

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

16549 *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».*

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, de 11 de enero, 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.

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 (OS) deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 21, establece que el OS, 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, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SO GL).

El artículo 6 del Reglamento (UE) 2017/1485, establece que las propuestas relativas a las condiciones o metodologías relativas a los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación, de conformidad con su artículo 40, apartado 6, deberán ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la Unión, pudiendo un Estado miembro formular sus observaciones a la autoridad reguladora pertinente.

El día 23 de enero de 2019 se aprobó mediante Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la Propuesta de todos los gestores de la red de transporte de los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (KORRR) prevista en el Reglamento (UE) 2017/1485.

En las KORRR se recogían ciertos aspectos, como el modelo de intercambio de datos, que deberían ser determinados a nivel nacional y aprobados por la autoridad reguladora competente.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el 13 de noviembre de 2019 la Resolución por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485.

En esta Resolución se establecía, como aspecto principal, un modelo de intercambio de datos que otorga libertad a los centros de control de generación y demanda de decidir a quién enviar los datos de los Usuarios Significativos de Red (USR) conectados a la red de distribución: al OS o al Gestor de la Red de Distribución (GRD) a cuya red el USR se conecte. En ambos casos, el envío se realizará a través de centros de control de generación y demanda. Como excepción a lo anterior, el envío de datos en tiempo real

destinados a la regulación secundaria requiere que, al menos, la información se envíe directamente al OS.

Asimismo, se requería al OS la realización de los estudios pertinentes de cara a flexibilizar los requerimientos de comunicaciones para los centros de control, debiendo el OS presentar una propuesta de modificación de los procedimientos de operación vigentes en un plazo de seis meses.

En consideración de todo el desarrollo normativo de carácter nacional descrito anteriormente se hace necesaria la elaboración del Procedimiento Operativo 9.2 (P.O. 9.2) «Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema».

El OS sometió a consulta pública, a través de su web, su propuesta del nuevo P.O. 9.2, desde el 7 de abril de 2020 hasta el 6 de mayo de 2020.

En fecha 14 de mayo de 2020 tuvo entrada en la CNMC escrito del OS, por el que remitió propuesta del P.O. 9.2, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución de la CNMC del 13 de noviembre de 2019, en la que se solicitó al OS la elaboración de una propuesta que flexibilizase los requisitos de los enlaces de comunicaciones entre los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS, de manera que se redujeran los costes asociados a dicho intercambio de información. El escrito se acompañó del documento «Especificación técnica: Enlaces para el intercambio de información en tiempo real con el OS» y los comentarios de once agentes recibidos durante el período de consulta pública del operador.

Con fecha 17 de julio de 2020, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que aprueba la adaptación del procedimiento de operación 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema».

Asimismo, en fecha 17 de julio de 2020 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 formularan sus alegaciones antes del 15 de septiembre.

Con fecha 17 de julio 2020, fue remitida esta propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio para la Transición Ecológica y reto demográfico para que aportaran sus comentarios al respecto.

Con fecha 17 de septiembre de 2020, se ha recibido Informe sobre la propuesta de P.O. 9.2 de la DGPEyM.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el OS 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.

El objetivo principal de esta propuesta de P.O. 9.2 es recoger en su contenido los requisitos establecidos en la Propuesta de todos los gestores de la red de transporte de los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (KORRR), y en la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

Por otro lado, la Circular 3/2019, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados del desarrollo de dicha Circular.

La propuesta de este nuevo P.O. 9.2. recoge algunas de las disposiciones del P.O. 9 actualmente en vigor relativas al intercambio de información. A este respecto, cabe recordar que, tal y como se indicaba en el informe de la CNMC sobre la adaptación de los Procedimientos de Operación al Real Decreto de autoconsumo, el P.O. 9 incluye contenido cuya aprobación corresponde tanto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como a la CNMC. Por ello, resulta necesario la redacción de unos nuevos procedimientos de operación, extractando las cuestiones derivadas del marco de la implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento 2017/1485, para evitar retrasos en su implementación y facilitar su adaptación a la normativa de aplicación. En concreto, la propuesta del nuevo P.O.9.2 remitida por el operador del sistema incluye información de medidas en tiempo real entre los sujetos y el operador del sistema, y se introducen las

