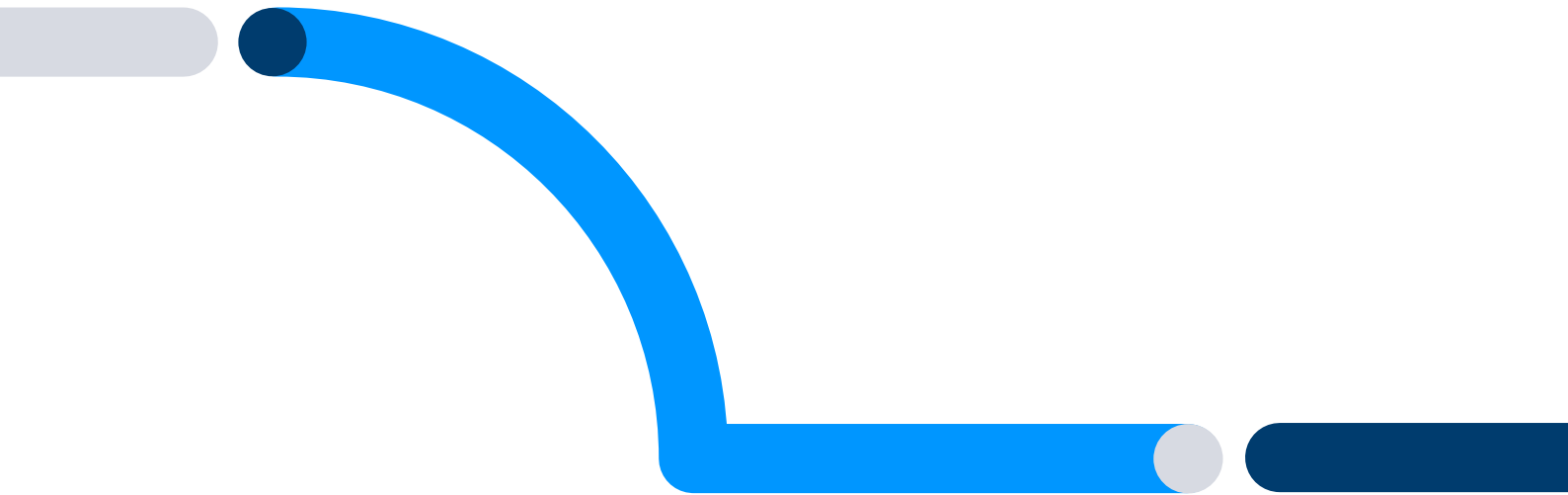


red eléctrica

Una empresa de Redeia



Informe justificativo de la adaptación de los Procedimientos de Operación de Medidas y Liquidaciones al ISP cuarto-horario.

Dirección General de Operación

Octubre de 2023

Índice

1	Objeto.....	2
2	Introducción.....	3
3	Cambios consecuencia de la adaptación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos (ISP 15)9	
3.1	Cambios en el PO 10.1.....	9
3.1.1	Identificación de ausencia de registro de medida establecido.....	9
3.2	Cambios en el PO 10.2.....	10
3.2.1	Energía no medida durante la verificación.....	10
3.3	Cambios en el PO 10.4.....	11
3.3.1	Adaptación del periodo de integración.....	11
3.4	Cambios en el PO 10.5.....	12
3.4.1	Adaptación del periodo de integración.....	12
3.4.2	Cálculo por parte del operador del sistema de las medidas de energía cuarto-horarias por cada unidad de programación.....	13
3.4.3	Plazos del sistema de medidas.....	13
3.4.4	Mecanismo de cálculo para obtener curva cuarto-horaria a partir de curva de medida horaria.....	14
3.5	Cambios en el PO 10.6.....	15
3.5.1	Adaptación del periodo de integración.....	15
3.6	Cambios en el PO 10.11.....	15
3.6.1	Adaptación de la curva de energía a intercambiar entre participantes y el operador del sistema.....	15
3.7	Cambios en el PO 14.1.....	16
3.8	Cambios en el PO 14.4.....	16
4	Cambios asociados al autoconsumo.....	17
4.1	Cambios en el PO 10.5.....	17
4.1.1	Aclaración sobre el tratamiento del mejor valor de energía en instalaciones de autoconsumo.....	17
4.1.2	Ampliación de esquemas de conexión de autoconsumos colectivos.....	18
4.1.3	Consumidores con más de una instalación de autoconsumo (PLURICAU).....	19
4.2	Cambios en el PO 10.11.....	20
4.2.1	Adelanto en la recepción de información estructural sobre autoconsumo.....	20
5	Cambios asociados a la hibridación de tecnologías.....	21
5.1	Cambios en el PO 10.5.....	21

5.1.1	Aclaración sobre el tratamiento del mejor valor de energía en instalaciones híbridadas ...	21
5.2	Cambios en el PO 10.7	21
5.2.1	Esquemas de medida para instalaciones híbridadas	21
5.2.2	Mecanismo para solicitar el alta de nuevos módulos híbridados de generación o almacenamiento	25
6	Otros cambios y mejoras en los procedimientos de Medidas y de Liquidaciones	25
6.1	Cambios en PO 10.1	25
6.1.1	Cambio en el requisito de relaciones de transformación de los transformadores de tensión	25
6.1.2	Error de redacción	26
6.2	Cambios en PO 10.2	27
6.2.1	Cambio en la definición de las clases de precisión de contadores de acuerdo a nueva clasificación	27
6.3	Cambios en el PO 10.4	27
6.3.1	Codificación de participantes en el sistema de medidas	27
6.3.2	Características y gestión del concentrador principal	28
6.3.3	Características y gestión de los concentradores secundarios	28
6.4	Cambios en el PO 10.5	28
6.4.1	Tipos de medida en punto de medida	28
6.4.2	Publicaciones al sistema de liquidaciones	29
6.4.3	Publicaciones a los participantes	29
6.4.4	Cierres de medidas. Comprobaciones del operador del sistema	30
6.4.5	Instalaciones de generación de tipo 4. Anexo III	30
6.4.6	Referencia a la ubicación de la página web del operador del sistema	30
6.5	Cambios en el PO 10.6	31
6.5.1	Adaptación de las medidas de suministros tipo 4 al cálculo de medida agregada en las agregaciones	31
6.6	Cambios en el PO 10.7	31
6.6.1	Solicitud de alta de puntos frontera	31
6.6.2	Cambio de modalidad de venta de energía de instalaciones de producción	32
6.7	Cambios en el PO 10.11	32
6.7.1	Información mínima a poner a disposición del resto de participantes	32
6.8	Cambios en el PO 14.4	32
7	Principales aspectos recogidos en la consulta pública	33
7.1	Aspectos relativos a la adaptación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos	33

7.1.1	Aplicación del cálculo del mecanismo de medida cuarto horaria por parte del operador del sistema.....	33
7.1.2	Aclaraciones relativas a la formulación del mecanismo de cálculo para la obtención de medidas cuarto-horarias a partir de las horarias.....	34
7.1.3	Plazos de implantación del ISP15.....	34
7.1.4	Comunicación de medida individualizada por parte de los encargados de lectura en sustitución de las actuales agregaciones.....	35
7.1.5	Implantación de medida cuarto-horaria en Territorios No Peninsulares (TNP).....	36
7.1.6	Aclaraciones sobre la publicación del PVPC	36
7.2	Aspectos relativos al autoconsumo.....	37
7.2.1	Adelanto de la recepción de información de autoconsumo	37
7.2.2	Autoconsumos PLURICAU	38
7.2.3	Periodo de integración en los cálculos de energías de autoconsumo	39
7.2.4	Medida en punto frontera de consumidores con autoconsumo	39
7.2.5	Autoconsumo colectivo pluri-Distribuidor	40
7.3	Aspectos relativos a la hibridación de tecnologías	40
7.3.1	Esquemas	40
7.3.2	Medida totalizadora	41
7.4	Aspectos relativos a otros cambios y mejoras.....	41
7.4.1	Funciones del Concentrador Principal	41
7.4.2	Recepción de medida horaria individualizada de los consumidores tipo 4.....	43
7.4.3	Delegación de funciones entre empresas	44
7.4.4	Preobjecciones a puntos frontera de consumidores	46

1 Objeto

El presente documento tiene por objeto recoger la justificación de los cambios que el operador del sistema (OS) propone introducir en los procedimientos de operación de Medidas y Liquidaciones por los motivos que se detallan a continuación:

- Adecuación de los procedimientos de operación de Medidas y de Liquidaciones al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos (ISP 15).
- Incorporación en los procedimientos de Medidas de nuevos requisitos relacionados con las distintas configuraciones de medidas de autoconsumo y de mejoras para adelantar el plazo para disponer en el Sistema de Medidas de la información de las instalaciones de autoconsumo en servicio.
- Adaptación de los procedimientos de Medidas para integrar las configuraciones de medidas de las instalaciones híbridas.
- Otros cambios y mejoras en los procedimientos de Medidas y de Liquidaciones.

Los procedimientos de operación que se proponen modificar son los siguientes:

- P.O. 10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida
- P.O. 10.2 Verificación de los equipos de medida
- P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones
- P.O. 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas
- P.O. 10.6 Agregaciones de puntos de medida
- P.O. 10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema
- P.O. 10.11 Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes
- P.O. 14.1: Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Esta versión del documento recoge los elementos incorporados tras la **consulta pública** llevada a cabo por el operador del sistema a través del Portal de Servicios a Clientes entre los días 25 de agosto y 24 de septiembre de 2023 en la que se han recibido 117 comentarios de 20 empresas.

En el punto 7 de este documento se incluyen los aspectos de mayor relevancia recogidos de los participantes en la consulta pública, así como la argumentación aportada por el operador del sistema para considerar o no dichos comentarios.

Destacar que los 117 comentarios se trasladan íntegramente como anexo a este documento en la propuesta que se traslada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2 Introducción

Adecuación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos (ISP 15) del Sistema de Medidas y Procesos de Liquidación

El artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico, prevé la implantación de un periodo de liquidación de los desvíos (ISP) de 15 minutos (*Imbalance Settlement Period de 15'* o *ISP 15*) en todas las zonas de programación en un plazo máximo de tres años tras la entrada en vigor de ese reglamento, esto es, el 18 de diciembre de 2020.

No obstante, el artículo 62.2.d) de ese mismo reglamento permite a los gestores de la red de transporte solicitar a la autoridad reguladora competente una excepción temporal a ese plazo anterior si bien esta no podrá suponer la extensión de la fecha de implementación del ISP de 15 minutos, más allá del **1 de enero de 2025**.

De acuerdo con lo anterior, con fecha del 15 de octubre de 2020, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó la resolución de la excepción temporal solicitada por el operador del sistema para la aplicación del artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (Reglamento EB) en materia del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos (ISP 15). En concreto, esta resolución aprueba:

- Conceder al operador del sistema una excepción temporal hasta el **31 de diciembre de 2024**, en relación con la aplicación del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos.
- Sin perjuicio de lo anterior, instar al operador del sistema a que haga su mejor esfuerzo para cumplir la fecha preliminar prevista en el plan de implantación del ISP 15', del **1 de octubre de 2023**.

