

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 8113** *Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.8: Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema y 9.2: Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria resuelve:

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 21, establece que el operador del sistema aplicará los requisitos comunes fijados a nivel europeo según el Reglamento (UE) 2017/1485. En particular, en punto segundo, se establece que el Operador del Sistema, de manera acordada con los gestores de la red de distribución, aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos relativos a la seguridad del sistema entre instalaciones de generación y demanda y gestores de la red que se determinen según lo dispuesto en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

Segundo.

El día 13 de noviembre de 2019 se aprobaron mediante Resolución de la CNMC las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485. Posteriormente, fue aprobado mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC el Procedimiento de Operación (P.O.) 9.2, sobre el intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

En el apartado segundo de dicha Resolución se establecía un requerimiento al operador del sistema para que realizara una revisión del P.O.9.2, concretamente de los criterios de validación de la calidad de la telemida, de las penalizaciones por incumplimiento del envío de la información en tiempo real y del modelo operativo de la

hibridación: Requerir al Operador del Sistema la publicación y mantenimiento en su página web de la versión más actualizada del documento Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS, así como la realización de una propuesta revisando los criterios de validación de la calidad de la teled medida, las penalizaciones por incumplimiento del envío de la información y el modelo operativo de la hibridación.

Tercero.

Al objeto de dar cumplimiento al requerimiento de la Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC, con fecha 1 de octubre de 2021 tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación:

- P.O.3.1 Proceso de programación.
- P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento.
- P.O.3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema.
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O.9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 28 de abril y el 28 de mayo de 2021, así como presentada y debatida en un seminario web organizado por dicho operador el 5 de mayo de 2021. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Cuarto.

Dicha propuesta recogía además los cambios necesarios para adaptar estos procedimientos a otra propuesta de modificación del P.O.7.4 relativo al control de la tensión. Es por ello que se incorporaron a la propuesta los procedimientos de operación P.O.3.6 y P.O.9.1, que no eran necesarios para adaptar el ámbito de las teled medidas.

Tras analizar la propuesta recibida del operador del sistema, teniendo en cuenta que la tramitación de la propuesta de P.O.7.4 no sería inmediata, ya que resulta necesario analizar los cambios requeridos en el servicio de control de tensión y en particular, los resultados que se obtengan del proyecto de demostración regulatorio de control de tensión⁽¹⁾, en funcionamiento desde el 14 de febrero de 2023, así como que el envío y calidad de las teled medidas resultaba muy relevante en el contexto actual de ciclo inversor en generación distribuida, se estimó oportuno separar la adaptación de los procedimientos propuestos en función de su motivación. Por lo tanto, los procedimientos de operación P.O.3.6 y P.O.9.1 que incorporaba la propuesta original no se sometieron a consulta pública ni son objeto de aprobación en esta resolución.

⁽¹⁾ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13380

En lo relativo al anexo II del P.O.3.1, cuyas modificaciones van enfocadas a adaptar el texto a la hibridación, cabe indicar que ésta está siendo objeto de revisión normativa en otros ámbitos. Por lo tanto, se considera adecuado retrasar su aprobación hasta que el citado marco normativo sea establecido. En consonancia, el P.O.3.1 tampoco fue sometido a consulta pública ni será objeto de aprobación en esta resolución, que, por tanto, se limita a los cambios propuestos en los procedimientos P.O.3.8 y P.O.9.2 para la revisión de los criterios de validación de la teled medida.

Quinto.

Con fecha 7 de octubre de 2022, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos P.O.3.8 y P.O.9.2». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de 20 días hábiles.

Sexto.

Con fecha 7 de octubre de 2022, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El artículo 6.2.a) del Reglamento (UE) 2017/1485 atribuye a las autoridades reguladoras la aprobación los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 40, apartado 6.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la gestión de la operación del sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación P.O.9.2 y P.O.3.8, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar los procedimientos de operación a la revisión de los criterios de validación de la teled medida, las penalizaciones por incumplimiento de envío de información y el modelo operativo de la hibridación.

Segundo. *Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución.*

La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema.
- P.O.9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

El PO3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema: tiene por objeto establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema, así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación.

El PO9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema: tiene por objeto la definición de la información en tiempo real que debe intercambiar el operador del sistema con el resto de sujetos del sistema eléctrico peninsular para el

cumplimiento de sus funciones y obligaciones, así como el establecimiento de los procedimientos y plazos de intercambio de la información en tiempo real, aplicables tanto al OS como al resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular, la definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información en tiempo real gestionada por el OS, el establecimiento de los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS y la definición de los criterios de validación de la calidad de la telemida de la potencia activa en tiempo real.

El P.O.9.2 se modifica al objeto de revisar los criterios de validación de la calidad de la telemida y la incorporación de penalizaciones por incumplimiento del envío de información, de acuerdo con el requerimiento de la CNMC en su Resolución de 10 de diciembre de 2020, mediante la que aprobó la versión vigente del procedimiento. En el P.O.3.8 se incorporan los criterios asociados a la validación de la adscripción a un centro de control de generación y demanda, al ser éste el procedimiento en el que se regulan las pruebas de control de producción que deben superar todas aquellas instalaciones que tienen obligación de adscripción a un centro de control. Asimismo, se incluyen otros cambios en las propuestas, tales como las pruebas de validación de mínimo técnico.

Tercero. *Consideraciones.*

1. Consideración general sobre las modificaciones introducidas por la CNMC.

El paquete de procedimientos de operación propuesto por el operador del sistema había sido debatido por dicho operador con los sujetos interesados, tanto a través de un proceso de consulta pública como en seminario público. En estos procesos, el operador presentó su propuesta a los sujetos, aclaró sus dudas y dio respuesta a sus comentarios. Teniendo en cuenta además que los cambios que se introducen tienen un elevado componente operativo, esta Comisión consideró oportuno no introducir modificaciones relevantes en los cambios propuestos por dicho operador con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC.

No obstante, tras analizar tanto los comentarios formulados por los sujetos en la consulta pública de REE, como otros comentarios expuestos por los sujetos con posterioridad, se introdujeron algunos cambios de redacción en los procedimientos P.O.9.2 y 3.8. Estas modificaciones tienen por objeto mejorar distintos apartados del texto a través de precisiones o aclaraciones. Además, se completaron los anexos del P.O.9.2 con algunos aspectos no contemplados previamente y se corrigieron también algunas erratas de relevancia menor.

Cabe destacar, como cambio significativo previo al trámite de audiencia, que los plazos de adaptación a las provisiones del P.O.9.2 se han movido del cuerpo del P.O.9.2 a esta Resolución, por tratarse de disposiciones temporales y considerarse complementarias a la disposición de inicio de efecto del procedimiento.

2. Sobre la aplicación de penalizaciones.

El apartado 4.3 del P.O.3.8, así como los apartados 11.1 y 11.2 del P.O.9.2, establecen criterios para la validación de, respectivamente: la adscripción a un centro de control, la calidad de las telemidas y la obligación de envío de información. Prevén asimismo los textos el seguimiento de dichas validaciones, así como la publicación mensual de los incumplimientos, por el operador del sistema.

La visibilidad del sistema por parte del operador del sistema tendrá una mayor relevancia en los próximos años, en un contexto de generación distribuida, conectada a la red de distribución, hibridada con otras instalaciones de generación y almacenamiento o embebida con la demanda, ésta a su vez empoderada con medidas de flexibilidad. En este contexto, el asegurar un buen funcionamiento de los sistemas de visibilidad y controlabilidad resulta prioritario.

Los procedimientos que ahora se aprueban incorporan, en redacción dada por la CNMC, la aplicación de penalizaciones para los incumplimientos reiterados de las obligaciones de adscripción a un centro de control, envío y calidad de las telemidas, siempre que el incumplimiento se produzca durante al menos tres meses consecutivos.

La propuesta de procedimientos presentada por el operador del sistema a la CNMC contemplaba la existencia de penalizaciones, pero no fijaba los valores. Con la intención de que las normas sean autocontenidas, esta Comisión ha incorporado en los textos el valor de estas penalizaciones. Las mismas se componen de un término fijo: 60 euros/mes por no adscripción a centro de control (nuevo apartado 4.4 del P.O.3.8), 120 euros/mes por no enviar telemidas y 60 euros/mes por mala calidad de las telemidas (nuevo apartado 12 del P.O.9.2). Estos valores se incrementarán en 15 euros/MW/mes, 30 euros/MW/mes y 15 euros/MW/mes, respectivamente, por cada MW de potencia instalada o contratada. Las penalizaciones se han calculado sobre la base del coste estimado de cumplir cada obligación⁽²⁾, incrementado para desincentivar el incumplimiento. La componente variable persigue además racionalizar la relación entre la penalización y el tamaño de la instalación, reflejando tanto el distinto grado de exigencia como el impacto sobre el sistema.

⁽²⁾ De acuerdo con los valores de coste considerados en el contexto del Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden para la implementación del artículo 40.5 de la directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Expediente n.º: IPN/CNMC/017/19.

La presente resolución se establece en desarrollo del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y trata de garantizar la visibilidad de las instalaciones por parte de los gestores de la red, con el objeto de garantizar la operación del sistema en condiciones de seguridad. Las penalizaciones aquí previstas aplican a todas las instalaciones, independientemente de que perciban o no una retribución específica. Estas penalizaciones se establecen sin perjuicio de las previstas bajo el ámbito del 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. Dicha norma dispone en su artículo 7 que el cumplimiento de determinadas obligaciones, entre las que se encuentra la adscripción a un centro de control y la disposición de telemidas, será condición necesaria para la percepción del régimen retributivo específico, cuestión que excede del ámbito de esta resolución.

Aunque los procedimientos que ahora se aprueban no lo especifican, esta Comisión considera que la forma más eficiente de articular la liquidación de las penalizaciones es a través del operador del sistema, como un concepto más en su habitual proceso de liquidaciones. Esta opción permite además integrar los ingresos resultantes en la liquidación de los servicios de ajuste, minorando el coste que soporta el sistema.

Esta opción requiere la adaptación de los procedimientos de operación de liquidaciones, en particular, del P.O.14.4, para lo cual, esta resolución incorpora un mandato al operador del sistema para proponer un nuevo texto de los procedimientos de liquidaciones en un plazo de seis meses.

3. Sobre el resultado del trámite de audiencia e información pública.

Durante el trámite de audiencia de la CNMC, algunos sujetos solicitaron que no se aprobaran estos procedimientos de operación, dado que ya existía una versión posterior en fase de consulta por el operador del sistema, para su adaptación a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y la hibridación. Los sujetos proponían la unificación de estos procedimientos y su aprobación en una fase posterior o, alternativamente, adelantar las mejoras de redacción que se proponen en el segundo paquete. Aunque esta Comisión entiende que los sucesivos cambios normativos introducen una mayor complejidad al proceso, se trata de procesos diferentes, motivados por distintas disposiciones de la regulación europea, que tienen su propio alcance y plazos. No se considera por tanto oportuno retrasar estos procedimientos ni anticipar en

ellos los cambios del siguiente paquete con carácter previo a su sometimiento a trámite de audiencia por la CNMC.