modificaciones pertinentes, principalmente en materia de intercambio de información, de incorporación del almacenamiento y demanda, y de adaptación de los requisitos técnicos de conexión para los centros de control de generación y demanda, como desarrollo de la implementación nacional del artículo 40.6 del mencionado Reglamento. Por su parte, a la fecha de elaboración de esta resolución, también se encuentra en tramitación el nuevo P.O. 9.1 «Intercambios de información relativos al proceso de programación», que también consiste en una extracción de las disposiciones del actual P.O. 9.0 relativas a la programación, quedando pendiente la elaboración de un nuevo P.O. 9.3 con el intercambio de información de datos estructurales, y la revisión del vigente P.O. 9.0.

La propuesta recoge una modificación del apartado 8 y del anexo IV del actual P.O. 9, «Información intercambiada por el operador del sistema».

Los cambios más relevantes introducidos por el procedimiento de operación frente a la regulación vigente son los siguientes:

- Se incluye la definición de agrupación según el Real Decreto 413/2014.
- Se amplía el ámbito de aplicación a las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en servicios de balance o cualquier otro servicio de respuesta de la demanda, y a las instalaciones de almacenamiento que participen en servicios de balance o cualquier otro servicio de respuesta de la demanda, en línea con lo establecido en la SO GL y en las Condiciones relativas al Balance.
- Se indica la fecha de aplicación del procedimiento de operación, estableciendo un plazo de tres años, ampliable si procede, para que los centros de control de generación y demanda, y las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte con enlaces de comunicación con los centros de control del OS adapten dichos enlaces a los nuevos requisitos y especificaciones técnicas.
- Se establece la responsabilidad de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS de garantizar la protección contra ciberataques, de acuerdo con la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se incluye un apartado sobre la confidencialidad de la información, adaptándolas a lo requerido por la SO GL y por la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se introducen las modificaciones necesarias para implementar el modelo de intercambio de información en tiempo real de las instalaciones y elementos de red conectados a la red de transporte o a la red de distribución, derivadas de la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se modifican los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS, de acuerdo con la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Se establece la información en tiempo real que deberá ser remitida por el OS a los gestores de la red de distribución, de tal forma que estos reciban un tratamiento homólogo al del OS en cuanto al intercambio de información.

La propuesta es compatible con las directrices establecidas en la Propuesta de todos los gestores de la red de transporte de los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (KORRR), así como con la Resolución de la CNMC para la implementación nacional de artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

La presente resolución, en el anexo I, contiene el procedimiento de operación P.O. 9.2 remitido por el OS junto con los cambios introducidos de acuerdo con las consideraciones de la CNMC.

Vistos los antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.b) de 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 y desarrollada a través de 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, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.1 de dicha Circular, resuelve

Primero.

Aprobar el procedimiento de operación 9.2 «Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, que se incluye en el anexo a la presente resolución».

Segundo.

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 telemida, las penalizaciones por incumplimiento del envío de la información y el modelo operativo de la hibridación.

Tercero.

Modificar el apartado segundo de la Resolución de la CNMC, de 13 de noviembre de 2019, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485, que queda redactado del modo siguiente: «Estas Especificaciones resultarán de aplicación una vez surta efectos el procedimiento de operación que las desarrolle».

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos el martes siguiente a los treinta días naturales de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», sujeto a la adaptación a los nuevos requisitos y especificaciones tecnológicas.

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, y se publicará en versión íntegra en la página web de la CNMC.

Madrid, 10 de diciembre de 2020.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO

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

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 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 de la potencia activa en tiempo real.

2. Definiciones

Red observable del OS: Conjunto de instalaciones y elementos de las redes de transporte y distribución que se determinarán según lo establecido en la Propuesta de Orden por la que se implementa 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 Propuesta de Orden por la que se implementa el artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumplen con los requisitos recogidos en el Artículo 7 del RD 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 representantes de:

a) Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociada a autoconsumo o agrupaciones de las mismas, con potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o al umbral, una vez que se establezca, en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, o que participen en servicios de balance del sistema.

b) Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en servicios de balance del sistema o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

c) Instalaciones de almacenamiento (tanto instalaciones de bombeo como otros almacenamientos) con potencia instalada superior 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 balance del sistema 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 distribuidor que establezcan canales de intercambio de información en tiempo real con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

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 Gestor de la Red de Distribución (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 despacho 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 aquella 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 gestor de la red de distribución 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 gestor de la red de distribución 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 distribuidor. 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 telemidas 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 Gestor de la Red de Distribución (GRD) a cuya red el sujeto se conecte.