Posteriormente, con fecha del 21 de febrero de 2023, el operador del sistema trasladó tanto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) como a la Comisión Nacional para los Mercados y la Competencia (CNMC) la idoneidad de modificar la planificación inicial para abordar la incorporación de las medidas de energía de 15 minutos de contadores en las liquidaciones del operador del sistema en **dos fases**. En concreto se propuso:

- **Fase 1:**

Incorporación de las medidas de contador de 15 minutos desde **1 de octubre de 2023** para la verificación del cumplimiento de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, activación de energías de balance de reserva de sustitución (RR) y de regulación terciaria y otros servicios de balance con resolución cuarto-horaria, en sustitución de la telemida de potencia integrada en 15 minutos que se viene empleando desde mayo de 2022, tal y como se detalla en los procedimientos de operación de aplicación.

En esta fase, se mantiene la recepción de medida horaria (y con firma electrónica para el caso de puntos de medidas de los que el operador del sistema es el encargado de lectura) en todos los puntos de medida para el cálculo de los desvíos u otras necesidades en las liquidaciones y otros servicios del sistema de medidas en los que se precisen medidas horarias de contador.

- **Fase 2:**

Implantación de la aplicación del periodo de liquidación del ISP 15 desde el **1 de abril de 2024** (6 meses posteriores a la petición de la CNMC al operador del sistema para que éste “haga su mejor esfuerzo”), con incorporación, con carácter general, de las medidas de contador de 15 minutos para los puntos tipos 1, 2 y 3 y servicio de perfilado para los tipos 4 y 5.

Esta nueva planificación se difundió a los participantes del Mercado por los medios habituales, entre ellos, la publicación de una nueva versión de la Hoja de Ruta para la implantación de la Directriz de Balance Eléctrico, así como en los diferentes foros del ámbito de la Medida (Grupo de Seguimiento de Medidas -GSM-, Grupo de Trabajo de encargados de lectura -GT EELL-, Grupo de Trabajo de Comercializadoras -GTC- y Grupo de Trabajo de productores y representantes de producción – GT PRP-).

Respecto a la Fase 1, el operador del sistema envió en julio de 2023 una propuesta al MITERD de modificación del procedimiento de operación 10.5 para recoger la adaptación a esta fase, con implantación desde el **1 de octubre de 2023**, que había sido previamente sometida a proceso de consulta pública. La propuesta supone incorporar transitoriamente, hasta el inicio de la **Fase 2** con fecha del **1 de abril de 2024**, un nuevo anexo 11 al procedimiento de operación 10.5 para recoger los aspectos necesarios. Esta propuesta estuvo sometida a audiencia por parte del MITERD para presentar alegaciones hasta el 4 de septiembre de 2023 y en periodo de alegaciones al Consejo Consultivo de Electricidad y Consejo Consultivo de Hidrocarburos hasta el 11 de octubre.

Esta nueva propuesta de los procedimientos de operación que acompaña este documento sería de aplicación para la futura Fase 2, una vez concluido el transitorio de la Fase 1, lo que permitiría, una vez aprobada, la implementación del artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195, por tanto, la liquidación de los desvíos de 15 minutos (ISP 15).

Cabe mencionar que, en la solicitud de excepción temporal para la aplicación del artículo 53.1 del Reglamento EB que efectuó el operador del sistema a la CNMC con fecha de junio de 2020, se incluyeron, entre otros, los siguientes fundamentos para la elección del período de excepción solicitado y la elaboración del plan detallado y calendario para la adaptación al ISP 15':

- Para el paso a un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos no será necesario reemplazar los contadores horarios actualmente existentes en el sistema eléctrico español. A partir de la fecha de paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos, **se deberán instalar contadores con capacidad de medidas cuarto-horarias únicamente a medida que sea necesaria su sustitución.**
- Las medidas cuarto-horarias de los puntos de medida que llegada la fecha de paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos dispongan ya de contadores con capacidad de medida cuarto-horaria, serán obtenidas por sus encargados de lectura directamente de la lectura de los contadores.
- Las medidas cuarto-horarias de los puntos de medida que llegada la fecha de paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos no dispongan de contadores con capacidad de medida cuarto-horaria, serán obtenidas mediante la aplicación de perfiles a las medidas horarias registradas por sus contadores.
- La mayoría de los contadores existentes con protocolo de comunicación IEC-870-5-102 (todos los puntos de medida tipos 1 y 2, y los tipos 3 que no sean telegestionados) disponen ya de capacidad de registro simultáneo de medidas horarias y de medidas cuarto-horarias, por lo que, con el paso a un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos, los encargados de lectura pasarán a leer las medidas cuarto-horarias registradas por estos contadores.
- Los restantes contadores existentes con protocolo de comunicación IEC-870-5-102 que no dispongan de capacidad de registro simultáneo de medidas horarias y de medidas cuarto-horarias aunque si tengan la capacidad de registro de unas u otras medidas, serán reconfigurados de forma que llegada la fecha de paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos dispongan de registro de medidas cuarto-horaria. Desde la reconfiguración del contador, los encargados de lectura pasarán a leer las medidas cuarto-horarias registradas por estos contadores y, hasta el paso a un periodo de liquidación de los desvíos de 15

minutos, los encargados de lectura obtendrán las medidas horarias por integración de las medidas cuarto-horarias.

- Los contadores existentes a día de hoy integrados en los sistemas de telegestión (todos los puntos de medida tipo 5 y los tipos 3 y 4 que estén telegestionados) no disponen de capacidad de registro de medidas cuarto-horarias, por lo que, llegada la fecha de paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos, en aquellos puntos de medida que no dispongan de contadores con capacidad de medida cuarto-horaria, las medidas se obtendrán mediante la aplicación de perfiles a las medidas horarias registradas por sus contadores.
- En la fecha del paso al periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos, **se deberá ya disponer en el mercado de contadores con capacidad de medida cuarto-horaria para cualquier tipo de punto de medida**, de manera que puedan instalarse en caso de que sea necesaria su sustitución (por avería o renovación de los contadores existentes o por instalación en nuevos puntos de medida).

Todos estos principios se mantienen en esta propuesta de procedimientos de operación, excepto el último, ya que no existen en el mercado contadores con capacidad de registro de medidas cuarto-horarias en los puntos de medida integrados en los sistemas de telegestión (puntos de medida tipos 4 y 5, y los tipo 3 conectados en baja tensión) además de que los sistema de telegestión no estarían adaptados para la lectura de estas medidas, por lo que con la sustitución o instalación de nuevos equipos se mantendría la capacidad de registro de medidas horarias.

Esta circunstancia inicialmente no es relevante para el cálculo de los desvíos de 15 minutos debido a que, como se ha indicado, otro de los principios de la propuesta es que, para aquellos puntos de medida que no dispongan de contadores con capacidad de medida cuarto-horaria, las medidas se obtendrán mediante la aplicación de perfiles a las medidas horarias registradas por sus contadores. En este sentido, se incluye en esta propuesta de procedimientos de operación la metodología que se propone para el cálculo de medidas cuarto-horarias a partir de las medidas horarias a nivel de unidad de programación, para el caso de los puntos frontera y agregaciones que no dispongan de medidas de 15 minutos, mecanismo de cálculo para el que finalmente no se precisa de la aplicación de perfiles.

No obstante lo comentado en el párrafo anterior, y para el caso de unidades de programación que participen en los servicios de balance del operador del sistema y que incluyan instalaciones de generación y demanda que no dispongan de equipos de medida con capacidad de registro cuarto-horario, se hace necesario incorporar en esta propuesta de procedimientos de operación el uso de la integración de la telemedida de potencia para la verificación del cumplimiento de la energía programada por estas unidades. Cuando se disponga de la posibilidad de adquirir en el mercado de este tipo de contador con medidas de 15 minutos y de que sea posible su lectura por parte de los sistemas de telegestión, se podrá obligar a disponer de equipos con esta resolución en todas las instalaciones que formen parte de una unidad de programación que participe en los servicios de balance del operador del sistema y, por tanto, ya no sería necesario el uso de la la integración de la telemedida de potencia, al menos para la verificación del cumplimiento de la energía programada.

Mejoras y nuevas modalidades de autoconsumo

El marco normativo del autoconsumo profundiza en el esquema de desarrollo de las energías renovables a través de la implantación de este tipo de producción en las instalaciones de los consumidores o en sus proximidades.

A nivel europeo, el autoconsumo y el derecho a autoconsumir está ampliamente recogido en el paquete de energía limpia para todos los europeos, tanto en la Directiva como en el Reglamento. De forma particular la Directiva UE 2019/944 sobre *normas comunes para el mercado interior de la electricidad* establece que los consumidores deben poder consumir, almacenar y/o vender la

electricidad autogenerada en el mercado y participar en todos los mercados de la electricidad, proporcionando flexibilidad al sistema.

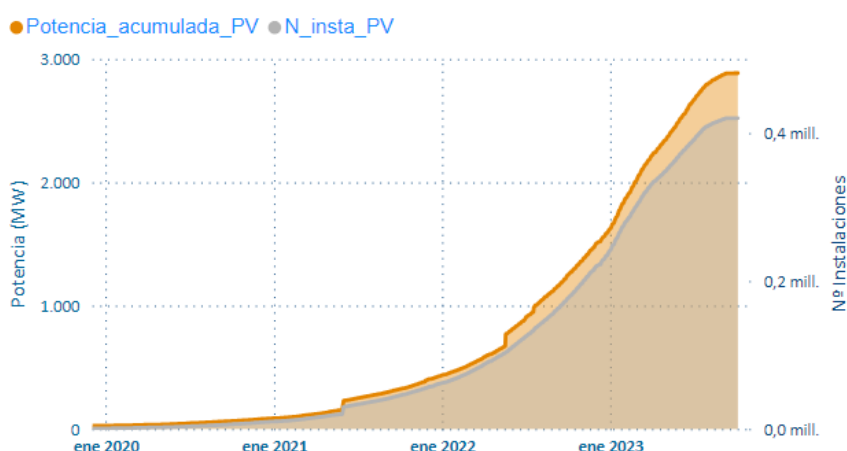
En España, el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, y posteriormente el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, regulan los aspectos fundamentales del autoconsumo desde el punto de vista técnico, administrativo y económico, que quedan recogidos en mayor detalle en los propios procedimientos de operación.

Asimismo, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establecía, en su disposición adicional primera, mandatos al operador del sistema para la remisión a la Secretaría de Estado de Energía de una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y, en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, cuyo contenido fuera necesario modificar para adaptarse a las modificaciones introducidas por dicho real decreto.

Con base en lo anterior, por Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprobaron determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Desde la implantación práctica en marzo de 2020 del Real Decreto 244/2019 y los procedimientos de operación aprobados por la Resolución mencionada en el párrafo anterior, la potencia instalada de autoconsumo ha tenido un crecimiento exponencial, con **420.000 instalaciones fotovoltaicas** y **2.900 MW de potencia** instalada que se tiene, a fecha de **9 de septiembre de 2023**, registradas en el concentrador principal de medidas eléctricas (SIMEL).