Por otra parte, se han recibido diversos comentarios solicitando aclaraciones de interpretación del detalle técnico de los procedimientos. A este respecto, se han modificado algunos párrafos de los textos para mejorar la comprensión. Asimismo, se han recibido comentarios solicitando modificaciones o incorporaciones de carácter técnico, relativas a casuísticas particulares. No parece a priori necesario incorporar en el texto una mayor especificación, las dudas de implementación puede ser resueltas por el operador del sistema mediante documentación técnica de detalle o a través de su portal de resolución de consultas. En todo caso, si se estima necesario, podrán añadirse posteriormente al procedimiento, cuando se haya obtenido experiencia en la implementación.

Al respecto de la implementación, en el Resuelve Tercero de esta Resolución se prevén una serie de plazos de adaptación y de posibilidad de solicitud de prórrogas en el cumplimiento de estos procedimientos, orientadas a facilitar la adaptación de los sistemas de los sujetos a esta normativa. Teniendo en cuenta las solicitudes de los sujetos, así como del operador del sistema, se han dilatado los plazos tras el trámite de audiencia y se ha eliminado la limitación temporal a la duración de las prórrogas, al objeto de facilitar el proceso de adaptación de las instalaciones existentes.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O.9.2, Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, y P.O.3.8, Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema, que se incluyen en el anexo.

Segundo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado» y de acuerdo con los siguientes plazos de adaptación:

Los centros de control que ya tuvieran establecidos enlaces de comunicación con los sistemas informáticos del OS; las instalaciones de generación y las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte que ya intercambiaran información en tiempo real con el OS; y las instalaciones de generación que remitían información a través de los centros de control de distribución, todo ello con antelación a la entrada en vigor de la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el procedimiento de operación 9.2, Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, deberán adaptarse a los nuevos requisitos técnicos y a las especificaciones técnicas que desarrollan dichos requisitos antes del 19 de enero de 2024.

En el caso de que algún centro de control necesite un plazo superior para llevar a cabo esta adaptación, deberá solicitar formalmente al operador del sistema una prórroga, en el formato que dicho operador disponga, justificando las causas de necesidad de la misma, con una antelación mínima de tres meses al vencimiento del plazo de adaptación.

Los sujetos a los que se refiere el apartado 3 del procedimiento de operación 9.2 dispondrán de un plazo de veintitrés meses desde la publicación en el BOE de esta resolución para adaptarse a lo establecido en dicho procedimiento en relación con la remisión de telemidas en barras de central y a las consideraciones establecidas en el apartado 7.1 sobre la remisión de telemidas de manera conjunta con otras

instalaciones conforme a los criterios de organización de las unidades físicas del anexo II del P.O.3.1.

El operador del sistema dispondrá de un plazo de veinte meses desde la publicación en el BOE de esta resolución para adaptar sus sistemas a lo establecido en el procedimiento de operación 9.2 en lo relativo a los criterios de validación de las telemidas de potencia activa, así como de incumplimiento en la remisión de la telemida y en el procedimiento de operación 3.8 en lo relativo a los criterios de incumplimiento en la adscripción a un centro de control.

El operador del sistema dispondrá de un plazo de veintitrés meses desde la publicación en el BOE de esta resolución para adaptar sus sistemas a lo establecido en el procedimiento de operación 9.2 en lo relativo a la validación de la telemida de potencia reactiva. Hasta entonces, los criterios de validación no considerarán lo relativo a la validación de la potencia reactiva.

Dichos plazos serán de aplicación para la validación a realizar por el operador del sistema de todas las instalaciones con obligación de envío de telemida, incluyendo la demanda y la generación convencional. Las penalizaciones previstas en el apartado 4.4 del P.O.3.8 y el apartado 12 del P.O.9.2 no resultarán de aplicación hasta transcurridos veintiséis meses desde la publicación en el BOE de esta resolución, y siempre que se haya llevado a cabo la necesaria adaptación de los procedimientos de liquidación. No obstante, se deberán calcular y publicar por el operador del sistema en los plazos indicados anteriormente.

Tercero.

En los mismos plazos de adaptación previstos en el resuelve segundo, quedarán sin efectos las disposiciones previstas al respecto en el P.O.9.2 y el P.O.3.8 aprobados por Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020.

Cuarto.

Requerir al operador del sistema la propuesta de la modificación de los procedimientos de operación que resulte necesaria para que dicho operador pueda proceder a la liquidación de las penalizaciones previstas en los procedimientos 3.8 y 9.2. Esta propuesta deberá ser remitida a la CNMC con una antelación mínima de seis meses respecto a su inicio de aplicación.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 16 de marzo de 2023.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiú García-Ovies.

ANEXO

Procedimientos de operación

P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema

1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema (OS), así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y

demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación el apartado 4 del presente procedimiento.

En particular, se incluyen las siguientes pruebas realizadas por el OS:

- Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos (RCR).
- Pruebas para la participación en los servicios de balance: regulación secundaria, regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).
- Pruebas de validación de mínimo técnico.

Asimismo, se establecen en este procedimiento los términos y condiciones de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los procesos de programación gestionados por el operador del sistema durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento de las instalaciones.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) El Operador del Sistema (OS).
- b) Las instalaciones de producción e instalaciones generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español.
- c) Los centros de control de generación y demanda a través de los cuales las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento de operación intercambian información en tiempo real con el Operador del Sistema.
- d) Los gestores de la red de distribución, por las instalaciones que se conecten a su red o a su red observable, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones

Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos: el objeto de las pruebas de control de producción de instalaciones y agrupaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos es el de verificar el cumplimiento de los requisitos de transmisión y ejecución de consignas por parte de los centros de control a los que estén adscritas dichas instalaciones y agrupaciones.

Pruebas para la participación en los servicios de balance: pruebas específicas necesarias para obtener la habilitación en los servicios de regulación terciaria, activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR) y regulación secundaria, conforme a lo establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance eléctrico en el sistema peninsular español, aprobadas por la CNMC.

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento: se considera que una instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la Aprobación de puesta en servicio para pruebas (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 disponiendo la instalación de la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial de la instalación, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como

aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de generación: La definición será la establecida en el 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, con las precisiones indicadas en el 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 y vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato técnico de acceso. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda: La capacidad máxima de potencia activa de una instalación de demanda vendrá determinada por el valor de potencia contratada. A efectos de este procedimiento, en el caso de que la potencia contratada de la instalación varíe para los distintos períodos tarifarios, se establecerá el mayor de los valores como capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda para todos los períodos tarifarios.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la capacidad máxima de potencia activa vendrá determinada por la suma de la capacidad máxima de potencia activa de cada una de las instalaciones que la conforman.

Mínimo técnico: Potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de la red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

4. Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos

4.1 Consideraciones generales.

Estas pruebas se enmarcan en el proceso de validación del cumplimiento de instrucciones emitidas por el OS para todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos (RCR), y son de aplicación a aquellas instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) Nuevas instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada superior a 5 MW con obligación de adscripción a un centro de control según el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que por primera vez se adscriban a un centro de control.

b) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW que por primera vez se adscriban a un centro de control para participar en la prestación de servicios de balance potestativos del sistema a través de una unidad física con localización eléctrica específica, de acuerdo a lo especificado en el anexo II del P.O.3.1.

c) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con obligación de adscripción a un centro de control según el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que cambien de centro de control al que se encuentren adscritas.

d) Instalaciones adscritas a un centro de control que modifiquen los equipos principales de sus módulos de generación mediante la sustitución o modernización de los mismos, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70 % de la potencia instalada de la instalación. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que

incluyan módulos de generación cuyos equipos principales hayan sido modificados. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de las sustituciones o modernizaciones que tengan lugar a partir del 19 de enero de 2021.

e) Instalaciones adscritas a un centro de control que amplíen en más de un 20 % su capacidad máxima. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que hayan modificado su capacidad máxima. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de la capacidad que tendrán lugar a partir del 19 de enero de 2021.

Estas instalaciones y agrupaciones deberán realizar las pruebas de control de producción mediante el seguimiento de consignas emitidas por el OS a nivel de instalación o agrupación, conforme a lo establecido en el P.O.8.2.

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las pruebas de control de producción se efectuarán a partir de la fecha solicitada por el centro de control de generación y demanda de la instalación o agrupación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

A efectos de la realización de estas pruebas, todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos que formen parte de la misma agrupación deberán pertenecer al mismo subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Las instalaciones y agrupaciones que hayan superado las pruebas de control de producción previamente a la aprobación de este procedimiento de operación no tendrán obligación de realizarlas de nuevo, a excepción de cumplir alguna de las condiciones previstas en los apartados c), d) y e) anteriores.

4.2 Pruebas de control de producción de instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos.

Las pruebas de control de producción consistirán en el envío de consignas por parte del OS hasta el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación solicitante, y en la comprobación por parte del OS del cumplimiento por parte de la instalación o agrupación de las consignas emitidas.

Antes de comenzar las pruebas, deberá comprobarse la integridad del enlace entre el centro de control del OS y el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación, así como la correcta transmisión de la información entre ambos centros de control.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones o agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición a), b), d) o e) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6⁽³⁾, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control, que deberá alcanzarse en un tiempo inferior a 15 minutos. El valor de dicha consigna será inferior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1 y se mantendrá durante al menos 15 minutos, de manera que el OS pueda comprobar la capacidad de cumplimiento y mantenimiento de consignas de la instalación o agrupación.

⁽³⁾ Pruebas.

3. Tras esto, el OS emitirá una nueva consigna de valor inferior al anteriormente enviado, en la forma descrita en el punto 2.

4. A continuación, el OS emitirá una nueva consigna de potencia 0 con motivo 0⁽⁴⁾ para la instalación o agrupación, en la forma descrita en el punto 2. El OS mantendrá el valor de dicha consigna durante al menos 5 minutos, de manera que pueda comprobar que la instalación o agrupación no sigue la consigna, al tratarse de una consigna no válida.

⁽⁴⁾ Ausencia de limitación.

5. Finalmente, se liberarán las consignas a capacidad máxima de potencia, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

- a) La instalación o agrupación ha alcanzado los valores de consigna de potencia con motivo 6¹ emitidos por el OS en un tiempo inferior a 15 minutos,
- b) La instalación o agrupación ha mantenido la limitación de consigna de potencia con motivo 6¹ durante el total del tiempo que dicha consigna ha estado activa,
- c) Tras la emisión de la consigna de potencia 0 con motivo 0², la instalación o agrupación ha cumplido con la última consigna válida emitida por el OS a través del enlace ordenador-ordenador durante el tiempo en que la consigna de potencia 0 con motivo 0² ha estado activa.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición c) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6¹, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1.

3. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

4. Sin previo aviso al centro de control y dentro de los 30 minutos siguientes, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6¹, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior al primer valor de consigna enviado.

5. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

6. Se liberarán las consignas a capacidad máxima de potencia, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

a) El centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación que realiza las pruebas contacta telefónicamente con el OS en un tiempo inferior a 15 minutos desde que el OS emite de la consigna, y

b) El valor de consigna que dicho centro de control transmite al OS es el mismo que el enviado por el OS a través del enlace ordenador-ordenador.

4.3 Validación mensual de la adscripción a un centro de control.

La superación de las pruebas de control de producción, conforme a lo indicado en el apartado 4.2, supone la adscripción a un centro de control para las instalaciones con dicha obligación conforme al Real Decreto 413/2014. El OS deberá validar mensualmente si las instalaciones obligadas a la adscripción a un centro de control han cumplido los plazos para la superación de las pruebas de control de producción según se indica a continuación:

– Para instalaciones nuevas que cumplan la condición a) del apartado 4.1 o instalaciones existentes que cumplan las condiciones d) o e) de dicho apartado, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020.

– Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que cumplan la condición a) del apartado 4.1 anterior porque comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada superior a 5 MW, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.

– Para instalaciones existentes que cumplan la condición b) del apartado 4.1 anterior, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de baja del centro de control saliente.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

La publicación de incumplimientos tendrá en consideración lo establecido en el apartado 11.3 del procedimiento de operación 9.2.

4.4 Penalizaciones.

El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de adscripción a un centro de control en las condiciones indicadas en este procedimiento conllevará, a partir del tercer mes de incumplimiento, una penalización mensual fija de 60 euros, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).

5. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

5.1 Consideraciones generales.

Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidas en el apartado 5.2.2). En este sentido, toda referencia a «unidad física» en este apartado 5 deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas» que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta definidas en el apartado 5.2.2).

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.1.2, b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y la zona de regulación correspondiente, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La realización de las pruebas deberá gestionarse siempre evitando la participación en la fase de realización de pruebas en el mercado de banda de regulación secundaria, a menos que la zona de regulación disponga de un sistema secundario que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se adapte el procedimiento de operación por el que se define el intercambio de información con el Operador del Sistema (P.O.9 o aquellos que lo sustituyan) a lo dispuesto en las propuestas de implementación nacional de los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, y a la normativa pendiente de desarrollo por la que se establezcan los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemedidas de las instalaciones de demanda y almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria un máximo de tres veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de tres realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión del servicio de regulación secundaria se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dicho servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas. Esta potencia máxima será la potencia producible declarada al Operador del Sistema. Para el resto de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la potencia máxima será el valor de potencia por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento la capacidad máxima de potencia activa que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de tecnología térmica, el valor de mínimo técnico declarado al Operador del Sistema en virtud de lo establecido en la normativa vigente.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento y a instalaciones no incluidas en puntos anteriores, se considerará la potencia mínima que se defina en la normativa o, en su defecto, un valor de cero.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

5.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el OS verificará que:

– La unidad física cumple con los requisitos recogidos en el artículo 9 de la resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

– En el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del P.O.3.1.

– En el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, dichas instalaciones han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Además de lo anterior y con carácter previo a la aceptación de la solicitud para la realización de pruebas, es condición necesaria que el Operador del Sistema verifique que se cumplen los siguientes requisitos:

1. Requisitos que la zona en conjunto deberá verificar:

– Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del despacho de generación tal y como se describe en el Anexo I de este documento, «Documento de Requerimientos de Centros de Control».

– Cumplimiento de los requisitos relativos a las zonas de regulación, establecidos en el Artículo 7 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance.

– Cumplimiento de los requisitos técnicos de control establecidos en la normativa vigente: en la actualidad, la respuesta de la zona de regulación a los requerimientos recibidos, como se indica en el Procedimiento de Operación 7.2, por el que se reglamenta el servicio complementario de regulación secundaria, debe ajustarse a la de un sistema lineal de constante de tiempo 100 s, sin retardos, que se toma como patrón.

2. Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

– Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones RCR, todas las instalaciones están adscritas al mismo centro de control de generación y demanda.

– Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones no RCR, y para unidades físicas sin localización eléctrica específica, el conjunto de instalaciones intercambia información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.

– El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.

– La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW y no superior a 1.000 MW.

3. Se deberá acreditar la recepción en los centros de control del OS de las telemidas en tiempo real de la potencia neta de las unidades físicas que se incluyen en la zona, mediante los enlaces entre el OS y el despacho de generación y demanda de la zona de regulación. La captación de señales de las unidades físicas y su envío al centro de control de generación y demanda de la zona de regulación se hará por medios propios.

4. En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación, el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá adjuntar a la solicitud la conformidad expresa del titular de la zona de regulación para la inclusión de dicha unidad física en la zona de regulación.

5.3 Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria.

La prueba tiene por objeto comprobar que una zona de regulación es capaz de intercambiar las señales requeridas tanto con el sistema maestro de la regulación como con el de respaldo, así como responder a sus requerimientos de regulación, incluyendo bajo control de su AGC a las unidades físicas cuya habilitación se solicita.

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada. Para el análisis de la prueba se registrarán, los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

– PGCi: Potencia de generación o consumo en control de la zona.

– PGCSUPi y PGCINFi: Límites reales superior e inferior respectivamente de potencia de las unidades bajo control del AGC. Se entiende por límites reales la suma de los que determinan la banda disponible de regulación de las unidades físicas en control tal y como se especifican en cada momento en el AGC de la zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, limitaciones, etc.

– ACEi: error de control de área.

– CRRi: requerimiento de la regulación secundaria.

– NIDI: desvío neto de generación o consumo de la zona.

– NSIi: programa de generación o consumo de la zona.

– Estado de regulación de la zona (ON/OFF).

– Estado de control de la zona.

– Generación o consumo individual de las unidades físicas en control.

– Instantes de entrada y salida de unidades físicas en control.

– Desvío de frecuencia respecto a 50 Hz.

– Cualquier otra señal que se considere conveniente.

En los casos en que el Operador del Sistema considere oportuno y, para evitar que otras señales distorsionen la señal del requerimiento de regulación (CRR_i), en el AGC de la zona se tomarán las siguientes medidas:

- Hacer nulo el factor de participación de la zona en pruebas en la corrección del desvío de frecuencia (B_i).
- Hacer nulo en el error de control de área de la zona en pruebas (ACE_i) el término correspondiente al desvío interno de la zona.

La expresión general del error de control de área de la zona durante la prueba pasará a ser: $ACE_i = CRR_i$.

De esta forma, la señal de control recibida por las unidades en control será emitida totalmente por la RCP permitiendo, en el caso particular de prueba de habilitación de unidades para funcionamiento bajo control del AGC, generar tanto requerimiento nulo para estabilizar dichas unidades como un requerimiento predeterminado, por ejemplo, de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

La prueba de regulación secundaria se desarrollará de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se comprobará el correcto intercambio de todas las señales de regulación entre el AGC de la zona y tanto el sistema principal como el de respaldo de la regulación (RCP).

2. Una vez finalizada la comprobación, la zona en pruebas pasará a responder a las señales de control enviadas desde el sistema de respaldo. De esta forma, en el sistema principal seguirá funcionando la regulación secundaria sin la participación de las unidades en pruebas.

3. A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas en control de la zona tanto a subir como a bajar potencia ante un requerimiento. Para ello, se enviará a la zona un CRR (se determinará en función de las unidades bajo control del AGC y será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación) y se registrará su respuesta hasta que la potencia en control alcance su límite en el sentido del requerimiento.

4. Si en algún caso se estima necesario, se estabilizará la potencia en control en la zona mediante el envío de un CRR nulo.

Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del Operador del Sistema como en el AGC de la zona se restablecerá el estado de señales previo a la misma.

Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades bajo control del AGC y el OS redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba.

En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

– Límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera conjunta, son capaces de responder al requerimiento enviado.

– Banda de regulación habilitada, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100 s). Se obtendrá considerando la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para recorrer el 95% de la banda de regulación en un tiempo inferior a tres constantes de tiempo (300 s).

– Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo transcurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.

5.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio de

regulación secundaria, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en este servicio, deberá ser comunicada al OS, a la mayor brevedad posible, por el centro de control al que esté asociada la zona de regulación.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria deberán repetir las pruebas para la participación en dicho servicio en los siguientes casos:

- Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación secundaria. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario.
- Por variaciones de la potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas de la misma si:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq 0,1 \quad \text{o} \quad P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

P_{np} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

P_{UP} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación secundaria, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman. Se cumple que: $P_{UP} = P_{np} + P_p$.

P_p : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que superaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que lo componen no han superado las pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

En el caso de unidades físicas que hayan superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el cambio de comercializadora no afectará a la valoración de dicha unidad física como apta para la prestación del servicio. En cualquier caso, será requerida la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad

de modificar la potencia habilitada de las unidades afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de pruebas, o si de alguna forma se ven afectados los parámetros previamente habilitados para la unidad.

De ser necesaria la realización de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, ésta se llevará a cabo hasta cumplir $P_{np} = 0$ MW, de manera que no exista en la unidad de programación ninguna unidad física que no haya superado las pruebas.

El sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada mediante pruebas o de forma conjunta a toda la unidad de programación.

6. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR

6.1 Consideraciones generales.

Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidos en el apartado 6.2. Conforme a lo anterior, toda referencia a «unidad física» deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas» que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta, definidas en el apartado 6.2.

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.1.2, b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación de las instalaciones en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR se realizarán conjuntamente, determinándose para cada unidad física el valor máximo de provisión de cada servicio en cada sentido (a subir y a bajar), teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas o tomas de energía de la unidad física registrada durante las pruebas. Las potencias habilitadas a subir y a bajar de la unidad física podrán ser diferentes.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro a control a través del cual la unidad física intercambie la información en tiempo real con el OS, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

La ejecución de las pruebas deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se adapte el procedimiento de operación por el que se define el intercambio de información con el Operador del

Sistema (P.O.9) a lo dispuesto en las propuestas de implementación nacional de los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, y a la normativa pendiente de desarrollo por la que se establezcan los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemidas de las instalaciones de demanda y almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance un máximo de tres veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de tres realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de reservas de sustitución se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dichos servicios.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia máxima será la potencia máxima producible declarada al OS. Para el resto de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el valor de capacidad máxima por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de tecnología térmica, el valor de mínimo técnico declarado al Operador del Sistema en virtud de lo establecido en la normativa vigente.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento y de instalaciones no incluidas en puntos anteriores, se considerará una potencia mínima de valor cero.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

6.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR).

