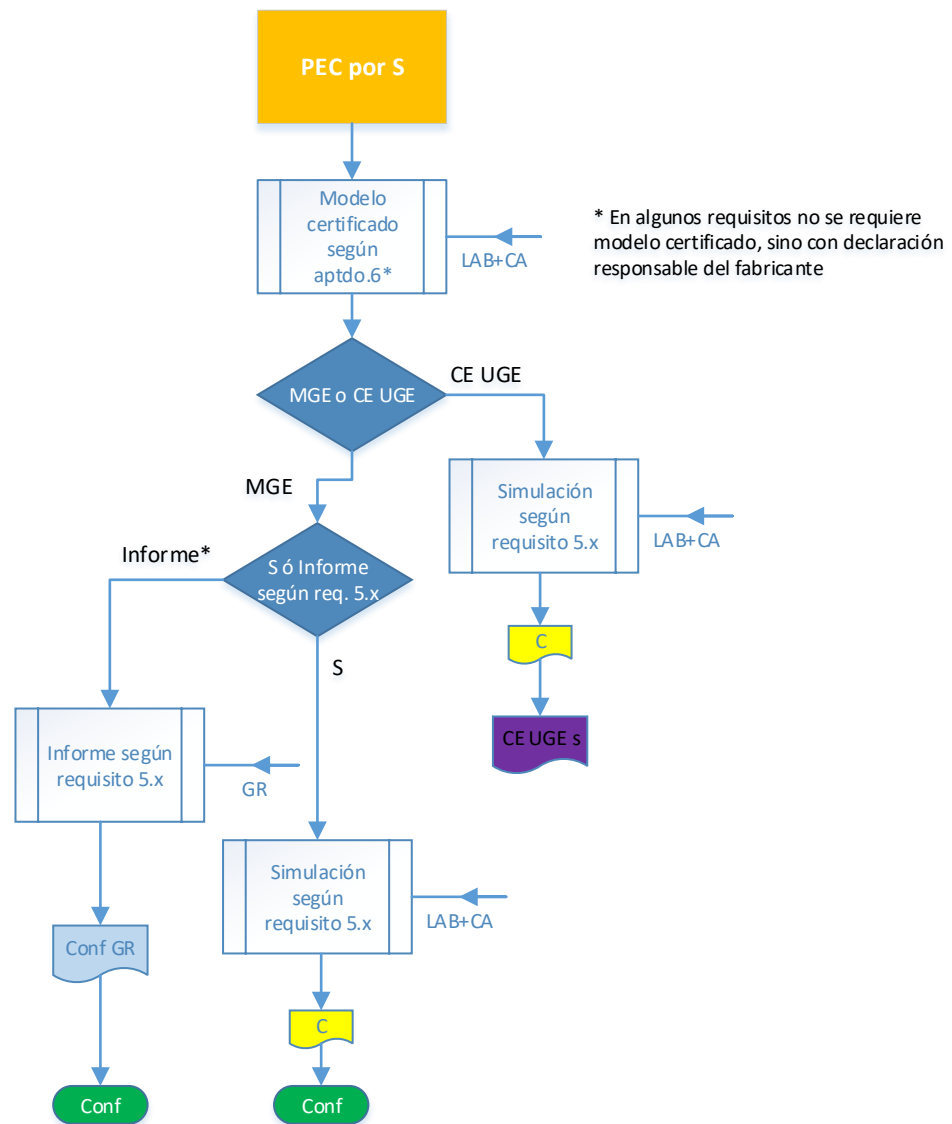


Figura 12. Procedimiento de evaluación de la conformidad por simulación. (PEC por S).

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** certificado 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 o de la entidad designada por el MGE (que podría ser el fabricante)**, el **GRP** 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 evaluación:

- **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 (por ejemplo: asíncrono de jaula de ardilla, doblemente alimentado, etc.).
 - Misma tensión de conexión estator (solo generadores asíncronos), considerando una tolerancia en la tensión del $\pm 10\%$.
 - Relación de transformación $\pm 20\%$ (solo generadores asíncronos).
 - Convertidor(es) electrónico(s), en caso de que existan, con el mismo hardware (que podría ser de diferente fabricante) 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.

El fabricante de las **UGE** evaluará si el cumplimiento de los requisitos técnicos se ve afectado por actualizaciones en el **software o el firmware**, y aportará al **certificador autorizado** la información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna, para que determine si dicha actualización tiene impacto en el cumplimiento de los requisitos técnicos.

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. Es decir, misma disposición de etapas de conversión, misma localización de filtros, misma localización de relés, etc.
- 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.

El fabricante de las **UGE** evaluará si el cumplimiento de los requisitos técnicos se ve afectado por actualizaciones en el **software o el firmware**, y aportará al **certificador autorizado** la información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna, para que determine si dicha actualización tiene impacto en el cumplimiento de los requisitos técnicos.

Finalmente, el **certificador autorizado** deberá emitir un informe favorable, si procede, sobre la adecuación del cambio propuesto a la **UGE** 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.

El fabricante de las **UGE** evaluará si el cumplimiento de los requisitos técnicos se ve afectado por actualizaciones en el **software o el firmware**, y aportará al **certificador autorizado** la información adicional que el **certificador autorizado** considere oportuna, para que determine si dicha actualización tiene impacto en el cumplimiento de los requisitos técnicos.

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**.

El **certificado de UGE tipo** por requisito, tanto de **MPE** como de **MGES**, **podrá** contener en su alcance todos los tipos de **UGE** para los que es de aplicación, considerando los criterios

anteriormente indicados para definir una **UGE tipo**. De esta forma, en el momento de emitir el **certificado final de MGE**, el **certificador autorizado** utilizará esta información para determinar la aplicabilidad a las **UGE del MGE** en evaluación.

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 FACTS (particularizado para **STATCOM**), **PPC**, **compensadores síncronos y baterías**.

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 proporcionará una declaración responsable al certificador, que se añadirá al certificado, en la que especifique que no se realizarán modificaciones en el algoritmo de control, en lo que afecta al cumplimiento de 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 alguna modificación 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** y sólo se certificará para dicha tensión.
- 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**, 4.6.2.1 para el **PPC**, 4.6.3.1 para el **compensador síncrono** y 4.6.4 para la **batería**.
- Es responsabilidad del **certificador autorizado** evaluar si los **CAMGE** o elementos pasivos, incluidos en este subapartado o no, tienen impacto en la evaluación de cada uno de los requisitos técnicos de esta **Norma Técnica**.

El **certificado de CAMGE tipo** por requisito podrá contener en su alcance todos los tipos de **CAMGE** para los que es de aplicación, considerando los criterios anteriormente indicados para definir una **CAMGE** tipo. De esta forma, en el momento de emitir el **certificado final de MGE**, el **certificador autorizado** utilizará esta información para determinar la aplicabilidad a los **CAMGE** del **MGE** en evaluación.

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

4.6.1. STATCOM

Es un dispositivo de compensación estático (Static Compensator), cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada, que genera o consume potencia reactiva.

Se ha particularizado este subapartado para el dispositivo FACTS denominado STATCOM, pero también sería de aplicación para dispositivos SVC (Static Var Compensator).

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 los 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 6.2.1 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 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 todos los casos, el **certificador autorizado** será quién realice la evaluación.

4.6.2. PPC

El **PPC** (Power Plant Controller) es un 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 para la realización del ensayo del PPC conectado a la **UGE**:

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** se le realizarán las pruebas establecidas en el apartado 5 para 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.

Alternativamente, se aceptarán certificados de **PPC** correspondientes a pruebas realizadas según el subapartado 6.1 de [6], siempre que el **certificador autorizado** determine que existe compatibilidad con los requisitos de esta **Norma Técnica** como se indica en el subapartado 4.7.

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 evaluación.

4.6.3. Compensador síncrono

Se define como **compensador síncrono** la máquina síncrona cuyo funcionamiento, acoplada a la red, es capaz de regular la tensión de forma dinámica mediante la producción o absorción de potencia reactiva controlada por el sistema de excitación sin necesidad de disponer de una máquina motriz capaz de aportar potencia activa al conjunto.

4.6.3.1. Obtención del certificado del compensador síncrono

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

1. Medida de la capacidad de potencia reactiva intercambiada por un compensador síncrono

Para ensayar la capacidad de potencia reactiva intercambiada por el compensador síncrono, se tomarán medidas de los límites de potencia reactiva capacitiva (Q_{cap_max} -Sobreexcitada) e inductiva (Q_{ind_max} Subexcitada) del **compensador síncrono**.

La prueba se realizará mediante una de las siguientes formas:

- a) Conectando el **compensador síncrono** a una red eléctrica. La prueba se coordinará con el gestor de la red eléctrica en cuestión y se tomarán las medidas necesarias, en cuanto a los niveles y control de tensión en el punto de medida, para mantener la seguridad del sistema y de los equipos eléctricos.
- b) En caso de **compensadores síncronos**, en los que las pruebas originen niveles de tensión en la red considerados como peligrosos para el sistema, dichas pruebas se

realizarán hasta los límites de tensión máximos acordados con el gestor de la red. En estos casos se podrán utilizar registros de puntos equivalentes y/o pruebas de fabricación, para ser usados en la validación de sus puntos de trabajo, realizando un informe justificativo por el fabricante original o por un fabricante de máquina eléctrica rotativa con capacidad de diseño y fabricación. El objetivo de este informe justificativo es definir unos puntos equivalentes que permitan definir y comprobar la curva P-Q de la máquina.

- c) Conectando el **compensador síncrono** a un grupo generador o convertidor de electrónica de potencia que genere una red equivalente. En aquellos casos en los que no se disponga de capacidad suficiente para la realización de la prueba, se aceptarán las pruebas realizadas a diferente tensión que sean representativas de las limitaciones de potencia reactiva del **compensador síncrono**.

Las medidas de Q_{cap_max} y Q_{ind_max} registradas en el ensayo, o en su defecto, las medidas de Q_{cap} y Q_{ind} realizadas más el informe justificativo, 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 **compensador síncrono**.

Una vez se valide la capacidad de potencia reactiva de un **compensador síncrono**, el resto de los 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.

2. Medida de la dinámica de respuesta de un compensador síncrono

Se tomarán medidas de la dinámica de respuesta del **compensador síncrono** frente a un cambio de consigna de potencia reactiva / corriente.

La prueba se realizará mediante una de las siguientes formas:

- a) Conectando el **compensador síncrono** a una red eléctrica. El módulo del escalón (tanto positivo como negativo) de cambio de consigna se determinará de forma consensuada con la entidad acreditada, gestor de red y empresas implicadas en esa prueba para cada aplicación, de manera que se garantice la seguridad de la red o de la instalación de prueba en cuestión y de su correspondiente apartamiento eléctrica.
- b) Conectando el **compensador síncrono** a un grupo generador o 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 **compensador síncrono**.

No obstante, y en lugar del proceso descrito, se admitirán los ensayos realizados conforme al subapartado 6.3 de [6], siempre que el **certificador autorizado** determine que existe compatibilidad con los requisitos de esta **Norma Técnica**.

4.6.3.2. Compensador síncrono tipo de características similares

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

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

- Potencia reactiva nominal de $\pm 25\%$ del valor correspondiente al conjunto ensayado, compensador síncrono y sistema de control de tensión.
- Mismo algoritmo de control referente a todos los requisitos técnicos.

En todos los casos, el **certificador autorizado** será quien realice la evaluación.

4.6.4. Sistemas de almacenamiento por baterías

A efectos de esta **Norma Técnica**, a los sistemas de almacenamiento por baterías de un **MGE** híbrido, les serán de aplicación todos los requisitos correspondientes a una **UGE** de **MPE** detallados en el apartado 5 de esta **Norma Técnica**.

Adicionalmente, y mientras no exista una regulación en cuanto a requisitos técnicos para sistemas de almacenamiento por baterías, se mantendrán los aplicables a **MPE**.

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 exigentes¹⁰ 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.

¹⁰ 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.

Los **equipos de medida e instrumentación** (conjunto de filtro, convertidor analógico/digital y sistema de adquisición de datos (los osciloscopios y/o analizadores de potencia)), para realizar las pruebas, tendrán la capacidad de medir con un error máximo conforme a la **Tabla 2** y estar calibrados.

Magnitud	Valor
Error máximo en la medida de tensión	$\pm 0,5\%$ de U_n
Error máximo en la medida de corriente	$\pm 0,5\%$ de I_n
Error máximo en la medida de frecuencia	± 10 mHz

Tabla 2. Errores máximos admitidos en las medidas debidos a los equipos de medida.

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

Los transductores (transformadores de tensión, transformadores 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**.

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 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 **MGE** tipo A quedan exentos de la evaluación por simulación para este requisito.

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 las **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 con lo estipulado en el subapartado 5.1.3 para verificar que el requisito de **MRPFL-O** 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** por ensayo y simulación, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

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 ($\Delta f = f - 50$).
- **ΔP**: respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia (Δf) calculada a través de la siguiente ecuación:

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

A efectos de esta **Norma Técnica** y para la determinación de los tiempos de respuesta, se introducen los siguientes términos:

- **P₀**: potencia activa de la **UGE** previa a la aplicación de un ensayo (o cambio de frecuencia).

- P_{fin} : potencia activa final de la **UGE** tras la aplicación de un ensayo (o cambio de frecuencia).
- ΔP_{ensayo} : desvío de la potencia activa respecto de la potencia activa (P_0) previa a la aplicación de un ensayo: $\Delta P_{ensayo} = P_{fin} - P_0$
- **Tiempo de retraso inicial (t_a)**: tiempo de activación del **MRPFL-O**. En lo que aplica a esta **Norma Técnica**, 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% del ΔP_{ensayo} . 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)**: En lo que aplica a esta **Norma Técnica** el valor de t_r será el tiempo para alcanzar el 90% de ΔP_{ensayo} (sin incluir el tiempo de retraso inicial t_a), teniendo en cuenta los valores de potencia activa previa a la perturbación (P_0) y final (P_{fin}) **medidos**. Es decir, si, por ejemplo, $P_0=7\%P_{max}$ y la potencia final medida es $P_{fin}=14\%P_{max}$, $\Delta P_{ensayo}=7\%P_{max}$, siendo el $90\%\Delta P_{ensayo}= 6,3\%P_{max}$, y el valor de t_r será el correspondiente al valor de $P_0+6,3\%P_{max} = 13,3\% P_{max}$.
- **Tiempo de establecimiento (t_e)**: En lo que aplica a esta **Norma Técnica** el valor de t_e será el tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de tolerancia menor al $\pm 5\%$ del ΔP_{ensayo} (sin incluir el tiempo de retraso inicial t_a) (**Figura 13**). Si, por ejemplo, $P_0=7\%P_{max}$ y la potencia final medida es $P_{fin}=14\%P_{max}$, $\Delta P_{ensayo}=7\%P_{max}$, siendo el $5\%\Delta P_{ensayo}= 0,35\%P_{max}$, y el valor de t_e será el correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda entre $P_{fin}-5\%\Delta P_{ensayo} = 13,65\% P_{max}$ y $P_{fin}+5\%\Delta P_{ensayo} = 14,35\% P_{max}$. No obstante, y en lo que aplica a esta **Norma Técnica** en los **ensayos**, se considerará como admisible, un error permanente, entre el valor final medido y el valor esperado, menor del $\pm 5\%$ de la P_{max} de la **UGE**. Además, para los ensayos en los que el desvío de potencia sea menor o igual al 20% de P_{max} de la **UGE** y en caso de que la respuesta sea oscilatoria y no permita evaluar el tiempo de establecimiento, se podrá utilizar una línea de tendencia para verificar que la respuesta sea amortiguada y coherente con el tiempo de establecimiento requerido en el requisito.

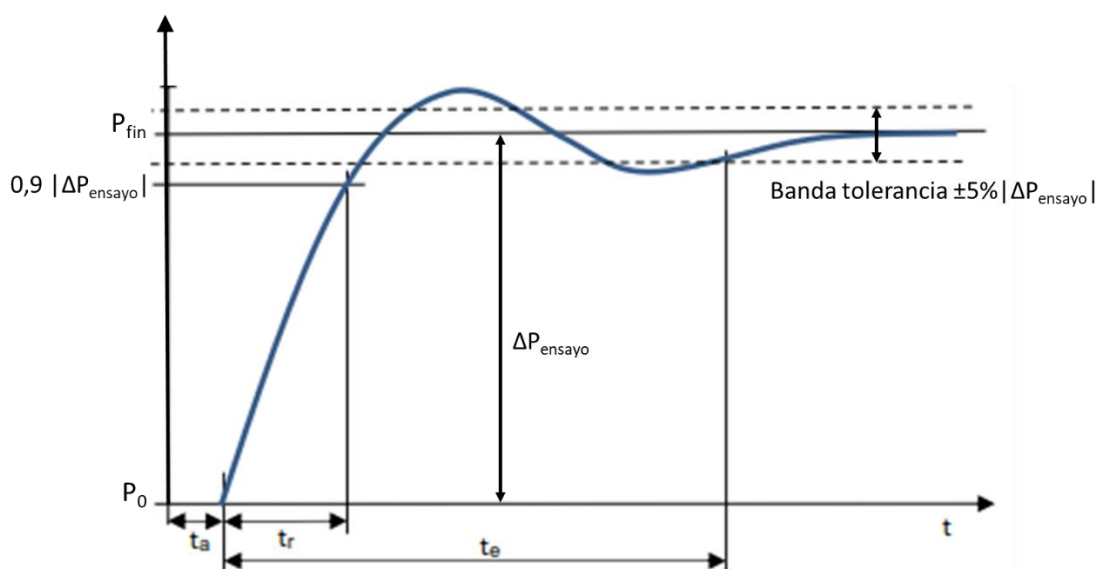


Figura 13. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.

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**.

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

- 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, siendo el resto de las magnitudes 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 estatismo 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 estatismo extremos (2% y 12%), de forma que quede cubierta toda la capacidad.

Las condiciones iniciales para desarrollar el ensayo serán a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10 mHz), a tensión nominal ($\pm 5\%$) y a la siguiente potencia activa 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 **Potencia activa inicial previa a la secuencia de ensayos se corresponderá con la capacidad máxima de la UGE**.
- Para ensayos en campo: La **Potencia activa inicial previa a la secuencia de ensayos 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 potencia activa inicial igual a 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.

En cuanto a la potencia reactiva inicial en el ensayo, será nula, tanto para **MPE** como **MGES**.

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**. Por lo tanto, en los ensayos en los que el desvío de potencia activa esperado es menor o igual del 10% de la P_{max} de **UGE** no se evaluarán los tiempos de respuesta t_r y t_e .

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) necesarios, así como la variación de potencia activa esperada en cada ensayo (ΔP_{ensayo}) y los tiempos de respuesta necesarios.

Se seguirá la secuencia de ensayos indicada en las tablas siguientes, fila a fila, partiendo del valor final de frecuencia del ensayo anterior. 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, 4, 5 y 6b, en este orden.

OS2F2									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	50,10	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	50,10	50,50	-30%						
3	50,50	50,70	-20%						
4	50,70	50,50	+20%						
5	50,50	50,10	+30%			N/A	N/A	N/A	N/A
6a MGES	50,10	50,65	-45%						
6b MPE	50,10	50,70	-50%						

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

OS2F5									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	50,40	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	50,40	50,80	-30%						
3	50,80	51,00	-20%						
4	51,00	50,80	+20%						
5	50,80	50,10	+30%			N/A	N/A	N/A	N/A
6a MGES	50,10	50,95	-45%						
6b MPE	50,10	51,00	-50%						

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

OS12F2									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	50,10	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	50,10	51,40	-20%						
3	51,40	50,30	+18,33%						

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

OS12F5									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	50,40	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	50,40	51,40	-15%						
3	51,40	50,60	+13,33%						

Tabla 6. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 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 en la respuesta en la transición entre puntos de ensayo.
- 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) En los ensayos, se admitirá una desviación del $\pm 5\%$ de la P_{max} en la potencia activa registrada respecto a la potencia activa esperada conforme a las tablas del subapartado 5.1.2.1.

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 estatismo y frecuencias ensayados.
- El ajuste de la **UGE** se corresponde con el requerido en el artículo 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 certificado** 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 **bornas de la UGE**.
 - **UGE de MGES:** Potencia reactiva menor o igual a cero.
 - **UGE de MPE:** Potencia reactiva nula.
 - Se simularán tres niveles de potencia activa: mínimo nivel de regulación, $20\%P_{\max}$ y $90\%P_{\max}$. Si el nivel mínimo de regulación coincide con el $20\%P_{\max}$, se elegirá $30\%P_{\max}$ como segundo nivel de potencia activa.
- 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.

Los criterios de aceptación de los resultados de las simulaciones serán los mismos que los indicados para los ensayos en el subapartado 5.1.2.2, excepto el punto 5) donde se admitirá sólo una desviación, entre la potencia activa esperada y registrada, del $\pm 5\%$ respecto ΔP_{ensayo} (en lugar de P_{\max}). Adicionalmente se deberá observar una evolución de la potencia activa estable y bien amortiguada.

En caso de que se cumpla lo anterior, 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 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, con la excepción especificada en el subapartado 7.5 - 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 estadismo s_2 igual al 5%.

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

Nº punto de simulación	f_0 (Hz)	f_{fin} (Hz)	ΔP_{ensayo} esperado (% P_{max})	ΔP_{ensayo} registrado (% P_{max})	Desviación (% P_{max}) (<5% ΔP_{ensayo})	90% ΔP_{ensayo} registrado (% P_{max})	t_r (s) (a 90% ΔP_{ensayo} registrado)	t_a (s)	t_e (s) (Banda +/- 5% ΔP_{ensayo} registrado)
1	50,00	50,20	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	50,20	50,60	-16%						
3	50,60	51,00	-16%						
4	51,00	51,40	-16%						
5	51,40	51,00	16%						
6	51,00	50,60	16%						
7	50,60	50,30	12%						
8	50,30	50,00	4%			N/A	N/A	N/A	N/A

Tabla 7. Simulación complementaria MRPFL-O.

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.1.2.4.

El certificado de **MGE** para este requisito se emitirá bajo la versión correspondiente con la de los certificados de **UGE** y/o **CAMGE** utilizados, aunque las **simulaciones complementarias** se hayan realizado según esta versión de la **Norma Técnica**.

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 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 las **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**.

Se utilizarán los mismos términos que los definidos en el subapartado 5.1.1.

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.

Las condiciones iniciales para desarrollar el ensayo serán a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10 mHz), a tensión nominal ($\pm 5\%$) y a la siguiente potencia activa 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 potencia activa inicial previa a la secuencia de ensayos (P_{ini}) deberá corresponder:

- Para **UGE de MGES y UGE de MPE no eólicos**: 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.
- Para **UGE de MPE eólicos**: con el 50% de la capacidad máxima (P_{max}) de la **UGE**.

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

En cuanto a la potencia reactiva inicial en el ensayo, será nula, tanto para **MPE** como **MGES**.

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**. Por lo tanto, en los ensayos en los que el desvío de potencia activa esperado es menor al 10% de P_{max} de la **UGE** no se evaluará los tiempos de respuesta t_r y t_e .

Se medirá, como mínimo durante 1 minuto en cada escalón de frecuencia, y en cualquier caso suficiente tiempo para que se estabilice 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) necesarios, así como la variación de potencia activa esperada en cada ensayo (ΔP_{ensayo}) y los tiempos de respuesta necesarios. Se seguirá la secuencia de ensayos indicada en las tablas siguientes, fila a fila partiendo del valor final del ensayo anterior.

US2F2									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,90	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	49,90	49,60	+20%						
3	49,60	49,40	+20%						
4	49,40	49,70	-30%						
5	49,70	50,00	-10%			N/A	N/A	N/A	N/A
6 MPE No eól.	50,00	49,30	+50%						

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

US2F5									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,60	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	49,60	49,30	+20%						
3	49,30	49,10	+20%						
4	49,10	49,40	-30%						
5	49,40	50,00	-10%			N/A	N/A	N/A	N/A
6 MPE No eól.	50,00	49,00	+50%						

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

US12F2									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,90	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	49,90	48,75	17,50%						
3	48,75	47,70	17,50%						
4	47,70	49,70	-33,33%						
5	49,70	50,00	-1,67%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6 MPE No eól.	50,00	47,60	36,67%						

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

US12F5									
Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5%P _{max})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,60	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	49,60	48,60	15%						
3	48,60	47,70	15%						
4	47,70	49,40	-28,33%						
5	49,40	50,00	-1,67%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6 MPE No eól.	50,00	47,70	30%						

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 en la respuesta en la transición entre puntos de ensayos.
- 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 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 respuesta 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) En los ensayos, se admitirá una desviación del $\pm 5\%$ de la P_{max} en la potencia activa registrada respecto a la potencia activa esperada conforme a las tablas del subapartado 5.2.2.1..

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 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 certificado** 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., considerando las diferencias entre las tolerancias admitidas para ensayos y simulaciones que se exponen en dicho subapartado.

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, con la excepción especificada en el subapartado 7.5 - 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 ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5% ΔP _{ensayo})	90% ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	t _r (s) (a 90% ΔP _{ensayo} registrado)	t _a (s)	t _e (s) (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,80	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
2	49,80	49,40	16%						
3	49,40	49,00	16%						
4	49,00	48,80	8%						
5*	48,80	48,60	0%			N/A	N/A	N/A	N/A
6	48,60	49,00	-8%						
7	49,00	49,40	-16%						
8	49,40	49,70	-12%						

Tabla 12. Ejemplo de Simulación complementaria MRPFL-U.

* El valor de potencia activa inicial del **MGE** será igual al 60% de P_{max}, por lo que existirá una saturación de la respuesta del modo MRPFL-U tras un incremento del 40% de P_{max} al alcanzar la potencia máxima de la planta.

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.2.2.4.

El certificado de **MGE** para este requisito se emitirá bajo la versión correspondiente con la de los certificados de **UGE** y/o **CAMGE** utilizados, aunque las **simulaciones complementarias** se hayan realizado según esta versión de la **Norma Técnica**.

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 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 las **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 con 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 la **UGE**, o sus **certificados de equipo**, no siendo necesaria la **simulación complementaria**.

Es importante tener en cuenta los siguientes términos reflejados en el **Reglamento** y en [2] (ver también **Figura 14**):

- Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$).
- ΔP : respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia (Δf) calculada a través de la siguiente ecuación:

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f|}{f_n} \times \frac{P_{max}}{s_1} \times 100$$

- $|\Delta P_1|/P_{max}$: Intervalo de respuesta a la frecuencia correspondiente al actual valor fijado por el **GRT**, que, conforme a [2], es igual al 8%.

A efectos de esta **Norma Técnica** y para la determinación de los tiempos de respuesta, se introducen los siguientes terminos:

- P_0 : potencia activa de la **UGE** previa a la aplicación de un ensayo (o cambio de frecuencia).