Evolución de la potencia (MW) y número de instalaciones

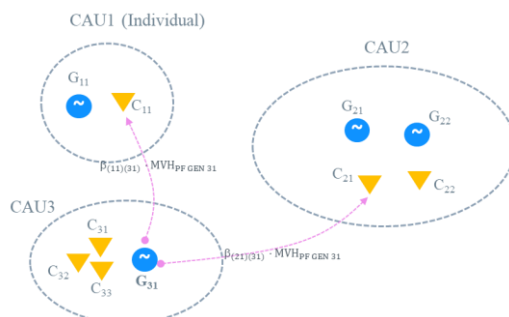


Durante este tiempo se han ido desarrollando las diferentes modalidades de autoconsumo recogidas en la normativa, con soluciones adaptadas a las características de los consumidores más diversos. Así han aparecido casuísticas que exploran los límites de la normativa actual, como es el caso de consumidores que participan de dos o más instalaciones de autoconsumo diferentes, y cuyo detalle no está recogido ni en el propio Real Decreto 244/2019 ni en los procedimientos de operación del sistema (autoconsumos que se han denominado PLURICAU, al disponer de más de un código CAU – Código de Autoconsumo que identifica a una instalación de autoconsumo y que relaciona todos los puntos de consumo y de generación asociados a la misma-).

Por todo ello se hace necesario una evolución de los procedimientos de operación de Medidas que recojan el detalle de los esquemas de medida y los cálculos de energías asociados a estas alternativas de autoconsumo que han ido surgiendo durante estos cuatro años.

En concreto, la modificación de los procedimientos de operación a la que acompaña este documento recoge los esquemas de medida y cálculos de energía asociadas a:

- Consumidores que participan simultáneamente de varios autoconsumos colectivos (PLURI-CAU)
- Consumidores que disponen de un autoconsumo individual y a la vez participan de otros autoconsumos colectivos.



- Esquema de conexión para autoconsumos colectivos en el que una instalación de generación se encuentra conectada y con medida aguas abajo del contador de una de las instalaciones de consumo que participan en el autoconsumo colectivo.

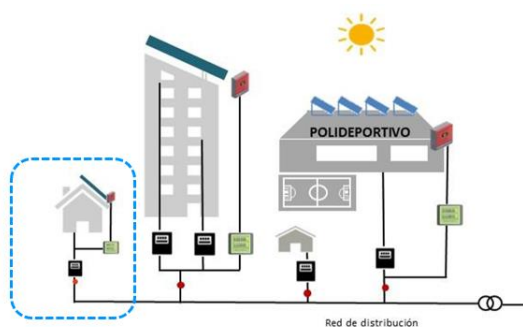


FIGURA C.9. Autoconsumo COLECTIVO con varias generaciones conectadas en RED INTERIOR.

Adicionalmente a lo anterior, el rápido crecimiento del autoconsumo y las cifras objetivo marcadas por la última revisión del PNIEC (19 GW) hacen necesario incorporar esta información en la operación del sistema eléctrico a efectos de mantener los niveles de seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico en el marco de la transición energética. Por ello, es necesario que el operador del sistema disponga de la información de las instalaciones de autoconsumo con la mayor anticipación posible.

Los procedimientos de operación ya recogen en la actualidad el envío de esta información al operador del sistema por parte de los distribuidores, sin embargo, este envío se produce actualmente en el momento en el que el distribuidor activa en el contrato de acceso a la red (ATR) la modalidad de autoconsumo, habiéndose identificado casos en los que se produce cierto retraso entre que se pone en servicio la instalación de autoconsumo y se activa en el ATR.

A estos efectos, en la propuesta de modificación de los procedimientos de operación que acompaña este documento se introduce una mejora que busca adelantar la recepción de la información por parte del operador del sistema independientemente de que se encuentre activado el autoconsumo en el ATR. En concreto, se propone en el procedimiento de operación 10.11 que, adicionalmente a la información estructural que ya remiten los distribuidores al concentrador principal de medidas eléctricas en cumplimiento de los procedimientos de operación vigentes, y para el caso de instalaciones acogidas a autoconsumo cuya modificación del contrato de ATR sea realizada por el encargado de lectura (distribuidor) a través de la información recibida de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla como consecuencia de las obligaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los distribuidores comuniquen el detalle de estas instalaciones al

operador del sistema a través del concentrador principal de medidas, tan pronto como se tenga constancia de esta información, e independientemente de si la modificación de la condición de autoconsumo se encuentra activada o no en el contrato de ATR. Esta propuesta de mejora se realiza en el marco de lo establecido en el Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, que, en su artículo 15, introduce varios aspectos en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, entre otros, el que la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, aprobará por resolución los formatos para la remisión al operador del sistema por parte de los gestores de las redes de transporte y distribución, de la información relativa a las instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes que gestionan, su frecuencia, así como los parámetros de desagregación y aquellos otros aspectos necesarios para identificar las instalaciones de autoconsumo en el concentrador principal de medidas eléctricas.

Adecuación del Sistema de Medidas a la hibridación de tecnologías

Las instalaciones híbridas se regulan en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en su artículo 33 “Acceso y conexión”, en su versión modificada tras la aprobación del Real Decreto-Ley 23/2020 de 23 de junio. El Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, contenía una serie de medidas relevantes para el impulso de la transición energética. Entre estas medidas, y en línea con lo establecido en la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se encontraba la introducción del titular de instalaciones de almacenamiento, la hibridación de tecnologías de generación y la nueva figura del agregador independiente.

En el caso de la hibridación de tecnologías (incluido el almacenamiento), el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, desarrolla el marco normativo para los procesos de acceso y conexión. Estos nuevos esquemas de funcionamiento requieren, asimismo, del desarrollo del marco normativo necesario para la integración de las instalaciones híbridadas en todos los procesos del sistema eléctrico español.

Con fecha de 15 de diciembre de 2022, el operador del sistema remitió a la CNMC, una propuesta de adaptación de varios procedimientos de operación, que incluía, entre otros cambios, el desarrollo del modelo de integración de la hibridación en los mercados de producción, concretamente, en la propuesta de modificación del procedimiento de operación 3.1. Cabe destacar que este conjunto de procedimientos, competencia de la CNMC para su aprobación, estuvieron en fase de consulta pública de la CNMC, cuyo plazo de comentarios finalizó el 20 de septiembre de 2023.

Desde la perspectiva de los procedimientos de operación de Medidas, cuya aprobación es competencia del MITERD y una vez propuesto el modelo de integración de la hibridación en los mercados de producción, se requiere la consideración de algunos aspectos relevantes para la correcta obtención de las medidas de energía de las instalaciones de generación con hibridación de tecnologías.

En este sentido, la redacción actual de los artículos 27 y 28 del Real Decreto 1183/2020, contempla que los módulos de generación de electricidad que formen parte de una instalación híbrida únicamente deberán disponer de medida diferenciada por tecnología de generación en el caso en que estos se encuentren acogidos algún régimen retributivo específico o adicional.

El operador del sistema ha propuesto en varias ocasiones, que los módulos de generación y las instalaciones de almacenamiento que formen parte de una instalación híbrida dispongan de medida individualizada por tecnología, siempre que se trate de instalaciones de gran tamaño, en concreto, con una potencia superior a 450 kVA. En estas propuestas se ha aportado información sobre los escasos o nulos costes adicionales que esto conllevaría para los promotores, y se ha justificado dicha petición en varios argumentos:

- Llevar a cabo una correcta operación del sistema eléctrico, para lo que es necesaria una correcta previsión de la generación renovable que pasa por disponer de la medida por tecnología.
- Estructurar adecuadamente la participación en los mercados de estas instalaciones de generación híbridadas.

- Homogeneizar el esquema de medida de las instalaciones con hibridación de su régimen retributivo.
- Distinguir el origen de la energía en un escenario donde la tendencia a optimizar el aprovechamiento de las capacidades de conexión nos puede llevar a una gran proliferación de instalaciones híbridas, como ya está sucediendo.

En la práctica, todas las instalaciones híbridas que se están tramitando están incorporando la medida individualizada por tecnología, y por ello se hace necesario incorporar los esquemas de medida y casuística de este tipo de instalaciones en los procedimientos de operación de medidas y en particular en el procedimiento de operación 10.7, en un nuevo anexo.

Otros cambios en los procedimientos de Medidas y de Liquidaciones

La evolución del sistema de medidas junto con las nuevas necesidades de sus participantes hace necesario incorporar propuestas de mejora que en muchas ocasiones emanan de los propios grupos de trabajo que mantiene el operador del sistema con los agentes.

Se han recogido igualmente cambios en los PPOO por erratas, por mejoras en la redacción o por actualizaciones de la norma de rango superior que hacen obsoletas algunas definiciones o procesos.

Identificación de los cambios en los procedimientos de Medidas

Para facilitar la identificación de las modificaciones introducidas en los procedimientos de operación de Medidas, se ha resaltado el texto introducido o modificado con los siguientes colores:

- Adecuación al ISP 15 del Sistema de Medidas
- Mejoras y nuevas modalidades de autoconsumo
- Adecuación del Sistema de Medidas a la hibridación de tecnologías
- Otras propuestas de mejora del sistema de medidas

3 Cambios consecuencia de la adaptación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos (ISP 15)

La adaptación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos (ISP 15) requiere la realización de cambios en los procedimientos de operación de Medidas (serie 10.x) y de Liquidaciones (serie 14.x), que se detallan a continuación.

3.1 Cambios en el PO 10.1

Los cambios en el procedimiento de operación 10.1 como consecuencia del paso al ISP 15 incluyen la comprobación del periodo registro de medida establecido en el acta de inspección y verificación de puntos de medida.

3.1.1 Identificación de ausencia de registro de medida establecido

Motivación

Se precisa incluir en el procedimiento de operación el defecto relacionado con los registradores que no disponen de registro de periodo de integración establecido.

Propuesta de cambios

- Cambio en el apartado 4.1.4.8 del procedimiento de operación:
Se añade en al final del apartado d) del punto 4.1.4.8 lo siguiente:
 - Ausencia de registro de periodo de medida establecido
- Se modifica el acta de inspección para registrar el defecto de ausencia de registro de periodo de medida establecido.
- En el apartado 6.5 del acta de inspección de puntos de medida 1,2, 3
Donde dice:

6.5 Registrador

COMP	OK	NO OK		COMP	OK	NO OK	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Inspección visual	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Precinto
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación parametrización (hora, cambio horario, firmware, código de fabricante, profundidad, periodo de integración, dirección de enlace)				
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Identificación de los PM a los que corresponde el Registrador				
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Carga clave privada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación firma mediante Certificado Local

Observaciones:

Debe decir:

6.5 Registrador

COMP	OK	NO OK		COMP	OK	NO OK	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Inspección visual	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Precinto
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación parametrización (hora, cambio horario, firmware, código de fabricante, profundidad, periodo de integración, dirección de enlace)				
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Identificación de los PM a los que corresponde el Registrador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ausencia registro de periodo establecido
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Carga clave privada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Comprobación firma mediante Certificado Local

Observaciones:

3.2 Cambios en el PO 10.2

Los cambios en el procedimiento de operación 10.2 como consecuencia del paso a ISP 15 deben incluir los periodos de integración afectados durante las verificaciones de los contadores de energía.

3.2.1 Energía no medida durante la verificación

Motivación

Se propone adaptar el registro del valor de energía no medida durante la verificación del contador.

Propuestas de cambio

- Se modifica el ejemplo incluido en el apartado 3.3.1.1.8 del PO 10.2.

En el ejemplo incluido en el párrafo 5 del apartado 3.3.1.1.8 del PO 10.2

Donde dice:

“.....La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (ejemplo, sí la verificación dura 1 hora y 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las 2 horas afectadas) y la”

Debe decir:

“.....La energía no medida durante la verificación se indicará para periodos completos de integración (ejemplo, sí la verificación dura 1 hora y 15 minutos, se indicará en el protocolo la energía no medida para los periodos de las 2 horas afectadas o 5 periodos de integración en caso de verificación cuarto-horaria) y la”

- Identificación de lecturas y correcciones contables consecuencia de las verificaciones de contadores de energía.