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, el OS verificará que:

– La unidad física cumple con los requisitos recogidos en el artículo 9 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

– En el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del PO 3.1.

– En el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, dichas instalaciones han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas, bajo las siguientes condiciones:

1. En el caso de unidades físicas de capacidad máxima de potencia activa superior a 1 MW, las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución podrán realizarse de manera individual o de manera conjunta, con otras unidades físicas.

2. En el caso de unidades físicas de capacidad máxima de potencia activa inferior o igual a 1 MW, las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución deberán realizarse de manera conjunta con otras unidades físicas.

Las unidades físicas que soliciten realizar las pruebas de manera conjunta deberán cumplir los siguientes requisitos:

– Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones RCR, todas las instalaciones están adscritas al mismo centro de control de generación y demanda.

– Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones no RCR, y para unidades físicas sin localización eléctrica específica, el conjunto de instalaciones intercambia información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.

– El conjunto de unidades físicas deberá pertenecer a la misma unidad de programación.

– La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta deberá ser superior a 1 MW y no superior a 1.000 MW.

6.3 Pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución.

El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá declarar un perfil de generación o demanda, según corresponda, tal y como se define a continuación:

– Unidades físicas de generación y unidades físicas de almacenamiento incluidas en una unidad de programación de generación: el perfil generador de estas unidades físicas será como el que se refleja en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la misma, definidos en el apartado 6.1.

– Unidades físicas de demanda y unidades físicas de almacenamiento pertenecientes a una unidad de programación de demanda: el perfil de demanda de estas unidades físicas será como el reflejado en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la unidad física, todos ellos en valor absoluto, definidos en el apartado 6.1.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia la información en tiempo real con el OS deberá comunicar con suficiente antelación al OS los períodos de programación en los que la unidad física ha establecido un programa de entrega o toma de energía, según corresponda, específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y el tipo y opción de perfil elegido.

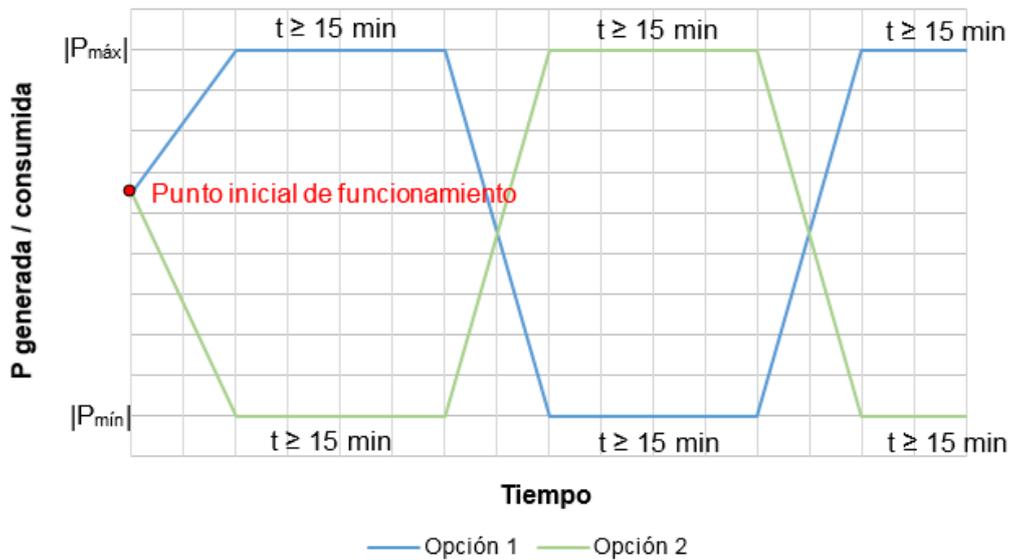
Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1 de la figura:

1. Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima de la unidad física e igual o superior a su potencia mínima, la unidad física incrementará su generación o consumo lo más rápido posible hasta alcanzar el valor de potencia máxima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos a potencia máxima.

En el caso de unidades físicas de instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la potencia máxima deberá ser coherente con la telemida enviada para la correspondiente de unidad física, y no deberá ser en ningún caso inferior al 25 % de la capacidad máxima de potencia de la unidad física que haya solicitado la realización de las pruebas.

2. A continuación, se realizará una bajada de carga en la que la unidad física reducirá su generación o consumo lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor de potencia mínima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse en este punto durante al menos 15 minutos.

3. Posteriormente, se realizará una subida de generación o consumo hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, punto en el que la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se dará por finalizada la prueba.



El proceso de prueba de rampas de respuesta correspondiente al perfil de la opción 2 mostrada en la figura será semejante al descrito para la opción 1, modificando el orden de programación de la subida y bajada de potencia. En caso de que la unidad física elija un perfil de opción 2 para la realización de la prueba de rampas, ésta comenzará con la programación de bajada hasta potencia mínima, continuando con la programación de subida hasta potencia máxima. El proceso finalizará al alcanzar de nuevo el valor de potencia mínima desde potencia máxima.

Las unidades físicas que deseen registrar un valor nulo de potencia a subir o a bajar deberán comunicárselo al OS antes del inicio de las pruebas.

Con los resultados de estas pruebas y mediante las telemidas enviadas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia información en tiempo real con el OS, se determinarán los valores de rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su potencia mínima y su potencia máxima, definidas en el apartado 6.1.

Los valores obtenidos, en base a las pruebas realizadas, se incorporarán a la base de datos del OS, y serán:

- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de regulación terciaria. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de provisión de reservas de sustitución. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

La unidad física que haya realizado las pruebas podrá solicitar repetir las pruebas para incrementar los valores de potencia registrados durante la realización de las mismas. En dicho caso, los valores obtenidos tras la realización de la última prueba serán los considerados y registrados por el OS en su base de datos, independientemente del resultado de las anteriores.

6.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en estos servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física afectada intercambia la información en tiempo real con el OS.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de RR deberán repetir las pruebas para la participación en dichos servicios en los siguientes casos:

– Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta de rampa incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación terciaria o del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario.

– Por variaciones de potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas en la misma cuando cumplan:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq x \quad \text{o} \quad P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

P_{np} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

P_{UP} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman, hayan superado o no las pruebas. Se cumple que: $P_{UP} = P_{np} + P_p$.

P_p : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a las unidades físicas habilitadas que han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

El valor de x :

$$x = \frac{P_x}{P_p}$$

Donde P_x se calcula de la siguiente forma:

$$P_x = \sum_{i=1}^4 P_{xi}$$

- Para los primeros 10 MW de P_{UP} , $P_{x1} = P_p \cdot 0,5$
- Para los siguientes 10 MW de P_{UP} (hasta 20 MW), $P_{x2} = (P_p - 10) \cdot 0,3$
- Para los siguientes 10 MW de P_{UP} (hasta 30 MW), $P_{x3} = (P_p - 20) \cdot 0,2$
- Para el resto de la potencia de P_{UP} , $P_{x4} = (P_p - 30) \cdot 0,05$

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que lo componen no han superado las pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

Los ratios anteriores se aplicarán de manera independiente a la potencia habilitada a subir y la potencia habilitada a bajar de la unidad física y de la unidad de programación.

En el caso de unidades físicas que engloben una única instalación, los cambios de comercializadora y/o de centro de control no afectarán a la valoración de dicha unidad física como apta para prestar los servicios de regulación terciaria y provisión de RR. En el caso de unidades físicas formadas por un conjunto de instalaciones, los cambios de comercializadora y/o de centro de control solo requerirán la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades físicas afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de pruebas.

De ser necesaria la repetición de pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, ésta se llevará a cabo hasta cumplir $P_{np} = 0$ MW, de manera que no exista en la unidad de programación ninguna unidad física habilitada que no haya superado las pruebas.

La repetición de las pruebas se realizará respetando los requisitos recogidos en el apartado 6.2.

7. Pruebas para la validación de mínimo técnico

Las pruebas descritas en el presente apartado serán de aplicación a las instalaciones de producción que participen en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución y/o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, que requieran modificar su valor de mínimo técnico.

7.1 Consideraciones generales.

En caso de que una instalación de producción a la que aplique el presente apartado requiera modificar su valor de mínimo técnico y dicho valor sea inferior al previamente habilitado, la instalación afectada deberá realizar las pruebas para la validación de mínimo técnico descritas en el presente procedimiento. En caso contrario, si el nuevo valor de mínimo técnico fuera superior al ya habilitado, la validación del OS no requerirá que la instalación afectada supere las pruebas para la validación de mínimo técnico,

siempre y cuando esta modificación no tenga su origen en modificaciones de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos.

Si el titular o representante de una instalación de producción detectara la imposibilidad o dificultad de ésta para cumplir con su valor de mínimo técnico habilitado, deberá comunicárselo al centro de control de generación y demanda para que solicite al OS el cambio de valor de mínimo técnico de la instalación afectada a la mayor brevedad posible. Asimismo, si el OS detectara la imposibilidad o dificultad de la instalación para cumplir con el valor de mínimo técnico habilitado, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda, que deberá estudiar las causas y solicitar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación afectada. En ambos casos, la necesidad de realizar las pruebas para la validación del nuevo valor de mínimo técnico quedará sujeta a las consideraciones del primer párrafo.

Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser gestionadas por el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS, conforme a lo indicado en el Anexo II del presente procedimiento de operación.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control de generación y demanda, y tanto su inicio como desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La validación de un nuevo valor de mínimo técnico no podrá llevarse a cabo mediante la realización de pruebas diferentes a las aquí descritas, tales como las pruebas para la participación en los servicios de balance. Se trata de pruebas independientes cuya realización deberá acordarse en fechas diferentes con el OS.

Las pruebas de validación de mínimo técnico no podrán realizarse de manera conjunta con otras instalaciones.

7.2 Requisitos previos a la realización de pruebas.

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la validación del mínimo técnico, el OS verificará que:

- La instalación envía su información en tiempo real al OS a través de un centro de control de generación y demanda.
- La instalación ha remitido la siguiente información estructural al OS a través del centro de control de generación y demanda que tramita la solicitud de pruebas:

- Nombre de la instalación.
- Código de Registro (MINETUR).
- Centro de control de generación y demanda.
- Potencia instalada (MW).
- Mínimo técnico actual habilitado (MW).
- Nuevo mínimo técnico solicitado (MW).
- Tecnología (hidráulica, térmica...).
- Nudo de conexión a la red de transporte.
- Tensión de conexión (kV).
- Código UF.
- Código UP.

Si los requisitos anteriores se cumplen, el centro de control de generación y demanda y el OS acordarán la fecha de realización de pruebas, cuyo protocolo se describe en el siguiente apartado.

7.3 Protocolo de pruebas de validación de mínimo técnico.

Las pruebas de validación de mínimo técnico podrán realizarse conforme a una de las dos opciones de perfil de respuesta que se describen a continuación. La elección de una opción u otra queda a potestad de la instalación que realiza las pruebas.