- P_{fin} : potencia activa final de la **UGE** tras la aplicación de un ensayo (o cambio de frecuencia).
- ΔP_{ensayo} : desvío de la potencia activa respecto de la potencia activa (P_0) previa a la aplicación de un ensayo: $\Delta P_{ensayo} = P_{fin} - P_0$
- **Retraso inicial (t_1)**: tiempo de activación del **MRPF**. En lo que aplica a esta **Norma Técnica**, 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% del ΔP_{ensayo} . 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 activación total (t_2)**: tiempo de activación del MRPF a un cambio de frecuencia Δf_1 del cual se espere una respuesta igual a $|\Delta P_1|/P_{max}$ (incluyendo el retraso inicial t_1). A efectos de la determinación del t_2 se considerará el tiempo correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda $\pm 1\%$ de P_{max} alrededor de $|\Delta P_1|/P_{max}$ para los ensayos o $\pm 5\%$ del ΔP_{ensayo} alrededor de $|\Delta P_1|/P_{max}$ para las simulaciones. No obstante, y en lo que aplica a esta Norma Técnica en los **ensayos**, se considerará como admisible un error permanente, entre el valor final medido y el valor esperado, menor al $\pm 1\%$ de la P_{max} de la **UGE**. Si, por ejemplo, se aplica un cambio de frecuencia Δf para el que se espera una respuesta de P del $8\%P_{max}$, será aceptable un ensayo con un valor final medido de P entre el $7\%P_{max}$ y el $9\%P_{max}$ lo que corresponde a una tolerancia del $\pm 12,5\%$ del $|\Delta P_1|$.

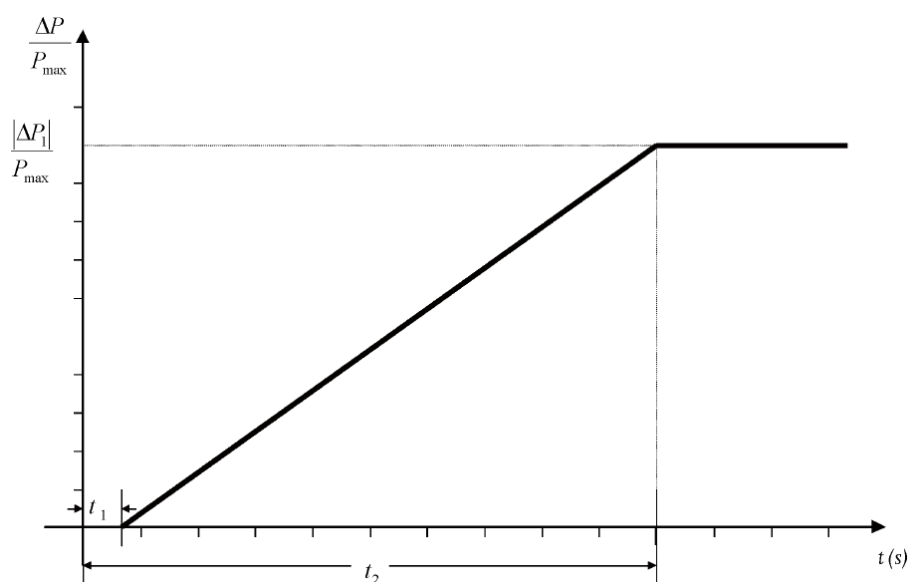


Figura 14. Capacidad de respuesta del modo MRPF que ilustra los tiempos t_1 , y t_2 definidos más arriba.

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**:

- Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia igual al 0 mHz.
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia $|\Delta f_i|$ inferior a 10 mHz.
- El estadismo s_1 será igual al 5%.
- Intervalo de potencia activa $|\Delta P_1| = 8\%$.

Las condiciones iniciales para desarrollar el ensayo serán a frecuencia nominal, f_n , (50 Hz \pm 10 mHz), a tensión nominal ($\pm 5\%$) y a la siguiente potencia activa 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 potencia inicial previa a la secuencia de ensayos (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 la **Tabla 13** se describen los ensayos y escalones de frecuencia (Δf) necesarios, así como la variación de potencia activa esperada en cada ensayo (ΔP_{ensayo}) y los tiempos de respuesta necesarios. Se seguirá la secuencia de ensayos indicada en las tablas siguientes, fila a fila partiendo del valor final del ensayo anterior.

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 de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<1%P _{max})	t ₁ (s)	t ₂ (s)** (Banda +/- 1% P _{max})
MRPF sobrefrecuencia							
1	50,00	50,10	-4%				N/A
2	50,10	50,20	-4%				N/A
3	50,20	50,00	+8%				N/A
4	50,00	50,20	-8%				
5*	50,20	50,30	0%				N/A
MRPF subfrecuencia							
6	50,00	49,90	+4%				N/A
7	49,90	49,80	+4%				N/A
8	49,80	50,00	-8%				N/A
9	50,00	49,80	+8%				
10*	49,80	49,70	0%				N/A

Tabla 13. Ensayos MRPF. Estadismo 5% e intervalo de potencia activa |ΔP₁|= 8%.

* El intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima |ΔP₁|/P_{max} será igual al 8%, por lo que existirá una saturación en este valor.

** Conforme a la definición de t₂, se medirá a través de un escalón de frecuencia para el cual se espere una respuesta en potencia activa igual al |ΔP₁|/P_{max}. Por lo tanto, t₂ se medirá únicamente en los ensayos 4 y 9.

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 en la respuesta en la transición entre puntos de ensayo.
- 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** |ΔP₁|/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 t₁ será igual a 2 s.
 - En el caso de los **MGE** sin inercia ni emulación de inercia, el retraso inicial máximo admisible t₁ será igual a 500 ms.
 - El tiempo de activación total t₂ máximo admisible, será de 30 s, a menos que el **GRT** permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema.
- 4) En los ensayos, se admitirá una desviación del ±1% de la P_{max} en la potencia activa registrada respecto a la potencia activa esperada conforme a las tablas del subapartado 5.3.2.1.

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., considerando las diferencias entre las tolerancias admitidas para ensayos y simulaciones que se exponen en dicho subapartado.

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, con la excepción especificada en el subapartado 7.5 - 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 $|\Delta P_1|/P_{\max}$ igual al 8%.
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia $|\Delta f_i|$ inferior a 10 mHz.
- Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia igual al 0 mHz.
- El estatismo s_1 igual al 5%.

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

Nº punto de ensayo	f_0 (Hz)	f_{fin} (Hz)	$\Delta P_{\text{ensayo}}^{\text{esperado}}$ (% P_{\max})	$\Delta P_{\text{ensayo}}^{\text{registrado}}$ (% P_{\max})	Desviación (% P_{\max}) (<5% ΔP_{ensayo})	t_1 (s)	t_2 (s)** (Banda +/- 5% $\Delta P_{\text{ensayo}}^{\text{registrado}}$)
1	50,00	50,02	-0,8%				N/A
2	50,02	50,10	-3,2%				N/A
3	50,10	50,20	-4%				N/A
4*	50,20	50,30	0%				N/A
5	50,30	50,00	+8%				N/A
6	50,00	50,20	-8%				

Tabla 14. Simulación complementaria MRPF (sobrefrecuencia).

Nº punto de ensayo	f ₀ (Hz)	f _{fin} (Hz)	ΔP _{ensayo} esperado (%P _{max})	ΔP _{ensayo} registrado (%P _{max})	Desviación (%P _{max}) (<5% ΔP _{ensayo})	t ₁ (s)	t ₂ (s)** (Banda +/- 5% ΔP _{ensayo} registrado)
1	50,00	49,98	+0,8%				N/A
2	49,98	49,90	+3,2%				N/A
3	49,90	49,80	+4%				N/A
4*	49,80	49,70	0%				N/A
5	49,70	50,00	-8%				N/A
6	50,00	49,8	+8%				

Tabla 15. Simulación complementaria MRPF (subfrecuencia).

* 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.

** Conforme a la definición de t₂, se medirá a través de un escalón de frecuencia para el cual se espere una respuesta en potencia activa igual al $|\Delta P_1|/P_{max}$. Por lo tanto, t₂ se medirá únicamente en el punto de simulación 6.

Los criterios de aceptación serán los mismos que los indicados en el subapartado 5.3.2.4.

El certificado de **MGE** para este requisito se emitirá bajo la versión correspondiente con la de los certificados de **UGE** y/o **CAMGE** utilizados, aunque las **simulaciones complementarias** se hayan realizado según esta versión de la **Norma Técnica**.

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

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 regulación vigente en el momento de la puesta en servicio del MGE**, que indicará el **GRT** al **propietario del MGE**.

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 1.6 de [2].

En virtud del artículo 48 del **Reglamento**, la conformidad del **MPE**¹¹ con este requisito se podrá realizar a través de:

- **Prueba, 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 influya en la respuesta de la **UGE** para este requisito.

El ensayo lo realizará la **entidad acreditada**, conforme al subapartado 8.4.2 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**.

¹¹ 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 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**. No obstante, la evaluación de este requisito técnico será realizada por el **GRT** a través de simulación. No será necesario que la realización de las simulaciones y el informe requerido, sean realizados por una entidad acreditada.

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.

Para la evaluación del requisito técnico, el **propietario** del **MPE** (o la entidad designada por este) proporcionará al **GRT** un informe que contenga el resultado de un estudio basado en las simulaciones que se describen a continuación, en el subapartado 5.6.2.

5.6.2. Método de simulación y criterios de aceptación de las simulaciones

Para la evaluación de este control, el **propietario** del **MPE** proporcionará al **GRT** un informe con los resultados obtenidos tras la realización de 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**. Las simulaciones deberán mostrar la mejora de la respuesta de la **UGE** (o **MPE**) con el control de emulación de inercia activado respecto a las mismas simulaciones sin dicho control activado. Se realizarán por tanto dos juegos de simulaciones, en las que no se deben deshabilitar los modos de regulación potencia-frecuencia existentes, MRPF y MRPF limitados (MRPFL-O y MRPFL-U), ya que es necesario comprobar si la respuesta conjunta de dichos modos y el control de emulación de inercia, tiene una respuesta más rápida que con sólo dichos modos. Se permiten dos alternativas en relación con las simulaciones a realizar:
 - a) Realizar las simulaciones basadas en los ensayos del subapartado 8.4.5 de [5].
 - b) Realizar un conjunto de simulaciones alternativo, propuesto por el **propietario del MPE** (o la entidad designada por este), y que tendrá que ser acordado con el **GRT** previamente.

En ambos casos, se habilitará y deshabilitará el control de emulación de inercia, como se ha indicado anteriormente, para facilitar la comparación entre las respuestas.

2. Análisis modal basado en valores propios 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%. No obstante, y al igual que en el subapartado 5.10, si se da la circunstancia de que el modelo del **MPE** empleado para este análisis es un modelo específico para pequeña señal y difiere del modelo certificado según el apartado 6, se permitirá su utilización a solicitud del propietario del **MPE** (o de la entidad designada por este). En caso de utilización de modelo no certificado, se proporcionará al **GRT** tanto el modelo en formato abierto, no encriptado, con una descripción funcional del mismo y de su estructura, como los estudios realizados para elaborar el informe.

En el caso de que el análisis presentado en el subapartado 5.10 se haya realizado con el módulo de emulación de inercia activado, no será necesario presentar este estudio de análisis modal basado en autovalores.

5.6.3. Criterios de aceptación del informe

El **GRT** evaluará el informe, para lo que dispondrá de **2 meses** a partir de que dicho informe cumpla las condiciones indicadas anteriormente. Si procede, porque el **MPE** presenta una respuesta más rápida ante variaciones de frecuencia con este control habilitado, el **GRT** emitirá el escrito de conformidad al **propietario** del **MPE** (o a la entidad designada por este) para este requisito técnico. Esta conformidad será necesaria para que el **MPE** sea considerado, por parte del **certificador autorizado**, 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 2.2.1 para **MGES** y 2.3.2 para **MPE**, de [2].

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**, o en su caso **UGE con CAMGE y/o elementos pasivos**, permiten el cumplimiento de la capacidad del **MGE** en el **PCR**, tal como exige el **Reglamento** y [2].

Para la realización de las **simulaciones complementarias** se proponen dos métodos alternativos:

- un procedimiento de modelización completa descrito en el subapartado 5.7.3.1 a través del cual se evalúan las capacidades del **MGE** en el **PCR**,
- un procedimiento de modelización alternativo descrito en el subapartado 5.7.3.2 especialmente indicado para el caso de que entre el **MGE** y el **PCR** existan instalaciones de evacuación de generación compartidas por varios **MGE**. Este procedimiento establece un método de modelización alternativo de la **simulación complementaria** a través de la cual se permite evaluar esta capacidad en **BC** (Barras de Central) del **MGE** en vez de en el **PCR**, permitiendo modelar el **MGE** únicamente hasta **BC**. 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 serán 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, aunque 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 [MVar]	Qmax medida capacitiva [MVar]	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 del 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.

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 potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima** de la **UGE**.

Las condiciones de ensayo serán 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, aunque 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 de funcionamiento estable	95%Un			5 min
Mínimo técnico de funcionamiento estable	105%Un			5 min
Mínimo técnico de funcionamiento estable	100%Un			5 min

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

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 4.2 y en el subapartado 5.7.3.

5.7.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE

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.
 - Descripción del modelado de los componentes del **MGE** necesarios para la realización de los flujos de cargas.
- Resultados:
 - Tablas cumplimentadas indicando el cumplimiento de cada uno de los flujos de cargas.
 - Exportables de los paquetes de simulación. A petición del **GRP**, se entregará el modelo del **MGE** utilizado en los flujos de cargas.
- Conclusiones.

5.7.3.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

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 deberá considerar la temperatura máxima de diseño del **MGE**, definida por el propietario del **MGE**. Se deberán utilizar las capacidades (potencia activa y reactiva) de las **UGE** a la temperatura máxima de diseño del **MGE**, conforme a la información proporcionada por el fabricante de la **UGE**, para la realización de las simulaciones complementarias.

Las cuestiones relativas al modelado de la red a considerar en la **simulación complementaria** y la consideración de otros **MGE** que pudieran compartir **PCR** con el **MGE** a evaluar, se detallan en el subapartado 7.4.2.1.

Con dicho modelo, y teniendo en cuenta la potencia reactiva máxima de la **UGE** y/o **CAMGE** 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**. El valor de potencia activa P/P_{\max} [%] indicado se referirá a la potencia activa del **MGE** en evaluación y podrá considerarse en **BC** del **MGE**.

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor 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 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 de funcionamiento estable	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 de funcionamiento estable	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 de modelado alternativo 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 la evaluación de la conformidad de las capacidades de potencia reactiva del **MGE** en el **PCR** es compleja. Los requisitos de potencia reactiva recogidos en el **Reglamento** y en [2] 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 de verificación del **MGE** 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**, es decir de los valores de reactiva recogidos en [2].

Para la obtención del **certificado** de **MGE** a partir de pruebas a nivel de **UGE** o certificados de **UGE**, será necesaria la realización de **simulaciones complementarias** que demuestren que las capacidades de la **UGE**, en su caso, el **CAMGE**, satisfacen los valores de capacidad de potencia reactiva en **BC** recogidos en la **Tabla 20**, **Tabla 21**, **Tabla 22** o **Tabla 23**, según corresponda.

Se deberá considerar la temperatura máxima de diseño del **MGE**, definida por el **propietario del MGE**. Se deberán utilizar las capacidades (potencia activa y reactiva) de las **UGE** a la temperatura máxima de diseño del **MGE**, conforme a la información proporcionada por el fabricante de la **UGE**, para la realización de las simulaciones complementarias.

Las cuestiones relativas al modelado de la red a considerar en la **simulación complementaria** y consideración de otros **MGE** si procede, se detallan en el subapartado 7.4.2.2, en el cual se diferencian dos casos, dependiendo de la ubicación de **BC**¹²:

Caso A:

En el caso de que **BC** del **MGE** esté situado en el lado de alta del transformador elevador (**LAT**) del **MGE**, se seguirán las indicaciones del procedimiento de modelado alternativo de Caso A descrito en el subapartado 7.4.2.2.1, y se considerarán los puntos de verificación de potencia reactiva recogidos en la **Tabla 20** y la **Tabla 21**, según se trate de un **MPE** o un **MGES**, respectivamente:

¹² Ver definición de **BC**.

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

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en BC (LAT)	Valor requerido en BC (LAT) Q/P _{max}
*100%	*90%Un		-0,1
100%	95%Un		-0,3
100%	100%Un		-0,3
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		-0,3
50%	100%Un		-0,3
Mínimo técnico de funcionamiento estable	100%Un		-0,3
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,3
100%	105%Un		0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		0,1
50%	100%Un		0,3
Mínimo técnico de funcionamiento estable	100%Un		0,3

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 tensión del transformador elevador del **MGE**, se seguirán las indicaciones del procedimiento de modelado alternativo de Caso B descrito en el subapartado 7.4.2.2.2, y se considerarán los puntos de verificación de potencia reactiva recogidos en la **Tabla 22** y la **Tabla 23**, según se trate de un **MPE** o un **MGES** respectivamente.

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

P/P _{max} [%]	U en LAT	Q en BC	Valor requerido en BC Q/P _{max}
*100%	*90%Un		-0,1
100%	95%Un		-0,3
100%	100%Un		-0,3
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		-0,3
50%	100%Un		-0,3
Mínimo técnico de funcionamiento estable	100%Un		-0,3
*100%	*90%Un		0,4
100%	95%Un		0,4
100%	100%Un		0,4
100%	105%Un		0,4
*100%	**110%Un ó 108,75%Un		0,1
50%	100%Un		0,4
Mínimo técnico de funcionamiento estable	100%Un		0,4

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 o curvas P-Q a diferentes tensiones de las UGE.
- Que se han utilizado las capacidades (potencia activa y reactiva) de las UGE para tener en cuenta la temperatura máxima de diseño del MGE en las simulaciones complementarias.
- Los resultados de capacidad de potencia reactiva máxima de los ensayos de las UGE.
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores internos del MGE.
- En el caso de simulación complementaria por el procedimiento de modelización completa, los datos de la red de conexión desde el MGE hasta el PCR.
- En caso de simulación complementaria por el procedimiento de modelización alternativa, y que el MGE sea Caso B, los datos del transformador elevador compartido.
- Los resultados de la **simulación complementaria**, teniendo en cuenta que pueden seguir el procedimiento de modelización completo o alternativo descrito en los subapartados 5.7.3.1 y 5.7.3.2, según corresponda.

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 cumplan los valores requeridos en las tablas correspondientes.

Una vez validada la **simulación complementaria**, junto con los ensayos a nivel de **UGE** y/o certificados **UGE** y resto de documentación, 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 2.3.3 de [2].

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 [%P _{max}]	Q medida	Q requerida [Q/P _{max} ó MVar]	t medido	t máximo
10%		10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVar)		60 s
-10%		-10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVar)		60 s
0%		0 ± min (1.5% P _{max} y 5 MVar)		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 con 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% de la variación de reactiva, y t_2 el tiempo en el que se estabiliza en el valor final, de acuerdo con la definición del **Reglamento**.

U en bornas de la UGE [p.u.]	Consigna U [p.u.]	Q medida	Q requerida (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,0% ±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-8,6% ±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-21,4%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		8,6%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		21,4%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,00	1,00		0,0% ±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 requerida (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,0%±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-30%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-75%*±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		30%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		75%*±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,00	1,00		0,0% ±1,5% P _{max}		1 s		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 con las disposiciones de [2].

En el caso de que alguna de las condiciones anteriores no se cumpliera, no significaría la invalidación de la prueba, sino que sería necesario comprobar mediante las simulaciones complementarias que las capacidades de las **UGE** demostradas en las pruebas, junto con cualquier otro **CAMGE** son capaces de cumplir con el requisito a nivel **MGE**.

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, 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 requerida (%P)	Tolerancia [%P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
0,95 inductivo		-32,9%	±1,5%P _{max}			60 s
0,96 inductivo		-29,2%	±1,5% P _{max}			60 s
0,97 inductivo		-25,1%	±1,5% P _{max}			60 s
0,98 inductivo		-20,3%	±1,5% P _{max}			60 s
0,99 inductivo		-14,3%	±1,5% P _{max}			60 s
1		0	±1,5% P _{max}			60 s
0,99 capacitivo		14,3%	±1,5% P _{max}			60 s
0,98 capacitivo		20,3%	±1,5% P _{max}			60 s
0,97 capacitivo		25,1%	±1,5% P _{max}			60 s
0,96 capacitivo		29,2%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95 capacitivo		32,9%	±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 con las disposiciones de [2].

En el caso de que alguna de las condiciones anteriores no se cumpliera, no significaría la invalidación de la prueba, sino que sería necesario comprobar mediante las simulaciones complementarias que las capacidades de las **UGE** demostradas en las pruebas, junto con cualquier otro **CAMGE** son capaces de cumplir con el requisito a nivel **MGE**.

5.8.3. Simulaciones complementarias para obtención del certificado de MPE

Para la obtención del **certificado** de **MPE** 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 los tiempos requeridos.

Las consideraciones sobre el modelado necesario, así como la consideración de otros **MGE** que pudieran compartir punto de conexión con el **MGE** a evaluar se recogen en el subapartado 7.4.3.

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

- Descripción del **MPE**, incluyendo **BC**.
- Modelo del **MPE**:
 - 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 **MPE**.
- Resultados:
 - Tablas cumplimentadas 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.

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 $80\%P_{max}$, la tensión en el punto de verificación será inicialmente la tensión nominal, y la consigna de potencia reactiva será nula en el momento de iniciar el ensayo.

Se simularán secuencialmente cambios en la consigna de potencia reactiva del **MPE** tal como se establece en la **Tabla 28**, **Tabla 29** y **Tabla 30** en función del procedimiento de modelado, y se anotará el valor de potencia reactiva del **MPE** así como el tiempo de estabilización.

5.8.3.1.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

Q consigna [%P _{max}]	Q medida	Q requerida en PCR [Q/P _{max} ó MVAR]	t medido	t máximo
10%		10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
-10%		-10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
0%		0 ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s

Tabla 28. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización completa en PCR.

5.8.3.1.2. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.

Q consigna [%P _{max}]	Q medida	Q requerida en BC (LAT) [Q/P _{max} ó MVAR]	t medido	t máximo
10%		10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
-10%		-10% P _{max} ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
0%		0 ± min (1.5% P _{max} y 5 MVAR)		60 s

Tabla 29. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.

5.8.3.1.3. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.

Q consigna [%P _{max}]	Q medida	Q requerida en BC [Q/P _{max} ó MVAR]	t medido	T máximo
10%		10% P _{max} ± min (2% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
-10%		-10% P _{max} ± min (2% P _{max} y 5 MVAR)		60 s
0%		0 ± min (2% P _{max} y 5 MVAR)		60 s

Tabla 30. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.

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**.
- Que las potencias del inversor no superen las capacidades (potencia activa y reactiva) máximas a la temperatura máxima de diseño.
- 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 todas las condiciones siguientes:

- La salida de potencia reactiva del **MPE (Q medida)** se encuentra dentro de los límites definidos en la **Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30**, dependiendo del procedimiento de modelado.
- La salida de potencia reactiva del **MPE** se estabiliza en un tiempo menor o igual al tiempo especificado en la **Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30**.
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión debe ser suficientemente amplio para comprobar el tiempo de establecimiento de tal forma que se haya logrado la estabilización completa de la respuesta antes de realizar la simulación del siguiente escalón.

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 tal como se indica en las tablas correspondientes dependiendo del procedimiento de modelado, 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.

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**.

5.8.3.3.1. Procedimiento de modelado completo en PCR

Se realizará la secuencia de **simulaciones complementarias** indicada en la **Tabla 31 y Tabla 32**.

U en PCR [p.u.]	Consigna U en PCR [p.u.]	Q medida	Q requerida en PCR (% P_{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% \pm 1,5% P_{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-8,6% \pm 1,5% P_{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-21,4% \pm 1,5% P_{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-8,6 \pm 1,5% P_{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% \pm 1,5% P_{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		8,6% \pm 1,5% P_{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		21,4% \pm 1,5% P_{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		8,6% \pm 1,5% P_{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% \pm 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 de modelización completa en PCR

U en PCR [p.u.]	Consigna U en PCR [p.u.]	Q medida	Q requerida en PCR (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-30%±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-75%*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-30%±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		30%±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,95	1,00		75%*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		30%±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% ± 1,5%P _{max}		N/A**		60 s

Tabla 32. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelización completa en PCR.

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

** 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.

5.8.3.3.2. Procedimiento de modelado alternativo en BC. Caso A

Se realizará la secuencia de simulaciones complementarias indicada en la Tabla 33 y Tabla 34.

U en BC [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q requerida en BC (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-8,6% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-21,4%±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-8,6% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		8,6% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		21,4%±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		8,6% ±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% ± 1,5%P _{max}		1 s		5 s

Tabla 33. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.

U en BC [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q requerida en BC (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-30%±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		75%*±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-30%±1,5%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% ±1,5%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		30%±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,95	1,00		75%*±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		30%±1,5%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% ± 1,5%P _{max}		N/A**		60 s

Tabla 34. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.

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

** 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.

5.8.3.3. Procedimiento de modelado alternativo en BC. Caso B

Se resalta una variación de estas pruebas respecto a las del subapartado anterior aplicables al procedimiento general y particular caso A: 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 LAT [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q requerida en BC (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% ±2%P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-11,4% ±2%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-28,6% ±2%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-11,4% ±2%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% ±2%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		11,4% ±2%P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		28,6% ±2%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		11,4% ±2%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% ± 2%P _{max}		1 s		5 s

Tabla 35. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo Caso B.

U en LAT [p.u.]	Consigna U en MPE [p.u.]	Q medida	Q requerida en BC (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx (s)
1,0	1,00		0,0% ±2% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-40%*±2%P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-100%*±2%P _{max}		1 s		5 s
1,02	1,00		-40%*±2%P _{max}		1 s		5 s
1,0	1,00		0,0% ±2%P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		40%±2%P _{max}		N/A**		60 s
0,95	1,00		100%*±2%P _{max}		N/A**		60 s
0,98	1,00		40%±2%P _{max}		N/A**		60 s
1,0	1,00		0,0% ± 2%P _{max}		N/A**		60 s

Tabla 36. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelización alternativo Caso B.

*Estos valores de la columna “Q medida” podrían saturarse en función de la capacidad máxima de potencia reactiva del MPE. En caso de saturación de la respuesta en potencia reactiva será suficiente indicar en la tabla que los tiempos de respuestas son inferiores a sus valores límites sin precisar el tiempo medido.