7. Detalle de la información

7.1 Información en tiempo real facilitada al OS. La información en tiempo real que los sujetos con obligación de envío de información en tiempo real al OS deben facilitar al OS se especifica en el Anexo I del presente procedimiento, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.

En este anexo, 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 han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran también los de grupos y los de consumo.

b) 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 gestor de la red de distribución recibirá a través del operador del sistema, cuando no se le haya remitido directamente a él, la información de telemidas 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 distribuidores, el OS les 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 distribuidor.

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 PRR de su zona de regulación, según se recoge en el PO 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.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto, y en ningún caso superará los 12 segundos.

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 telemedidas 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 telemedidas de las instalaciones, así como el unifilar de la instalación con la codificación de la empresa⁽¹⁾. La solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real por parte de los centros de control se enviará al OS 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.

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

10. Requisitos técnicos

10.1 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 del centro 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 centro de control deberá superar las pruebas establecidas por el operador del sistema incluyendo pruebas de control de producción con bajada real de producción en al menos una instalación. La no superación de estas pruebas conllevará la denegación de la constitución de un centro de control.

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.

10.2 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa 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.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará mensualmente determinando su desviación con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria.

Se define para una instalación/agrupación:

– Telemida horaria integrada para la hora h (THI h): Es la integral horaria de las telemidas de potencia Activa Saliente o 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 el cálculo de la telemida horaria integrada, si durante algún periodo esta telemida no se renovara, se considerará en la integral el último valor válido.

– Energía horaria registrada para la hora h (EHR h): 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.

– 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 para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemidas del mes m para una determinada instalación/agrupación es válida solo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{\forall i \in I} EHR_i - \sum_{\forall i \in I} THI_i}{\sum_{\forall i \in I} EHR_i} * 100 \right| \leq 10$$

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

Para cada periodo de liquidación contemplado en los Procedimientos de Operación de Medidas, el OS publicará la telemetria horaria integrada a los centros de control de generación y los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemedidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación a los representantes y a los centros de control de las instalaciones de las mismas a través de SIMEL. Asimismo, informará a la CNMC para los efectos oportunos si durante tres meses continuados se producen estos incumplimientos.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemedidas al operador del sistema de forma individual, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará determinando su desviación con respecto al acumulado mensual de las energías netas generadas registradas en los equipos de medida, cuando existan, que cumplen lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Las condiciones para considerar válida la calidad de la telemetria serán las mismas que para el resto de instalaciones.

En el caso de instalaciones que envíen la información de telemetria de forma agregada, la validación de la calidad se realizará también de forma agregada.

Adicionalmente el OS podrá realizar las comprobaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemedidas 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 telemedidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

11. Plazo 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 intercambiaban información en tiempo real con el OS y las instalaciones de generación que remitían información a través de los centros de control de distribución, anteriormente a la entrada en vigor del presente procedimiento de operación, deberán adaptarse a los nuevos requisitos técnicos aquí descritos y a las especificaciones técnicas que desarrollan dichos requisitos, disponiendo de un periodo de adaptación no superior a tres años tras la entrada en vigor del presente procedimiento.

En el caso de que algún centro de control necesite un plazo superior a tres años para llevar a cabo esta adaptación, deberá solicitar formalmente al OS y por escrito una prórroga, justificando las causas de necesidad de la misma.

El OS dispondrá de un plazo de seis meses para adaptar sus sistemas a las nuevas obligaciones en materia de validación de telemedidas aplicables a la demanda y a la generación convencional, de acuerdo con lo establecido en el apartado 10.2.

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.

1. Información de la red de transporte y de la red observable del OS que se enviará al OS en tiempo real.

1.1 Interruptores.

– Señalizaciones.