– Opción 1:

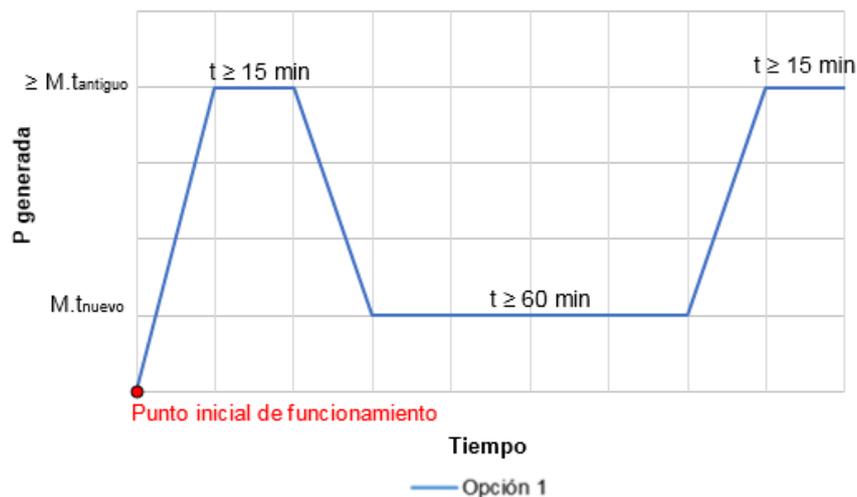
1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial⁽⁵⁾, la instalación deberá incrementar o reducir su producción hasta alcanzar un valor de potencia superior o igual al valor de mínimo técnico habilitado en el momento de solicitar la realización de pruebas (mínimo técnico antiguo). Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

⁽⁵⁾ El punto de funcionamiento inicial podrá tomar cualquier valor de potencia que requiera la realización de una rampa de subida o bajada de carga en el paso 1.

2. Posteriormente, la instalación reducirá su producción en el menor tiempo posible⁽⁶⁾ hasta el valor del nuevo mínimo técnico. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

⁽⁶⁾ Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una rampa de subida hasta el valor de potencia alcanzado previamente, conforme a lo indicado en el punto 1, en el menor tiempo posible⁴. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.



– Opción 2:

1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial³, la instalación deberá aumentar o reducir su producción hasta alcanzar el valor del nuevo mínimo técnico que desea habilitar. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

2. Posteriormente, la instalación incrementará su producción en el menor tiempo posible⁴ hasta alcanzar un valor de potencia igual o superior al valor del mínimo técnico

antiguo. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una nueva rampa de bajada hasta el valor de nuevo mínimo técnico en el menor tiempo posible⁴. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.



El perfil del programa de producción elegido deberá gestionarse en los correspondientes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, por parte del sujeto titular de la instalación, o por el correspondiente representante, sin intervención alguna del Operador del Sistema, en caso necesario deberá comunicarse al OS los correspondientes desgloses de programa en unidades físicas.

En caso de que la realización de las pruebas de validación de mínimo técnico fuera necesaria debido al incremento del valor de potencia de mínimo técnico por modificación de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos, los perfiles de respuesta asociados a cada una de las opciones serán igual al de los previamente descritos, considerando que el valor del mínimo técnico antiguo será inferior al valor del mínimo técnico nuevo.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de la instalación para verificar la correcta realización de la prueba y validar los valores obtenidos. En caso de que la instalación haya superado de manera correcta la prueba de validación de mínimo técnico, se habilitará como nuevo valor de mínimo técnico el valor medio de la potencia neta suministrada durante la hora en la que la planta debe mantenerse a potencia mínima. El OS comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS el valor de mínimo técnico validado. A partir de dicho momento, la instalación solicitante podrá gestionar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación a través de la pestaña «Gestionar datos estructurales» de la Web de Sujetos de eSIOS.

En caso de que la instalación no supere la prueba de validación del nuevo mínimo técnico, deberá repetirla para hacer efectivo el cambio. Para ello, en un plazo de dos semanas desde que el OS comunique al centro de control de generación y demanda el resultado de la prueba anterior, dicho centro de control deberá realizar una nueva solicitud de realización de pruebas y acordar una nueva fecha con el OS con dicho fin. En dicho caso, la opción elegida por la instalación como perfil de respuesta deberá ser la misma que la elegida en la prueba que resultó errónea.

8. Funcionamiento de las instalaciones durante la fase de pruebas preoperacionales

8.1 Requisitos previos.

Las pruebas preoperacionales de funcionamiento de instalaciones que lleven asociada la conexión de instalaciones de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente aprobadas por el OS mediante la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp), conforme al Real Decreto 647/2020.

8.2 Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

8.2.1 Comunicación al OS del plan de pruebas previsto por el grupo.

Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS si la instalación está conectada a la red de transporte o si su potencia instalada es superior a 50 MW y está conectada a la red de distribución, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), el programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- Previsión de producción para cada horizonte de programación.
- Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo de programación.
- Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba.
- Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten a la previsión de producción y al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

En particular, y con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales intercambie la información en tiempo real con el OS deberá facilitar al OS la información actualizada de las previsiones de entrega de energía a la red para el día D antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF.

Esta información deberá ser remitida conforme a los medios establecidos en el anexo II de este procedimiento de operación.

8.2.2 Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el centro de control de generación y demanda a través del cual a la instalación intercambie la información en tiempo real con el OS deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el participante del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas u otras pruebas para determinar su potencia bruta y su potencia neta en caso de que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación.

8.2.3 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema.

8.2.3.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas.

La participación en este proceso para las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento seguirá los siguientes criterios:

– Participación en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de

restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

– Participación en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

– Solución de restricciones técnicas en tiempo real: en caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

8.2.4 Participación en los servicios de balance y/o en el servicio de control de tensión.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán participar en los servicios de balance y en el servicio de control de tensión, así como integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, a no ser que, por razones de seguridad del sistema, el OS determine lo contrario.

ANEXO I

Documento de Requerimientos de Centros de Control

1. *Requerimientos centro de control*

En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico de un sujeto del sistema debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9 y así, establecerse como zona de regulación de la Regulación Compartida Peninsular.

Estos requerimientos, de acuerdo con su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

- O: De cumplimiento Obligatorio.
- R: De cumplimiento Recomendado.
- I: Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

2. Requisitos técnicos del sistema de control del sujeto del sistema

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida:

Sí No

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Sí No

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Sí No

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %:

Sí No

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Sí No

R.3.b Redundancia a través de vías independientes:

Sí No

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes:

Sí No

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5%:

Sí No

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Sí No

O.4.b Redundancia a través de vías independientes:

Sí No

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes:

Sí No

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE:

Sí No

R3.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5%:

Sí No

3. Requisitos funcionales del sistema de control del sujeto del sistema

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Sí No

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemidas (recomendado 0,5):

Sí No

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Sí No

O.6.b Bloques 1 y 2 disponibles:

Sí No

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Sí No

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Sí No

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Sí No

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Sí No

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en este anexo 1:

Sí No

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del regulador Maestro de REE de acuerdo con el algoritmo recogido en la Descripción Técnica de la RCP:

Sí No

4. Requisitos operacionales del despacho

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Sí No

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema

Sí No

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Sí No

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

ANEXO II

Solicitud de realización de pruebas al OS

Todas las solicitudes de realización de pruebas a las que hace referencia este procedimiento de operación deberán ser remitidas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual intercambie información en tiempo real con el OS la instalación, agrupación o unidad física solicitante, o, en el caso de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, por el participante de mercado asociado a la instalación por los medios que el OS indique a través de su página Web.

1. Pruebas de control de producción.

El OS dispondrá de un plazo máximo de tres días desde la recepción de la solicitud para llevar a cabo la realización de estas pruebas, siempre y cuando haya recurso disponible, y comunicará el resultado de las mismas al centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación en un plazo máximo de tres días laborables desde su finalización. En caso de que la instalación o agrupación no haya superado las pruebas, podrá repetirlas, debiendo realizar con dicho fin una nueva solicitud el centro de control de generación y demanda al OS.

2. Pruebas para la participación en los servicios de balance.

Con la solicitud de realización de las pruebas para la participación en los servicios de balance se deberá incluir la información requerida de acuerdo a la normativa de aplicación.

A partir de la recepción de la solicitud, el OS realizará una evaluación inicial sobre el cumplimiento de los requisitos previos necesarios para la realización de las pruebas, y comunicará el estado de la solicitud al solicitante en un plazo no superior a cinco días hábiles.

Asimismo, el OS dispondrá de un plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud para confirmar si está completa. En caso de considerarse incompleta, el OS solicitará la información adicional requerida al centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física solicitante intercambie la información en tiempo real con el OS, que deberá ser aportada en un plazo no superior a cuatro semanas desde la recepción de dicha solicitud. Si no se facilita la información adicional dentro del plazo definido, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

Una vez el OS expresa su conformidad a la realización de las pruebas, éstas se llevarán a cabo en un plazo máximo de tres meses desde esta comunicación y, en todo caso, deberán comenzar con al menos 15 días de antelación respecto a la finalización del plazo máximo de realización de las mismas.

En el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones conectadas a la red de distribución, el gestor de dicha red podrá expresar su conformidad o disconformidad a la realización de las pruebas para la habilitación en los servicios de balance en la fecha y hora comunicadas por la instalación o instalaciones al OS, en base al cumplimiento de los criterios de seguridad en su red. Para ello, el OS comunicará lo antes posible al GRD la fecha y hora en la que está previsto que se realicen las pruebas. El GRD deberá

expresar su valoración con al menos 18 horas de antelación a la fecha de realización de las pruebas y dentro del horario laboral comprendido entre las 08:00 h del lunes y las 14:00 h del viernes. En caso de no conformidad, el OS informará a la instalación o instalaciones solicitantes con el fin de acordar una nueva fecha de realización de pruebas, que de nuevo requerirá la aprobación del GRD. En caso de que el GRD no comunique al OS su valoración en el plazo máximo admitido, se considerará que ha expresado su conformidad a la realización de las pruebas en la fecha y hora previstas.

Si por condiciones de explotación de la red de distribución, el gestor de la red de distribución a cuya red se conecta la unidad física detecta la existencia de otro gestor de la red de distribución intermedio, deberá notificar y coordinar con este último la valoración de la solicitud.

3. Pruebas para la validación de mínimo técnico.

Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser remitidas al buzón habilitación_serviciosdeajuste@ree.es. En dicha solicitud, deberá proporcionarse la información estructural especificada en el apartado 7.2 del presente procedimiento de operación. Una vez el OS haya comprobado que la solicitud está completa, para lo que dispondrá de un plazo máximo de 5 días, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS.