** 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 resultados de capacidad de potencia reactiva máxima de los ensayos de las **UGE** y del **MPE**.
- Que las potencias del inversor no superen las capacidades (potencia activa y reactiva) máximas a la temperatura máxima de diseño.
- Los datos y parámetros de los cables, líneas y transformadores del **MPE**.
- En el caso de simulación complementaria por el procedimiento de modelización completa en **PCR**, los datos 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 33** y **Tabla 34** o **Tabla 35** y **Tabla 36**, 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** logra el 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** se estabiliza en un tiempo menor o igual al tiempo de establecimiento especificado en las tablas anteriores, e indicado como t_2 .
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión es suficiente para comprobar el tiempo de establecimiento de tal forma que se haya logrado estabilización completa de la respuesta antes de realizar la simulación del siguiente escalón.

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 39** 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**. 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).

5.8.3.5.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

U en PCR	Factor de potencia consigna	Q requerida en PCR (%P _{max})	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
1,05	0,95 inductivo	-26,29%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,96 inductivo	-23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,97 inductivo	-20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 inductivo	-16,24%*	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 inductivo	-11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	1	0,00%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 capacitivo	11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 capacitivo	16,24%*	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,97 capacitivo	20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,96 capacitivo	23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,95 capacitivo	26,29%	±1,5% P _{max}			60 s

Tabla 37. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia del procedimiento de modelización completa en PCR.

*Estos valores de la columna “Q esperada en PCR” podrían saturarse en función de la capacidad máxima de potencia reactiva del MPE para esos niveles de tensión en PCR.

5.8.3.5.2. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A

U en BC	Factor de potencia consigna	Q requerida en BC (%P _{max})	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
1,05	0,95 inductivo	-26,29%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,96 inductivo	-23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,97 inductivo	-20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 inductivo	-16,24%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 inductivo	-11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	1	0,00%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 capacitivo	11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 capacitivo	16,24%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,97 capacitivo	20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,96 capacitivo	23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,95 capacitivo	26,29%	±1,5% P _{max}			60 s

Tabla 38. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia para el procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.

5.8.3.5.3. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B

U en LAT	Factor de potencia consigna	Q requerida en BC (%P _{max})	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
1,05	0,95 inductivo	-26,29%	±2% P _{max}			60 s
1,05	0,96 inductivo	-23,33%	±2% P _{max}			60 s
1,05	0,97 inductivo	-20,05%	±2% P _{max}			60 s
1,00	0,98 inductivo	-16,24%	±2% P _{max}			60 s
1,00	0,99 inductivo	-11,40%	±2% P _{max}			60 s
1,00	1	0,00%	±2% P _{max}			60 s
1,00	0,99 capacitivo	11,40%	±2% P _{max}			60 s
1,00	0,98 capacitivo	16,24%	±2% P _{max}			60 s
0,95	0,97 capacitivo	20,05%	±2% P _{max}			60 s
0,95	0,96 capacitivo	23,33%	±2% P _{max}			60 s
0,95	0,95 capacitivo	26,29%	±2% P _{max}			60 s

Tabla 39. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia para el procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.

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**.
- Que las potencias del inversor no superen las capacidades (potencia activa y reactiva) máximas a la temperatura máxima de diseño.
- 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**.
- En el caso de simulación complementaria por el procedimiento de modelización completa en **PCR**, los datos 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 37** se encuentra en el valor requerido, teniendo en cuenta que la desviación máxima indicada en la tabla.
- La salida de potencia reactiva del **MPE** deberá estabilizarse en un tiempo menor o igual al tiempo especificado en la **Tabla 37**.
- La salida de potencia reactiva del **MPE** para cada valor de factor de potencia y de tensión en el **BC**, es igual al valor indicado en la **Tabla 38 o Tabla 39**, según el caso, se encuentra en el valor requerido, teniendo en cuenta la desviación máxima indicada en cada tabla.
- La salida de potencia reactiva del **MPE** deberá estabilizarse en un tiempo menor o igual al tiempo especificado en la **Tabla 38 o Tabla 39**, según el caso.
- El tiempo de simulación de cada escalón de tensión debe ser suficiente para comprobar el tiempo de establecimiento.

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

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 el **MGES**, si su **capacidad máxima** es superior a 50 MW, es **capaz de amortiguar oscilaciones de potencia**¹³ 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 2.2.2 de [2].

En virtud del artículo 53 del **Reglamento**, la **conformidad del MGES** con este requisito se podrá realizar:

1. Mediante un **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,
2. o mediante **simulación**, tanto a nivel **UGE** como **MGES**, a través de la metodología descrita a en los subapartados 5.9.2 y 5.9.3, no siendo necesario que sea una entidad acreditada la que realice las simulaciones ni el informe requerido.

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 **MGES** que tenga impacto sobre la función del PSS de la **UGE** o realice esta función a nivel **MGES**.

Para la evaluación del requisito técnico, el **propietario** del **MGES** (o la entidad designada por este, como, por ejemplo, el fabricante del **MGES**) proporcionará al **GRT** un **informe** que contenga los resultados del estudio del ajuste del **PSS** mediante un análisis modal basado en valores propios que deberá haber sido realizado con un modelo del **MGES** que contenga los módulos indicados en el artículo 15.6.c.ii del **Reglamento**, y que haya sido certificado según el apartado 6. No obstante, y si se da la circunstancia de que el modelo del **MGES** empleado para este análisis es un modelo específico para pequeña señal y difiere del modelo certificado según el apartado 6, se permitirá su utilización a solicitud del propietario del **MGES** (o de la entidad designada por este). En caso de utilización de modelo no certificado, se proporcionará al **GRT** tanto el modelo en formato abierto, no encriptado, con una descripción funcional del mismo y de su estructura, como los estudios realizados para elaborar el **informe**.

No será necesario que el informe y simulaciones sean realizados por una entidad acreditada.

El **GRT** evaluará el informe, para lo que dispondrá de **2 meses** a partir de que dicho informe cumpla las condiciones indicadas anteriormente.

Si la evaluación del requisito por parte del **GRT** ha resultado positiva, el **GRT** emitirá un escrito de conformidad al **propietario** del **MGES**, 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**.

¹³ 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.

5.9.2. Método de simulación

El análisis modal basado en el cálculo de valores propios consiste en la determinación de los modos de oscilación de un sistema dinámico. Estos modos se pueden representar en el plano complejo S (**Figura 15**) a través de un valor propio complejo, de la forma $\sigma \pm j\omega$. La parte real σ , se representa en el eje de abscisas y la parte imaginaria ω , en el eje de ordenadas. A partir de dichos valores se puede calcular su frecuencia de oscilación y su amortiguamiento.

La frecuencia de oscilación se define como:

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

El amortiguamiento se define como:

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

En el caso de que σ sea negativo, es decir, el valor propio correspondiente se sitúe en la zona 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 representan unas rectas que pasan por el origen y tienen diferente pendiente, y representan distintos valores de amortiguamiento (-3% y -5% en la **Figura 17** y la **Figura 18**). Los modos del sistema situados a la izquierda de dichas rectas presentarán un amortiguamiento mayor que dichos valores de referencia.

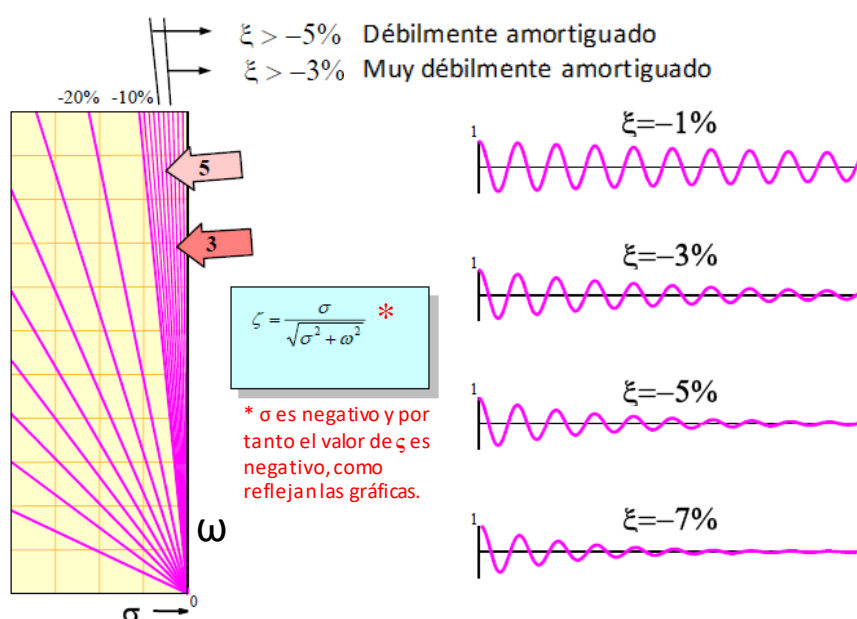


Figura 15. Modos de oscilación en el plano complejo "S".

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 utilizará un sistema de prueba de dos **MGES** conectados a través de los transformadores de grupo y una línea eléctrica, cuya información técnica se detalla a continuación. 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 16**.

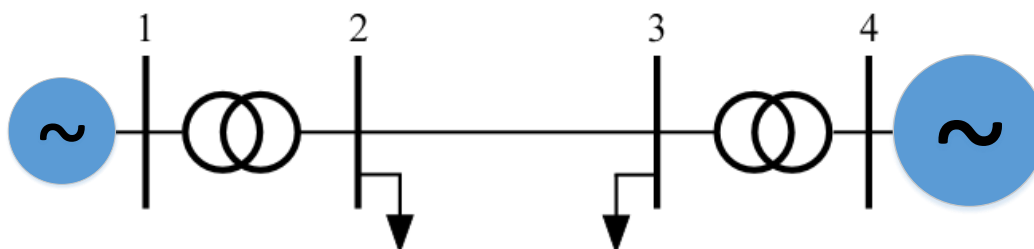


Figura 16. Diagrama unifilar del caso ejemplo de dos MGES.

El **MGES** en el nudo 1 representa el **MGES** a analizar, mientras que el **MGES** en el nudo 4 representa el sistema externo al que se conecta. 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 40** y la **Tabla 41** 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 40. Datos de los MGE.

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

Tabla 41. 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.

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. (ambas en base 100 MVA).

Las cargas modeladas en los nudos 2 y 3 tendrán un comportamiento dinámico propio de un **modelo IZ**, es decir, con corriente constante para la potencia activa e impedancia constante para la potencia reactiva.

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, cuyos modelos y parámetros se describen a continuación:

- El **alternador** es un generador síncrono de rotor liso, cuyo modelo dinámico está disponible, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 42**.

$$H = 6,175s, D = 0, T'_{d0} = 8s, T''_{d0} = 0,03s, T'_{q0} = 0,4s, T''_{q0} = 0,05s$$

$$x_d = 1,8, x_q = 1,7, x'_d = 0,3, x'_q = 0,55, x''_d = x''_q = 0,25, x_l = 0,2$$

$$s_1 = 0,0392, s_2 = 0,2227$$

Tabla 42. 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, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 43**.

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

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

Tabla 43. 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, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 44**.

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

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

$$K_2 = K_4 = K_6 = K_8 = 0, U_0 = 0,5, U_c = -0,5, P_{max} = 1, P_{min} = 0$$

Tabla 44. 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 0,6 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 0,01 p.u., disminuye la frecuencia del modo de oscilación lento (inter-área), y al disminuir la reactancia, sucedería lo contrario. Se debe conseguir por tanto un diseño robusto que amortigüe el modo inter-área sin deteriorar los modos locales (aquellos de frecuencia de oscilación de alrededor de 1 Hz).

El **GRT** podrá proporcionar, bajo petición, la red de estudio al **propietario del MGE o al fabricante del MGE (o UGE)**, siempre en el formato de la herramienta de simulación que el **GRT** utilice.

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 17** (resultado no aceptado) y la **Figura 18** (resultado aceptado).

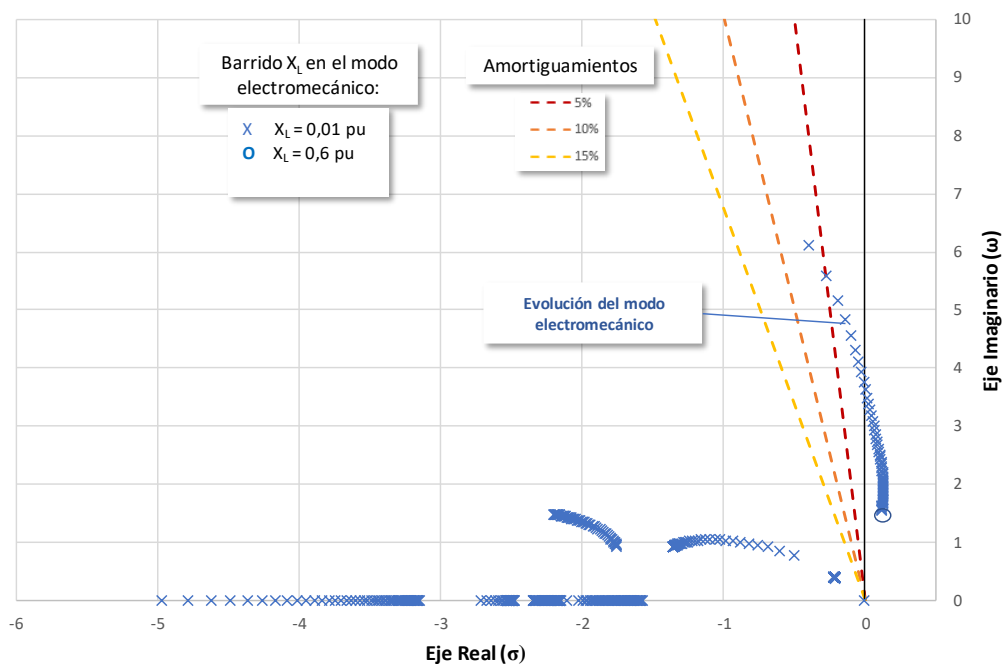


Figura 17. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento inferior al 5%. Resultado no aceptado.

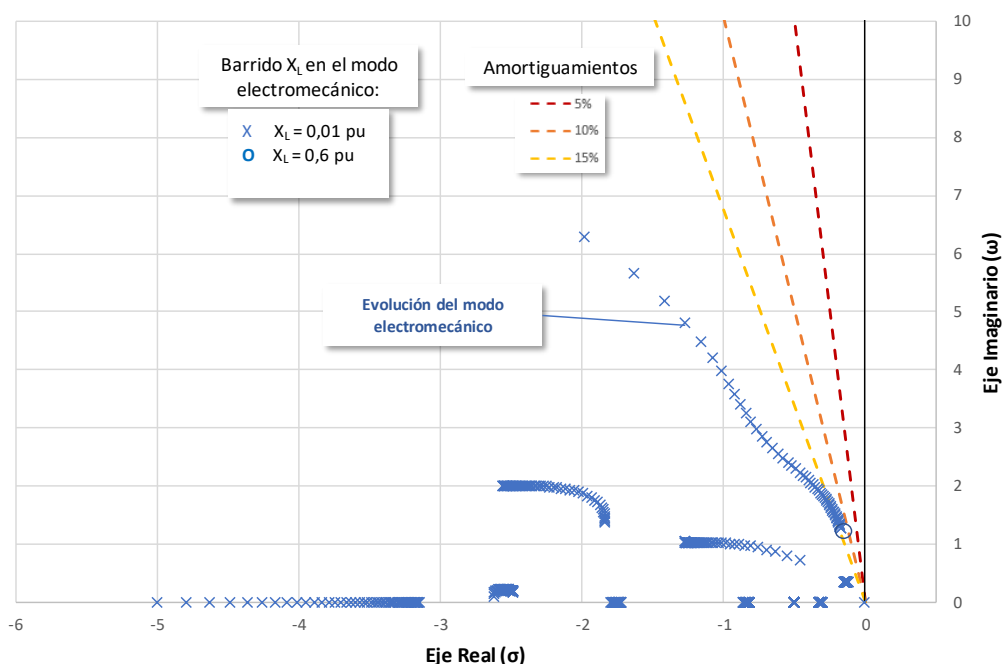


Figura 18. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento superior al 5%. Resultado aceptado.

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 2.3.5 de [2].

, el **MPE** es capaz de:

1. amortiguar oscilaciones de potencia de frecuencia entre 0,1 Hz y 1,5 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 cuyo caso la evaluación de este requisito se realizará a nivel de **MPE** y para cada uno de los modos de control de tensión del **CAMGE**, como se describirá en el siguiente subapartado.

No será necesario que la realización de las simulaciones y el informe requerido, sean realizados por una **entidad acreditada**.

Para la evaluación del requisito técnico, el **propietario** del **MPE** (o la entidad designada por este) proporcionará al **GRT** un informe que contenga el resultado de un estudio, cuyo alcance dependerá de la disponibilidad en el **MPE** de un módulo destinado a amortiguar oscilaciones (**POD**):

1. **Si el MPE dispone de un módulo destinado a amortiguar oscilaciones**, se realizará un estudio del ajuste del **sistema de control del MPE**, mediante simulaciones en el dominio del tiempo que muestren que, en el sistema de simulación particular planteado en el siguiente apartado, 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. Alternativamente, también se admitirá un estudio basado en el análisis modal tal como se requiere a continuación, para el caso en el que el **MPE** no disponga de módulo destinado a amortiguar oscilaciones.
2. **Si el MPE no dispone de dicho módulo destinado a amortiguar oscilaciones**, se requerirá un estudio del ajuste del sistema de control del **MPE** mediante un análisis modal basado en valores propios, 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.

No obstante, y al igual que en el subapartado 5.9, si se da la circunstancia de que el modelo del **MPE** empleado para este análisis es un modelo específico para pequeña señal y difiere del modelo certificado según el apartado 6, se permitirá su utilización a solicitud del propietario del **MPE** (o de la entidad designada por este). En caso de utilización de modelo no certificado, se proporcionará al **GRT** tanto el modelo en formato abierto, no encriptado, con una descripción funcional del mismo y de su estructura, como los estudios realizados para elaborar el informe.

El **GRT** evaluará el informe, para lo que dispondrá de **2 meses** a partir de que dicho informe cumpla las condiciones indicadas anteriormente.

Si la evaluación del requisito por parte del **GRT** ha resultado positiva, el **GRT** emitirá un escrito de conformidad al **propietario** del **MPE**, 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

5.10.2.1. Cálculo de valores propios

Se realizará de forma análoga a la indicada en el subapartado 5.9.2 para **MGES**, pero con las particularidades que se describen a continuación para incorporar al **MPE** al sistema de estudio. 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 16**, resultando el esquema de la **Figura 19**:

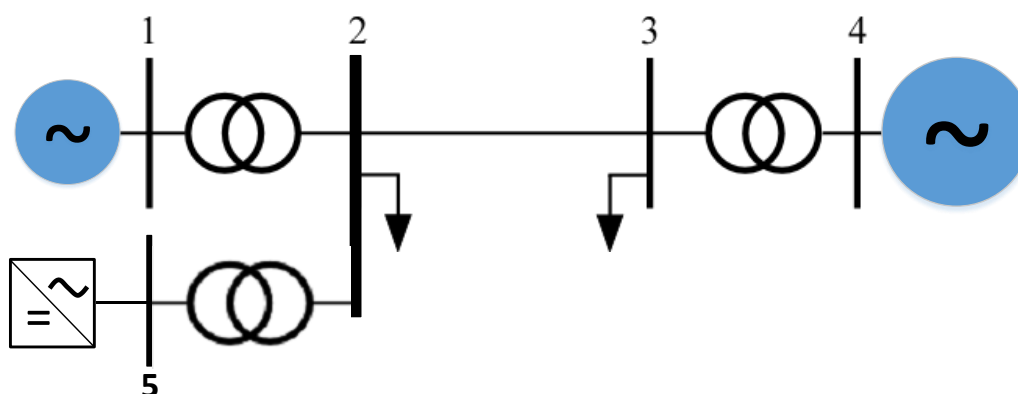


Figura 19. Diagrama unifilar del caso de análisis del MPE.

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, y posteriormente se conectará el **MPE** al nudo 5, a través de su transformador de **MPE** conectado al nudo 2, y se realizará el mismo análisis (sin desconectar los **MGES** de los nudos 1 y 4), que también se representará en el plano complejo para proceder a su evaluación. Se recomienda, para facilitar la comparación, dibujar los valores propios correspondientes a cada una de las dos situaciones (con y sin **MPE**)

superpuestos, y en distinto color, sobre el mismo diagrama. A modo de ejemplo, y tomando los resultados de la **Figura 17** (sólo **MGES**), se representa en la **Figura 20** esta superposición.

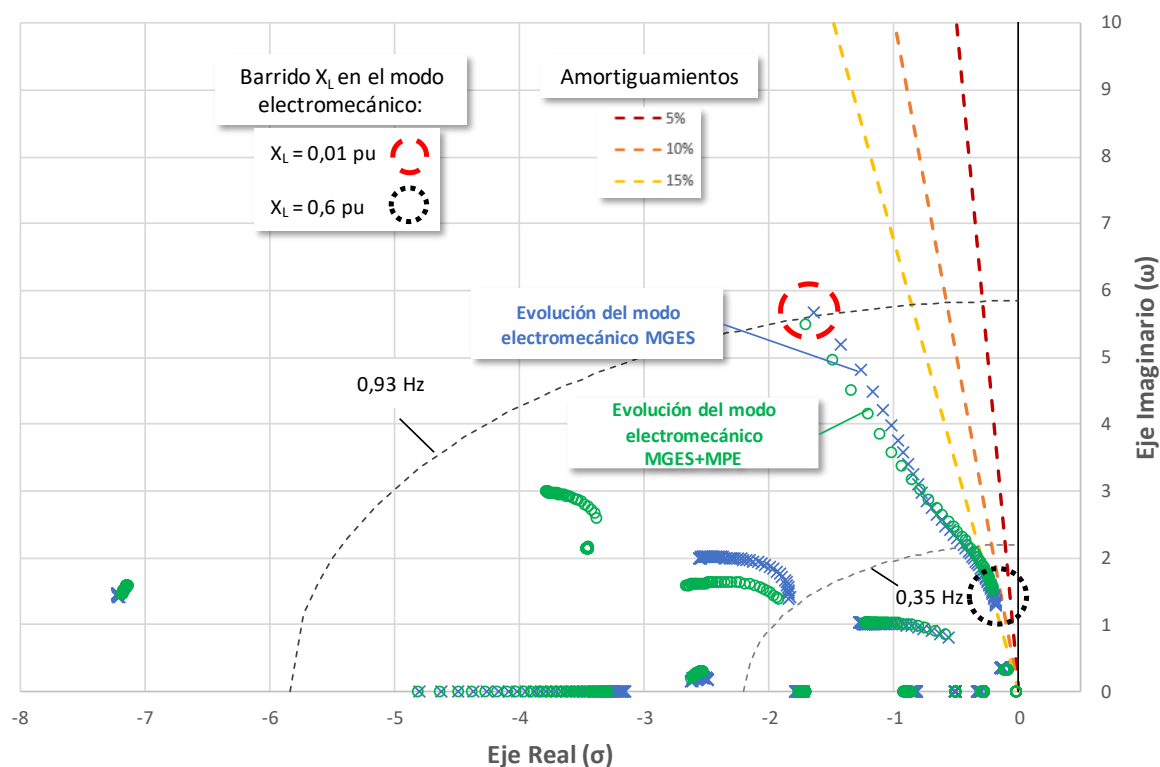


Figura 20. Variación de los modos de oscilación del sistema de estudio (MGES en nudo 1 y 4) al variar la reactancia de la línea.

Para efectuar este estudio se ha de considerar que 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. El flujo de cargas, tanto antes de conectar el **MPE** como después de conectarlo, se resolverá fijando la tensión del nudo 2 a 1,0 p.u.

Adicionalmente a los parámetros para modelos dinámicos del **MGES** del nudo 4 indicados en el subapartado 5.9.2, y de los parámetros de los transformadores y las cargas, será necesario modelar un **MGES** en el nudo 1 cuya respuesta esté suficientemente bien amortiguada, para lo cual se le dotará de un estabilizador de potencia (PSS).

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, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 45**.

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

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

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

Tabla 45. Parámetros del modelo de alternador del MGE del nudo 1.

- El **regulador de tensión** está representado por el modelo IEEE tipo ST4B (conforme a la norma IEEE 421.5) disponible, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 46**.

$$T_R = 0,02, K_{PR} = 3,15, K_{IR} = 3,15, V_{RMAX} = 1, V_{RMIN} = -0,87$$
$$T_A = 0,02, K_{PM} = 1, K_{IN} = 0, V_{MMAX} = 1, V_{MMIN} = -0,87, K_G = K_I = 0, K_P = 6,5$$
$$V_{BMAX} = 8, K_C = -0,08, X_L = 0, \theta_P = 0$$

Tabla 46. 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, generalmente, en las librerías de cualquier herramienta de simulación y cuyos parámetros se indican en la **Tabla 47**.

$$T_{w1} = T_{w2} = 2, T_6 = 0, T_{w3} = 2, T_{w4} = 0, T_7 = 2, K_{S2} = 0,158$$
$$K_{S3} = 1, T_8 = 0, T_9 = 0,1, m = 5, n = 1, K_{S1} = 17,069, T_1 = 0,28$$
$$T_2 = 0,04, T_3 = 0,28, T_4 = 0,12, V_{sTmax} = 0,1, V_{sTmin} = -0,1$$

Input control signal 1: rotor speed deviation;
Input control signal 2: generator electrical power;

Tabla 47. Parámetros del modelo del PSS del MGE del nudo 1.

5.10.2.2. Simulaciones en el dominio del tiempo

Estas simulaciones deberán ser realizadas con un modelo del **MPE** que haya sido certificado según el apartado 6, como se ha indicado anteriormente.

Las simulaciones se realizarán sobre el sistema descrito en el subapartado 5.10.2.1 y mostrado en la **Figura 19**.

Se aplicará un escalón o variación en la tensión de referencia de magnitud 2% (positivo o negativo) en el **MGES** del nudo 4, y se monitorizará la respuesta de la potencia activa del **MGES** en el nudo 2, para los casos definidos ya en el subapartado 5.10.2.1:

- 1) con el **MPE** desconectado, y
- 2) con el **MPE** conectado.

En cada uno de los dos casos, se modificará el valor de la reactancia de línea, X_L , entre 0,01 y 0,6 p.u., y con un paso de 0,05 p.u.