En el anexo I del protocolo de verificación de contadores de energía,

Donde dice:

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)					Correcciones en Registrador (kWh)			
	Contador (AE)		Contador (AS)		Registrador			
Hora inicial					Horas inhibidas (incluido)	de		a
Hora final					Lectura de periodos		AE	AS
Lectura final (kWh)					Periodo 1			
Lectura inicial (kWh)					Periodo 2			
Difer. no contable (kWh)					Periodo 3			
Energía no medida (kWh)					Periodo 4			
Metodo obtención					Periodo 5			
Corrección contable (kWh)					Periodo 6			

Debe decir:

Lecturas y correcciones contables (MWh-kWh)					Correcciones en Registrador (kWh)			
	Contador (AE)		Contador (AS)		Registrador			
Hora inicial					Periodos inhibidos (incluido)	de		a
Hora final					Lectura de periodos		AE	AS
Lectura final (kWh)					Periodo 1			
Lectura inicial (kWh)					Periodo 2			
Difer. no contable (kWh)					Periodo 3			
Energía no medida (kWh)					Periodo 4			
Metodo obtención					Periodo 5			
Corrección contable (kWh)					Periodo 6 a N			

3.3 Cambios en el PO 10.4

3.3.1 Adaptación del periodo de integración

Motivación

De forma general las referencias a “medidas horarias” y se sustituyen por referencias a “medidas” o “medidas en el periodo de integración”, remarcando que salvo indicación expresa en sentido contrario, las referencias a medidas serán cuarto-horarias para los puntos de medida tipos 1, 2 y 3 y a medidas horarias para los puntos de medida tipos 4 y 5

Propuesta de cambios

Se recoge en el ámbito de aplicación del procedimiento la indicación expresa que, se entenderán efectuadas a medidas cuarto-horarias para puntos de medida tipos 1, 2 y 3 y a medidas horarias para puntos de medida tipos 4 y 5.

Se sustituyen referencias a medidas horarias.

3.4 Cambios en el PO 10.5

Los cambios en el procedimiento de operación 10.5 como consecuencia del paso a ISP 15 se focalizan de forma general en el cambio del periodo de integración de la medida que pasa de horario a cuarto-horario.

El cambio principal es la sustitución de las referencias a “medida horaria” por “medida” o “medida en el periodo de integración”, indicando en el punto correspondiente al “ámbito de aplicación” que *de forma general la referencias a “medidas” realizadas en este procedimiento de operación y salvo que se indique lo contrario se entenderán referidas a medidas con un periodo de integración igual al periodo de liquidación de los desvíos (cuarto-horario).*

En el caso de puntos de medida tipos 3, 4 y 5 con equipos integrados en los sistemas de telegestión de las distribuidoras, no se prevé que haya equipos con medida cuarto-horaria en la fecha de paso a ISP 15 por lo que no se modifican los apartados referentes a la medida de estos puntos. En estos casos el encargado de la lectura seguirá recuperando y enviando curva horaria y el operador del sistema aplicará un mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria en aquellos casos en que sea preciso.

El mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria que se propone permite la obtención de la medida cuarto-horaria a partir de la medida horaria por interpolación lineal. Se ha barajado la posibilidad de utilizar un panel de consumidores con curva cuarto-horaria para obtener los perfiles de paso de horario a cuarto-horario, pero al no existir aún contadores con medida cuarto-horaria para consumidores con equipos integrados en los sistemas de telegestión, se ha optado por el método de interpolación que se describe más adelante.

3.4.1 Adaptación del periodo de integración

Motivación

Buena parte del procedimiento de operación 10.5 se encontraba redactado en términos de energía horaria. El paso a ISP 15 requiere revisar todo el procedimiento de operación para que todas las referencias a medidas hagan referencia de forma general a un periodo de integración que corresponda con el periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos.

Propuesta de cambios

A lo largo de todo el texto del procedimiento de operación 10.5 se eliminan de forma general las referencias a “medidas horarias” y se sustituyen por referencias a “medidas” o “medidas en el periodo de integración”, salvo indicación expresa en sentido contrario, las referencias a medidas serán cuarto-horarias para los puntos de medida tipos 1, 2 y 3 y a medidas horarias para los puntos de medida tipos 4 y 5

3.4.2 Cálculo por parte del operador del sistema de las medidas de energía cuarto-horarias por cada unidad de programación

Motivación

En la hoja de ruta planteada para la implementación del periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos a partir del 1 de abril de 2024 se contempla un **mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria** para los puntos de medida de tipo 4 y 5 (así como para aquellos tipo 3 integrados en los sistemas de telegestión), ya que no se prevé que en dicha fecha se disponga de medida cuarto-horaria para esta tipología de equipos de medida en dicha fecha.

En la propuesta realizada, al no existir aún equipos de medida en telegestión con resolución cuarto-horaria se plantea mantener la lectura y envío de la medida horaria por parte de los encargados de la lectura, y la aplicación de un mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria por parte del operador del sistema en aquellos casos en que sea necesario.

La necesidad de agrupar la información de medida de diferentes puntos frontera con resolución cuarto-horaria o con obtención cuarto-horaria a través de la aplicación de un mecanismo de cálculo basado en la curva horaria que registren los equipos, hacen necesario que se identifique como se realizará este proceso de cálculo y publicación a los participantes.

Propuesta de cambios

Se incorpora un nuevo apartado 4.9, en el procedimiento de operación 10.5 para describir como se realizará el cálculo y la publicación a nivel de unidad de programación tanto en demanda como en generación a partir de la información individual o agregada de los puntos frontera.

3.4.3 Plazos del sistema de medidas

Motivación

Si bien de forma general todas las referencias a datos de medidas realizadas en este procedimiento de operación, y salvo que se indique lo contrario, se entenderán efectuadas a medidas cuarto-horarias para puntos de medida tipos 1, 2 y 3 y a medidas horarias para puntos de medida tipos 4 y 5. Existe un conjunto de puntos de frontera de clientes tipo 3 y de fronteras de generación tipo 4 sobre los que es necesario definir la resolución de la energía a intercambiar de forma que se pueda realizar un tratamiento homogéneo del mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria indicado en el procedimiento de operación 10.5.

Este cambio implica también la necesidad de actualizar las publicaciones que se realizan al sistema de publicaciones.

Propuesta de cambios

Se recoge en el apartado 8.1 del procedimiento de operación, como nota 7 y 8, la particularidad de puntos frontera de clientes tipo 3 que estén integrados en sistemas de telegestión y telemedida, para que los encargados de lectura remitan la curva horaria individualizada al resto de participantes y al operador del sistema. Igualmente, en el caso de los puntos frontera de generación tipo 4 que dispongan de protocolo IEC 870-5-102, se recoge la necesidad de remitir la curva cuarto-horaria individualizada al resto de participantes y al operador del sistema.

También se recogen en el apartado 8.4, la actualización de publicaciones al sistema de liquidaciones en base a lo anterior.

3.4.4 Mecanismo de cálculo para obtener curva cuarto-horaria a partir de curva de medida horaria

Motivación

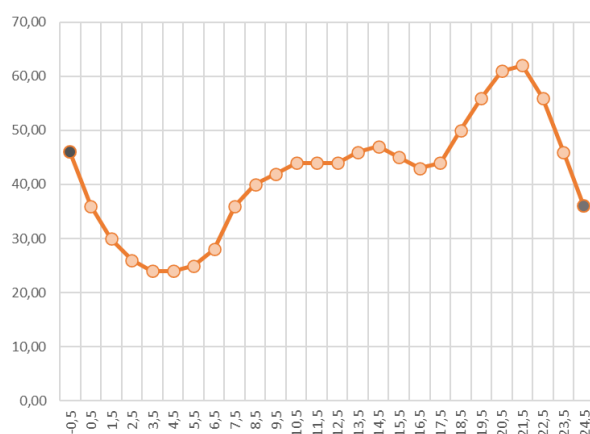
Para la elección del mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria se han analizado varias alternativas, destacando:

- Generación de perfiles cuarto-horarios a partir de un **panel de consumidores** con medida cuarto-horaria (de forma similar a como se hizo en su momento con los perfiles horarios). Esta alternativa ha sido descartada por el momento ya que no existen equipos de medida cuarto-horarios para este colectivo.
- Utilización de un método de interpolación basado en “**splines**” que construyen la curva cuarto-horaria a partir de la curva horaria incorporando variaciones no lineales en el comportamiento. Si bien esta alternativa puede presentar buenos resultados, se ha descartado por la complejidad en su implementación sistemática y que requiere de paquetes o librerías de cálculo específicas.
- **Interpolación lineal** utilizando las energías horarias de la propia hora, de la anterior y de la posterior para generar los valores de energía cuarto-horaria. Esta metodología presenta un buen compromiso entre precisión y facilidad en la implementación, motivo por el que es la opción que se plantea en esta modificación de procedimientos de operación.

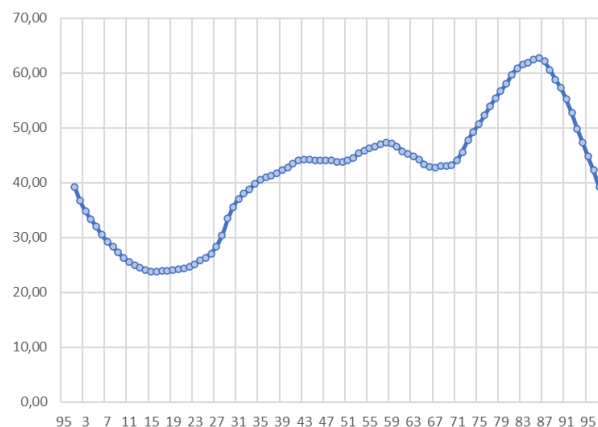
Propuesta de cambios

Se propone un nuevo anexo 11 al PO 10.5 que detalla el cálculo para obtener las medidas cuarto-horarias de un periodo horario a partir de las medidas horarias de dicho periodo, de la hora anterior y de la posterior. El mecanismo propuesto está basado en la interpolación lineal, y por ello para el cálculo de una hora son necesarios los valores de energía de la hora anterior y posterior. La metodología propuesta garantiza que la suma de la energía en los cuatro cuartos interpolados es igual a la suma de la energía en la hora.

A modo ilustrativo, se muestra a continuación un ejemplo de aplicación del cálculo de medida cuarto-horaria propuesto para un día completo:



Curva horaria de contador



Curva cuarto-horaria calculada

3.5 Cambios en el PO 10.6

3.5.1 Adaptación del periodo de integración

Motivación

El procedimiento de operación 10.6 que hace referencia a las agregaciones de puntos frontera de clientes tipo 4 y 5 mantiene en términos generales las referencias a términos de energía horaria. En el caso de estos tipos de puntos de clientes no se dispone de equipos de medida con lectura cuarto-horaria.

Propuesta de cambios

Se recoge en el ámbito de aplicación del procedimiento la indicación expresa que, salvo indicación en sentido contrario, para los puntos de medida tipos 4 y 5 a los que aplican las agregaciones, la medida será horaria.

Para los contadores de puntos tipo 4 de consumidores que registren medidas cuarto-horarias por disponer de protocolo IEC 870-5-102, será necesario mantener su lectura de medidas horarias para su incorporación en la agregación correspondiente. Para estos casos, no se remitirán las medidas cuarto-horarias al concentrador principal.