El centro de control de generación y demanda asociado a la instalación deberá remitir con la suficiente antelación un correo electrónico a la dirección JEFETURNO@ree.es, con copia a habilitación_serviciosdeajuste@ree.es, indicando los períodos de programación en los que la instalación ha establecido un programa específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y la opción de perfil de prueba elegida.

El Jefe de Turno de CECOEL analizará la viabilidad de la prueba en la fecha y horas solicitadas a la vista de la situación prevista en la red, y responderá lo antes posible a la solicitud, indicando si la fecha propuesta es factible o no. En caso de no serlo, el centro de control de generación y demanda deberá proponer una nueva fecha y horas para realizar las pruebas, que serán de nuevo analizadas por el Jefe de Turno de CECOEL.

4. Pruebas preoperacionales de funcionamiento.

Una vez la instalación ha obtenido la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento, según Real Decreto 647/2020, se considera que cumple todos los requisitos previos necesarios para realizar las pruebas.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento intercambie información en tiempo real con el OS deberá comunicar y actualizar al OS la previsión de producción y el plan de pruebas con al menos 12 horas de antelación en caso de que la instalación esté conectada a la red de transporte o en caso de que la potencia instalada sea superior a 50 MW si está conectada a la red de distribución. El OS valorará las condiciones de operación en el horizonte propuesto y en caso de que el plan previsto no fuese factible, el centro de control de generación y demanda deberá comunicar y actualizar una nueva previsión de producción y un nuevo plan de pruebas. En todo caso, las pruebas podrán ser suspendidas si se presentasen condiciones de operación imprevistas e inevitables antes o durante la realización de las mismas que fueran incompatibles con su desarrollo.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor que gestiona la red a la que se conecta la instalación de la obtención de la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento de dicha instalación.

P.O.9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema

1. Objeto

Constituye el objeto de este procedimiento de operación:

1. La definición de la información en tiempo real que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.
2. El establecimiento de los procedimientos y plazos de intercambio de la información en tiempo real, aplicables tanto al OS como al resto de los sujetos del sistema eléctrico peninsular.
3. La definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información en tiempo real gestionada por el OS.
4. El establecimiento de los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS.
5. La definición de los criterios de validación de la calidad de la telemida recibida en tiempo real; así como los criterios de incumplimiento en las obligaciones del envío de dicha información.

2. Definiciones

Red observable del OS: conjunto de instalaciones y elementos de las redes de transporte y distribución según se determina en el procedimiento de operación por el que se definen las redes operadas y observadas por el operador del sistema o según se establezca en la normativa nacional por la que se implemente el artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

Red observable del gestor de la red de distribución: conjunto de instalaciones y elementos de red cuya topología y variables de control deban ser conocidas en tiempo real por dicho gestor para operar de manera adecuada su red, y para efectuar con la suficiente precisión los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales. La determinación de la red observable del gestor de la red de distribución se realizará según lo establecido en la normativa nacional por la que se implemente el artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumplen con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, o en la normativa posterior que lo sustituya.

3. Ámbito de aplicación

El presente procedimiento de operación es de aplicación a los titulares, o a sus representantes en lo relativo al proceso liquidatorio, de:

- a) Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociada a autoconsumo, o agrupaciones de las anteriores, con potencia instalada superior al umbral establecido en el Real Decreto 413/2014 para las instalaciones renovables, cogeneración y residuos (que será de aplicación para todas las instalaciones incluidas en este apartado), o al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, o que participen en servicios de ajuste del sistema o habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia.
- b) Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte (exceptuando los consumos de servicios auxiliares de generación, a partir de la información del código de actividad económica disponible en el Sistema de Medidas Eléctricas) o que participen en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.
- c) Instalaciones de almacenamiento con potencia instalada superior al umbral indicado en el punto a) de este apartado para las instalaciones de producción o al umbral

que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485 para las instalaciones de generación de electricidad, o que participen en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

d) Elementos de la red de transporte y elementos de la red observable del OS.

e) Centros de control de generación y demanda y centros de control del Gestor de la Red de Distribución (GRD) que establezcan canales de intercambio de información en tiempo real con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

En el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento se considerará la suma de las potencias instaladas de cada módulo o instalación de almacenamiento para determinar si se supera el umbral de aplicabilidad a efectos de este procedimiento de operación.

4. Responsabilidades

Los sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), deberán enviar la información en tiempo real a un centro de control de generación y demanda de su libre elección. Este centro de control deberá enviar dicha información en tiempo real recibida al OS y/o al GRD a cuya red el sujeto se conecte, a excepción de los titulares o representantes de instalaciones integradas en una zona de regulación, en cuyo caso, su centro de control será el propietario de la zona de regulación y deberá enviar la información en tiempo real directamente al OS y, potestativamente, al centro de control del gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación.

Los sujetos anteriores deberán remitir de forma individualizada o, en su caso, agregada, toda la información en tiempo real especificada en el Anexo I del presente procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS cualquier posible actualización de la información previamente comunicada, con el único retardo del protocolo de comunicación. Dichos sujetos serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información que deban intercambiar con este último, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los propietarios de las instalaciones o de los elementos de red conectados o pertenecientes a la red de transporte o a la red observable del OS, a los que sea de aplicación el presente procedimiento, suministrarán la información en tiempo real necesaria de los elementos de su propiedad con la calidad requerida.

Para realizar el intercambio de información en tiempo real, los centros de control de generación y demanda podrán ser propios o de terceros. Cada instalación deberá estar asociada a un único centro de control.

Tanto los centros de control del OS como los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS serán responsables de garantizar la protección contra ciberataques desde sus centros de control.

El OS transmitirá a los sujetos la información de la que puedan disponer conforme a lo indicado en este procedimiento. El contenido de dicha información, así como los medios y plazos, serán los establecidos en el presente procedimiento.

5. Carácter de la información

La información en tiempo real enviada por los sujetos a los que se refiere el apartado 3, será tratada conforme a los siguientes criterios generales:

a) Se considera información confidencial aquélla de la que solo dispone el sujeto titular de la información generada, y que no puede ser difundida a otros sujetos ni a terceros sin previa autorización expresa por parte del sujeto titular de la información o, en su caso, transcurridos los plazos y en la forma y condiciones previstos en la normativa aplicable.

Al amparo de lo previsto en el Artículo 12(4) del Reglamento (UE) 2017/1485, las personas, sujetos, organismos y administraciones que reciban dicha información mantendrán la confidencialidad de la información recibida y únicamente podrán utilizarla a efectos del desempeño de sus funciones, conforme a la normativa aplicable.

b) Se considera información de carácter público aquella que puede ser difundida tanto a otros sujetos como a terceros, en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación.

No obstante, podrán disponer de toda la información la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En caso de que el OS o un GRD necesite comunicar información confidencial a un tercero para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, será necesaria previamente la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS o el GRD que establezca, entre otros aspectos, el uso exclusivo de la información para los fines acordados, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida.

De acuerdo con estos criterios generales, aplicarán las condiciones particulares que para cada tipo o grupo de información se reflejan en el presente procedimiento.

Los sujetos podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

6. Mecanismos de intercambio de información en tiempo real con el OS

La información en tiempo real relativa a los sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), deberá ser facilitada al OS a través de un centro de control de generación y demanda de su libre elección, que la pondrá a disposición del OS a través de una de las siguientes vías:

a) Mediante el envío de información en tiempo real directamente al OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos del centro de control de generación y demanda y los de los centros de control del OS.

b) Mediante el envío de información en tiempo real al OS desde el centro de control del gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación, en el caso de que el centro de control de generación y demanda haya optado por transmitir la información a través del GRD. Dicho centro de control del gestor de la red de distribución deberá enviar la información en tiempo real de la instalación al centro de control del OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos de ambos.

El envío de información de instrucciones y consignas del OS a las instalaciones se realizará utilizando los mismos canales de comunicación que se hayan establecido para el envío de información en tiempo real de la instalación al OS.

En el caso de instalaciones sin obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda que se encuentren en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación, las telemedidas en tiempo real deberán ser transmitidas a través de un centro de control de generación y demanda habilitado para el intercambio de información en tiempo real, al OS y/o al GRD a cuya red el sujeto se conecte.

7. Intercambios de información en tiempo real

7.1 Información en tiempo real facilitada al OS.

La información en tiempo real a enviar al OS se especifica en el anexo I del presente procedimiento, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.

La información en tiempo real se deberá remitir en barras de central (BC) de la instalación, a menos que se especifique otro punto de envío distinto o adicional en el anexo I de este procedimiento para determinada información.

Se define barras de central a efectos de remisión de la telemedida como el punto eléctrico de la instalación más cercano al punto de conexión con la red de transporte o de distribución que no sea compartido con otra instalación. El OS o el GRD a cuya red se conecte la instalación valorará aquellos casos en los que por cuestiones técnicas o administrativas no sea posible remitir las telemedidas conforme a lo indicado anteriormente, previa solicitud justificada del centro de control correspondiente.

Alternativamente, se podrá remitir la información en tiempo real en el punto de medida de la instalación conforme al Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, siempre que ello sea compatible con la prestación de los servicios de ajuste del sistema, previa solicitud del sujeto y autorización del OS.

La información en tiempo real facilitada al OS se deberá captar con equipos propios de la instalación, salvo que el OS o el GRD acepte una alternativa para una instalación concreta, previa solicitud motivada del titular.

En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte, se deberá recibir la información en tiempo real para cada frontera conforme a lo establecido en el Anexo I de este procedimiento de operación. En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de distribución, solo será necesario remitir información en tiempo real para cada frontera si fuera necesario para la prestación de servicios de ajuste del sistema.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.a de este procedimiento de operación deberán enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1. En el caso de instalaciones que no pertenezcan a una unidad física conforme a los criterios anteriores y que formen parte de una agrupación de potencia instalada superior al umbral establecido, deberán remitir la información en tiempo real conjuntamente con el resto de las instalaciones de la misma agrupación que no dispongan de una unidad física.

En caso de instalaciones a las que se refiere el 3.b de este procedimiento de operación:

- a) Cada instalación conectada a la red de transporte deberá enviar la información en tiempo real asociada a su instalación de enlace de manera individual.
- b) Cada instalación que participe en servicios de ajuste del sistema, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda deberá enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.c de este procedimiento de operación deberán enviar la información en tiempo real por unidad física, constituida conforme a los criterios establecidos en relación a la organización de las unidades físicas en el anexo II del P.O.3.1.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación o seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución, requiriendo la creación de unidades físicas específicas diferenciadas conforme a lo especificado en el anexo II del P.O.3.1, dichas instalaciones deberán remitir la información en tiempo real por separado para cada una de las unidades físicas resultantes.

En caso de instalaciones en autoconsumo (independientemente de la modalidad) se deberá enviar la información en tiempo real de la instalación de demanda y de la instalación de generación (o, en su caso, de la instalación híbrida) de manera separada para cada instalación.

En caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, se deberá enviar la información en

tiempo real para la instalación híbrida en su conjunto en BC de la instalación y para cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado en BC de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento.

En el anexo I se entiende por posición el conjunto de los elementos y protecciones asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

En cuanto a la forma de captación de las señales se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas: Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.ej. indicación de tomas de transformadores).

7.2 Información en tiempo real facilitada por el OS.

De acuerdo con el contenido previsto en el anexo II, cada GRD recibirá a través del OS, cuando no se le haya remitido directamente a él, la información de telemedidas en tiempo real disponible correspondientes a:

– Sujetos a los que se refiere el apartado 3, puntos a), b) y c), conectadas a la red de distribución bajo su gestión o a su red observable.

– La señalización de los elementos de la red de transporte pertenecientes a su red observable y de los elementos de la red de distribución, con obligación de envío de información en tiempo real al OS, pertenecientes a la red observable del gestor de la red de distribución.

A solicitud de los GRD, el OS facilitará la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones conectadas a la red bajo su gestión o a la red observable por cada GRD.

Los propietarios de las instalaciones conectadas a la red de transporte podrán solicitar al OS la información en tiempo real relativa a los elementos de red en servicio en su punto de conexión.

Los titulares de una zona de regulación, o sus representantes, podrán solicitar al OS la información en tiempo real relativa al signo de la magnitud PRR0 de su zona de regulación, según se recoge en el P.O.7.2.

8. Plazos de provisión de la información y publicación

La información se enviará en tiempo real tan pronto como sea captada por los elementos de medición.

Las medidas analógicas a intercambiar en tiempo real necesarias para las funciones de regulación secundaria de potencia-frecuencia y para el control de tensión (medidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión) se pondrán en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos cuatro segundos sin establecer ningún tipo de umbral de variación en el valor de la medida.

El resto de la información en tiempo real se pondrá en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos 12 segundos sin establecer ningún tipo de umbral de variación en el valor de la medida.

En todos los casos, el OS solicitará, vía el lado cliente del protocolo, las medidas con una periodicidad de al menos cuatro segundos.

Los estados digitales se publicarán en el servidor de comunicaciones por cambio con un retraso máximo de un segundo y se solicitarán por el lado cliente del OS también por cambio.

9. Sistemas de información

El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real para la identificación y gestión de las telemidas en tiempo real recibidas.

En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información estructural necesaria para la correcta identificación de las telemidas de las instalaciones, así como el unifilar de la instalación con la codificación de la empresa⁽⁷⁾. El OS deberá recibir la solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real por parte de los centros de control con los que el OS intercambie esta información al menos 15 días antes de la fecha en la cual el alta o modificación debe quedar implementada en la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real.

⁽⁷⁾ Entendiendo como tal los códigos propios de cada empresa para nombrar a los interruptores y seccionadores de su propiedad.

10. Requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS

La información en tiempo real relativa a las instalaciones y elementos de red a los que les sea de aplicación el presente procedimiento, deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces establecidos entre los sistemas informáticos del OS y los del centro de control de generación y demanda o entre los sistemas informáticos de los centros de control del OS y los de los centros de control del gestor de la red de distribución. En el caso de instalaciones integradas en una zona de regulación, el centro de control de generación y demanda al que estén adscritas deberá disponer de enlaces de comunicación ordenador-ordenador directamente con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el centro de control que se comunique con el OS establecerá con cada uno de los sistemas informáticos de los centros de control del OS (Principal y Respaldo) comunicaciones redundantes e independientes entre sí, que deberán dedicarse exclusivamente al intercambio de esta información. Las líneas de telecomunicaciones redundantes se entregarán al OS en los puntos de entrega designados por este último, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet.

El protocolo estándar de comunicaciones a emplear por el centro de control para el intercambio de información en tiempo real con los centros de control del OS será el establecido por este último. El OS facilitará en todo momento las direcciones físicas donde se encuentren los puntos de entrega de las líneas de comunicación asociadas a los sistemas informáticos de los centros de control del OS. Asimismo, el OS indicará las normas y procedimientos aplicables a los equipos, medios y conexiones físicas a instalar en los puntos de entrega, indicando a su vez el punto frontera que delimita la responsabilidad del OS y la del centro de control.

El OS pondrá a disposición de los centros de control la información técnica adicional que desarrolla las especificaciones establecidas por el OS conforme a los párrafos anteriores, a través del documento de Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS.

Un centro de control no podrá compartir con otro centro de control su sistema de control, ni las comunicaciones con el OS, ni el personal que constituya el turno cerrado de operación. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS. Cada centro de control tendrá una única localización física y la capacidad de interlocución con el OS para todas las instalaciones adscritas a él, pudiendo contar con otras ubicaciones de respaldo.

El operador del sistema podrá verificar en cualquier momento la capacidad de los centros de control y los requisitos recogidos en la normativa. Si de dicha verificación se derivara la anulación de esta condición a un centro de control ya constituido, el operador del sistema informará a la CNMC quien resolverá el conflicto técnico planteado.

11. Criterios de incumplimiento

11.1 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real.

La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemidas en tiempo real establecidos.

Se debe realizar la validación de la calidad de la telemida de todas las instalaciones a los que se refiere el apartado 3.a, y 3.c del presente procedimiento de operación con las clarificaciones incluidas en el apartado 7.1. En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.b del presente procedimiento de operación se debe realizar la validación de la calidad de la telemida de las que participen en servicios de ajuste del sistema.

Se define para cada telemida:

– Telemida horaria integrada de potencia activa para la hora h (THIPh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Activa Saliente o Activa Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía producida o consumida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

En caso de instalaciones de generación se calcula con las telemidas de potencia Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se calcula con las telemidas de potencia Activa Entrante.

En caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la integral horaria de potencia Activa Saliente y la integral horaria de potencia Activa Entrante.

– Telemida horaria integrada de potencia reactiva para la hora h (THIQh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Reactiva Saliente y de Reactiva Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía reactiva generada y absorbida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

En todos los casos, se calcula por separado la integral horaria de potencia Reactiva Saliente y la integral horaria de potencia Reactiva Entrante.

THIPh y THIQh, que tendrán una precisión de tres decimales, solo se consideran válidas si al menos el 75 % de los registros son válidos en esa hora, para cada telemida. Las horas que no cumplan la condición anterior para ambas telemidas se consideran horas inválidas. En las horas válidas, se realiza el cálculo de la telemida horaria integrada utilizando solo los registros válidos, sin considerar los registros inválidos o no renovados.

– Energía horaria registrada de potencia activa para la hora h (EHRPh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía exportada» Activa Saliente o la «energía consumida» Activa Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En caso de instalaciones de generación se considera la Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se considera la Activa Entrante.

En caso de instalaciones de almacenamiento se considera por separado la energía horaria registrada de Activa Saliente y la energía horaria registrada de Activa Entrante.

– Energía horaria registrada de potencia reactiva para la hora h (EHRQh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía generada» Reactiva Saliente o la «energía absorbida» Reactiva Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En todos los casos, se considera por separado la energía horaria registrada de Reactiva Saliente y la energía horaria registrada de Reactiva Entrante.

- Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes M.
- Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone de medida de energía horaria liquidable registrada.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza mensualmente determinando en cada hora h del mes M:

- La desviación de la telemida horaria integrada de potencia activa con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia activa. Aquellas horas en las que la desviación sea mayor del 10% se consideran como horas desviadas en potencia activa.

En el caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la desviación de potencia activa entrante y potencia activa saliente. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10 % se consideran como horas desviadas en potencia activa.

- La desviación de la telemida horaria integrada de potencia reactiva saliente con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva saliente. La desviación de la telemida horaria integrada de potencia reactiva entrante con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva entrante. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10 % se consideran como horas desviadas en potencia reactiva.

- En todos los casos, solo se podrán considerar horas desviadas en potencia activa o reactiva aquellas en las que la energía horaria liquidable o bien la telemida horaria integrada de potencia superen el 5 % de la potencia instalada (en el caso de generación o almacenamiento) o contratada máxima (en el caso de consumo) teniendo en cuenta que el error mínimo será el máximo entre el 5 % y 0,1 MWh.

En las horas que no haya disponibilidad de medida de energía horaria liquidable registrada de potencia activa o de potencia reactiva no se calcula la desviación con respecto a THIPh y THIQh, respectivamente. En caso de instalaciones que remitan la telemida de manera conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, todas las instalaciones deberán disponer de medida horaria liquidable en esa hora para poder calcular la desviación con respecto a la telemida horaria integrada.

La calidad de las telemidas del mes M es válida solo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

a) El total de las horas consideradas como inválidas, las horas consideradas como desviadas en potencia activa y/o en potencia reactiva deberá ser como máximo el 25 % de las horas totales del mes.

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, la validación de la calidad se realizará de forma conjunta para todas las instalaciones.

b) Las horas registradas (I) deberán ser al menos el 10% de las horas del mes (H).

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 7.1, la condición b) se evaluará de manera conjunta, considerando horas registradas (I) aquellas donde todas las instalaciones disponen de medida de energía horaria liquidable.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemedidas al operador del sistema de forma separada para la instalación de generación y la instalación de demanda, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará, en aquellos casos en los que no existan equipos de medida horaria diferenciados para la generación y para la demanda, determinando la desviación horaria entre la energía horaria liquidable y el resultado de la diferencia de las telemedidas horaria integrada de la generación y de la demanda. Las condiciones para considerar válida la calidad de la telemedida serán las mismas que para el resto de instalaciones, debiendo cumplir la validación del porcentaje de telemedidas horarias integradas válidas en cada hora tanto para la generación como para la demanda.

En el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza para la telemedida recibida de la instalación en su conjunto. En caso de que solo existan equipos de medida horaria diferenciados se deberá validar la telemedida de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado. En este último caso, deben cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas individualizadas para que la instalación híbrida en su conjunto tenga una calidad de telemedida válida en el mes M.

En caso de recibir varias telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva de una misma instalación la validación se realiza utilizando la telemedida recibida en barras de central, o punto eléctrico alternativo conforme al apartado 7.1, descontado los consumos propios de las unidades de generación. En caso de instalaciones con más de una frontera, incluyendo fronteras de consumo de servicios auxiliares, ya sea con la red de transporte o con la red de distribución, se deben realizar los correspondientes cálculos que puedan ser necesarios en función de la ubicación de los equipos de medida horaria. En todo caso, si se realiza una validación para cada telemedida por separado deben cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas para que la instalación tenga una calidad de telemedida válida en el mes M.

11.2 Criterios de incumplimiento en las obligaciones de envío de información.

El OS deberá validar mensualmente la obligación de envío de telemedida de todas las instalaciones en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación según se indica a continuación.