Como se puede observar en la **Figura 21** a modo de ejemplo, el valor de la frecuencia de oscilación disminuye al incrementar el valor de la reactancia de línea, X_L :

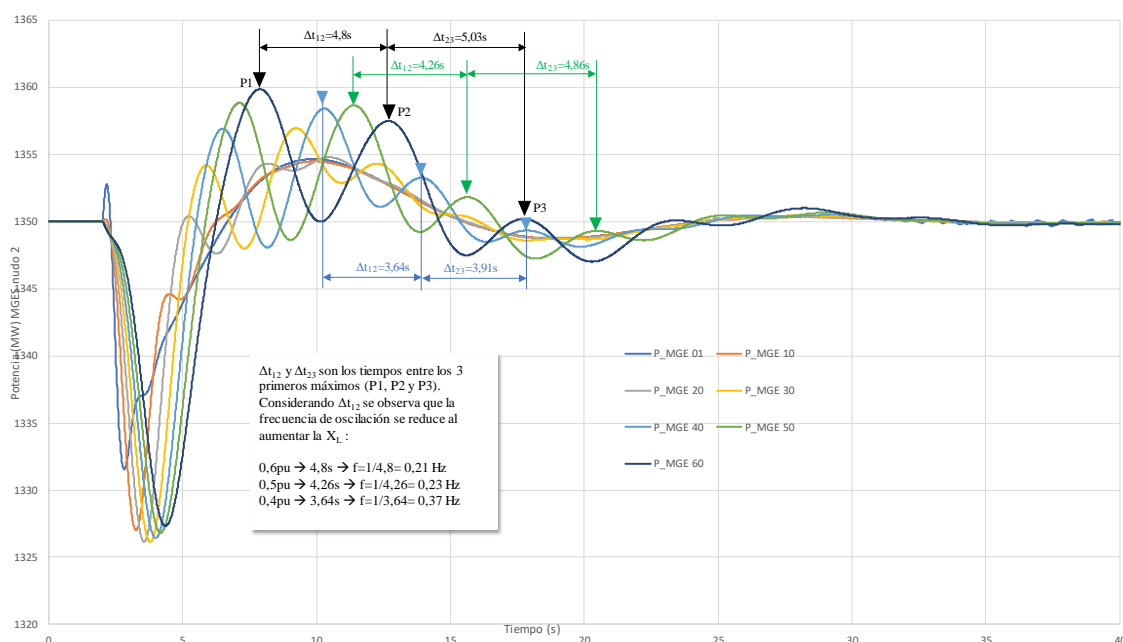


Figura 21. Variación temporal de la potencia activa en el MGES del nudo 2, al introducir un escalón del 2% en la tensión de referencia en el MGES del nudo 4, para diferentes valores de X_L .

Se recomienda representar en cada una de las gráficas, para facilitar la revisión, la comparación de las dos situaciones (con **MPE** desconectado y con **MPE** conectado) para cada valor de reactancia de línea, X_L , utilizado.

La representación anterior se efectuará **para cada uno de los modos de control de tensión existentes**.

A modo de ejemplo, en la **Figura 22** se muestra para una reactancia de 0,6 p.u. la respuesta en potencia activa del **MGES** en el nudo 2 con y sin **MPE**. Se deberán proporcionar gráficas como la siguiente para cada valor de reactancia de línea, X_L , entre 0,01 y 0,6 p.u., y con un paso de 0,05 p.u.:

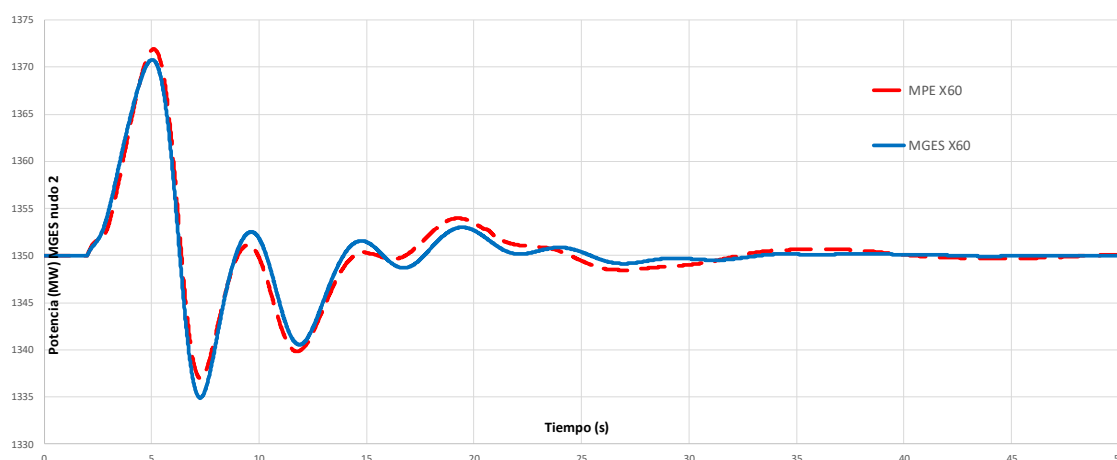


Figura 22. Variación temporal de la potencia activa en el MGES del nudo 2, al introducir un escalón del 2% en la tensión de referencia en el MGES del nudo 4. Valor de X_L de 0,6 p.u. MPE conectado (rojo) y desconectado (azul).

En el caso de que se haya implementado un módulo de amortiguamiento de oscilaciones basado en potencia activa (POD-P), en lugar de monitorizar la potencia activa del **MGES** en el nudo 2, se monitorizará la frecuencia en ese mismo nudo a la hora de efectuar los cálculos de amortiguamiento.

5.10.3. Criterio de aceptación de las simulaciones

5.10.3.1. Criterio de aceptación para el análisis basado en valores propios

El criterio para la evaluación del estudio descrito en el subapartado 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%.
- En ningún caso los modos existentes reducirán su amortiguamiento por debajo del 5%.

5.10.3.2. Criterio de aceptación para simulaciones en el dominio del tiempo

En el caso de simulaciones en el dominio del tiempo, el informe mostrará la descomposición modal de cada una de las respuestas presentadas según el subapartado 5.10.2.2, indicándose la metodología seguida para dicha descomposición modal (por ejemplo, la indicada en el documento IEEE “Identification of Electromechanical Modes in Power Systems” PES TR15, Feb. 2014), y serán aceptadas si los modos comprendidos entre 0,1 Hz y 1,5 Hz tienen amortiguamientos superiores al 5%.

De manera alternativa, se propone la siguiente metodología, no basada en análisis modal y por tanto sin que exista descomposición de las respuestas en diferentes componentes de frecuencia, para evaluar el amortiguamiento. Se dibujarán las respuestas gráficas presentadas según el subapartado 5.10.2.2 y se calculará, conforme a la **Figura 23**:

- Se unirán todos los máximos (P1 a P6) y todos los mínimos (M1 a M5) con líneas a trazos.
- Se desestimaré el primer máximo (P1) si la primera oscilación es creciente o el primer mínimo (M1) si es de sentido decreciente.
- Se considera el primer ciclo de oscilación entre M1 y M2 en la **Figura 23**.
- Se medirá la magnitud $\Delta P1M1$ de la manera indicada en la **Figura 23**: desde el punto M1 se traza una vertical hasta su intersección con la línea que une P1 y P2.
- Se medirá la magnitud $\Delta P5M5$ de la manera indicada en la **Figura 23**: desde el punto M5 se traza una vertical hasta su intersección con la línea que une P5 y P6.

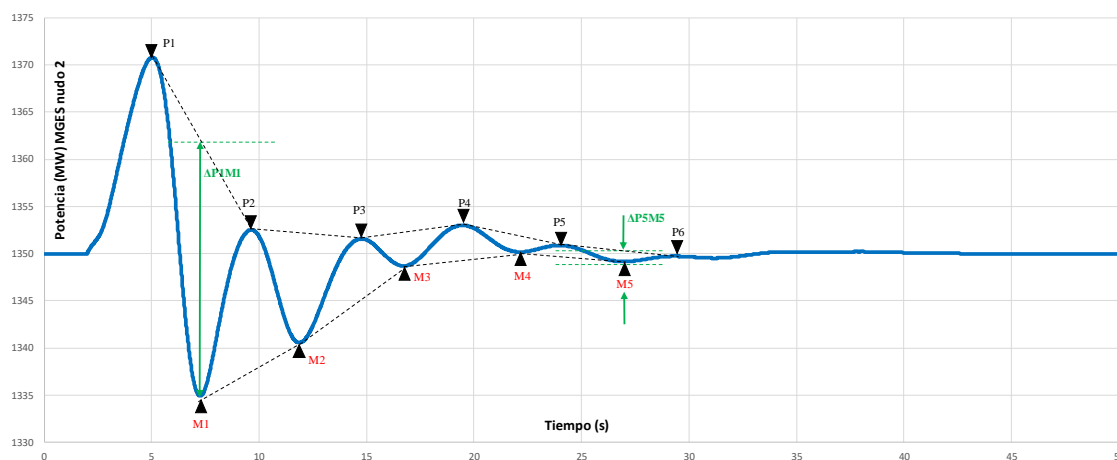


Figura 23. Criterio alternativo de aceptación del amortiguamiento de simulaciones temporales.

El resultado será aceptado si se cumple, en todos los casos realizados según el subapartado 5.10.2.2, el siguiente criterio:

$$\Delta P5M5 < 0,25 \times \Delta P1M1$$

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 3.1.1 y 3.1.2 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**.

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 3.3.1 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 2.3.1 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**.

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 24**. 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.

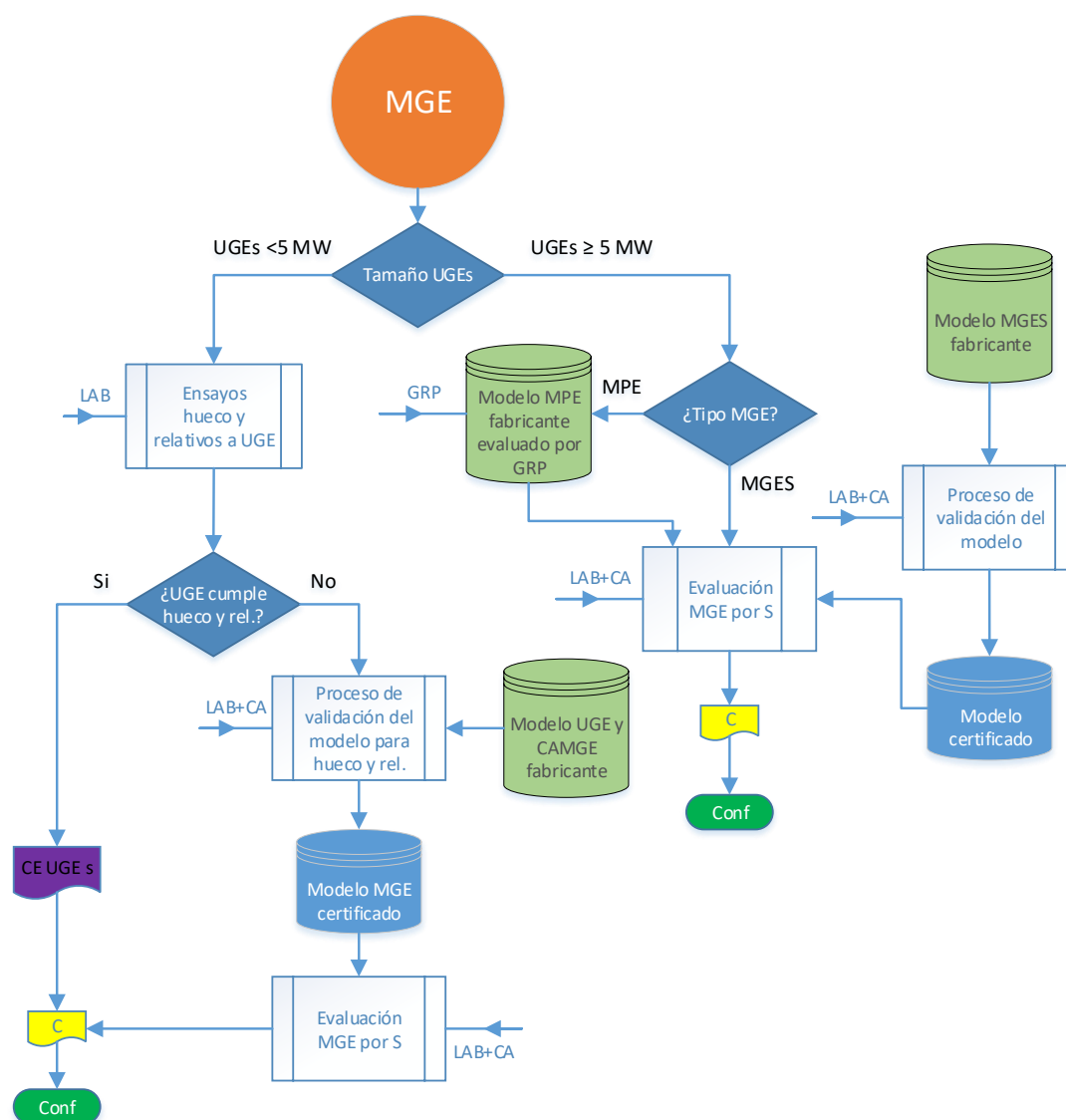


Figura 24. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.

A continuación, se desarrolla la estructura presentada en el esquema de la **Figura 24**:

- En el caso de **MPE** formados 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**.
 - o 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. El modelo del **MPE** se simulará sobre la red del subapartado 7.2.

- En el caso de **MPE** formados por **UGE** de capacidad máxima igual o superior a 5 MW podrán optar por verificar mediante un modelo de simulación para efectuar las simulaciones de conformidad que permitan evaluar los requisitos técnicos. Dicho modelo de simulación se elaborará en base a las pruebas planteadas por el **GRP** o el **propietario del MPE** (o la entidad designada al efecto, que puede ser el fabricante) y que serán aprobadas por el **GRP**. Una vez que el **GRP** acepte el modelo de simulación, el propietario del **MPE** podrá emplearlo para la evaluación de los requisitos por simulación de esta **Norma Técnica**.

En tanto en cuanto no se disponga de un procedimiento de evaluación del modelo de simulación, que se derive de las conclusiones del grupo de trabajo que se establecerá al efecto, el **GRP** evaluará el modelo y la metodología utilizada para validarlo en base a las pruebas indicadas anteriormente, para lo que dispondrá de **2 meses** desde el momento que la información esté completa.

- 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 utilizar 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 8.5.2.2 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 48** para **UGE** de **MPE** y en la **Tabla 54** 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 25**, considerando los márgenes de tolerancia indicados:

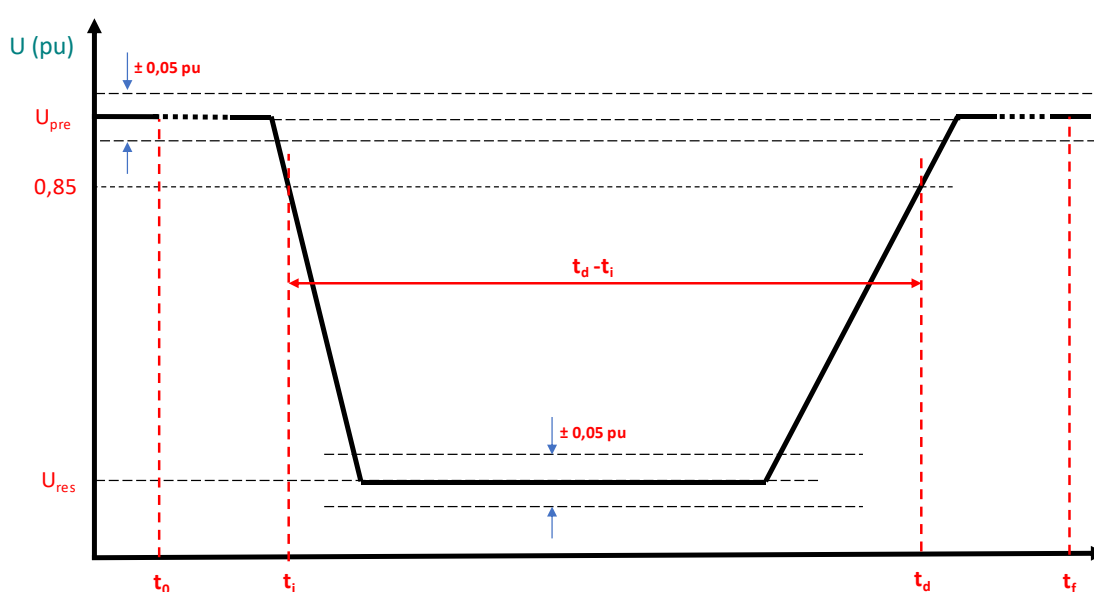


Figura 25. Ensayo de hueco. Tensiones y tiempos. Tolerancias.

Las tolerancias indicadas en la **Figura 25** relativas a la tensión se expresan en p.u. de la tensión previa a la falta (U_{pre}).

Como aclaración, el tiempo de comienzo de la falta, t_i , definido posteriormente en el subapartado 5.11.2.2.2, se ha reflejado en la **Figura 25** atendiendo sólo al criterio de que la secuencia positiva de la tensión baje de 0,85 p.u.

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 48**:

Carga	Potencia activa registrada (en campo o banco de ensayo)	Potencia reactiva registrada
Carga parcial (p_{med})	15%-50% P_{max}	Tabla 49 y Tabla 50
Plena carga	>90% P_{max}	Tabla 49 y Tabla 50
Carga mínima (p_{min})	<15% P_{max} *	Tabla 49 y Tabla 50

Tabla 48. 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 26** y la **Figura 27**, 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. Se debe entender como que entre un ensayo y otro no se ha realizado ningún ensayo intermedio fallido en las mismas condiciones.

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 ¹⁴
U5TP _{max}	5%Un (±5%)	≥200	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U5TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U5BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U5BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U40TP _{max}	40%Un (±5%)	≥850	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U40TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U40BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U40BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{max}	75%Un (±5%)	≥1340	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{med} Q _{max} ¹⁵					Q _{max} /P _{max}	K=3,5
U75TP _{med} Q _{min} ¹⁶				Q _{min} /P _{max}	K=3,5	
U75TP _{min}			P _{min} *	0 ± 10%	K=6	
U75BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U75BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75BP _{min}				P _{min} *	0 ± 10%	K=6

Tabla 49. 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.

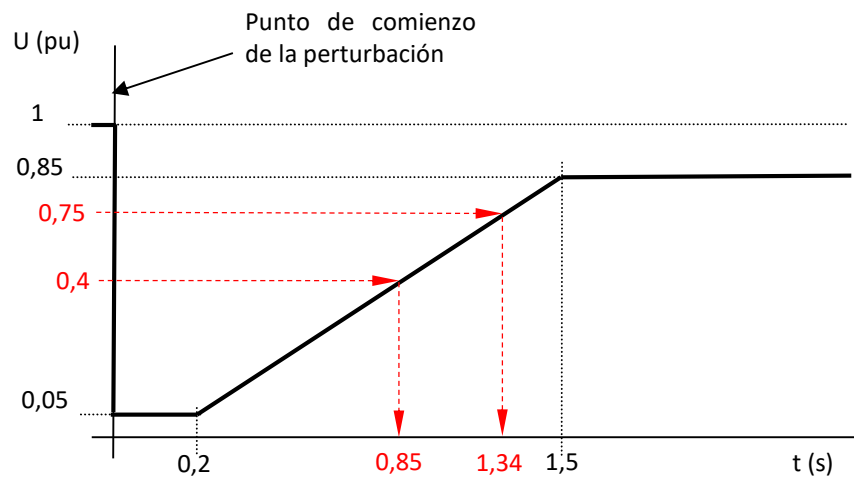


Figura 26. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE por debajo de 110kV.

¹⁴ Según [2]: K se refiere a K₁ o K₂, que son las ganancias del control de la inyección de corriente rápida, ajustables entre 2 y 6 p.u. El valor por defecto de K₁ y K₂ será de 3,5 salvo indicación expresa del operador del sistema.

¹⁵ Q_{max} es la máxima capacidad de inyección de reactiva de la UGE.

¹⁶ Q_{min} es la máxima capacidad de absorción de reactiva de la UGE.

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}	K
$U0TP_{max}$	0%Un ($\pm 5\%$)	≥ 150	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U0TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U0BP_{max}$			Bifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U0BP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U40TP_{max}$	40%Un ($\pm 5\%$)	≥ 830	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%Un ($\pm 5\%$)	≥ 1340	Trifásico	Plena	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U75TP_{med}$				Parcial	$0 \pm 10\%$	K=3,5
$U75TP_{med}Q_{max}$					Q_{max}/P_{max}	K=3,5
$U75TP_{med}Q_{min}$				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 50. 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.

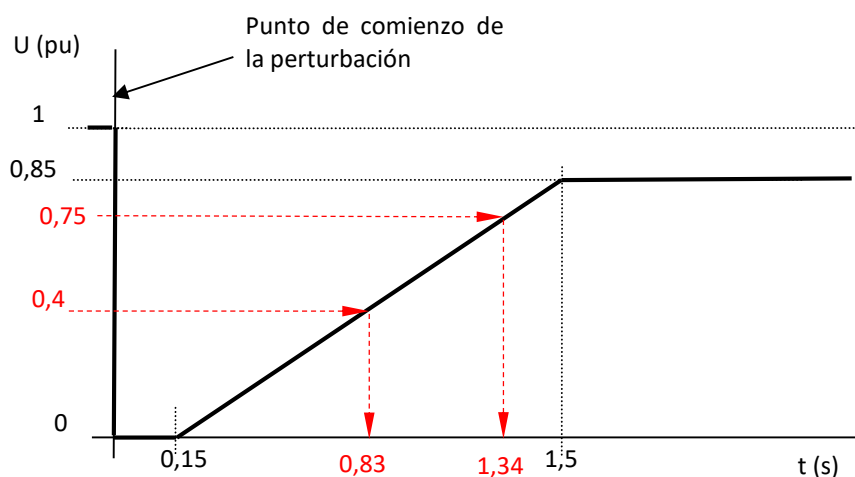


Figura 27. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE conectado a 110 kV o por encima de este nivel.

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 utilizará 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_d : Tiempo en el que la secuencia positiva de la tensión supera 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 51**, **Tabla 52** y **Tabla 53**.
- El tiempo de grabación post-falta (t_f-t_d) deberá ser como mínimo 10 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 51. 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 aparente (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 52. 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.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad reactiva	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad activa	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad aparente	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Potencia activa	Total	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Potencia reactiva	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica). Valores máximos instantáneos de intensidad	Fases 1, 2 y 3	t_i+20ms	
Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica).	Fases 1, 2 y 3	t_i+20ms	
	Fases 1, 2 y 3	$t_i+100ms$	
	Fases 1, 2 y 3	$t_i+150ms$	
	Fases 1, 2 y 3	$t_i+300ms$	
	Fases 1, 2 y 3	$t_i+500ms$	
	Fases 1, 2 y 3	$t_i+1000ms$	
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_f)	Intensidad reactiva	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Intensidad activa	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Potencia activa	Total	t_d+1s hasta t_d+10s
	Potencia reactiva	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Tensión	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Intensidad aparente	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Velocidad del viento (si UGE eólica)	-	t_d+1s hasta t_d+10s
t_e de la Potencia activa	Pos.		
Capacidad sobretensión transitoria	Permanece conectado	Si/No	

Tabla 53. 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 51** y en la **Tabla 52**, 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 previas 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 el ensayo, pero no computará a efectos de considerarlo consecutivo, es decir, se desestimaré.

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

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

En los casos en los que:

- En el **MPE** haya bloqueo de la electrónica de potencia para faltas en las que $U_{res} < 20\%$, como se indica en [2], no se evaluará este requisito.
- El **MPE** sea de **tecnología doblemente alimentada**, para faltas en las que $U_{res} < 20\%$, no se evaluará este requisito, independientemente del tipo de falta (trifásica o bifásica).

Sin perjuicio de lo indicado para los casos anteriores en lo que respecta a la evaluación, se deberán realizar las pruebas e incorporar los resultados en el informe de ensayos. De esta

manera el **certificado de UGE** establecerá las capacidades de inyección de corriente reactiva ante este tipo de eventos determinadas mediante los ensayos.

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 100 ms 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 28**¹⁷ y se denominará ΔI_{UGE} .

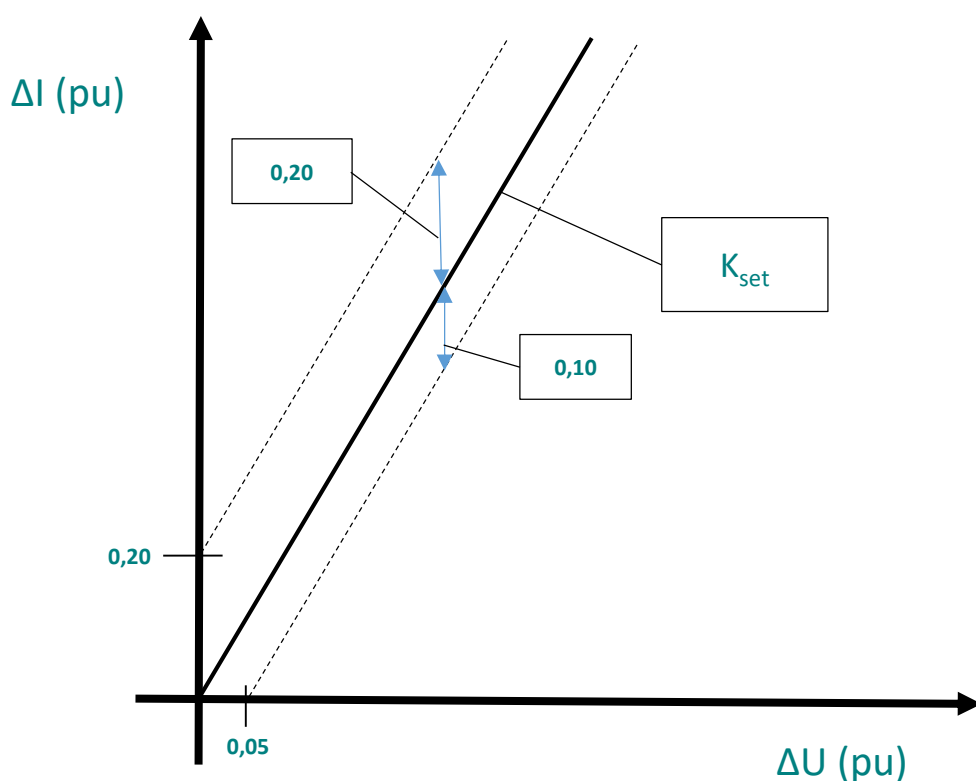


Figura 28. Tolerancias admisibles en la medida del incremento de la corriente rápida reactiva.

La **UGE** del **MPE** será capaz de inyectar el incremento de corriente requerida, considerando las tolerancias, determinado conforme a la **Figura 28** (ΔI_{UGE}), según los tiempos que se indican a continuación (ver **Figura 29**), 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)¹⁸ deberá ser como máximo de 20 ms.

¹⁷ 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].

¹⁸ En [2] 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.