3.6 Cambios en el PO 10.11

3.6.1 Adaptación de la curva de energía a intercambiar entre participantes y el operador del sistema

Motivación

Si bien de forma general todas las referencias a datos de medidas realizadas en este procedimiento de operación, y salvo que se indique lo contrario, se entenderán efectuadas a medidas cuarto-horarias para puntos de medida tipos 1, 2 y 3 y a medidas horarias para puntos de medida tipos 4 y 5. Existe un conjunto de puntos de frontera de clientes tipo 3 y de fronteras de generación tipo 4 sobre los que es necesario definir la resolución de la energía a intercambiar de forma que se pueda realizar un tratamiento homogéneo del mecanismo de cálculo de medida cuarto-horaria indicado en el procedimiento de operación 10.5.

Propuesta de cambios

Se recoge en el Anexo del procedimiento de operación, la particularidad de puntos frontera de clientes tipo 3 que estén integrados en sistemas de telegestión y telemedida, para que los encargados de lectura remitan la curva horaria individualizada al resto de participantes y al operador del sistema. Igualmente, en el caso de los puntos frontera de generación tipo 4 que dispongan de protocolo IEC 870-5-102, se recoge la necesidad de remitir la curva cuarto-horaria individualizada al resto de participantes y al operador del sistema.

3.7 Cambios en el PO 14.1

Motivación

Se adapta la redacción del procedimiento de operación a la entrada del ISP15.

Propuesta de cambios

Los cambios en el procedimiento de operación 14.1 para su adaptación al ISP 15 en la fase 2 son los siguientes:

- Se modifica el apartado 6.2 Liquidación Intermedia Provisional para mantener la elevación a barras de central horaria para el cálculo del porcentaje de medida en barras de central sobre programa, al único efecto de determinar el uso de la medida (si este porcentaje es mayor o igual a 90%) o el programa (si el porcentaje es menor del 90%) para la liquidación. Así mismo, se modifica la referencia al coeficiente de ajuste horario K por coeficiente de ajuste cuarto-horario K.
- Se modifica en el apartado 6.6 Liquidación Potestativa del desvío del consumo de clientes 1,2 y 3 para eliminar la referencia "horaria" en la liquidación de los desvíos de los BRP con liquidación potestativa.
- Se modifica la condición a) del apartado 6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa para establecer el envío cuarto-horario del porcentaje de consumo de clientes de tipo 1,2 y 3 tras el paso a resolución cuarto-horaria de los mercados diario e intradiario.
- Se modifica el tercer párrafo del apartado 6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa para adaptar la aplicación del coeficiente K a los valores de medidas cuarto-horarios. Se mantiene el cálculo horario del porcentaje p.

3.8 Cambios en el PO 14.4

Motivación

Se adapta la redacción del procedimiento de operación a la entrada del ISP15.

Propuesta de cambios

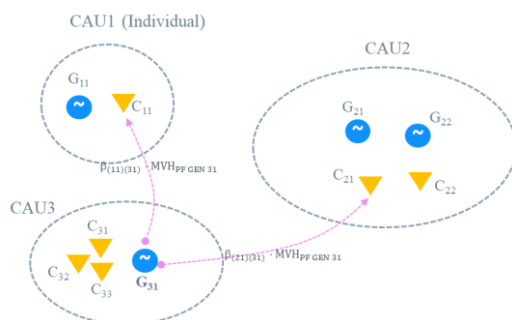
Los cambios en el procedimiento de operación 14.4 para su adaptación al paso a ISP 15 en la fase 2 son los siguientes:

- Se eliminan las referencias al uso de la integral de la telemedida en tiempo real para la verificación de las asignaciones de balance y restricciones técnicas ya que desde octubre de 2023 ya se dispondrá de medida de contador cuarto-horaria tras la entrada en vigor de la fase 1 de adaptación al ISP 15.
- Se sustituyen las referencias horarias a referencias cuarto-horarias en la liquidación de los desvíos a BRPs y entre sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra.

4 Cambios asociados al autoconsumo

Los cambios asociados al autoconsumo que se introducen en los procedimientos de operación obedecen a:

- Incorporar los esquemas y cálculos de energía para los consumidores que participan de 2 o más autoconsumos (autoconsumos PLURICAU)



- Contemplar el esquema de conexión para autoconsumos colectivos en el que una instalación de generación se encuentra conectada y con medida aguas abajo del contador de una de las instalaciones de consumo que participan en el autoconsumo colectivo.

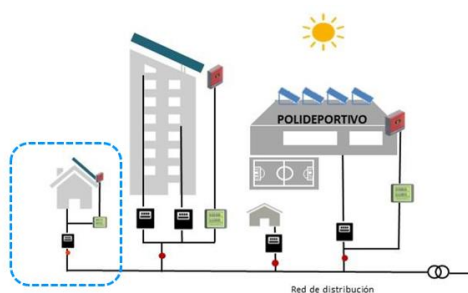


FIGURA C.9. Autoconsumo COLECTIVO con varias generaciones conectadas en RED INTERIOR.

- Acelerar la recepción de información estructural del autoconsumo por parte del operador del sistema, de forma que el encargado de la lectura remita información al operador del sistema tan pronto tenga constancia del autoconsumo, independientemente de que éste se encuentre activado o no en el ATR.

4.1 Cambios en el PO 10.5

4.1.1 Aclaración sobre el tratamiento del mejor valor de energía en instalaciones de autoconsumo

Motivación

En este tipo de instalaciones con combinaciones de diferentes módulos de generación y consumos hace necesario indicar como se debe proceder sobre las magnitudes necesarias a calcular en el punto frontera de la instalación

Propuesta de cambios

Se incorpora un párrafo en el apartado 4.1, para indicar las magnitudes a calcular en las fronteras de clientes en autoconsumo.

4.1.2 Ampliación de esquemas de conexión de autoconsumos colectivos

Se incorpora el esquema de conexión para autoconsumos colectivos en el que una instalación de generación se encuentra conectada y con medida aguas abajo del contador de una de las instalaciones de consumo que participan en el autoconsumo colectivo.

Motivación

En la actualidad ya hay autoconsumos colectivos en los que alguna de las instalaciones de generación se conecta en la red interior de uno de los consumidores aguas debajo de su equipo de medida. Es una casuística que la normativa no impide y que se encuentra recogida en la “Guía profesional de tramitación del autoconsumo” que publica el IDAE.

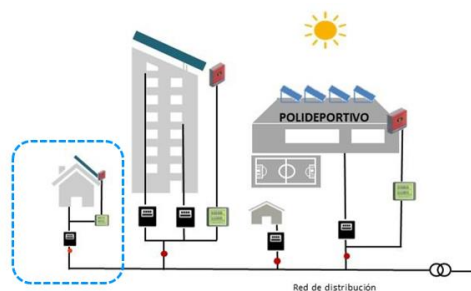


FIGURA C.9. Autoconsumo COLECTIVO con varias generaciones conectadas en RED INTERIOR.

Por lo tanto, se considera adecuado adaptar el anexo 10 del PO 10.5 para recoger y clarificar el cálculo de energías asociado a esta casuística.

Propuesta de cambios

Se modifica el punto 2 del anexo 10 del PO 10.5, para recoger y aclarar el cálculo de la medida en este tipo de instalaciones.

Se incorpora también esta casuística en el esquema unifilar que se muestra para acompañar el desarrollo de los casos con autoconsumo colectivo y se revisa la tabla 6 (cálculo del mejor valor del punto frontera del consumidor) para clarificar y contemplar estos casos en los que la energía consumida de la red por el consumidor no corresponde a la medida que registra su contador en la frontera, sino que es necesario detraer la generación de la instalación que se encuentra aguas debajo de su contador.

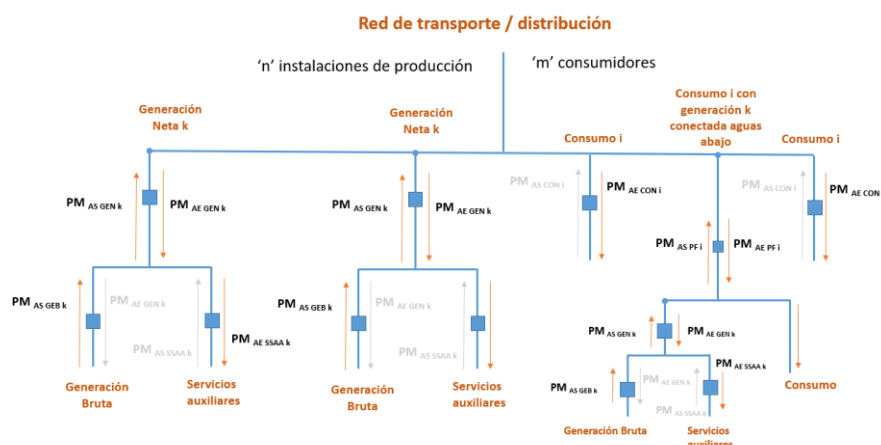


Tabla 6. Cálculo del mejor valor del Punto frontera del consumidor i (MVH_{REFCON*i*})

Si $MVH_{CON} > 0 \Rightarrow$ **Energía consumida individualizada** (definición u) art 3 del RD 244/2019)
No aplica que MVH_{CON} sea < 0

Tipo de Autoconsumo	Tipo de configuración de medida	Encargado de lectura	Tipo de punto frontera	Configuración principal	Observaciones sobre el cálculo del mejor valor de energía estimado en PM
Autoconsumo COLECTIVO o próximo A TRAVÉS DE RED	Con equipo de medida de consumo en frontera	Distribuidor	Todos	PM _{AE CON I}	Aplica 4.4 sobre PM _{AE CON I}
	Con equipo de medida en frontera del consumidor y medida de generación aguas abajo del equipo de medida del consumidor	Operador del sistema / Distribuidor	Todos	(PM _{AS GEN K} - PM _{AE GEN K}) - (PM _{AS PF I} - PM _{AE PF I})	Aplica 4.4

4.1.3 Consumidores con más de una instalación de autoconsumo (PLURICAU)

Se incorporan los esquemas y cálculos de energía para los consumidores que participan de 2 o más autoconsumos (autoconsumos PLURICAU)

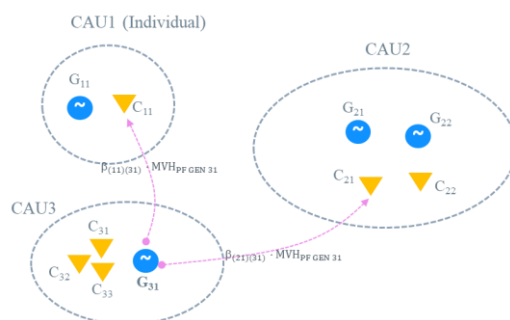
Motivación

Aunque el Real Decreto 244/2019 no lo contempla de forma explícita, no impide en ningún punto que un consumidor que ya participa de un autoconsumo, lo haga de otro, siempre que sea en la misma modalidad. Este tipo de casuísticas ya se vienen dando en la realidad, si bien no está recogido ni en el RD 244/2019 ni en el propio PO 10.5 como deben realizarse los cálculos y repartos de energías para estos casos.

Por ello, y en línea con la labor de facilitar la transición energética siendo el autoconsumo un elemento clave de la misma, se propone incorporar estos casos en el anexo 10 del PO 10.5.