En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.a y el apartado 3.c del presente procedimiento de operación:

– Para instalaciones nuevas se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 o la fecha de alta del CIL en el Sistema de Medidas Eléctricas en caso de no tener la obligación de disponer de APESp.

– Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada total que sea superior al umbral previsto en la normativa vigente o al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemedida por participar en servicios de balance, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de habilitación para participar en servicios de balance.

– Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemedida que dejan de enviar telemedida se considera que una instalación incurre en incumplimiento

desde el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

En el caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 3.b del presente procedimiento de operación:

- Para instalaciones nuevas se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de alta del CUPS en el Sistema de Medidas Eléctricas.
- Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria por participar en servicios de balance, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de habilitación para participar en servicios de balance.
- Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetria que dejan de enviar telemetria se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

Adicionalmente el OS podrá realizar las comprobaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemetrias enviadas se corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemetrias enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

11.3 Publicación incumplimientos.

Para cada cierre de medidas M+1 contemplado en el Procedimiento de Operación 10.5, el OS publicará la telemetria horaria integrada de potencia activa y de potencia reactiva y los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemetrias de potencia activa y de potencia reactiva conforme al apartado 11.1, así como en la validación de adscripción a centro de control (según la obligación establecida en el Real Decreto 413/2014 y conforme a los criterios establecidos en el apartado 4.3 del P.O.3.8) y en la validación de la obligación de envío de telemetria conforme al apartado 11.2, a los representantes y a los centros de control de generación y demanda a través de SIMEL. Asimismo, informará mensualmente a la CNMC para los efectos oportunos de los incumplimientos que se detecten en cada validación mensual.

12. Penalizaciones

El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de envío de telemetria o en la validación de la calidad de las telemetrias en las condiciones indicadas anteriormente conllevará, a partir del tercer mes consecutivo de incumplimiento, las siguientes penalizaciones:

- Las instalaciones que no superen la validación de la obligación de envío de telemetria, conforme al apartado 11.2 de este procedimiento, soportarán una penalización mensual fija de 120 euros, incrementada en 30 euros por cada MW de potencia instalada o contratada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).
- Las instalaciones que no superen la validación de la calidad de las telemetrias de potencia activa o de potencia reactiva conforme al apartado 11.1 de este procedimiento, soportarán una penalización mensual fija de 60 euros por cada telemetria, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada o contratada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas en las que se valide más de una telemetria, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).

ANEXO I

Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones. Se detalla a continuación la información a remitir en función del tipo de instalación.

1. Elementos de la red de transporte, elementos de la red observable del os y elementos frontera con la red de transporte para la conexión de instalaciones de producción, generación, demanda, distribución o almacenamiento.

1.1 Interruptores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

○ Actuación de fallo de interruptor.

1.2 Seccionadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

○ Posición de los seccionadores de p.a.t.
○ Señalización del automatismo de reposición (si aplica).
○ Actuación del fallo de interruptor.
○ Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVA_r).
- Tensión de la línea (kV).

1.4 Transformadores, reactancias y condensadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

○ Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (solo transformadores) (si aplica o se requiere para el servicio de control de tensión).
○ Mando en local del regulador (solo transformadores) (si aplica).
○ Posición de los seccionadores de p.a.t.

- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten prueba.

– Medidas.

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Potencia activa primario de transformador (MW).
- Potencia reactiva primario de transformador (MVar).
- Tensión primario de transformador (kV).

En transformadores de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

- Potencia activa secundario de transformador (MW).
- Potencia reactiva secundario de transformador (MVar).
- Potencia activa terciario de transformador (MW).
- Potencia reactiva terciario de transformador (MVar).
- Toma del regulador.
- Tensión secundario de transformador (kV) (si pertenece a la red de transporte o se requiere para el servicio de control de tensión).

1.5 Acoplamiento de barras.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Actuación de protecciones en subestaciones de la red de transporte.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).

1.6 Barras.

– Señalizaciones

- Actuación protección diferencial en subestaciones de la red de transporte.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

Adicionalmente, en el caso de que sea necesario para la operación o seguridad del sistema, el OS podrá solicitar señales adicionales y, en concreto, las siguientes señales de las posiciones conectadas a la subestación frontera con la red de transporte:

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición de los seccionadores.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión (kV).
- Toma del regulador.

Asimismo, el OS podrá solicitar las siguientes señales de los transformadores compartidos entre varias instalaciones:

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión (kV).
- Toma del regulador

2. Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de almacenamiento de bombeo.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de generación deberá remitir la información del presente apartado que le sea de aplicación. Adicionalmente, el titular de la instalación de demanda deberá remitir la información establecida en el apartado 3 del presente anexo, según le sea de aplicación, incluidas las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución que no participen en servicios de ajuste. En concreto, las instalaciones de generación asociada a autoconsumo deberán remitir la potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando en ambos casos, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación. En caso de que la instalación de generación solo deba remitir la potencia activa producida, el consumidor asociado deberá remitir solo la potencia activa consumida.

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente anexo, conforme a la normativa de aplicación.

2.1 Instalaciones habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

2.2 Instalaciones térmicas de potencia instalada superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW) (en caso de transformador de evacuación compartido y, para el resto de casos, si se dispone de la misma).

- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar) (en caso de transformador de evacuación compartido y, para el resto de casos, si se dispone de la misma).

- Potencia activa en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (MW).

- Potencia reactiva en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (MVar).

- Tensión en alta de transformador de máquina (kV).

- Tensión en baja de transformador de máquina (kV).

2.3 Resto de instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).

- Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

2.4 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda, o que participen en el servicio de control de tensión.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).

- Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

- En el caso de agregaciones de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que participen en servicios de balance del sistema, sólo se requerirá la potencia activa producida (MW) por el conjunto de instalaciones, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

2.5 Resto de instalaciones con obligación de envío de telemedidas en tiempo real.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.
- En caso de que a la instalación le sean de aplicación los requisitos técnicos definidos en la Orden TED/749/2020 para la implementación nacional del Reglamento (UE) 2016/631:

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

3. Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte e instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución que participen en servicios de ajuste, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda, o que tengan asociada una instalación de generación en autoconsumo.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de demanda deberá remitir la información establecida en el presente apartado, si le es de aplicación. Adicionalmente, el titular de la instalación de generación deberá aportar la información establecida en el apartado 2 del presente anexo.

En el caso de instalaciones de demanda con una instalación de generación asociada, la potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVar) a la que hacen referencia los siguientes subapartados deberá exceptuar los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente anexo, conforme a la normativa de aplicación.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.

– Medidas.

- Potencia activa consumida (MW).
- Potencia reactiva producida/consumida (MVar), en el caso de instalaciones individuales.

- En el caso de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en el servicio de control de tensión:

- Tensión (kV), en el caso de instalaciones individuales.

Adicionalmente, las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán enviar la información que les sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones de demanda habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de demanda.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

En caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, adicionalmente se enviará la potencia activa correspondiente al consumo con el que participa en el sistema.

4. Instalaciones de almacenamiento, excepto instalaciones de bombeo.
 - Señalizaciones.
 - Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.
 - Medidas.
 - Potencia activa inyectada/consumida (MW).
 - Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar), en el caso de instalaciones individuales.
 - Tensión (kV), en el caso de instalaciones individuales.
 - Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones de almacenamiento habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
 - Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control.

ANEXO II

Información a enviar por el operador del sistema en tiempo real al gestor de la red de distribución

El objeto de este documento es determinar la información en tiempo real que el OS deberá enviar al GRD para el adecuado ejercicio de sus funciones. En el caso de información de terceros, el OS podrá enviar esta información siempre que disponga de la misma.

1. Elementos de la red observable del GRD, incluyendo los elementos frontera con la red observable del GRD para la conexión de instalaciones de producción, generación, demanda y almacenamiento.

- 1.1 Interruptores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - Posición del carro del interruptor (si aplica).
 - En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:
 - Actuación de fallo de interruptor.
 - 1.2 Seccionadores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Modos de funcionamiento (HVDC).

o En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Señalización del automatismo de reposición (si aplica).
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).
- Tensión de la línea (kV).
- Consignas (HVDC).

1.4 Transformadores, reactancias y condensadores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.
- Modos de funcionamiento (transformadores desfasadores).
- En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten prueba.

En transformadores de la red de transporte:

- Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (si aplica).
- Mando en local del regulador de tensión (si aplica).

– Medidas.

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Potencia activa del lado observable de transformador (MW).
- Potencia reactiva del lado observable de transformador (MVar).
- Tensión del lado observable de transformador (kV).
- Toma del regulador (transformadores de la red de transporte).
- Consignas (transformadores desfasadores).

1.5 Acoplamiento de barras.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.

- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.

– Medidas.

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).

1.6 Barras.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

2. Información de la red de transporte para la aplicación de la metodología para llevar a cabo el control de la tensión en el punto frontera transporte-distribución.

2.1 Barras de los nudos piloto de la red de transporte pertenecientes a las zonas eléctricas del gestor de la red de distribución.

– Medidas.

- Tensión por sección de barra (kV).

3. Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de almacenamiento de bombeo conectadas a la red del GRD.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones o agrupaciones de las mismas de con potencia instalada superior a 1 MW o superior al umbral que se establezca en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

3.1 Instalaciones habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

● Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.

- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

3.2 Instalaciones térmicas de potencia instalada superior a 50 MW.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar).
- Tensión en alta del transformador de máquina (kV).
- Tensión en baja del transformador de máquina (kV).
- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.3 Resto de instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.4 Instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda, o que participen en el servicio de control de tensión.

– Señalizaciones.

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- Medida de tensión (kV).

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.5 Resto de instalaciones con obligación de envío de telemedidas en tiempo real.

– Medidas.

- Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- En caso de que a la instalación le sean de aplicación los requisitos técnicos definidos en la orden TED/749/2020 para la implementación nacional del Reglamento (UE) 2016/631:

- Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación.

- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

4. Instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución bajo su gestión que participen en servicios de ajuste con una unidad física con localización eléctrica específica, habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

- Señalizaciones.
- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.
- Medidas.
- Potencia activa consumida (MW).
- Potencia reactiva producida/consumida (MVar).
- En caso de que la instalación de demanda participe en el servicio de control de tensión:
 - Tensión (kV).

En el caso de instalaciones de demanda habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
- Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

En caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, adicionalmente se enviará la potencia activa correspondiente al consumo con el que participa en el sistema.

5. Instalaciones de almacenamiento con una unidad física con localización eléctrica específica, excepto instalaciones de almacenamiento de bombeo, conectadas a la red de distribución bajo su gestión.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones de potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o al que se establezca para las instalaciones de generación de electricidad en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

- Señalizaciones.
- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.
- Medidas.
- Potencia activa inyectada/consumida (MW).
- Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar).
- Tensión (kV).
- Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en la hora h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

En el caso de instalaciones de almacenamiento habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria:

- Señalizaciones.
- Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.