- 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 tal que se cumpla que $t_a + t_r \leq 50\text{ms}$.
- El tiempo de establecimiento (t_e) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que la respuesta permanece en la banda +20% y -10% 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 evaluación de estos tiempos por motivos de cálculo de valor eficaz con valores promedio de 20 ms.

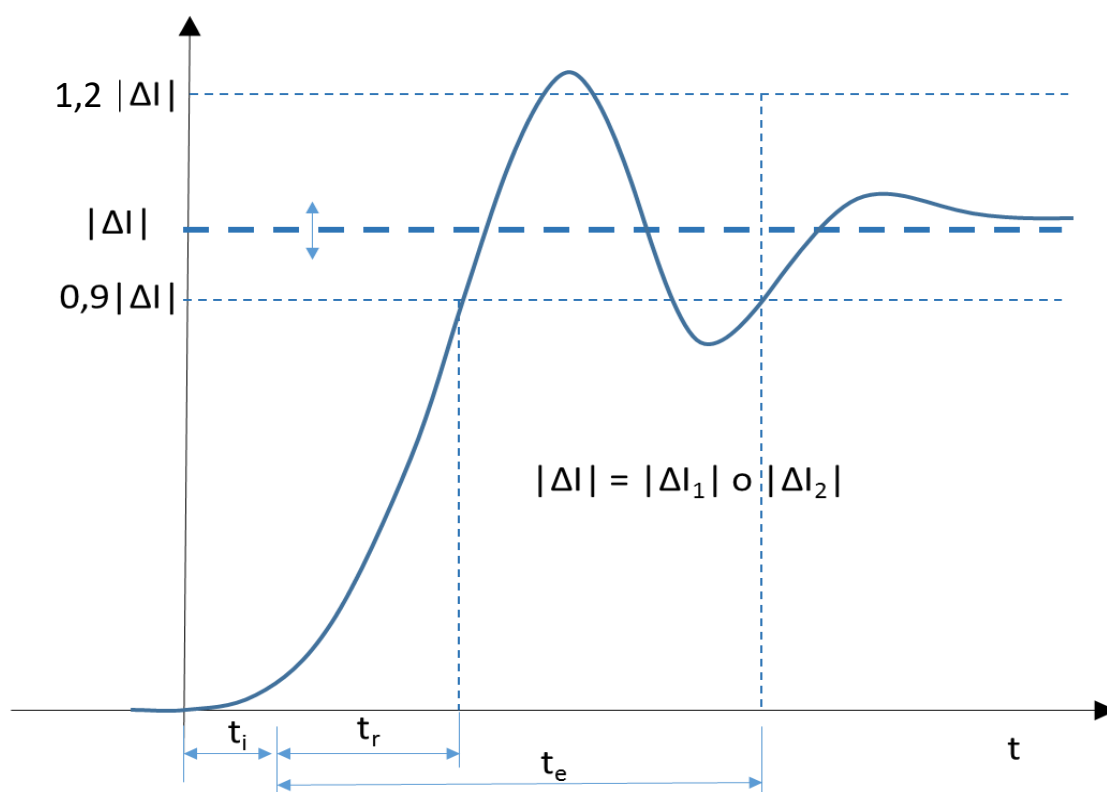


Figura 29. Ejemplo de respuesta representando los tiempos definidos para inyección de corriente rápida de falta.

Durante las faltas bifásicas descritas en este subapartado, se permitirá una reducción en la corriente reactiva en las secuencias positiva y negativa respecto a los valores de corriente requeridos en la **Figura 28**, siempre que, al menos la corriente inyectada sea mayor o igual a la corriente aparente nominal. Se considerará válida la prueba si se cumple una de las dos condiciones siguientes:

- Las componentes de secuencia positiva y negativa estarán limitadas en la misma proporción.
- La componente de secuencia positiva será superior al 40% de la corriente aparente nominal.

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 0,5 p.u., la **UGE** deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación 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 en un tiempo inferior a 2 s adicionales.
- Si la U_{res} en bornas de la **UGE** baja de 0,5 p.u. pero no baja de 0,2 p.u., la **UGE** deberá alcanzar el 95% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 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.
- 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.

A efectos de la evaluación de este requisito técnico, se tomará como referencia la potencia activa previa a la falta. En el caso de que la potencia activa tras la falta sea oscilante, se tomará como referencia la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta, en coherencia con lo indicado en [2]. A efectos de la determinación de los tiempos de respuesta, se considerará el tiempo correspondiente a una potencia activa inferior en un 5% de la P_{max} al valor de la potencia activa previa a la falta.

Adicionalmente se deberá observar una evolución de la potencia activa estable y bien amortiguada.

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.

5.11.2.2.6. Criterios de evaluación del requisito de sobretensiones transitorias

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, no se producirán oscilaciones no amortiguadas.

Se evaluará el cumplimiento del requisito del subapartado 2.3.6 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_r . En este sentido, se reflejará en el informe lo indicado en la **Tabla 53** 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 54**:

	Potencia activa registrada	Potencia reactiva registrada
CARGA PARCIAL	$P_{min}-60\% P_{max}$	Tabla 55 y Tabla 56
PLENA CARGA	$100\% P_{max}$ (>90% en campo)	Tabla 55 y Tabla 56

Tabla 54. 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 310** y la **Figura 31**, que se numerarán conforme a la primera columna de la **Tabla 55** y la **Tabla 56**, "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 (±5%)	≥150	Trifásico	Plena	0 a ±10%
U5TP _{med}				Parcial	0 a ±10%
U5BP _{max}			Bifásico	Plena	0 a ±10%
U5BP _{med}				Parcial	0 a ±10%
U40TP _{max}	40%Un (±5%)	≥150	Trifásico	Plena	0 a ±10%
U40TP _{med}				Parcial	0 a ±10%
U40BP _{max}			Bifásico	Plena	0 a ±10%
U40BP _{med}				Parcial	0 a ±10%
U75TP _{max}	75%Un (±5%)	≥830	Trifásico	Plena	0 a ±10%
U75TP _{med} ¹⁹ _{subexcitada}				Parcial	Q_{min}/P_{max}
U75TP _{med}				Parcial	0 a ±10%
U75BP _{max}			Bifásico	Plena	0 a ±10%
U75BP _{med}				Parcial	0 a ±10%

Tabla 55. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES < 110 kV.

¹⁹ Q_{min} es la máxima capacidad de absorción de reactiva de la **UGE**.

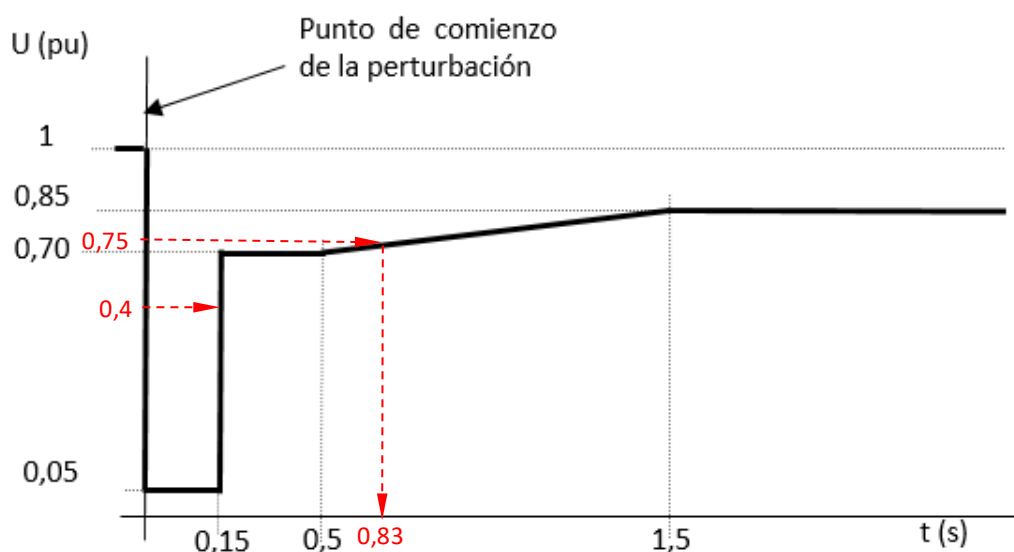


Figura 30. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES por debajo de 110kV.

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P_{max}
$U15TP_{max}$	$0\%U_n (\pm 5\%)$	≥ 150	Trifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U15TP_{med}$				Parcial	0 a $\pm 10\%$
$U15BP_{max}$			Bifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U15BP_{med}$				Parcial	0 a $\pm 10\%$
$U25TP_{max}$	$25\%U_n (\pm 5\%)$	≥ 270	Trifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U25TP_{med}$				Parcial	0 a $\pm 10\%$
$U25BP_{max}$			Bifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U25BP_{med}$				Parcial	0 a $\pm 10\%$
$U75TP_{max}$	$75\%U_n (\pm 5\%)$	≥ 830	Trifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U75TP_{med}$ subexcitada				Parcial	Q_{min}/P_{max}
$U75TP_{med}$					0 a $\pm 10\%$
$U75BP_{max}$			Bifásico	Plena	0 a $\pm 10\%$
$U75BP_{med}$				Parcial	0 a $\pm 10\%$

Tabla 56: Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES ≥ 110 kV.

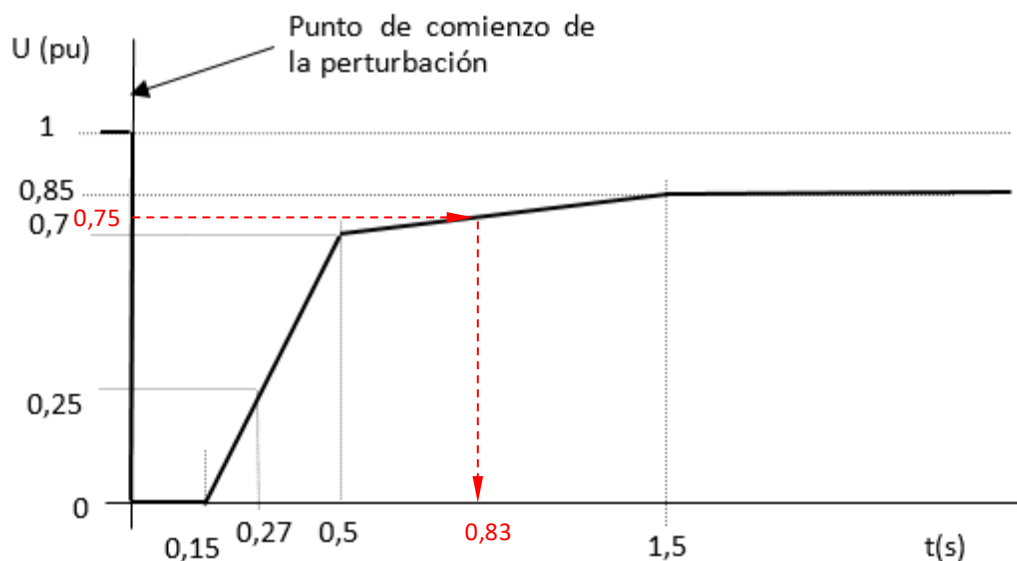


Figura 31. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel.

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** certificado según el apartado 6, 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 4.2 de [2].

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 32** para la interpretación de la secuencia:

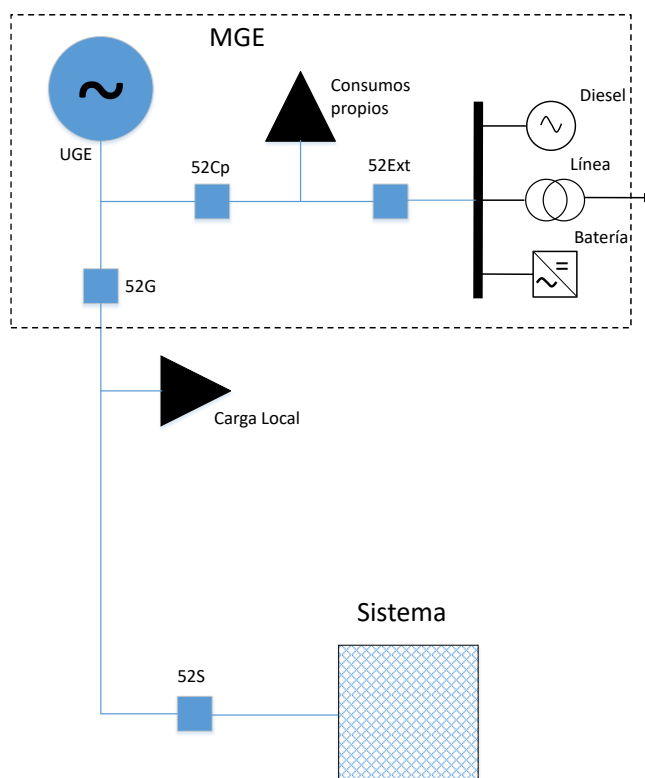


Figura 32. Esquema para arranque autónomo.

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 las 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 energizar consumos propios.
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 certificado 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 32**.

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 51,5 Hz, 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 30 s, 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 30 s, 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 4.3 de [2].

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 32** 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** durante 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 1** 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** (root mean square) como tipo **EMT** (electromagnetic transient). En función del requisito a evaluar, conforme a la frecuencia típica de cada fenómeno (**Figura 33**), 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.

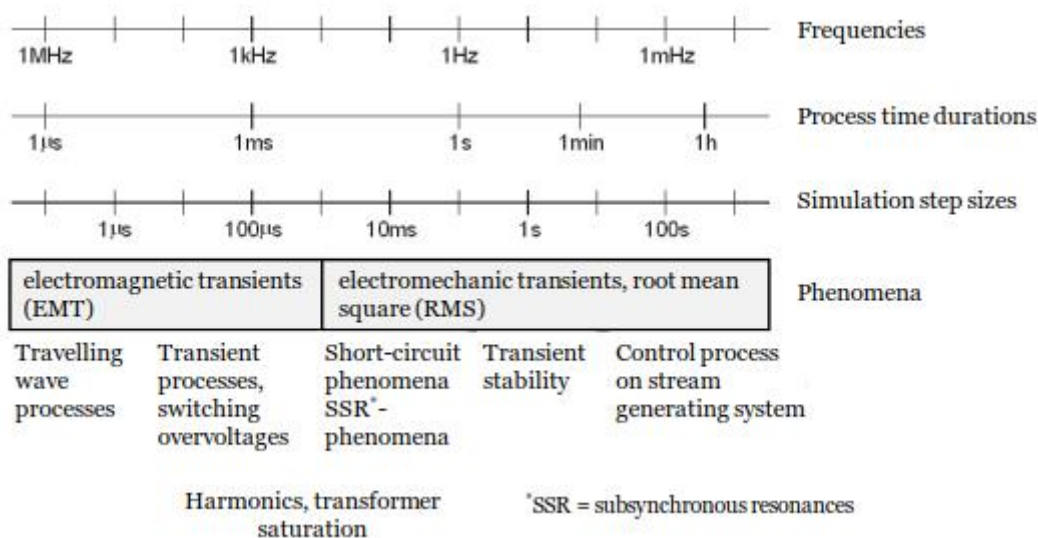


Figura 33. Tipo de modelo de simulación (RMS, EMT) según el fenómeno a analizar [7].

Los requisitos que se evaluarán mediante simulación se han indicado en la **Tabla 1**.

Las simulaciones necesarias para la evaluación de los requisitos técnicos del apartado 5 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 34**.

La validación del modelo de simulación del **MGE** para la evaluación de un determinado requisito técnico, se realizará según el esquema de la **Figura 34**, 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 34**).

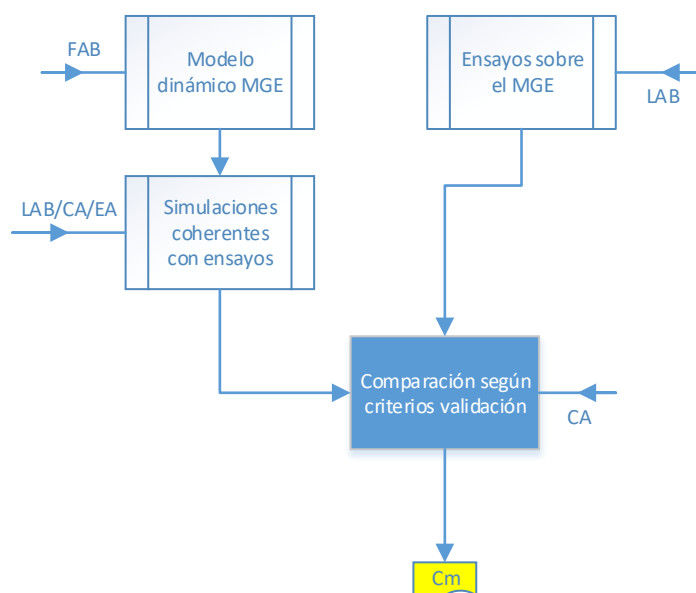


Figura 34. Esquema general de validación del modelo para simulaciones.

El modelo deberá estar certificado según el apartado 6 para realizar todas las simulaciones definidas en la presente **Norma Técnica (Tabla 1)** 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 1** 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 1**.

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 certificado 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 del operador del sistema 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” del operador del sistema**, 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”**.

Este procedimiento no admite transversalidad de un mismo modelo entre diferentes herramientas de simulación, en consecuencia, es necesario realizar la validación y certificación de un modelo para cada herramienta de simulación. Las divergencias existentes entre los resultados de simulaciones con diferentes herramientas no se asumen en este proceso de certificación del modelo. Se solicitará información sobre el formato del modelo en el modelo de certificado, ya que, aunque no será un modelo que por norma general vaya a solicitar el **GRP** (aunque se reserva la potestad), es necesario conocer si el proceso de certificación del modelo ha sido acorde a esta **Norma Técnica**.

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 35**, sin perjuicio de que el resto de las capacidades de la **UGE** deban ser representadas con precisión en el modelo de la misma.

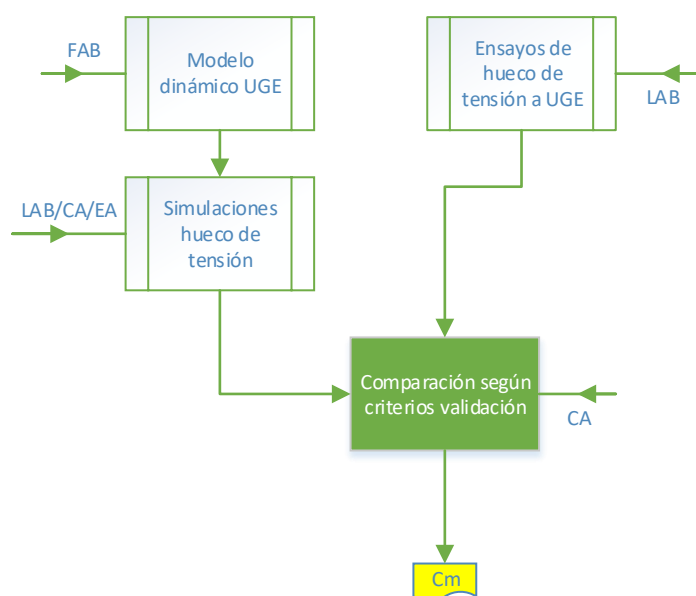


Figura 35. Esquema de validación del modelo para simulaciones frente a huecos.

En el caso de que todos los requisitos relativos a la robustez incluidos en el subapartado 5.11 se cumplan mediante ensayo, y por tanto no requieran de la realización de simulaciones de conformidad para su evaluación, como se describe en el subapartado 5.11.1, se permitirá que el modelo dinámico certificado sea un modelo de secuencia positiva. En consecuencia, no sería necesario considerar para la validación y certificación del modelo los resultados para secuencia negativa descritos en el subapartado 6.2.1.2.

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 ($x_{mea}(n)$) con las series temporales de esas mismas magnitudes simuladas $x_{sim}(n)$. Por tanto, las series temporales del error $x_E(n)$ se calcularán a través de esta fórmula:

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

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:

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

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:

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

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:

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

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 57**) 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.

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 57. 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 58**) para cada uno de los ensayos indicados en la **Tabla 55** y en la **Tabla 56**, 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 58**, en comparación con la anterior, **Tabla 57**, 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 58. 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], en las consideraciones particulares para faltas bifásicas, y se utilizará la **Tabla 59**, que establece los umbrales máximos, por debajo de los cuales (en valor absoluto) deben estar los errores obtenidos en la **Tabla 57**.

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 59. Límites admisibles para la validación para UGE de MPE para faltas simétricas.

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 60**, que establece los umbrales máximos, por debajo de los cuales (en valor absoluto) deben estar los errores obtenidos en la **Tabla 57**.

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	±0,100	0,120
	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 60. Límites admisibles para la validación para UGE de MGES para faltas simétricas.

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 24**, 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 certificado 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 que se realizarán 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**.
- Subapartado 4.6.3 para el **compensador síncrono**.
- Subapartado 4.6.4 para **sistema de almacenamiento por baterías**.

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 59** para **MPE** y de la **Tabla 60** 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. Modelos de certificado de MGE, otros certificados y alcances de acreditación

7.1.1. Modelos de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos

A continuación, se detalla en los siguientes subapartados el tipo de modelo de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos del **MGE** en función de la entidad a la que corresponda la emisión de dicho certificado: **instalador autorizado** o **certificador autorizado**.

7.1.1.1. Modelo de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos a través de instalador autorizado

Para los **MGE tipo A**, o aquellos tipo **B** que se certifiquen únicamente mediante certificados de equipo, el modelo de certificado final de **MGE**, emitido por un **instalador autorizado** o **empresa instaladora**, que recibirá el **GRD** por parte del **propietario del MGE** o su representante, contendrá la información que se detalla a continuación:

1) Título del formulario:

Certificado de conformidad de **MGE** conforme a los requisitos técnicos establecidos en la Norma Técnica de Supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631, emitido por un instalador autorizado o empresa instaladora.

2) Encabezado:

Fecha de emisión
Identificación del instalador autorizado o empresa instaladora

3) Cuerpo del documento:

Número de expediente del Gestor de la Red de Distribución [**código aportado por el GRD**]

Nombre e identificación del **MGE**

Titular:

- Nombre
- Dirección

Características del **MGE**:

- Nivel de significatividad (A o B)
- **MPE** o **MGES**
- Capacidad máxima (kW)
- Coordenadas UTM

- Temperatura máxima de diseño

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

- Modelo
- Fabricante
- Capacidad máxima (kW) de cada tipo
- Número de **UGE** de cada tipo

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

- Modelo
- Fabricante
- Número de **CAMGE** de cada tipo

Punto de conexión a la red:

- Tensión (kV)
- Instalación del Gestor de Red a la que se conecta [**dato aportado por el GRD**]
- Coordenadas UTM

Inscripción en:

Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), si se dispone de él:

- Código de inscripción del RAIPEE para certificado final de **MGE**
- Código CIL (o los códigos CIL en caso de distintas fases de un mismo RAIPEE)

Registro de instalaciones de Autoconsumo, si se dispone de él:

- Código de inscripción

, es conforme con:

Regulación correspondiente:

- Reglamento UE 2016/631
- Real Decreto 647/2020
- Orden Ministerial TED 749/2020

Esquema de certificación:

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

, según documentación aportada:

Certificados de equipo: a incorporar en la **Tabla 61** donde corresponda:

Requisito en la NTS	Referencia de certificado	Nombre de certificador autorizado	Tipo MGE
5.1-Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)			A y B
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por debajo de 110 kV			B
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por encima de 110 kV			B
5.11-Recuperación de la potencia activa después de una falta			B
5.7-Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima			B
5.11-Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas			B
5.8-Modos de control de la potencia reactiva			B

Tabla 61. Modelo de certificado final de MGE – instalador autorizado.

4) Anexos:

- Certificados de **UGE** y **CAMGE**, emitidos por un **certificador autorizado**.
- Certificado de inspección del sistema de protecciones adicionales, en alta tensión, emitido por un organismo de control autorizado

El idioma en el que se emitirá el certificado final de **MGE** será español.

En el caso de que el **GRD** solicite cualquier información adicional, por ejemplo, certificados de **UGE**, de **CAMGE** o de modelo, esta deberá ser entregada preferiblemente en español, o, en su defecto, en inglés.

7.1.1.2. Modelo de certificado de cumplimiento de requisitos técnicos a través de certificador autorizado

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.

El idioma en el que se emitirá el certificado final de **MGE** será español.

En el caso de que el **GRP** solicite cualquier información adicional, por ejemplo, certificados de **UGE**, de **CAMGE** o de modelo, esta deberá ser entregada preferiblemente en español, o, en su defecto, en inglés o cualquier otro idioma acordado entre el **GRP** y el propietario del **MGE**.

El contenido del **certificado final** de **MGE** emitido por un **certificador** debe recoger los siguientes puntos:

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**:

- Nivel de significatividad (B, C ó D)
- **MPE** ó **MGES**
- Capacidad máxima (MW)
- Temperatura máxima de diseño

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

Inscripción en:

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

- Código de inscripción previa del RAIPEE para certificado final de **MGE**
- Código CIL (o los códigos CIL en caso de distintas fases de un mismo RAIPEE)

Registro de instalaciones de Autoconsumo

- Código de inscripción

, es conforme con:

Regulación correspondiente:

- Reglamento UE 2016/631
- Real Decreto 647/2020
- Orden Ministerial TED 749/2020

Esquema de certificación:

- Norma técnica de supervisión aprobada por el GTSUP
- Versión/fecha

, según documentación aportada:

Certificados de equipo: a incorporar en la **Tabla 62** donde corresponda:

CERTIFICACIÓN DEL REQUISITO TÉCNICO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Requisito en la NTS	Referencia de certificado	Nombre Entidad emisora	Sin obligatoriedad de cumplir (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
5.3-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	N/A
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por debajo de 110 kV				P (S***) o C**	P (S***) o C**
5.11-Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores conectados por encima de 110 kV				P (S***) o C**C	P (S***) o C**
5.11-Recuperación de la potencia activa después de una falta				P (S***) o C**	P (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				P (S***) o C**	N/A
5.8-Modos de control de la potencia reactiva				P o C**	N/A

Tabla 62. Modelo de certificado final de MGE – certificador autorizado.

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**.
- ***: En aquellos casos que se indique P (S***), se realizará la prueba en **UGE** y, si no es exitosa, se realizará la simulación del **MGE** completo, incorporando el **CAMGE** que permita cumplir el requisito en cuestión.