En esencia se pueden dar dos situaciones básicas: Que un consumidor que dispone de un autoconsumo individual participe de otro (u otros) autoconsumo colectivo, o bien que un consumidor participe simultáneamente de varios autoconsumos colectivos.

La formulación que se plantea para ello se ha sintetizado a un único caso general de varios autoconsumos (individuales o colectivos) en los que los consumidores participan de uno o varios de los mismos. A modo ilustrativo el esquema siguiente recoge unos de estos casos, con 3 autoconsumos (uno de ellos individual y los otros dos colectivos), en los que el consumidor con autoconsumo individual participa de uno de los autoconsumos colectivos, y también hay un consumidor que forma parte del autoconsumo 2 y del 3 (ambos colectivos).



Propuesta de cambios

Para recoger lo anterior, se introduce un nuevo punto 3 en el anexo 10 del PO 10.5, denominado “autoconsumo PLURICAU”.

En este punto se incluyen las definiciones de las magnitudes, el esquema unifilar general y el cálculo de los mejores valores de energías para lo que se incorpora una nueva tabla 8 con el detalle de dichos cálculos.

4.2 Cambios en el PO 10.11

4.2.1 Adelanto en la recepción de información estructural sobre autoconsumo

Motivación

Pese al crecimiento exponencial de las cifras de autoconsumo registradas en el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) que ya superan las 420.000 instalaciones y los 2.900 MW fotovoltaicos, se viene observando un potencial decalaje entre la información disponible en SIMEL y otras cifras aportadas por otros actores, como es el caso de UNEF.

En la actualidad los encargados de la lectura están enviando la información estructural del autoconsumo a SIMEL tan pronto como activan la modalidad de autoconsumo en el ATR del consumidor, pero se han identificado algunos casos en los que puede existir cierto retraso entre la instalación física del autoconsumo y la activación del mismo en el ATR. Esta puede ser la situación de algunas instalaciones en modalidad de autoconsumo sin excedentes o los autoconsumos colectivos como consecuencia de los acuerdos de reparto.

Por ello se realiza una propuesta de modificación del procedimiento de operación 10.11 que busca adelantar la recepción de la información estructural del autoconsumo por parte del OS independientemente de que encuentre activado el autoconsumo en el ATR. Esta propuesta de mejora se realiza en el marco de lo establecido en el RDL 18/2022.

Propuesta de cambios

En el anexo del PO 10.11 se recoge la necesidad de que los encargados de lectura proporcionen al operador del sistema tan pronto como se tenga constancia, la información estructural de instalaciones acogidas a autoconsumo cuya modificación del contrato de acceso sea realizada por el encargado de lectura (distribuidor) a través de la información recibida de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla como consecuencia de las obligaciones contenidas en el Reglamento

Electrotécnico de Baja Tensión, independientemente de si la modificación de la condición de auto-consumidor se encuentra activada o no en el contrato de acceso

5 Cambios asociados a la hibridación de tecnologías

5.1 Cambios en el PO 10.5

5.1.1 Aclaración sobre el tratamiento del mejor valor de energía en instalaciones híbridadas

Motivación

La aparición de este tipo de instalaciones con combinaciones de diferentes módulos de generación y tecnologías que pueden incluir almacenamiento hace necesario indicar como se debe proceder sobre las magnitudes necesarias a calcular en el punto frontera de la instalación

Propuesta de cambios

Se incorpora un párrafo en el apartado 4.1, para indicar las magnitudes a calcular en función de los tipos de modulo que forman la hibridación: activa saliente si está compuesta solo por módulos de generación y activa saliente y entrante si existen módulos de almacenamiento que puedan tomar energía de la red.

Se incorporan también en el apartado 4.8, las asignaciones de puntos frontera de instalaciones de almacenamiento y de hibridación a unidades de programación de la misma forma se hace actualmente con las instalaciones de generación.

5.2 Cambios en el PO 10.7

5.2.1 Esquemas de medida para instalaciones híbridadas

Se incorpora un nuevo anexo al procedimiento de operación 10.7 que recoge los criterios y los esquemas básicos de medida para instalaciones híbridadas, con hibridación entre diferentes tecnologías de generación, entre una o varias tecnologías de generación con almacenamiento y cualquiera de las anteriores con alguna modalidad de autoconsumo.

Motivación

Bien por exigencia regulatoria (caso de régimen retributivo específico), por aspectos relacionados con la participación en los mercados, por cuestiones de contabilidad del origen de la energía, o por otros motivos; la realidad es que la mayoría de las instalaciones híbridadas que se están instalando cuentan con medida de energía diferenciada por tecnología. Desde el operador del sistema se viene insistiendo en la necesidad de esta medida separada por tecnología sobre la base de los argumentos ya apuntados:

- Poder distinguir el origen de la energía en un escenario donde la tendencia a optimizar el aprovechamiento de las capacidades de conexión nos puede llevar a una gran proliferación de instalaciones híbridadas, como ya está sucediendo.

- Poder llevar a cabo una correcta operación del sistema eléctrico, para lo que es necesaria una correcta previsión de la generación renovable que pasa por disponer de la medida por tecnología.
- Poder estructurar adecuadamente la participación en los mercados de estas instalaciones de generación híbridas.

Todo ello, junto con el creciente número de peticiones de esquemas de medida para instalaciones híbridas por parte de los promotores, hace necesario recoger en los procedimientos de operación los criterios y esquemas básicos, al igual que están recogidos los de autoconsumo o los de instalaciones de generación que comparten líneas de evacuación.

Propuesta de cambios

Los cambios se incorporan en el nuevo apartado 3.8 y en un nuevo anexo al procedimiento de operación 10.7

En el punto 3.8 se incluyen los criterios generales para la configuración de la medida de instalaciones híbridas y en el anexo se recoge un listado de configuraciones características para instalaciones híbridas, indicando que la amplia casuística no permite recoger todas las posibles configuraciones en el anexo, y que por ello se mantendrá una guía actualizada en la página Web del operador del sistema en la que se irán incorporando los nuevos casos que se presenten.

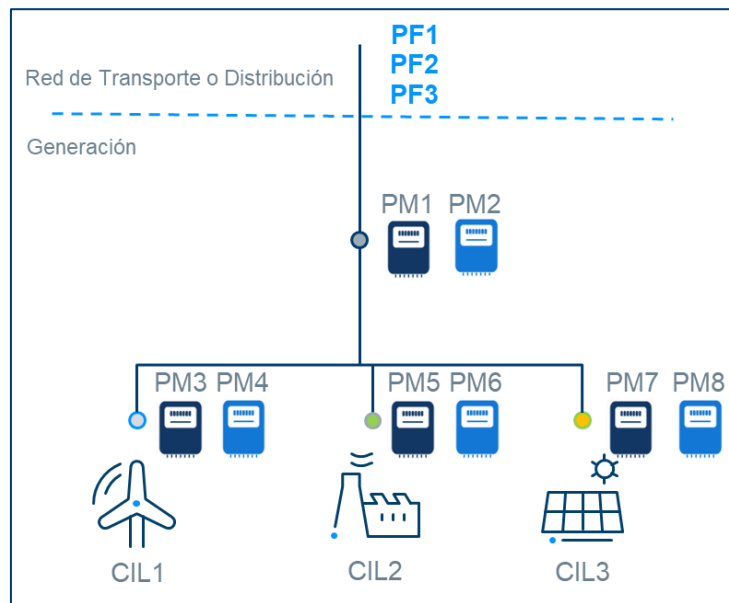
Respecto a los **criterios generales** para la configuración de la medida de las instalaciones híbridas, se recoge lo siguiente:

- Al menos un punto de medida por cada módulo de generación o almacenamiento.
- Tantos puntos frontera como sean necesarios para asignar la medida de forma adecuada a la participación de las instalaciones en el mercado y en todo caso al menos un punto frontera por tecnología.
- Medida de contador en el punto de conexión con la red, y medida diferenciada al menos para el conjunto de los módulos de generación o almacenamiento de la misma tecnología.
- Todos los puntos de medida serán del mismo tipo y cumplirán los mismos requisitos que el punto frontera.

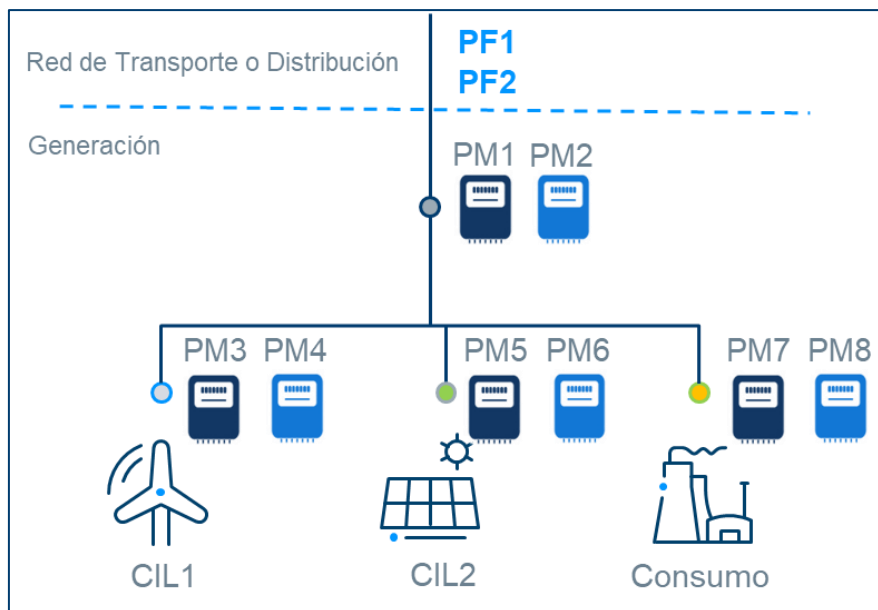
En el caso de hibridaciones con almacenamiento, el punto frontera asignado al almacenamiento se comportará como un punto frontera instrumental que permitirá recoger de forma específica la energía tomada de la red para su correcta asignación a la unidad de programación de compra tal y como se recoja en el procedimiento de operación 3.1 vigente.

En relación con los esquemas para la configuración de la medida, se incorporan en el anexo del procedimiento de operación los siguientes:

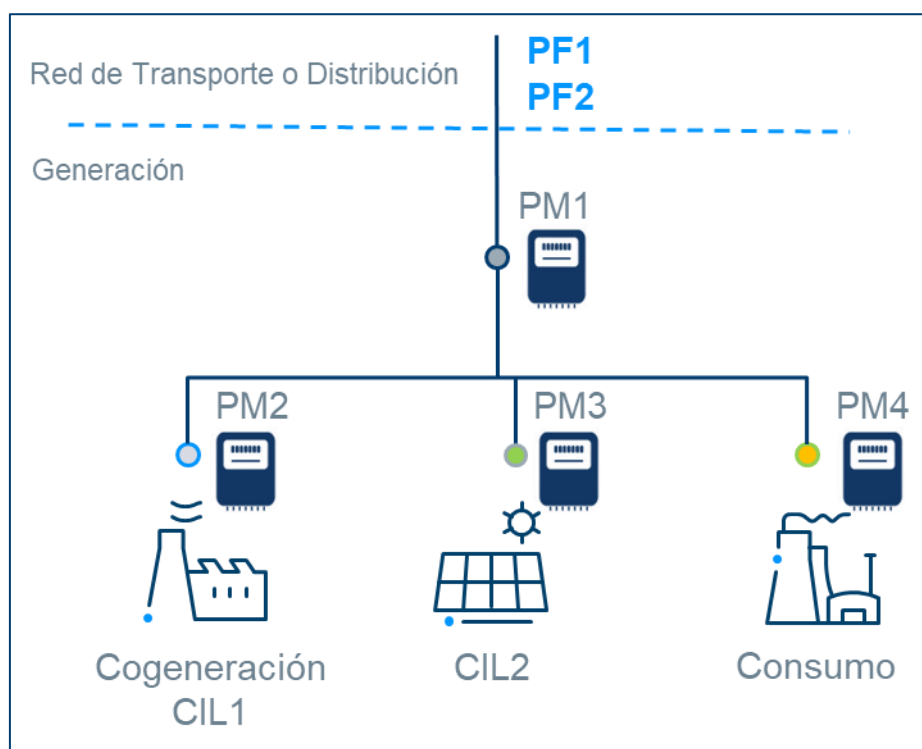
- Hibridación de dos o más instalaciones de generación de diferentes tecnologías.