• Posición de los interruptores.

- 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 de los seccionadores.

- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte, disparo del sistema de protección primaria o secundaria.

- Medidas.

- Potencia activa (MW).

- Potencia reactiva (MVar).

1.4 Transformadores (incluye transporte, distribución, generación y consumo), reactancias y condensadores.

- Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.

- Posición de los seccionadores.

- Control automático de tensión (solo transformadores).

- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:

- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.

- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.

- Actuación de protecciones que no permiten pruebas.

- Medidas.

- Potencia activa primario de transformador (MW).

- Potencia reactiva primario de transformador (MVar).

- 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 en carga (solo transformadores).

- Posición del regulador en vacío (si existe y solo transformadores).

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).

1.5 Acoplamiento de barras.

- Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.

- Posición de los seccionadores.

- Actuación de protecciones en subestaciones de la red de transporte.

- 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 las instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de bombeo que se enviará al OS en tiempo real. Las instalaciones a los que se refiere el apartado 3.a) y a las instalaciones de bombeo incluidas en el apartado 3.c), de este P.O. enviarán telemidas en tiempo real siguiendo los siguientes criterios:

- a) Cada instalación de potencia instalada superior al umbral establecido, de manera individual.
- b) Dentro de una misma agrupación, cada uno de los conjuntos de instalaciones de potencia instalada inferior o igual al umbral establecido, que cuenten con el mismo tipo de producción, participante en el mercado (PM) y sujeto de liquidación responsable del balance (BRP), y siempre que la suma de las potencias instaladas de todo el conjunto de instalaciones sea superior al umbral establecido.
- c) Cada uno de los conjuntos de instalaciones de potencia instalada inferior o igual al umbral establecido que participen en servicios de balance a través de una unidad física agregadora conforme al PO 3.1, por participante de mercado (PM) y sujeto de liquidación responsable del balance (BRP).
- d) Cada una de las agrupaciones de potencia instalada superior al umbral establecido, cuya telemida no deberá incluir aquella correspondiente a instalaciones de la agrupación ya contempladas en los casos a), b) o c) anteriores.

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 los apartados 3 o 5 del presente anexo, según le sea de aplicación.

2.1 Grupos habilitados para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria del grupo.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

2.2 Grupos térmicos de potencia neta superior a 50 MW o conectados a la red de transporte.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de grupo.

– 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).

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 grupo.

– Medidas.

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR).

- Medida de tensión en barras de central (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 Real Decreto 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.

– 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 en barras de central (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 Real Decreto 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 al umbral establecido 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. Información de las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte. 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.

3.1 Interruptores.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.

- En elementos de conexión con la red de transporte, actuación de fallo de interruptor.

- 3.2 Seccionadores.
- Señalizaciones.
 - Posición de los seccionadores.
- 3.3 Líneas.
- Señalizaciones.
 - En elementos de conexión con la red de transporte, disparo del sistema de protección primaria o secundaria.
 - Medidas.
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (MVar).
 - Tensión en el punto de conexión (kV).
- 3.4 Transformadores.
- Señalizaciones.
 - Control automático de tensión (sólo transformadores).
 - En elementos de conexión con la red de transporte:
 - Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
 - Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
 - Actuación de protecciones que no permiten pruebas.
 - Medidas.
 - Potencia activa primario de transformador (MW).
 - Potencia reactiva primario de transformador (MVar).
 - 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 en carga (sólo transformadores).
 - Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).
 - Tensión primario del transformador (kV).
 - Tensión secundario del transformador (kV).
4. Información de instalaciones de almacenamiento del apartado 3.c) de este P.O que no sean instalaciones de bombeo con potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o al umbral que se establezca para las instalaciones de generación en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485.
- 4.1 Instalaciones de almacenamiento conectadas a la red de transporte:
- Interruptores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los interruptores.
 - En elementos de conexión con la red de transporte, actuación de fallo de interruptor.
 - Seccionadores.
 - Señalizaciones.
 - Posición de los seccionadores.