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 (Nombre de la herramienta de simulación empleada)
- Modelo utilizado para la realización de simulaciones complementarias:
 - Empresa que ha realizado las simulaciones complementarias
 - Desarrollador del modelo
 - Formato (Nombre de la herramienta de simulación empleada)

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)

Certificación de cada uno de los siguientes puntos relativos a la compatibilidad de los ajustes de los relés de tensión y frecuencia del **MGE**:

- Ajustes de frecuencia y tiempo compatibles con lo establecido en la Tabla 1 del artículo 1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con lo establecido en las Tabla 2 y 3 del artículo 2.1.1 de [2].
- Ajustes combinados de tensión, frecuencia y tiempo compatibles con las Figuras 1 y 2 del artículo 1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con el perfil de hueco de tensión que corresponda al MGE, según lo indicado en el artículo 3.1.1 de [2].
- Ajustes de tensión y tiempo compatibles con las sobretensiones transitorias que correspondan al MGE, según lo indicado en los artículos 3.2.3 y 3.3.3 de [2].

Requisitos que no ha cumplido (especificados en tabla):

- Excepción que justifica el no cumplimiento (referencia del documento)

4) **Finalización del certificado:**

Comentarios.

Firma

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

5) 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**.

7.1.2. Certificado final reducido de MGE

Este anexo detalla el proceso de supervisión de la conformidad para los **MGE** que les resulte de aplicación la Disposición transitoria cuarta de [3] y opten voluntariamente por proporcionar un **certificado final de MGE reducido** alternativo al **certificado final de MGE**. Adicionalmente, se detallan aquellos requisitos que un **MGE** puede certificar voluntariamente.

7.1.2.1. Procedimiento de evaluación de la conformidad

En virtud de la Disposición transitoria cuarta de [3], los **MGE** que se pongan en servicio hasta el 8 de enero 2021 están exentos del cumplimiento de los requisitos técnicos para la conexión a la red desarrollados en [2]. Sin embargo, la Disposición transitoria cuarta de [2] especifica que estos **MGE** deben cumplir con:

- Los requisitos técnicos totalmente definidos en el **Reglamento**, es decir, *aquellos requisitos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 (...) cuya aplicación no requiera, conforme a lo establecido en dichos reglamentos, del desarrollo o concreción posterior por parte de cada Estado Miembro por encontrarse totalmente definidos en los mismos, siendo por lo tanto de directa aplicación [1]*.
- Y, en caso de no cumplir con los requisitos de [2], deberán cumplir con el requisito equivalente de la normativa vigente, aplicables a las instalaciones existentes según el **Reglamento**.

En la **Tabla 63** se indican los requisitos a evaluar y su forma(s) de evaluación para obtener el **Certificado final de MGE reducido**, así como los artículos del **Reglamento** correspondientes:

REQUISITO			FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo Reglamento	Definición del Requisito	Tipo MGE	MPE	MGES
13.2	Capacidad de control MRPFL-O	≥A	Según NTS 5.1 con requisitos reducidos	
15.2.c	Capacidad de control el MRPFL-U	≥C	Según NTS 5.2 con requisitos reducidos	
15.2.d	Capacidad de control el MRPF	≥C	Según NTS 5.3 con requisitos reducidos	
21.3.d	Modos de control de la potencia reactiva:	≥C	Según NTS 5.8 con requisitos reducidos	N/A
21.3.f	Capacidad de no contribuir al des amortiguamiento de oscilaciones	≥C	Según NTS 5.10	N/A

Tabla 63. Requisitos del Reglamento a evaluar.

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”: **N/A** significa no aplica.

Para evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de la Tabla 63, se deberá seguir el proceso de certificación completo detallado en el apartado 4 de esta **Norma Técnica**.

Si el propietario del **MGE** opta voluntariamente por evaluar el cumplimiento de algunos requisitos de [2], deberá presentar los certificados, obtenidos según el proceso definido en la Tabla 64.

REQUISITO				FORMA DE EVALUACIÓN	
Artículo Reglamento	Definición del Requisito	Tipo MGE	Subapartado de la NTS	MPE	MGES
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	P
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas*	≥C	5.6	S	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	N/A	P (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	P (S***) o C**
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados a tensión nominal de 110 kV o superior	D	5.11	N/A	P (S***) o C**
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	P (S***) o C**	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	≥B	5.11	P (S***) o C**	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados a tensión nominal de 110 kV o superior	D	5.11	P (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	≥B	5.7	N/A	(P) o C**
18.2.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7	N/A	(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	P (S***) o C**	N/A
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥B	5.7	(P) o C**	N/A
21.3.c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7	(P) o C**	N/A

Tabla 64. Requisitos del proceso de certificación voluntaria.

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**.
- ***: En aquellos casos que se indique P (S***), se realizará la prueba en **UGE** y, si no es exitosa, se realizará la simulación del **MGE** completo, incorporando el **CAMGE** que permita cumplir el requisito en cuestión.
- ****: De aplicación a **MGES** tipo D y de $P_{max} > 50$ MW

Si un **MGE** no cumple el requisito de hueco de tensión según está definido en [2], el **MGE** deberá seguir el proceso detallado en el subapartado 7.1.2.2.6 .

La Figura 36 indica el proceso de certificación del **MGE** a seguir en función de la fecha de su puesta en servicio. Además, se detallan los requisitos a evaluar para obtener el **certificado final de MGE reducido** y aquellos requisitos que se pueden certificar de manera voluntaria según esta **Norma Técnica**.

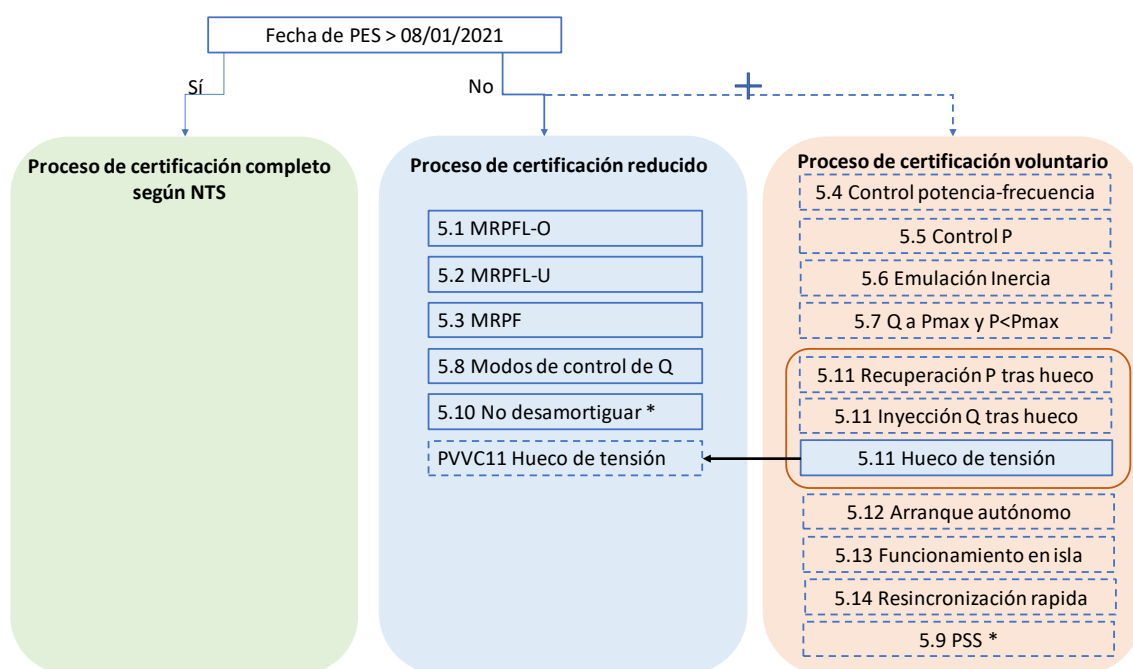


Figura 36. Procesos de certificación según fecha de puesta en servicio.

Leyenda:

* El cumplimiento de los requisitos de amortiguamiento de oscilaciones lo evaluará el **GRT** quien emitirá un escrito de conformidad al propietario, que no formará parte del certificado final de **MGE**, pero que será necesario aportar para obtener la FON.

7.1.2.2. Metodología de pruebas y simulaciones para la evaluación de los requisitos técnicos

En esta parte se detallan cada requisito a evaluar según el proceso de certificación reducido. Las simulaciones de conformidad detalladas a continuación se realizarán con un modelo certificado y que sea conforme al apartado 6 de esta **Norma Técnica** teniendo en consideración que los ensayos realizados podrán corresponder a los especificados en [4].

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

El objetivo es de verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en el artículo 13.2 del **Reglamento**.

Conforme a lo indicado en las letras c) y d) del artículo 13.2 del **Reglamento**, el **MRPFL-O** del **MGE** debe ser capaz de activarse a partir de un umbral de frecuencia entre 50,2 Hz y 50,5 Hz y con un ajuste del estatismo entre el 2% y el 12%.

Además, en virtud de la letra e) del artículo 13.2 del **Reglamento**, si el tiempo de activación del **MRPFL-O** (t_a según definido en esta **Norma Técnica**) fuera superior a 2 s, el **propietario** del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**.

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.1 de esta **Norma Técnica**.

Sin embargo, los criterios de aceptación vinculados a la dinámica de la respuesta y en particular al tiempo de repuesta t_r y al tiempo de establecimiento t_e no están definidos en el **Reglamento**. Es decir que la evaluación del cumplimiento del requisito **MRPFL-O** no tendrá criterio sobre los tiempos t_r y t_e , pero se recomienda detallar estos tiempos en las tablas previstas al efecto.

También se recomienda detallar los ajustes finales del umbral de frecuencia de activación y del estatismo.

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

El objetivo es de verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en el artículo 15.2.c del **Reglamento**.

Conforme a lo indicado en el **Reglamento**, el **MRPFL-U** del **MGE** debe ser capaz de activarse a partir de un umbral de frecuencia entre 49,5 Hz y 49,8 Hz y con un ajuste del estatismo entre el 2% y el 12%.

Además, si el tiempo de activación del **MRPFL-U** (t_a según definido en la NTS) fuera superior a 2 s, el **propietario** del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**.

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.2 de esta **Norma Técnica**.

Sin embargo, los criterios de aceptación vinculados a la dinámica de la respuesta y en particular al tiempo de repuesta t_r y al tiempo de establecimiento t_e no están definidos en el **Reglamento**. Es decir que la evaluación del cumplimiento del requisito **MRPFL-U** no tendrá criterio sobre los tiempos t_r y t_e , pero se recomienda detallar estos tiempos en las tablas previstas al efecto.

También se recomienda detallar los ajustes finales del umbral de frecuencia de activación y del estatismo.

7.1.2.2.3. Modo regulación potencia frecuencia (MRPF)

El objetivo es de verificar que el **MGE** es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en el artículo 15.2.d del **Reglamento**.

Conforme a lo indicado en el Reglamento, el **MRPF** del **MGE** debe ser capaz de activarse con un ajuste de parámetros dentro de los rangos definidos en la Tabla 65.

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima	$ \Delta P_1 /P_{\max}$	1,5-10%
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	$ \Delta f_1 $	10-30 mHz
	$ \Delta f_1 /f_n$	0,02-0,06%
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia		0-500 mHz
Estatismo	S_1	2-12%

Tabla 65. Parámetros del modo MRPF.

Además, si el tiempo de activación del **MRPF** (t_1 según definido en el Reglamento) fuera superior a 2 s, el **propietario** del **MGE** deberá aportar pruebas técnicas que justifiquen dicho valor al **GRT**.

A fin de simplificar la evaluación de este requisito, se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.3 de esta **Norma Técnica**.

Sin embargo, el criterio de aceptación vinculado a la dinámica de la respuesta y en particular al tiempo de repuesta t_1 en el caso de los **MGE** sin inercia no está definido en el **Reglamento**. Es decir que la evaluación del cumplimiento del requisito **MRPF** no tendrá criterio sobre el tiempo t_1 en caso de **MGE** sin inercia, pero se recomienda detallar este tiempo en las tablas previstas al efecto.

También se recomienda detallar los ajustes finales del resto de los parámetros de la **Tabla 64**.

7.1.2.2.4. Modos de control de potencia reactiva en MPE

El objetivo es verificar que el **MPE** es capaz de controlar la potencia reactiva según lo establecido en el artículo 21.3.d del **Reglamento**.

Conforme a lo indicado en el **Reglamento**, el **MPE** debe ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente mediante un modo de control de tensión (a), un modo de control de potencia reactiva (b) y un modo de control de factor de potencia (c).

En caso de no cumplir con el requisito de capacidad de potencia reactiva de [2], el **MGE** deberá ser capaz de generar la potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia hasta 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo conforme a [10].

a. Control de tensión

Con respecto al modo de control de tensión, la tensión de consigna podrá estar en el rango entre 0,95 p.u. y 1,05 p.u. y la pendiente podrá estar en el rango entre el 2% y el 7%.

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.8 de esta **Norma Técnica**.

Sin embargo, los criterios de aceptación vinculados a la dinámica de la respuesta del modo de control de tensión serán los siguientes conforme a lo definido en el **Reglamento**:

- Tiempo para alcanzar el 90% de la variación de potencia reactiva t_1 dentro del rango 1 s - 5 s.
- Tiempo de establecimiento t_2 dentro del rango 5 s - 60 s.

También se recomienda detallar los ajustes finales de tensión de consigna y de pendiente.

b. Control de potencia reactiva

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.8 de esta **Norma Técnica**. Sin embargo, el criterio de aceptación vinculado a la dinámica de la respuesta no está definido en el **Reglamento**. Es decir que la evaluación del cumplimiento no tendrá criterio sobre el tiempo de respuesta.

c. Control de factor de potencia

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.8 de esta **Norma Técnica** limitado a los valores de consigna de factor de potencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, conforme a lo definido en [10]. Sin embargo, el criterio de aceptación vinculado a la dinámica de la respuesta no está definido en el **Reglamento**. Es decir que la evaluación del cumplimiento no tendrá criterio sobre el tiempo de respuesta.

7.1.2.2.5. Capacidad de no contribuir negativamente al amortiguamiento de oscilaciones de potencia

El objetivo es verificar que, conforme a lo indicado en el artículo 21.3.f del **Reglamento**, las características de control de la tensión y la potencia reactiva del **MPE** no tienen efectos adversos sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

La evaluación de este requisito se realizará según el proceso definido en el subapartado 5.10 de esta **Norma Técnica**.

7.1.2.2.6. Capacidad a soportar huecos de tensión

Con respecto a la capacidad de los generadores para soportar huecos de tensión, en virtud de la disposición transitoria cuarta de [3], los **MGE** que no cumplen con el requisito desarrollado en [2] deberán presentar el certificado de cumplimiento de los requisitos de [11] según el proceso detallado en [4]. En caso contrario, la evaluación del requisito de hueco de tensión se evaluará según el proceso definido en el subapartado 5.11 de esta **Norma Técnica**.

7.1.2.3. Modelo certificado reducido

Conforme a lo detallado en el subapartado 7.1.1.

7.1.3. Alcances de acreditación

Con el objeto de asegurar que las entidades **acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones, o los certificadores autorizados** están acreditados en las actividades requeridas en esta **Norma Técnica**, es necesario que en sus alcances de acreditación además de estar referenciada esta propia **Norma Técnica** (si no se incluye la versión se entenderá que el acreditador ha aplicado un sistema de acreditación de alcances flexibles por lo que la entidad estará acreditada para la versión en vigor) estén perfectamente reflejadas las actividades que están cubiertas por la acreditación teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- **Entidades acreditadas para la realización de ensayos y simulaciones según ISO/IEC 17025**

En los alcances de acreditación, debería quedar explícitamente indicado el nombre de las pruebas (ensayos) y/o simulaciones (por ejemplo, Ensayo de Modo regulación potencia-frecuencia limitado sobre frecuencia, Simulación de Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia, Simulaciones para la validación del modelo de **UGE**, etc.) para las que el laboratorio se ha acreditado , excepto en el caso de que se realicen todas las establecidas en este documento así como el producto (inversores fotovoltaicos, aerogeneradores, PPCs, modelos de aerogeneradores, etc.) que se somete a la prueba o la simulación.

- **Certificador autorizado acreditado según ISO/IEC 17065**

En los alcances de acreditación, debería quedar explícitamente indicado el tipo de producto (inversor fotovoltaico, validación de modelo de aerogenerador, Módulo de Parque eólico, etc.) que se certifica junto con las actividades de evaluación (prueba, simulación, certificado, etc.) en las que basa dicha certificación en aquellos casos en los que este documento admite la certificación en base a distintas actividades de evaluación.

7.1.4. Tabla de equivalencias entre certificaciones

7.1.4.1. Equivalencias entre certificados de NTS y NTS SENP

La **Tabla 66** es una tabla de ayuda que presenta las equivalencias de certificados posibles entre las versiones vigentes de la **NTS SEPE** y **NTS SENP**. El **certificador autorizado** será responsable de verificar la validez de la equivalencia entre certificados de cada uno de los requisitos de la **Tabla 66** y hacerlo constar en el **certificado final de MGE**.

Subpartado de la NTS	Definición del Requisito	NTS SEPE	NTS SENP
5.1	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	Certificado según NTS SENP aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento de los criterios de aceptación opcionales (t_r y t_a) detallados en el 5.1.2.2 de la NTS SENP	Certificado según NTS SEPE aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento de los siguientes requisitos: <ul style="list-style-type: none"> $t_a \leq 0,3$ s para MGE con inercia $t_a \leq 0,15$ s para MGE sin inercia
5.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	Certificado según NTS SENP aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento de los criterios de aceptación opcionales (t_r y t_a) detallados en el 5.2.2.2 de la NTS SENP	Certificado según NTS SEPE aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento de los siguientes requisitos: <ul style="list-style-type: none"> $t_a \leq 0,3$ s para MGE con inercia $t_a \leq 0,15$ s para MGE sin inercia
5.3	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	Certificado según NTS SENP aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento del requisito con el ensayo opcional (sin banda muerta y con insensibilidad ≤ 10 mHz) detallado en el 5.3.2.1 de la NTS SENP	Certificado según NTS SEPE no suficiente
5.5	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	Equivalencia del certificado según ambas Normas técnicas	
5.6	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas	Equivalencia del certificado según ambas Normas técnicas	
5.7	Capacidad de potencia reactiva	Certificado según NTS SENP no suficiente	Certificado según NTS SEPE aceptado
5.8	Modos de control de la potencia reactiva	Certificado según NTS SENP no suficiente	Certificado según NTS SEPE aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento del requisito con el ensayo de control de tensión con banda muerta detallado en la Tabla 27 del apartado 5.8.2.1.1 de la NTS SENP
5.9	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	Equivalencia del certificado según ambas Normas técnicas	
5.10	Control de amortiguamiento de oscilaciones	Equivalencia del certificado según ambas Normas técnicas	
5.11	Capacidad para soportar huecos de tensión	Certificado según NTS SENP aceptado, a condición de que dicho certificado certifique el cumplimiento del requisito con un ensayo de hueco a 75%Un de duración mayor que 1340 ms	Certificado según NTS SEPE no suficiente
5.11	Inyección rápida de corriente de falta	Certificado según NTS SENP aceptado	Certificado según NTS SEPE no suficiente
5.11	Capacidad para soportar sobretensiones transitorias de los MPE	Certificado según NTS SENP aceptado	Certificado según NTS SEPE no suficiente
5.11	Recuperación de la potencia activa después de una falta	Certificado según NTS SENP no suficiente	N/A

Tabla 66. Equivalencias de certificados de requisitos entre NTS y NTS SENP.

7.1.4.2. Equivalencias entre certificados de MGE por requisito entre versiones de la NTS

La **Tabla 67** muestra las posibilidades de que el **certificado de MGE** de un requisito técnico en particular, emitido bajo la versión anterior (v2.0) de esta **Norma Técnica**, se pueda emplear para la certificación de **MGE** bajo la presente versión (v2.1) de esta **Norma Técnica**. En la columna “Certificados MGE admitidos para NTS v2.1” se indica, para cada requisito, si es válido sólo el certificado de MGE de la versión 2.1, o si es válido también el de la versión 2.0.

Subapartado NTS	Definición del Requisito	Tipo de MGE	Certificados MGE admitidos para NTS v2.1
5.1	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	≥ v2.0
5.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	≥ v2.0
5.3	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	≥ v2.0
5.5	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	≥ v2.0
5.7	Capacidad de potencia reactiva a Pmax y por debajo de Pmax	≥B	v2.1
5.8	Modos de control de la potencia reactiva	≥B	v2.1
5.11	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	≥ v2.0
5.11	Capacidad para soportar huecos de tensión	≥B	≥ v2.0
5.11	Inyección rápida de corriente de falta en el PCR en caso de faltas	≥B	≥ v2.0
5.11	Sobretensiones transitorias después de una falta	≥B	≥ v2.0
5.12	Arranque autónomo	≥C	≥ v2.0
5.13	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla	≥C	≥ v2.0
5.14	Capacidad de resincronización rápida	≥C	≥ v2.0

Tabla 67. Equivalencias de certificados de MGE por requisito entre versiones de NTS.

A modo de ejemplo, la interpretación de la **Tabla 67** debe ser la siguiente:

- El certificado de **MGE** del requisito 5.2 emitido conforme a la versión 2.0 **es válido** para ser empleado en la certificación del **MGE** bajo la versión 2.1.
- El certificado de **MGE** del requisito 5.7 emitido conforme a la versión 2.0 **no es válido** para ser empleado en la certificación del **MGE** bajo la versión 2.1.

En el caso de que se emplee el **certificado de MGE** de un requisito emitido bajo la versión anterior de esta **Norma Técnica**, el certificador autorizado será responsable de verificar la validez de este y hacerlo constar en el certificado final de MGE.

7.1.5. Contenido mínimo del Informe de revisión de protecciones para MGE conectados a la Red de Distribución

El contenido del **Informe de revisión de protecciones**²⁰ para aquellos MGE conectados a la Red de Distribución es el siguiente:

- **Datos del MGE:**
 - Código de expediente del GRD.
 - Nombre de la instalación y ubicación.
 - Potencia instalada, Potencia autorizada de generación en MVA y Capacidad concedida en los permisos de acceso y conexión (MW).
 - Tensión nominal de la red (kV).
 - Titular y persona de contacto (nombre y dirección).
 - Empresa instaladora de alta tensión.
 - Ingeniería que redacta el proyecto ejecutivo.
- Identificación del **organismo de control autorizado** en Alta Tensión tanto en Centros de transformación como Subestaciones que realiza el informe.
- Tipo de punto de conexión y su identificación (Subestación, Línea, CT o CS)
- **Protecciones adicionales:**
 - Referencia al *“Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad”* [3] y/o, en su caso, normativa de empresa distribuidora que contenga la descripción de protecciones y ajustes a verificar.
 - Deben incluirse, como mínimo, los ensayos en obra de las todas las protecciones adicionales y su evaluación, indicando:
 - Los parámetros de ajuste de cada función de protección.
 - El resultado de la prueba de ensayo, indicando al menos para un valor de prueba determinado el tiempo de respuesta de cada función de protección.
 - El interruptor sobre el que actúan las protecciones amperimétricas y voltimétricas, incluidos los enclavamientos.
- **Equipos de medida:** Debe constar la comprobación de los equipos de medida, sus características de clase de precisión (Trafos de tensión e intensidad)
- **Reles de protección:**
 - Marca
 - Modelo
 - Número de serie
- **Anexos:**

²⁰ El alcance de este informe se especifica en la definición de “Informe de Revisión de Protecciones” del apartado 2 de esta **Norma Técnica**.

- Evidencia del *“Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad”*.
- Archivo de ajustes de las protecciones del relé o relés de protección del punto frontera.
- Esquema trifilar desarrollado del sistema de protecciones que incluya:
 - Control de cierre y apertura de Interruptor de interconexión.
 - Conexión de los transformadores de tensión e intensidad.
 - Circuitos de alimentación, control y mando del sistema de protecciones (relés e interruptor).
- Adicionalmente es recomendable incluir:
 - Datos/fotos de las placas de los transformadores y generadores.
 - Fotos de la instalación:
 - Panorámica del sistema.
 - Detalle del interruptor del punto frontera.
 - Detalle del relé o relés de protecciones, precintando el acceso frontal a la configuración de ajustes del relé.

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

Para la realización de simulaciones de conformidad correspondientes al subapartado 5.11, relativos a requisitos de robustez, 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 los 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:

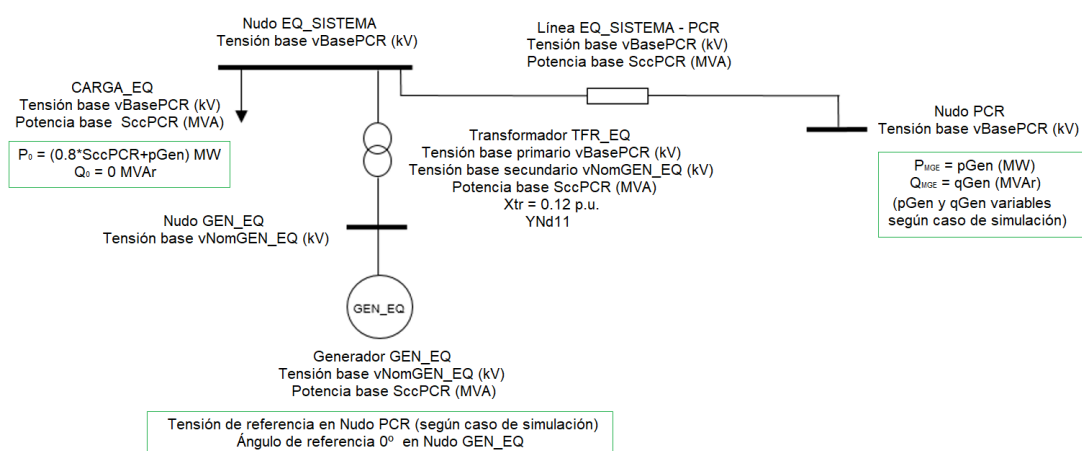


Figura 37. Modelo de red eléctrica equivalente (esquema unifilar). Los ajustes para resolver flujo de cargas encuadrados en verde.

7.2.1. Datos de los nudos y elementos pasivos del equivalente de red

De acuerdo con la nomenclatura considerada en la **Figura 37**, 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, $P_0 = (p_{GenEq} + p_{Gen})$ 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 $P_0 = (p_{GenEq} + p_{Gen})$ 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 (S_{ccPCR}) la cual se considerará como la base máquina (m_{BaseEq})
- Tensión nominal igual a la tensión nominal del nudo GEN_EQ (v_{NomGEN_EQ}), la cual se considerará como la base (kV).
- Capacidad máxima ($p_{MaxEq} = 0,8 * m_{BaseEq}$ (MW) .
- Potencia activa mínima ($p_{MinEq} = 0,2 * m_{BaseEq}$ (MW).
- Potencia reactiva máxima ($q_{Max} = 0,5 * m_{BaseEq}$ (MVar).
- Potencia reactiva mínima ($q_{Min} = -0,25 * m_{BaseEq}$ (MVar).
- Potencia generada ($p_{GenEq} = 0,8 * p_{MaxEq}$ (MW).
- Reactancia subtransitoria ($X'' = 0,2$ p.u. (base m_{BaseEq} y v_{NomGEN_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 68**, 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 68. Datos del MGES.