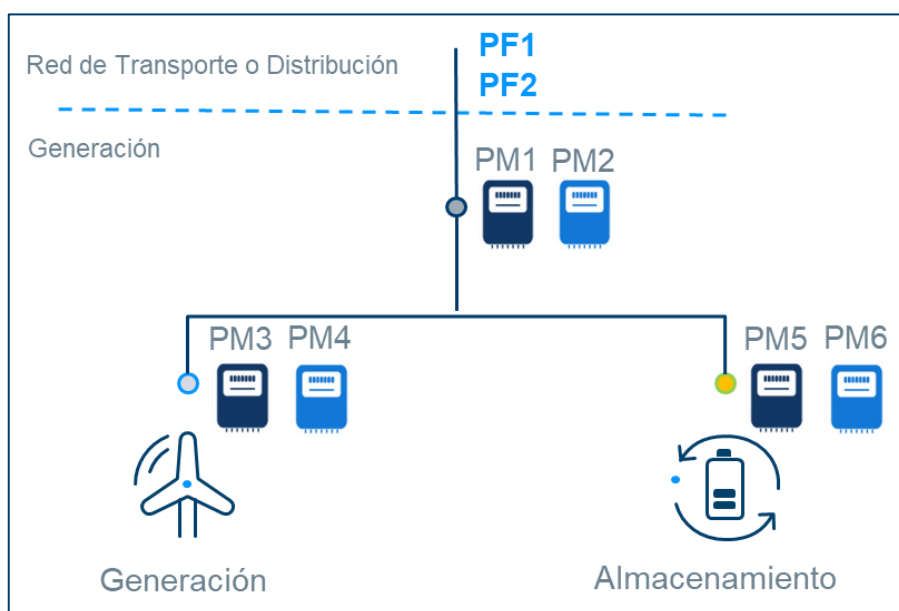
- Hibridación de dos o más instalaciones de generación de diferentes tecnologías asociadas a instalaciones de autoconsumo.



- Hibridación de cogeneraciones en régimen de todo-todo con instalaciones de generación asociadas a alguna modalidad de autoconsumo



- Hibridación de instalaciones de generación con instalaciones de almacenamiento.



5.2.2 Mecanismo para solicitar el alta de nuevos módulos híbridos de generación o almacenamiento

Motivación

Tanto para instalaciones nuevas como para las existentes, es preciso poder solicitar el alta de un nuevo módulo híbrido de generación o almacenamiento, de modo que se pueda gestionar la nueva configuración de medida de ambos módulos.

Propuesta de cambios

Para nuevas instalaciones, se incluye en el apartado 3.1 b) la caracterización del tipo de frontera en la que se estén dando de alta módulos híbridos.

Se incorpora el nuevo punto 4.10 que detalla el proceso de solicitud de alta de un nuevo módulo híbrido de generación o almacenamiento asociado a una instalación de generación existente. Incluye la descripción de la documentación necesaria y los plazos y mecanismo de respuesta a la solicitud.

6 Otros cambios y mejoras en los procedimientos de Medidas y de Liquidaciones

6.1 Cambios en PO 10.1

6.1.1 Cambio en el requisito de relaciones de transformación de los transformadores de tensión

Motivación

La tecnología actual de los contadores de energía no requiere que la relación de transformación de los transformadores de tensión sea un número entero.

Propuesta de cambios

- Modificar el tercer párrafo apartado 3.1.3 del PO 10.1

Donde dice:

“La relación de transformación de los transformadores de tensión será un número entero tal que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.”

Debe decir:

“La relación de transformación de los transformadores de tensión será un número tal que la tensión nominal del primario estará comprendida entre el 80% y el 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.”

6.1.2 Error de redacción

Motivación

Eliminar párrafo repetido.

Propuesta de cambios

- Modificar redacción del apartado c) del apartado 4.1.4.8 del PO 10.1

Donde dice:

- *La intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la mayor potencia contratada en el caso de clientes no se encuentra entre el 45% (o 20% para transformadores de clase 0,2S o 0,5S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.*
- *Relación transformación de los transformadores de tensión no comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.*
- *Características de tensión e intensidad de contadores no adecuadas a los transformadores de tensión y/o intensidad a los que están conectados.*
- *Secundarios de medida a los que están conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación. Se admitirán convertidores de medida u otros elementos destinados a liquidación de energía o tarificación, así como dispositivos de comunicación destinados a la transmisión de datos de medidas.*
- *El registrador no dispone del protocolo de comunicaciones adecuado.*
- *Los secundarios de medida a los que están conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación. Se admitirán convertidores de medida u otros elementos destinados a liquidación de energía o tarificación, así como dispositivos de comunicación destinados a la transmisión de datos de medidas que cumplan con la misma clase de precisión del punto de medida.*

Debe decir:

- *La intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal o a la mayor potencia contratada en el caso de clientes no se encuentra entre el 45% (o 20% para transformadores de clase 0,2S o 0,5S) de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador.*
- *Relación transformación de los transformadores de tensión no comprendida entre el 80% y 120% de la tensión nominal del circuito de potencia primario.*
- *Características de tensión e intensidad de contadores no adecuadas a los transformadores de tensión y/o intensidad a los que están conectados.*
- *El registrador no dispone del protocolo de comunicaciones adecuado.*
- *Los secundarios de medida a los que están conectados los contadores no están dedicados en exclusiva a la medida destinada a liquidación. Se admitirán convertidores de medida u otros elementos destinados a liquidación de energía o tarificación, así como dispositivos de comunicación destinados a la transmisión de datos de medidas que cumplan con la misma clase de precisión del punto de medida.*

6.2 Cambios en PO 10.2

6.2.1 Cambio en la definición de las clases de precisión de contadores de acuerdo a nueva clasificación

Motivación

Las clases de precisión de contadores 0,5 S, 1 y 2 han pasado a denominarse C, B y A.

Propuesta de cambios

- Modificar el título del anexo I del PO 10.2

Donde dice:

“CONTENIDO MÍNIMO DEL PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ENERGÍA CLASE DE PRECISIÓN 0,2S, 0,5S, 1 y 2”

Debe decir:

“CONTENIDO MÍNIMO DEL PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE CONTADORES DE ENERGÍA CLASE DE PRECISIÓN 0,2S, C o 0,5S, B o 1 y A o 2”

6.3 Cambios en el PO 10.4

6.3.1 Codificación de participantes en el sistema de medidas

Motivación

La aparición de nuevos roles como el agregador independiente o el consumidor electrointensivo, junto con la necesidad de aclarar a que tipos de participantes se les solicita información y la necesidad cada vez más creciente de dotar a terceros de acceso directo a las medidas de un participante, hacen necesaria la revisión de este apartado.

Propuesta de cambios

Se actualizan las actividades de una empresa en el sistema de medidas y aclaraciones sobre la información a presentar al operador del sistema para la solicitud del alta en el sistema de medidas.

Por otro lado, dentro de la actividad de empresa delegada ya existente, se habilita la posibilidad de delegar el acceso a un tercero a los datos de medida de un participante sin necesidad de dotarle de ninguna otra obligación ante el sistema de medidas. A tal efecto, se modifica también el anexo de este procedimiento.

6.3.2 Características y gestión del concentrador principal

Motivación

La información del concentrador principal de medidas en la actualidad va más allá del cálculo y la comprobación de las liquidaciones y cada vez son más servicios de la normativa que se apoyan en esta información, se hace necesario recoger esta situación en su definición.

Se actualiza igualmente la información ya se recibe en el concentrador principal sobre instalaciones de autoconsumo.

Además, se propone ampliar a los consumidores tipo 4, el envío de datos de medida horarios individualizados que deben realizar los encargados de lectura al concentrador principal al igual que ya lo realizan para los consumidores tipo 5. Los datos serán enviados por los encargados de lectura a SIMEL en el mismo plazo ya establecido para los datos horarios individualizados de consumidores tipo 5. Esta obligación es consecuencia de que los puntos de medida tipo 4, según la Disposición transitoria séptima del Real Decreto 244, de abril de 2019, deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medidas aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, en el plazo 4 años, y por tanto deberán disponer de equipos con capacidad de medida horaria.

Por último, se actualiza los canales de comunicación entre el concentrador principal y los registradores, adaptando su redacción a la nueva realidad.

Propuesta de cambios

Se recogen actualizaciones en las definiciones relacionadas con el uso de la información del concentrador principal y se amplía a los puntos de frontera de clientes tipo 4 la necesidad de envío por parte de los encargados de lectura de los datos de medida horaria individualizada de estos puntos al igual que se realiza para los puntos de fronteras de clientes tipo 5..

Se actualizan los canales de comunicación entre al concentrador principal y los registradores, basados en comunicación IP.

6.3.3 Características y gestión de los concentradores secundarios

Motivación

Se actualizan los canales de comunicación entre el concentrador principal y los concentradores secundarios, adaptando su redacción a la nueva realidad.

Propuesta de cambios

Se propone una redacción más genérica para las tecnologías a utilizar en la comunicación.

6.4 Cambios en el PO 10.5

6.4.1 Tipos de medida en punto de medida

Motivación

Desde marzo de 2023, los puntos de medida tipo 4, según la Disposición transitoria séptima del Real Decreto 244, de abril de 2019, deben cumplir con todos los requisitos establecidos en el artículo

9 del Reglamento unificado de puntos de medidas aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y por tanto deberán disponer de equipos con capacidad de medida horaria.

Además, desde enero de 2023 los puntos frontera de clientes tipo 3 tienen una comunicación y tratamiento de medida individualizada similar al tipo 1 y 2 que hacen necesario actualizar o corregir algunos apartados del procedimiento de operación.

Propuesta de cambios

Se realizan las siguientes propuestas de mejora en el procedimiento de operación:

- Se modifica el apartado 3.2, Tipos de medidas en punto de medida
- Se elimina como tipo de medida firma las lecturas visuales para aquellos puntos que no requieran de medida horaria.
- Se eliminan también las referencias en el apartado 4.3, sobre equipos sin equipo de medida horario
- Se modifica el apartado 4.8, sobre la asignación de punto frontera a la unidad de programación, para corregir el tratamiento de los puntos frontera de clientes tipo 3.
- Se homogeniza el tratamiento en la nota 3 del apartado 8.1, el tratamiento de los puntos frontera de clientes tipo 3 al tipo 1 y 2.