- Líneas.
 - Señalizaciones.
 - En elementos de conexión con la red de transporte, disparo del sistema de protección primaria o secundaria.
 - Medidas.
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (MVar).
 - Tensión en el punto de conexión (kV).
 - Medida del estado de la carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).
- Transformadores.
 - Señalizaciones.
 - Control automático de tensión (solo transformadores).
 - En elementos de conexión con la red de transporte:
 - Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
 - Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
 - Actuación de protecciones que no permiten pruebas.
 - Medidas.
 - Potencia activa primario de transformador (MW).
 - Potencia reactiva primario de transformador (MVar).
 - 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 en carga (sólo transformadores).
 - Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).
 - Tensión primario del transformador (kV).
 - Tensión secundario del transformador (kV).

Se suministrará además la medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).

4.2 Instalaciones de almacenamiento conectadas a la red de distribución:

- Señalizaciones.
 - Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.
- Medidas.
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (MVar).
 - La medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).

5. Información de las instalaciones de demanda o agregaciones de las mismas conectadas a la red de distribución y que participen en servicios de balance o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda e instalaciones de almacenamiento o agregaciones de las mismas, que no sean instalaciones de bombeo, con potencia instalada inferior o igual al umbral previsto en la normativa vigente o que se establezca para las instalaciones de generación en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento

(EU) 2017/1485 y que participen en servicios de balance o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

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.

- Señalizaciones.
- Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, para el caso de instalaciones individuales.
- Medidas.
- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar), en el caso de instalaciones individuales.
- En el caso de instalaciones de almacenamiento, la medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).

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

En el caso de instalaciones que formen parte de una unidad física agregadora, las señales telemidas enviadas de forma agregada deberán realizarse por participante del mercado (PM) y sujeto de liquidación responsable del balance (BRP) al objeto de realizar el adecuado seguimiento y liquidación de la prestación del servicio.

ANEXO II

Información a enviar por el operador del sistema en tiempo real al distribuidor

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

1. Información de los elementos de red y de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento conectadas a la red observable del distribuidor.

1.1 Interruptores.

- Señalizaciones.
- Posición de los interruptores.
- 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.
- Modos de funcionamiento (HVDC).

1.3 Líneas.

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

- En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte, disparo del sistema de protección primaria o secundaria.

- Medidas.

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

1.4 Transformadores (incluye transporte, distribución, generación y consumo), reactancias y condensadores.

- Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- Posición de los seccionadores.
- Control automático de tensión (sólo transformadores).
- Modos de funcionamiento (transformadores desfasadores).
- En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten pruebas.

- Medidas.

- Potencia activa primario de transformador (MW).
- Potencia reactiva primario de transformador (MVar).
- 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 en carga (sólo transformadores).
- Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).
- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Consignas (transformadores desfasadores).

1.5 Acoplamiento de barras.

- Señalizaciones.

- Posición de los interruptores.
- 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 las instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de bombeo conectadas a la red del distribuidor. Este apartado será de aplicación a las instalaciones o agrupaciones de las mismas de 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, así como a las instalaciones de este tipo que participen en servicios de balance del sistema de manera agregada.

2.1 Grupos habilitados para participar en el servicio de regulación secundaria.

– Señalizaciones.

- Estado local/remoto de regulación secundaria del grupo.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

2.2 Grupos térmicos de potencia neta superior a 50 MW.

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de grupo.

– 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 generada (MVar) por la instalación de autoconsumo o cogeneración, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

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

– Señalizaciones.

- Posición de los interruptores de grupo.

– Medidas.

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

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.

– 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 en barras de central (kV).

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

- 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 telemidas 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 caso de instalaciones puestas en servicio tras la aprobación del presente procedimiento de operación:.

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

3. Información de las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución bajo su gestión que participen en servicios de balance o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

– Señalizaciones.

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

– Medidas.

- Potencia activa (MW).

- Potencia reactiva (MVar), en el caso de instalaciones individuales.

4. Información de las instalaciones de almacenamiento que no sean instalaciones 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 en la normativa de implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (EU) 2017/1485, o que participen en servicios de balance del sistema de manera agregada.

– Señalizaciones.

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

– Medidas.

- Potencia activa (MW).

- Potencia reactiva (MVar), en el caso de instalaciones individuales.

- Estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).