Los datos que se precisan del sistema de excitación y regulación de tensión (tipo SEXS, ver **Figura 38**), son los que se indican en la **Tabla 69**:

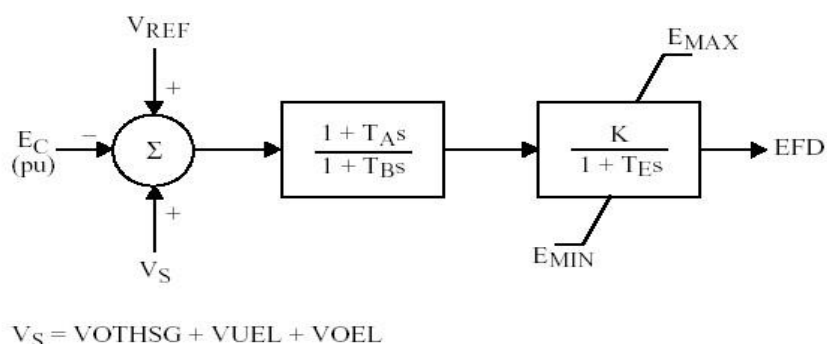


Figura 38. Sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.

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 69. 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 39) son los que se indican en la Tabla 70:

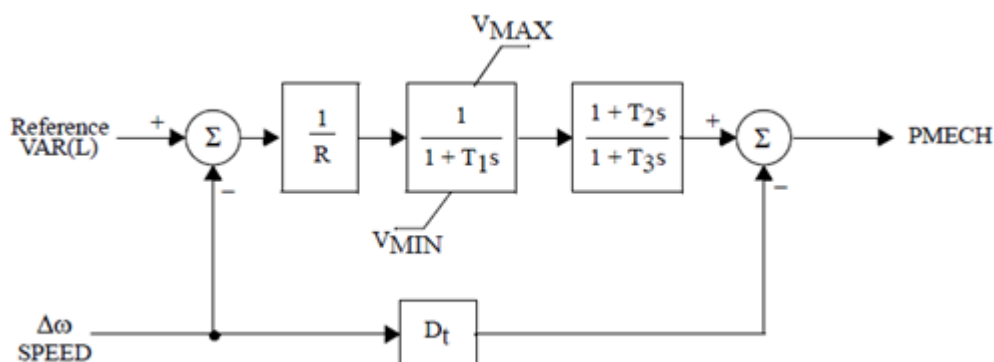


Figura 39. Sistema de regulación de velocidad del MGES.

R	0,05	Estatismo del regulador (inverso de la ganancia) (p.u. mBaseEq)
T_1	0,5	Constante de tiempo regulador (s); $T_1 > 0$
Vmax	1	Apertura máxima de válvula (p.u. mBaseEq)
Vmin	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 70. 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 vBasePCR y vNomGEN_EQ respectivamente.

Línea EQ_SISTEMA - PCR:

Se considerará de la misma tensión nominal que el nudo PCR (vBasePCR). 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 reactancias se consideran en p.u. en base mBaseEq):

$$X^2 + [2X_m/(1+r^2)] X + [X_m^2 - (ScPCR/mBaseEq)] / (1+r^2) = 0$$

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):

$$X = -[X_m/(1+r^2)] + \text{raíz}\{ [X_m/(1+r^2)]^2 - [(X_m^2 - (ScPCR/mBaseEq)) / (1+r^2)] \}$$

- 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. 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 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 71**:

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 71. 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 72. 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).

7.4. Procedimiento de Modelado para simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva y los modos de control de potencia reactiva

7.4.1. Objeto

El objeto de este anexo es detallar el modelado que ha de considerarse para la realización de las **simulaciones complementarias** para verificar la **capacidad de potencia reactiva** de los **MGE** de acuerdo al subapartado 5.7, y la **capacidad de control de la potencia reactiva** de los **MPE** de acuerdo al subapartado 5.8.

En este sentido, se proponen dos posibilidades de modelización para cada capacidad a verificar entre las que se podrá elegir, y que se detallan en los subapartados siguientes:

- Procedimiento de modelización completa en **PCR**.
- Procedimiento de modelización alternativa en **BC** del **MGE**.

7.4.2. Procedimiento de modelado para simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva

7.4.2.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

La validación de la capacidad de potencia reactiva mediante el procedimiento de modelización completa en **PCR** tiene como objetivo comprobar que el **MGE** cumple con los requisitos de capacidad de potencia reactiva en el **PCR**, a partir de las capacidades declaradas de las **UGE**, ya sea mediante las pruebas recogidas en el subapartado 5.7.2, o certificados de **UGE**, y en su caso, de los **CAMGE**.

Se utilizará una red infinita o fuente ideal de tensión en el **PCR** que permita modificar sus valores de tensión. 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**, ya sean pertenecientes a la red de conexión desde el **MGE** al **PCR**, o instalación interna del **MGE** desde las **UGE** hasta **BC** del **MGE**. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del **MGE**, con la excepción especificada en el subapartado 7.5.

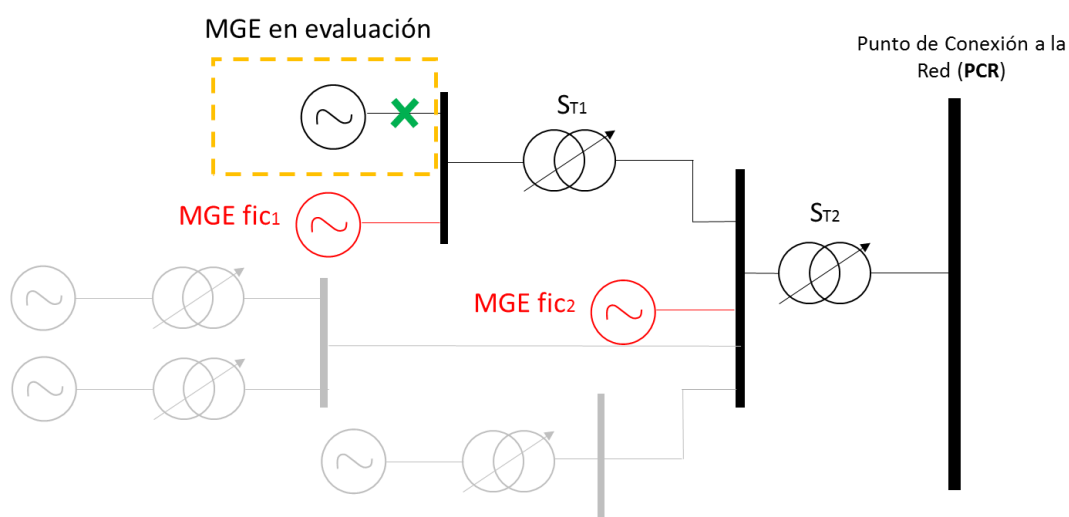
En el caso de que la red modelada desde el **PCR** hasta el **MGE** sea compartida o se prevea compartirla con más **MGE**, estos deberán tenerse en cuenta en la simulación complementaria y deberán modelarse. Para evitar la necesidad y el trasiego y verificación de información de terceros, y hacer frente a diferentes casuísticas en la evolución temporal de los **MGE** conectados en dicho **PCR**, estos se deberán modelar de forma ficticia en función de los parámetros estructurales de la red compartida, y más en particular, en función la potencia de los transformadores de potencia.

Para realizar el modelado ficticio de los **MGE** que comparten conexión en el **PCR** se deberá tener en consideración lo siguiente:

- Se deberá disponer del esquema de conexión desde el **MGE** que se está evaluando hasta el **PCR**.
- Si **Barras de Central (BC)** del **MGE** que se está evaluando está situado en el lado de baja tensión del transformador de parque, deberá modelarse en paralelo un **MGE ficticio** cuya capacidad máxima será la diferencia entre la potencia nominal del transformador y la capacidad máxima del **MGE** a evaluar.
- Siguiendo el esquema de conexión desde **BC** del **MGE** en evaluación hasta el **PCR**, en cada punto en donde exista un transformador se deberá modelar un **MGE ficticio** en el lado de baja tensión, cuya capacidad máxima será igual a la diferencia entre la potencia nominal del transformador (S_{trafo}) y el sumatorio de los **MGE ficticios** modelados aguas abajo, es decir, la potencia nominal del transformador anterior.
- Se repetirá lo anterior hasta que se llegue al **PCR**, lo cual a los efectos del modelado ficticio de generadores se considera que ocurre cuando la tensión nominal del lado de alta tensión del último transformador en el cual ya se ha modelado un **MGE ficticio** en el lado de baja tensión coincide con la tensión del **PCR**.
- Siguiendo el procedimiento propuesto, únicamente en el caso del primer **MGE ficticio** modelado, su cálculo de capacidad máxima considerará la potencia del transformador aguas arriba como $0,9 * S_{trafo}$.

A continuación, se muestran cinco ejemplos que ilustran el modelado ficticio de los **MGE** que comparten red de conexión. En color negro se muestra la infraestructura de conexión desde **BC** hasta el **PCR** que ha de ser modelada para llevar a cabo las simulaciones complementarias, en color gris se muestran el resto de las instalaciones y **MGE** que comparten conexión en el mismo **PCR**, las cuales no hay que modelarlas, y en rojo se muestran los **MGE ficticios** que sí es necesario modelar de acuerdo con las consideraciones arriba mencionadas.

Ejemplo I



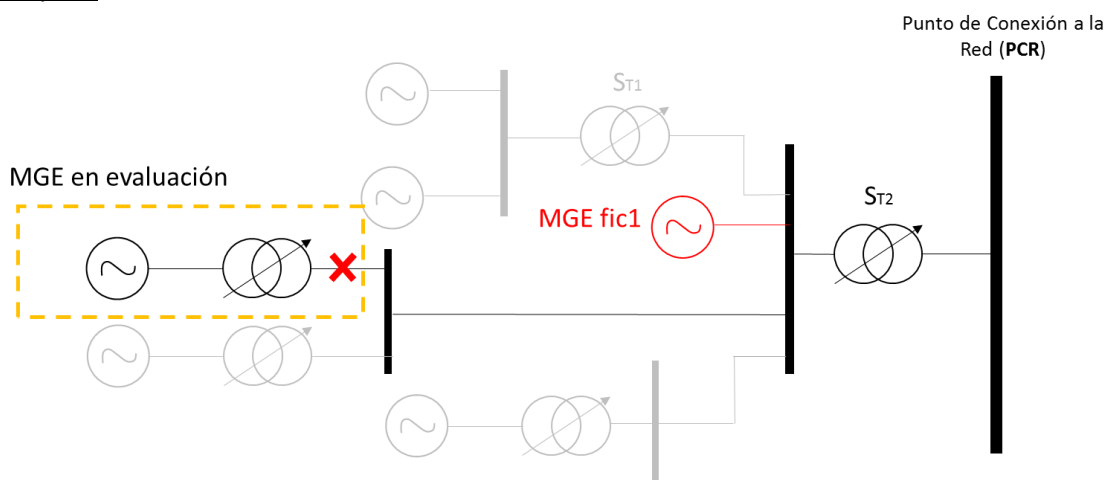
$$P_{max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{max} \text{MGE}$$

$$P_{max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST1 - P_{max} \text{MGE}$$

$$P_{max} (\text{MGE fic}_2) = ST2 - ST1$$

Figura 40. Esquema ilustrativo Ejemplo I de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo II

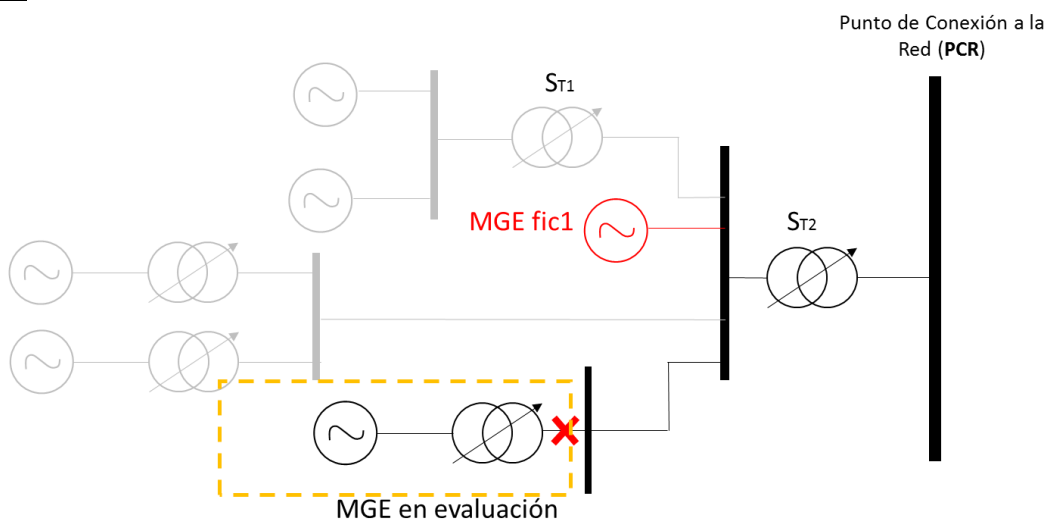


$$P_{\max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 \cdot ST_2 - P_{\max \text{MGE}}$$

Figura 41. Esquema ilustrativo Ejemplo II de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo III

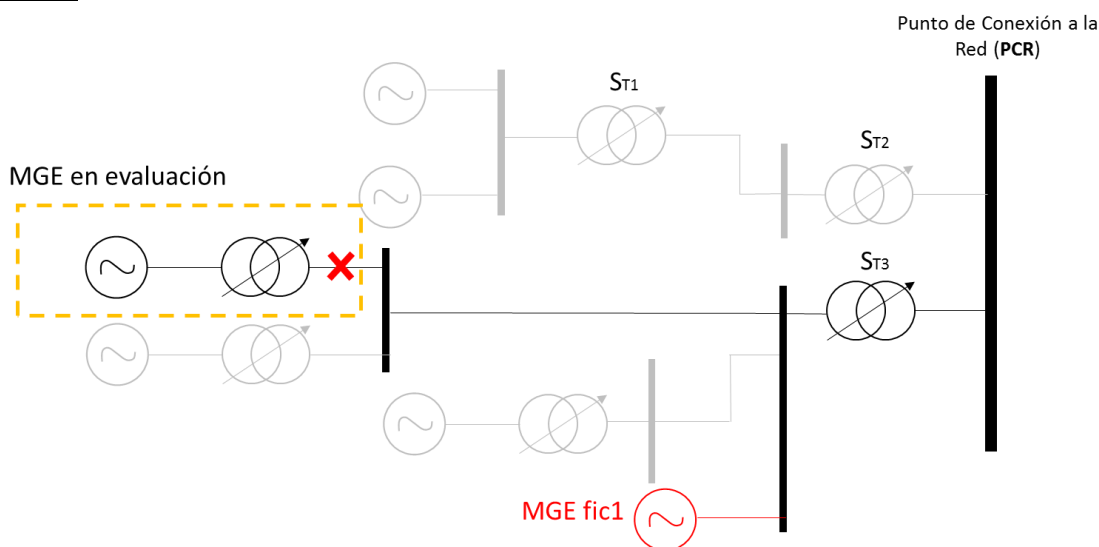


$$P_{\max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 \cdot ST_2 - P_{\max \text{MGE}}$$

Figura 42. Esquema ilustrativo Ejemplo III de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo IV

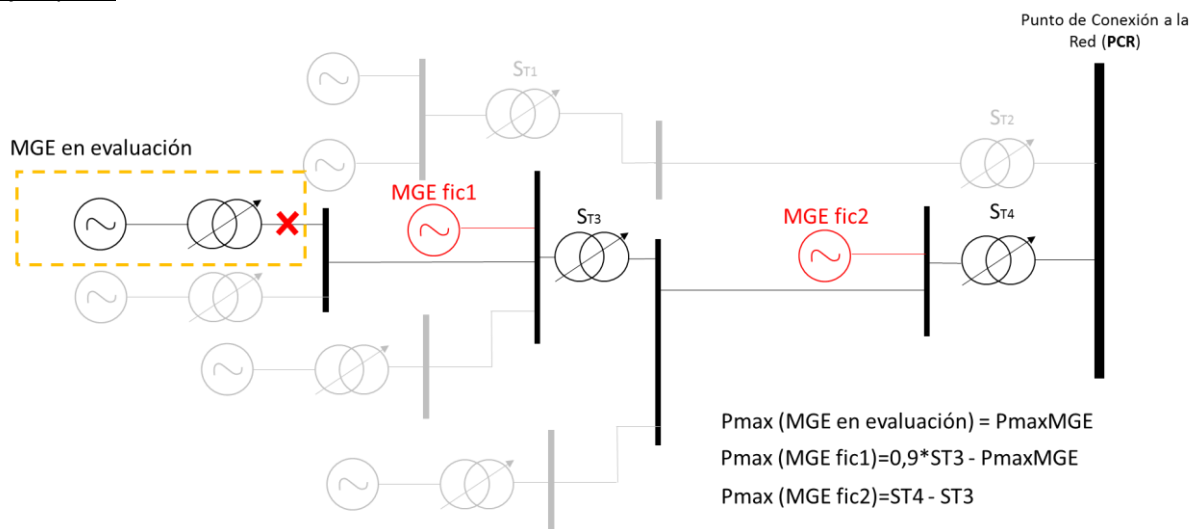


$$P_{\max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST_3 - P_{\max \text{MGE}}$$

Figura 43. Esquema ilustrativo Ejemplo IV de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo V



$$P_{\max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST_3 - P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_2) = ST_4 - ST_3$$

Figura 44. Esquema ilustrativo Ejemplo V de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE el procedimiento de modelado completo en PCR.

Con el modelo descrito anteriormente, se llevarán a cabo las **simulaciones complementarias** necesarias para verificar los requisitos de potencia reactiva máxima, para las cuales se acepta un modelo estático para la realización de un flujo de cargas que incluya las capacidades de potencia reactiva de las **UGE**.

En cuanto a los puntos de operación de los **MGE ficticios** que se deben considerar para la realización de las simulaciones complementarias:

- En cuanto al punto de operación en potencia activa de los **MGE ficticios**, para cada simulación complementaria se considerará la misma potencia activa (en p.u., P/P_{max}) que la que se pida para el **MGE** en evaluación.
- En cuanto al punto de operación en potencia reactiva de los **MGE ficticios**, se podrá considerar cualquier punto de operación de potencia reactiva comprendido entre factor de potencia 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo.

Mediante el procedimiento de modelado completo en **PCR**, utilizando la metodología para modelado anteriormente descrita, y mediante las simulaciones recogidas en las tablas del subapartado 5.7.3.1 habrán de comprobarse las capacidades de potencia reactiva del **MGE** en los puntos de verificación ilustrados en la **Figura 45**.

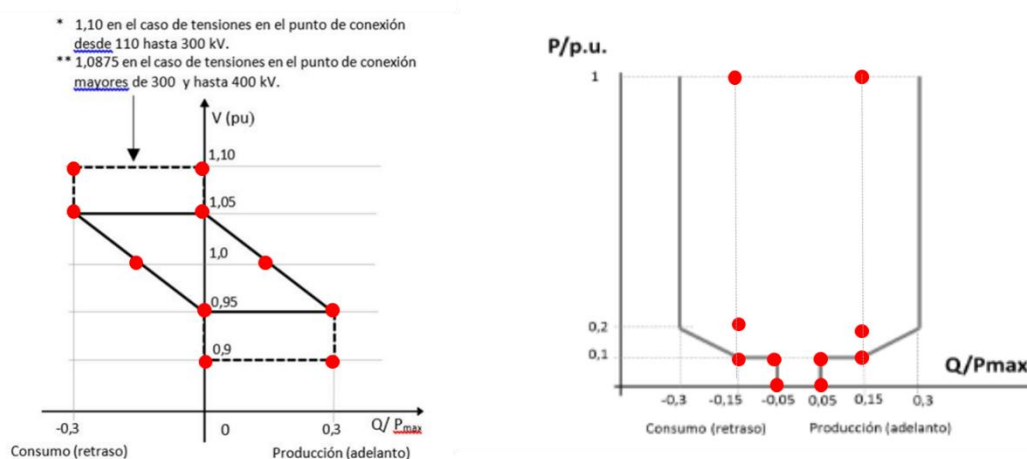


Figura 45. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima (derecha) según el procedimiento de modelado completo en PCR.

7.4.2.2. Procedimiento de modelado alternativo en BC.

En caso de que desde **BC** del **MGE** en verificación 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 que la evaluación en el **PCR** no siempre será posible, 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.

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, es de resaltar que 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** difieran de los requeridos en [2], es decir de los requeridos en el **PCR**.

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**, según lo declarado en los ensayos y simulaciones a nivel **UGE** y, en su caso, el **CAMGE**, satisfacen los valores de capacidad de potencia reactiva en **BC** recogidos en la **Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22** o **Tabla 23**, según corresponda.

Se diferencian dos casos, dependiendo de la ubicación de **BC**²¹.

7.4.2.2.1. Caso A.

En el caso de que **BC** del **MGE** esté situado en el lado de alta del transformador elevador (**LAT**) del **MGE**, se realizará la **simulación complementaria** considerando tanto la tensión como la potencia reactiva en **BC** (i.e. **LAT** en este caso) de tal manera que será necesario modelar la red colectora desde las **UGE** hasta **BC**, pero no la red de evacuación hasta el **PCR**. El modelo de simulación deberá incluir aguas abajo de **BC** el detalle de la topología del **MGE** desde las **UGE** hasta **BC**, es decir, los cables, las líneas, transformadores de potencia, cambiadores de tomas, cualquier **CAMGE** que modifique la capacidad de potencia reactiva del **MGE** en **BC**. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del **MGE**, con la excepción especificada en el subapartado 7.5.

En el esquema se muestra un ejemplo en el cual se ha coloreado en gris la topología de la red de conexión que no ha de ser modelada, y en negro el **MGE** a evaluar, así como la red que se ha de modelar hasta **BC**, en donde se utilizará una red infinita o fuente ideal de tensión que permita variar los valores de tensión en dicho punto.

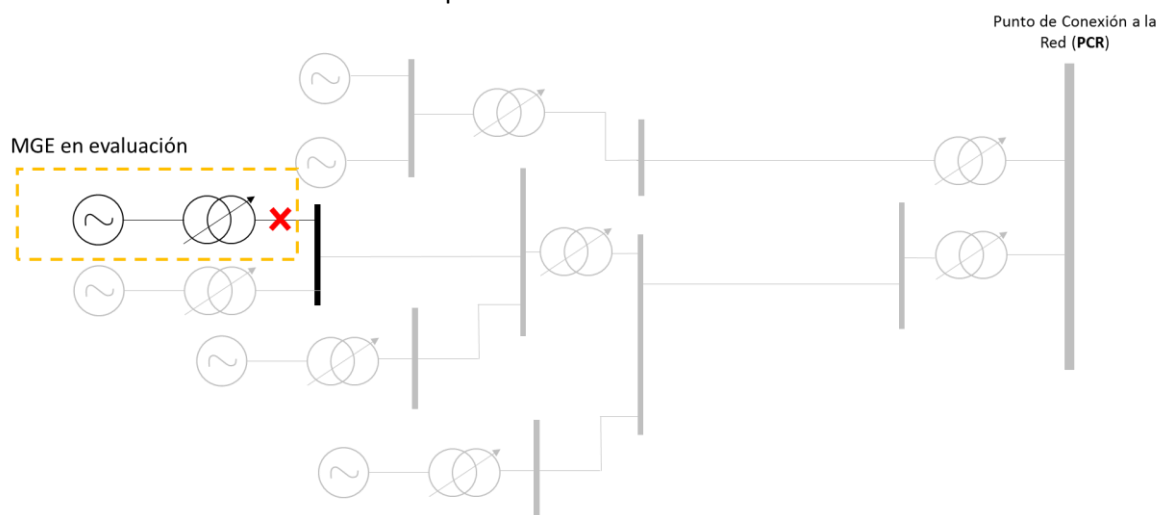


Figura 46. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.

Mediante el procedimiento de modelado alternativo en **BC**, Caso A, utilizando la metodología para modelado anteriormente descrita, y mediante las simulaciones recogidas en las tablas del

²¹ Ver definición de Barras de Central a los efectos de esta Norma Técnica.

subapartado 5.7.3.2 habrán de comprobarse las capacidades potencia reactiva del **MGE** en los puntos de verificación ilustrados por la **Figura 47**.

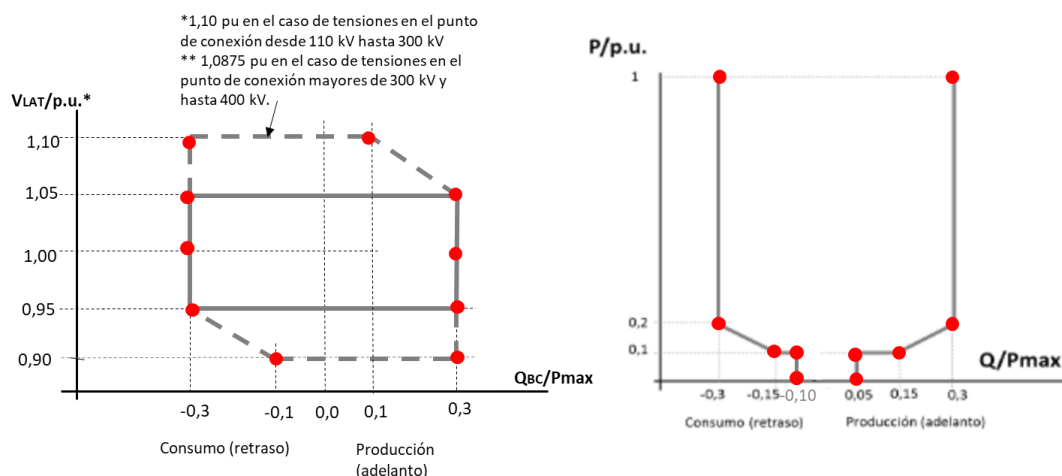


Figura 47. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima de los MPE (derecha) según el procedimiento de modelización alternativa en BC Caso A.

A modo de aclaración, de acuerdo a los valores de los puntos de verificación indicados en la **Figura 47**, en este caso A del procedimiento de modelización alternativo 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 potencia 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 dinámico (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**.

7.4.2.2.2. Caso B

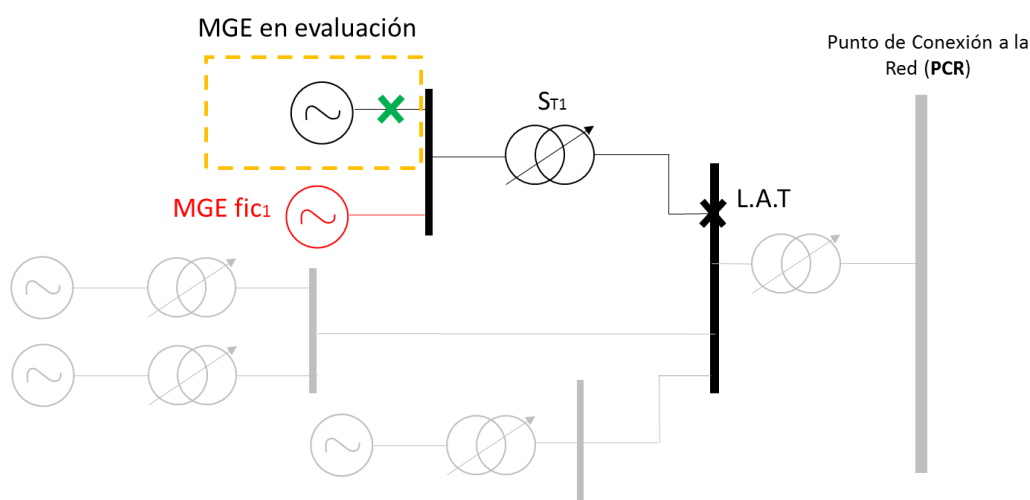
En el caso de que **BC** del **MGE** esté situado en el lado de baja del transformador elevador del **MGE**, se realizará la **simulación complementaria** midiendo la potencia reactiva en **BC** y considerando la tensión en el LAT del transformador elevador compartido, de tal manera que será necesario modelar la red colectora desde las **UGE** hasta **BC** y el transformador compartido, pero no el resto de la red de evacuación hasta el **PCR**. El modelo de simulación deberá incluir aguas abajo de **BC** el detalle de la topología del **MGE** desde las **UGE** hasta **BC**, es decir, los cables, las líneas, transformadores de potencia, cambiadores de tomas, cualquier **CAMGE** que modifique la capacidad de potencia reactiva del **MGE** en **BC**, además del transformador

elevador. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del **MGE**, con la excepción especificada en el subapartado 7.5.

Para modelar el resto de **MGE** que comparten transformador elevador con el **MGE** a evaluar, se considerarán como un **MGE ficticio**, cuya capacidad máxima será la diferencia entre la potencia del transformador y la capacidad máxima del **MGE** a evaluar, es decir, el **MGE ficticio** tendrá una de capacidad máxima $P_{fic} = P_{trafo} - P_{MGE}$, donde P_{trafo} será la $0,9 * S_{trafo}$.

En el esquema se muestra un ejemplo de topología para el cual se ha coloreado de negro la red que se debería modelar hasta el **LAT** del transformador elevador compartido, de rojo el **MGE ficticio**, y de gris el resto de la topología de la red que no ha de ser modelada.

Se considerará en el LAT una fuente ideal de tensión o una red infinita para variar la tensión en cada simulación.



$$P_{max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{maxMGE}$$

$$P_{max} (\text{MGE fic1}) = 0,9 * ST1 - P_{maxMGE}$$

Figura 48. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso B.

En cuanto a los puntos de operación del **MGE ficticio** que comparte transformador que se debe considerar para la realización de las simulaciones complementarias:

- El punto de operación en potencia activa del **MGE ficticio**, para cada simulación complementaria se considerará la misma potencia activa (en p.u., P/P_{max}) que la que se pida para el **MGE** en evaluación.
- El punto de operación en potencia reactiva del **MGE ficticio**, para cada simulación será el mismo (en p.u., Q/P_{max}) que el pedido al **MGE** en evaluación.

Mediante el procedimiento de modelado alternativo en **BC**, Caso B, utilizando la metodología para modelado anteriormente descrita, y mediante las simulaciones recogidas en las tablas del subapartado 5.7.3.2 habrán de comprobarse las capacidades potencia reactiva del **MGE** en los puntos de verificación ilustrados por la **Figura 49**.

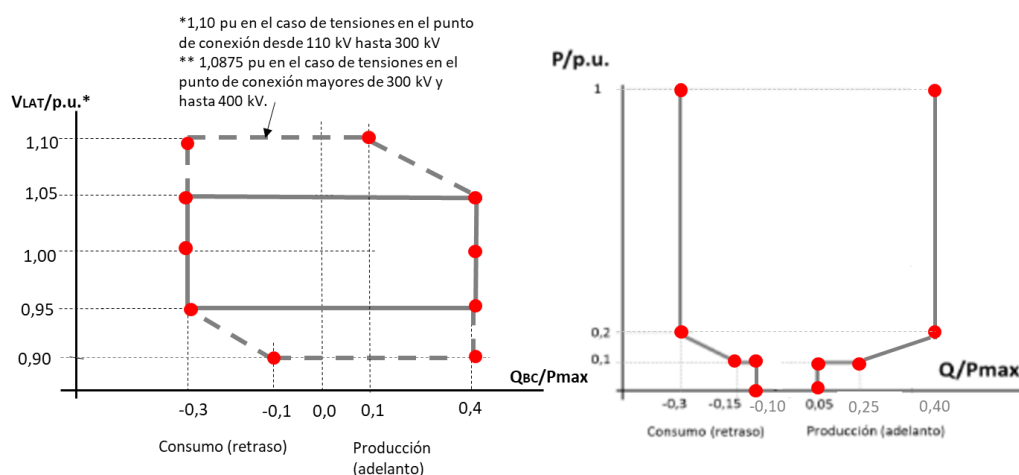


Figura 49. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima de los MPE (derecha) según el procedimiento de modelización alternativa en BC Caso B.

A modo de aclaración, de acuerdo con los puntos de verificación indicados en la **Figura 49**, en este caso B del procedimiento de modelización alternativa en BC, 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 dinámico (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**.

Adicionalmente, y a diferencia del Caso A, también se establece un diferente punto de verificación de la potencia reactiva a 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.

7.4.3. Procedimiento de modelado para simulaciones complementarias de los modos de control de potencia reactiva

Al igual que para la evaluación de la capacidad de potencia reactiva de los **MGE**, para los modos de control de potencia reactiva también se prevén dos posibles modalidades para realizar las **simulaciones complementarias** que comprueban que la capacidad de control de las **UGE** es suficiente para la realización del control a nivel **MGE**.

7.4.3.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

Cuando se seleccione este procedimiento para efectuar las simulaciones complementarias para verificar los modos de control de potencia reactiva, se asume que el punto de control, a efectos de las simulaciones complementarias del control de tensión, se encuentra en el **PCR**, y es en dicho punto en donde se verifica la respuesta de potencia reactiva.

Se procederá a modelar la red como se expone en las simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva descrito en el subapartado 7.4.2.1, con las siguientes modificaciones:

- Se modelará en el **PCR** una fuente ideal de tensión con el fin de mantenerla constante, o con la que se puedan simular variaciones de la tensión. Dicha fuente ideal de tensión podrá tener valores de potencia de cortocircuito de tal forma que el valor de “short circuit ratio” (SCR) sea igual o superior a 6²².
- El punto de operación en potencia activa de los **MGE ficticios** modelados se considerará el mismo (en p.u., P/Pmax) que el del **MGE** en evaluación.
- El modo de control de potencia reactiva de dichos **MGE ficticios** se considerará factor de potencia constante.

7.4.3.2. Procedimiento de modelización alternativa en BC

Cuando se seleccione este procedimiento para efectuar las **simulaciones complementarias** para verificar los modos de control de potencia reactiva, se asume que el punto de control se encuentra en en el **LAT** del transformador elevador del **MGE**.

Se procederá a modelar la red como se expone en las simulaciones complementarias de capacidad de potencia reactiva en el subapartado 7.4.2.2, con las siguientes modificaciones:

- En el punto eléctrico en el que se requiere el mantenimiento de una tensión, o variaciones de la tensión, que será en el punto de control, es decir en el **LAT** a efectos de las simulaciones complementarias de control de tensión, se modelará una fuente ideal de tensión. Dicha fuente ideal de tensión podrá tener valores de potencia de cortocircuito de tal forma que el valor de “short circuit ratio” (SCR) sea igual o superior a 6²³.
- En particular, en el Caso B, no será necesario modelar los **MGE** que comparten transformador de conexión con el **MGE** a evaluar.

A continuación, se muestra un ejemplo ilustrando el modelado de las simulaciones complementarias del control de tensión para cada caso.

²² En el caso en que se decida utilizar una fuente ideal de tensión con un valor de SCR diferente de infinito, se deberá tener en cuenta la variación de tensión ocasionada por la respuesta de potencia reactiva del propio MPE, de tal forma que el escalón de tensión simulado sea en términos absolutos igual que el mostrado en las tablas de las simulaciones complementarias correspondientes.

²³ Ídem que el anterior.

7.4.3.2.1. Caso A

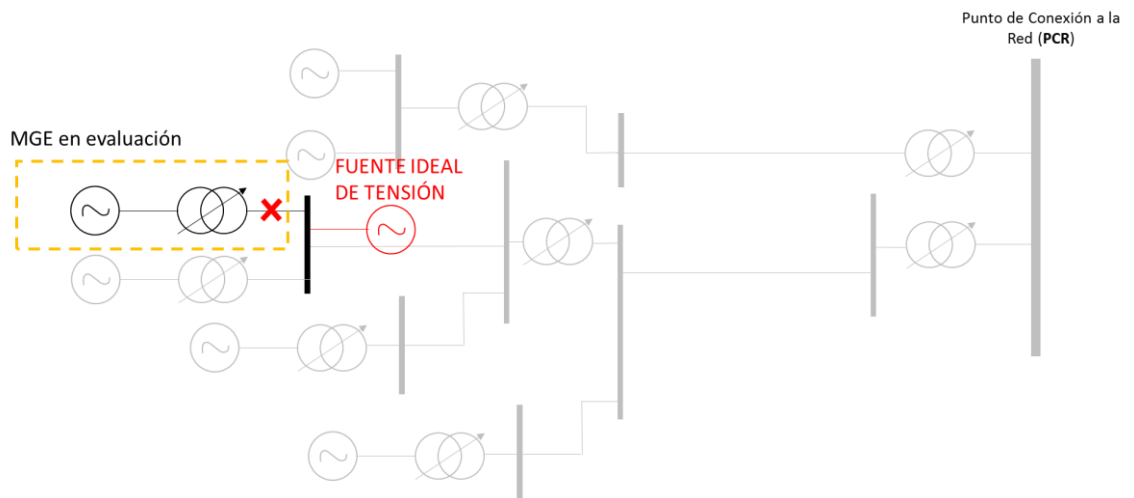


Figura 50. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de los modos de control de la potencia reactiva de los MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.

7.4.3.2.2. Caso B

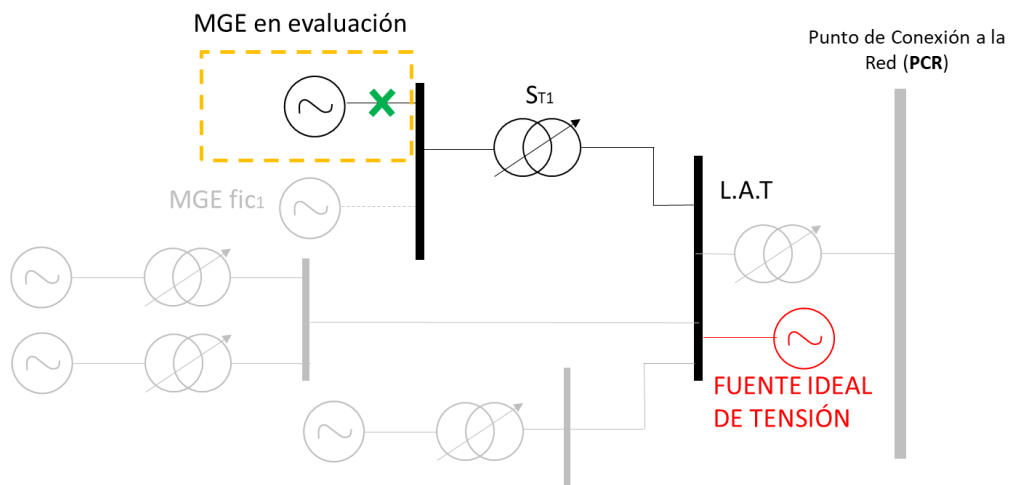


Figura 51. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de los modos de control de la potencia reactiva de los MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso B.

7.5. Modelo equivalente para MPE fotovoltaicos mediante agregación en baja tensión

Para la realización de las simulaciones de los **MGE**, con carácter general, no se permite la utilización de un modelo equivalente. En el caso de que el **MGE** se trate de un **MPE** fotovoltaico constituido por **UGE** (inversores), en los cuales suele haber un número significativo de **UGE**, se permitirá modelar el **MPE** mediante agregados en baja tensión por bloques utilizando la metodología que se expone en este anexo.

Conforme a la **Figura 52**, desde los centros de transformación (TRFV de MT/BT) al transformador de **MGE** (TRFV MGE), ambos incluidos, el **MPE** fotovoltaico se modelará de forma detallada, al igual que se requiere para el resto de **MGE**.

En la **Figura 52** se muestra la disposición de las **UGE** en un **MPE** fotovoltaico:

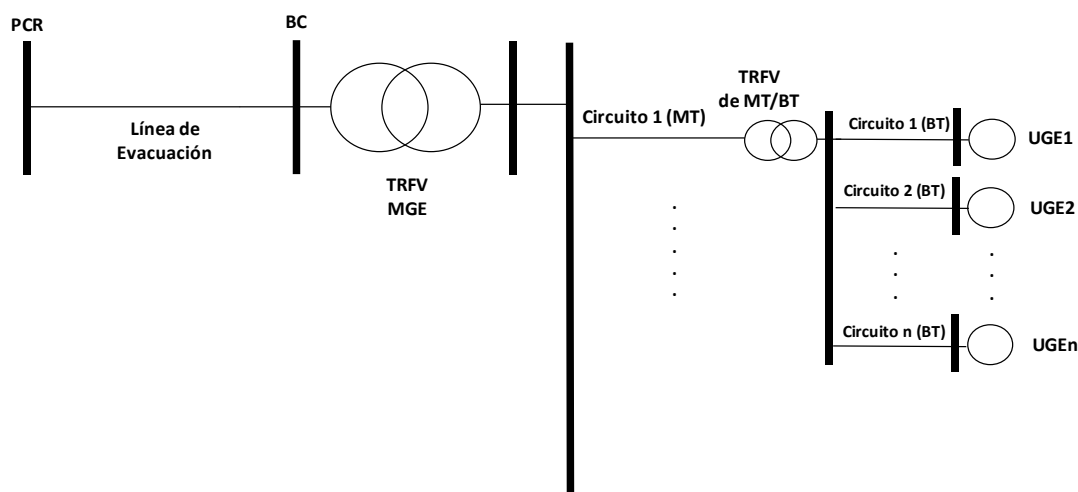


Figura 52. Representación unifilar de un bloque de inversores hasta el PCR.

La agregación de las **UGE** (UGE1, UGE2,..., UGEn) y los circuitos que conectan a las **UGE** al lado BT del transformador MT/BT se hará en la barra de BT de dicho transformador, tal como se indica en la **Figura 52**:

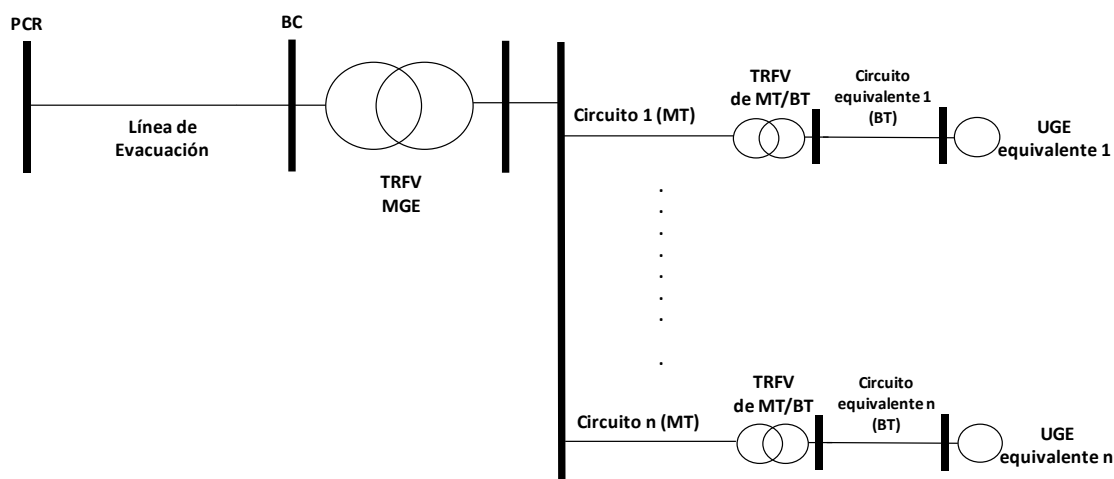


Figura 53. Representación unifilar de la planta fotovoltaica con los bloques agregados en baja tensión.

Es decir, para cada uno de los circuitos de MT se modelará:

- El propio circuito MT detallado, tal y como se ha indicado antes.
- El transformador MT/BT detallado correspondiente a cada circuito MT.
- En el lado de BT del transformador MT/BT se permitirá realizar el siguiente modelo equivalente:
 - Sustituir los circuitos BT de la **Figura 53.** por un circuito BT que sea su equivalente eléctrico.
 - Sustituir todas las **UGE** que sean exactamente iguales por una **UGE** equivalente agregada.

El **certificador autorizado** evaluará tanto la correcta modelización de todos los elementos detallados como la correcta realización de este modelo equivalente.

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] Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- [3] Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- [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] IEC 61400-21-1 Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines. Versión mayo 2019.
- [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. Versión julio 2020.
- [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.
- [10] 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.
- [11] P.O. 12.3 .Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Resolución de 04-10-2006, BOE 24/10/06.

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.	13
Figura 2. Esquema ejemplo indicativo de la ubicación de barras de central (Caso A y Caso B).	16
Figura 3. Etapas esquema general supervisión.	21
Figura 4. Esquema de obtención del certificado de UGE.....	22
Figura 5. Esquema de obtención del certificado de CAMGE.	22
Figura 6. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.....	23
Figura 7. Esquema de obtención del certificado final de MGE a partir de certificados de equipo.....	24
Figura 8. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC). General.	25
Figura 9. Procedimientos de evaluación de la conformidad. Detallado.	26
Figura 10. Procedimiento de evaluación de la conformidad por certificado de equipo (PEC por C).....	28
Figura 11. Procedimiento de evaluación de la conformidad por prueba. (PEC por P).	33
Figura 12. Procedimiento de evaluación de la conformidad por simulación. (PEC por S).	35
Figura 13. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.	49
Figura 14. Capacidad de respuesta del modo MRPF que ilustra los tiempos t_1 , y t_2 definidos más arriba.	66
Figura 15. Modos de oscilación en el plano complejo "S".....	103
Figura 16. Diagrama unifilar del caso ejemplo de dos MGES.	104
Figura 17. 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.	106
Figura 18. Variación de los modos de un MGE al variar la reactancia de la línea. Modo electromecánico con un amortiguamiento superior al 5%. Resultado aceptado.....	106
Figura 19. Diagrama unifilar del caso de análisis del MPE.	109

Figura 20. Variación de los modos de oscilación del sistema de estudio (MGES en nudo 1 y 4) al variar la reactancia de la línea.	110
Figura 21. Variación temporal de la potencia activa en el MGES del nudo 2, al introducir un escalón del 2% en la tensión de referencia en el MGES del nudo 4, para diferentes valores de X_L.....	112
Figura 22. Variación temporal de la potencia activa en el MGES del nudo 2, al introducir un escalón del 2% en la tensión de referencia en el MGES del nudo 4. Valor de X_L de 0,6 p.u. MPE conectado (rojo) y desconectado (azul).	113
Figura 23. Criterio alternativo de aceptación del amortiguamiento de simulaciones temporales.....	114
Figura 24. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.	116
Figura 25. Ensayo de hueco. Tensiones y tiempos. Tolerancias.	118
Figura 26. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE por debajo de 110kV.	120
Figura 27. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MPE conectado a 110 kV o por encima de este nivel.	121
Figura 28. Tolerancias admisibles en la medida del incremento de la corriente rápida reactiva.	126
Figura 29. Ejemplo de respuesta representando los tiempos definidos para inyección de corriente rápida de falta.	127
Figura 30. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES por debajo de 110kV.	130
Figura 31. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un MGES tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel.	131
Figura 32. Esquema para arranque autónomo.....	133
Figura 33. Tipo de modelo de simulación (RMS, EMT) según el fenómeno a analizar [7].	138
Figura 34. Esquema general de validación del modelo para simulaciones.....	139
Figura 35. Esquema de validación del modelo para simulaciones frente a huecos.	141
Figura 36. Procesos de certificación según fecha de puesta en servicio.....	158
Figura 37. Modelo de red eléctrica equivalente (esquema unifilar). Los ajustes para resolver flujo de cargas encuadrados en verde.....	168
Figura 38. Sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.	170

Figura 39. Sistema de regulación de velocidad del MGES.	171
Figura 40. Esquema ilustrativo Ejemplo I de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.	180
Figura 41. Esquema ilustrativo Ejemplo II de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.	181
Figura 42. Esquema ilustrativo Ejemplo III de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.	181
Figura 43. Esquema ilustrativo Ejemplo IV de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.	182
Figura 44. Esquema ilustrativo Ejemplo V de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE el procedimiento de modelado completo en PCR.	182
Figura 45. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima (derecha) según el procedimiento de modelado completo en PCR.	183
Figura 46. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.	184
Figura 47. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima de los MPE (derecha) según el procedimiento de modelización alternativa en BC Caso A.	185
Figura 48. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso B.	186
Figura 49. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima de los MPE (derecha) según el procedimiento de modelización alternativa en BC Caso B.	187

Figura 50. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de los modos de control de la potencia reactiva de los MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.	189
Figura 51. Esquema ilustrativo ejemplo de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de los modos de control de la potencia reactiva de los MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso B.	189
Figura 52. Representación unifilar de un bloque de inversores hasta el PCR.	190

9.2. Lista de tablas

Tabla 1. Evaluación de los requisitos técnicos según está definido en esta Norma Técnica.....	20
Tabla 2. Errores máximos admitidos en las medidas debidos a los equipos de medida.	47
Tabla 3. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.	52
Tabla 4. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.	52
Tabla 5. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,2 Hz.	52
Tabla 6. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50,5 Hz.	52
Tabla 7. Simulación complementaria MRPFL-O.	56
Tabla 8. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.	60
Tabla 9. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.	60
Tabla 10. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,8 Hz.	60
Tabla 11. Ensayos MRPFL-U. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 49,5 Hz.	61
Tabla 12. Ejemplo de Simulación complementaria MRPFL-U.	64
Tabla 13. Ensayos MRPF. Estatismo 5% e intervalo de potencia activa $ \Delta P_1 = 8\%$	68
Tabla 14. Simulación complementaria MRPF (sobrefrecuencia).	69
Tabla 15. Simulación complementaria MRPF (subfrecuencia).	70
Tabla 16. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE del MPE.	76
Tabla 17. Parámetros de ensayo de potencia reactiva a la capacidad máxima de la UGE del MGES.	77
Tabla 18. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE.	79
Tabla 19. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES.	80
Tabla 20. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.	82
Tabla 21. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso A.	83

Tabla 22. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B	84
Tabla 23. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MGES, alternativa en caso de instalaciones compartidas. Caso B.	85
Tabla 24. Parámetros del ensayo del modo de control de potencia reactiva.....	87
Tabla 25. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 7%.....	89
Tabla 26. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 2%.....	89
Tabla 27. Parámetros del ensayo del modo de control de factor de potencia de la UGE.	91
Tabla 28. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización completa en PCR.....	93
Tabla 29. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.	93
Tabla 30. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de potencia reactiva. Procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.....	93
Tabla 31. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento de modelización completa en PCR ..	94
Tabla 32. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelización completa en PCR.	95
Tabla 33. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.....	95
Tabla 34. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo en BC Caso A.....	96
Tabla 35. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 7% en MPE según el procedimiento de modelado alternativo Caso B.	96
Tabla 36. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de tensión para pendiente del 2% en MPE según el procedimiento de modelización alternativo Caso B.	97
Tabla 37. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia del procedimiento de modelización completa en PCR.....	99
Tabla 38. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia para el procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso A.....	100

Tabla 39. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia para el procedimiento de modelización alternativo en BC. Caso B.....	100
Tabla 40. Datos de los MGE.	104
Tabla 41. Datos de las cargas.	104
Tabla 42. Parámetros del modelo de alternador del MGE que representa el sistema externo.	105
Tabla 43. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE que representa el sistema externo.	105
Tabla 44. Parámetros del modelo del sistema de regulación de velocidad y de turbina de vapor del MGE que representa el sistema externo.	105
Tabla 45. Parámetros del modelo de alternador del MGE del nudo 1.	110
Tabla 46. Parámetros del modelo del sistema de excitación del MGE del nudo 1.	111
Tabla 47. Parámetros del modelo del PSS del MGE del nudo 1.	111
Tabla 48. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MPE.	119
Tabla 49. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE < 110 kV.	120
Tabla 50. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MPE ≥ 110 kV.	121
Tabla 51. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (I).	122
Tabla 52. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (II).	123
Tabla 53. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (III).	124
Tabla 54. Puntos de operación previos al ensayo para UGE de MGES.	129
Tabla 55. Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES < 110 kV.	129
Tabla 56: Ensayos de huecos de tensión a realizar para MGES ≥ 110 kV.	130
Tabla 57. Resultados para validación para UGE de MPE.	143
Tabla 58. Resultados para validación para UGE de MGES.	144
Tabla 59. Límites admisibles para la validación para UGE de MPE para faltas simétricas.	144
Tabla 60. Límites admisibles para la validación para UGE de MGES para faltas simétricas.	145
Tabla 61. Modelo de certificado final de MGE – instalador autorizado.	150
Tabla 62. Modelo de certificado final de MGE – certificador autorizado.	153

Tabla 63. Requisitos del Reglamento a evaluar.	156
Tabla 64. Requisitos del proceso de certificación voluntaria.	157
Tabla 65. Parámetros del modo MRPF.	160
Tabla 66. Equivalencias de certificados de requisitos entre NTS y NTS SENP.	163
Tabla 67. Equivalencias de certificados de MGE por requisito entre versiones de NTS.	164
Tabla 68. Datos del MGES.	170
Tabla 69. Datos del sistema de excitación-regulador de tensión del MGES.	171
Tabla 70. Datos del sistema de regulación de velocidad del MGES.	171
Tabla 71. Estructura datos en bruto.	177
Tabla 72. Estructura resultados.	177