6.4.2 Publicaciones al sistema de liquidaciones

Motivación

La aparición de nuevos servicios dentro del mercados de ajuste gestionado por el operador del sistema como los servicios de balance, el bono social o la modificación de algunos procedimientos ya existentes como el cálculo de la garantía de operación adicional hacen necesario revisar este apartado para adaptarlo a las nuevas necesidades de información

Propuesta de cambios

Se modifica el apartado 8.4, Publicaciones al sistema de liquidaciones.

Se aclara que, con carácter general, el nivel de agregación de las medidas que se publican al sistema de liquidaciones por parte del concentrador principal es por unidad de programación.

Se aclara, dentro de las publicaciones diarias, que para el cálculo de la energía mensual total consumida por unidad de programación por los puntos frontera de clientes que tiene asignados en el mes M del año A, se utilizará la energía medida en el mes M del año A si se dispone de ella y en su defecto se utilizará la medida del mes M del año A-1

Se incluye también la publicación de la energía mensual total vertida por unidad de programación en el mes M del año A o en su defecto del año A-1, de los puntos frontera de clientes que participan en autoconsumo con compensación simplificada que tiene asignados en el mes M del año A

6.4.3 Publicaciones a los participantes

Motivación

El operador del sistema realiza publicaciones a los participantes que contienen la misma información que se publica al sistema de liquidaciones para permitir realizar un adecuado seguimiento y comprobación de las liquidaciones. Al realizarse modificaciones en el apartado 8.4, es necesario realizar la adaptación del apartado 8.5 a las nuevas publicaciones realizadas al sistema de liquidaciones

Propuesta de cambios

Se modifica el apartado 8.5, Publicaciones a los participantes

Se aclara, dentro de las publicaciones diarias, que para el cálculo de la energía mensual total consumida por unidad de programación por los puntos frontera de clientes que tiene asignados en el mes M del año A, se utilizará la energía medida en el mes M del año A si se dispone de ella y en su defecto se utilizará la medida del mes M del año A-1

Se incluye también la publicación de la energía mensual total vertida por unidad de programación en el mes M del año A o en su defecto del año A-1, de los puntos frontera de clientes que participan en autoconsumo con compensación simplificada que tiene asignados en el mes M del año A

6.4.4 Cierres de medidas. Comprobaciones del operador del sistema

Motivación

El sistema de medidas que gestiona el operador del sistema realiza comprobaciones sobre las medidas de los puntos frontera recibidas de los encargados de la lectura para evitar errores en las liquidaciones que se realizan. En ocasiones se detectan errores graves que provocan un gran impacto económico, pero sin margen para que el responsable del envío de la información errónea pueda corregirla antes de la liquidación.

Se propone que el operador del sistema pueda invalidar medidas de puntos frontera manifiestamente incorrectas cuando no hay plazo suficiente para la corrección, o no se recibe respuesta por parte de los encargados de la lectura a la solicitud de nuevo envío de información.

Propuesta de cambios

Se completa el párrafo donde se describen las comprobaciones que se realizan, para habilitar al operador del sistema a invalidar medidas que tras realizar las comprobaciones oportunas se consideren incorrectas con el objeto de evitar errores en la liquidación. Este cambio se propone en todos los cierres y se han modificado los siguientes apartados:

- Se modifica el apartado 8.7, Cierre del mes M1.
- Se modifica el apartado 8.8, Cierre intermedio.
- Se modifica el apartado 8.9, Cierre provisional.

6.4.5 Instalaciones de generación de tipo 4. Anexo III

Motivación

Corrección de erratas en la identificación de los puntos de generación, se incorpora el tipo 4.

Propuesta de cambios

Se corrige el ANEXO III para incorporar las instalaciones de generación de tipo 4

6.4.6 Referencia a la ubicación de la página web del operador del sistema

Motivación

Mejora de redacción.

Homogeneizar la referencia a la página web en la que se publican los documentos a los que hacen mención los procedimientos de operación.

Propuesta de cambios

Se actualizan las referencias a la ubicación de la página web, sustituyendo 'RED ELECTRICA DE ESPAÑA' por 'operador del sistema' en los apartados 6.8.1, 6.8.2, 6.8.3 y 6.8.4.

6.5 Cambios en el PO 10.6

6.5.1 Adaptación de las medidas de suministros tipo 4 al cálculo de medida agregada en las agregaciones

Motivación

El procedimiento de operación 10.6, que hace referencia a las agregaciones de puntos frontera de clientes tipo 4 y 5, mantiene en términos generales las referencias a términos de energía horaria.

Por otro lado, desde marzo de 2023, los puntos de medida tipo 4, según la Disposición transitoria séptima del Real Decreto 244, de abril de 2019, deben cumplir con todos los requisitos establecidos en el artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medidas aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y por tanto deberán disponer de equipos con capacidad de medida horaria. Se hace necesario adaptar esta situación para el cálculo de energías de las agregaciones de consumidores 4 y 5.

Propuesta de cambios

Se adapta el cálculo de agregaciones para recoger en el método de obtención de medidas de las agregaciones de los puntos fronteras de clientes 4 y 5.

Se elimina el anexo 1 que hacía referencia al método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 4 no integrados en sistemas de telegestión y telemedida.

Se adapta el anexo 2, que pasa a ser anexo 1, para recoger el proceso en el método de obtención de medidas agregadas en los consumidores tipo 4 y 5

6.6 Cambios en el PO 10.7

6.6.1 Solicitud de alta de puntos frontera

Motivación

Los cambios en el procedimiento de alta de un punto frontera incorporan el envío de presupuesto sin necesidad de que el responsable del punto de medida solicite la inspección

Propuesta de cambios

Se modifica el apartado 3.1, Solicitud de alta de puntos frontera.

Se elimina la necesidad de que el responsable del punto de medida o su empresa delegada solicite la inspección de la instalación y verificación de los equipos de medida. El operador del sistema enviará el presupuesto tras realizar las comprobaciones previas.

6.6.2 Cambio de modalidad de venta de energía de instalaciones de producción

Motivación

Se introducen aclaraciones sobre los plazos necesarios de antelación para comunicar los cambios en la modalidad de venta de energía de instalaciones de producción.

Propuesta de cambios

Se modifica el apartado 4.9, Cambio de la modalidad de venta de energía de instalaciones de producción

Se añade un plazo mínimo de antelación para la solicitud del cambio de modalidad

6.7 Cambios en el PO 10.11

6.7.1 Información mínima a poner a disposición del resto de participantes

Motivación

Mejoras de redacción

Propuesta de cambios

Se realizan diferentes mejoras de redacción en el apartado 2 y en el anexo

6.8 Cambios en el PO 14.4

Motivación

Se aclara en la redacción del procedimiento de operación en la definición del parámetro EMMA.

Propuesta de cambios

Se precisa la redacción de la definición del parámetro $EMMA_{brp,mes}$, sin que esto suponga ningún cambio respecto al cálculo actual vigente desde enero de 2023.

7 Principales aspectos recogidos en la consulta pública

Esta propuesta de modificación de procedimientos de operación ha sido sometida a consulta pública por el operador del sistema durante un mes a través del Portal de Servicios a Clientes, entre el 25 de agosto y el 24 de septiembre de 2023. En el trámite se han recibido un total de 117 comentarios de 20 empresas.

Se han recibido comentarios de 8 empresas que no han recogido sus propuestas en el formato indicado en la consulta y han adjuntado su propio documento. Se han realizado los mejores esfuerzos para identificar las propuestas incluidos en los documentos y realizar la correspondiente valoración.

En este punto se detallan los principales aspectos recogidos en la consulta pública, junto con la valoración del operador del sistema para incorporarlos, o no, en la propuesta de modificación de procedimientos de operación.

Destacar que los 117 comentarios se trasladan íntegramente como anexo a este documento en la propuesta que se traslada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, junto con los 8 documentos que en su caso han aportado algunas de las empresas participantes en la consulta.

7.1 Aspectos relativos a la adaptación al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos

Se han recibido 22 comentarios de 5 empresas referentes al periodo de liquidación de desvíos de 15 minutos. Los comentarios más relevantes se agrupan en las cuestiones que se describen en los subapartados 7.1.1 a 7.1.6.

7.1.1 Aplicación del cálculo del mecanismo de medida cuarto horaria por parte del operador del sistema

Una parte de los comentarios recibidos hacen referencia a que algunos encargados de lectura consideran que deben ser estos los que proporcionen la medida cuarto-horaria al operador del sistema, con el argumento de que forma parte de sus competencias. Estos comentarios no han sido tenidos en cuenta en la propuesta que se remite.

Como se indica en la introducción del informe justificativo, no existen en el mercado contadores con capacidad de registro de medidas cuarto-horarias en los puntos de medida integrados en los sistemas de telegestión. Adicionalmente, dichos sistemas no estarían adaptados a la lectura de estas medidas.

Teniendo en cuenta los condicionantes anteriores, existe una ausencia de medida cuarto-horaria en origen para los contadores telegestionados (tipos 4 y 5, y los tipo 3 conectados en baja tensión), y en consecuencia a que los encargados de lectura puedan facilitar la medida cuarto horaria procedente de los equipos existentes, ni en la actualidad ni en un horizonte a medio plazo, ya que no existen en el mercado contadores con esta funcionalidad, tal y como se ha mencionado.

Los motivos por lo que se plantea en esta propuesta el que sea el operador del sistema el que realice el cálculo de la medida cuarto-horaria por unidad de programación a partir de las medidas horarias de las agregaciones de puntos de medida (según la metodología descrita en el Anexo 11 del PO 10.5) son los siguientes:

- El envío de la medida en formato y agregación al operador del sistema por parte de los encargados de lectura no varía de manera sustancial (a excepción de particularidades concretas reflejadas en el punto 3 de este informe) con el que se efectúa actualmente,

por lo que la transición al ISP15 no supondría sobrecoste en los sistemas de los encargados de lectura en relación con el envío al Concentrador Principal de las medidas de los puntos de medida tipos 4 y 5, y los tipo 3 conectados en baja tensión.

- Se garantiza el tratamiento de manera uniforme de la información almacenada en el operador del sistema procedente de todos los encargados de lectura, dado que se aplicaría un único proceso de cálculo con toda la energía horaria recibida de los más de 300 distribuidores, como se realiza en la actualidad, agregándola a nivel de unidad de programación en el momento de la publicación para la Liquidación.
- La metodología propuesta no requiere de la aplicación de perfiles para cada consumidor de forma individualizada, a diferencia de lo que ocurría antes de disponer de contadores con medidas horarias, situación en la que era necesaria aplicar un perfil de manera individualizada para cada curva de carga de cada consumidor para obtener las medidas horarias de un ciclo de lectura (entre 1 y 2 meses). La metodología propuesta en este caso, se puede aplicar a la medida horaria agregada para obtener los 4 valores de sus cuartos de hora, es más, se propone aplicar esta metodología a la medida horaria tras agregarla para cada unidad de programación, sin que sea necesario obtenerla para cada uno de los consumidores, lo que hace más simple y menos costoso su tratamiento y publicación. Por tanto, no es necesario obtener ni publicar la medida cuarto-horaria para cada consumidor más allá del cálculo de los desvíos adaptado al ISP 15, y por tanto basta con obtener las medidas cuarto-horarias de forma agregada por cada unidad de programación. Esta propuesta de PPOO no incluye ninguna obligación para el encargado de lectura para el cálculo y publicación de medidas cuarto-horarias para consumidores sin contador con capacidad de registro cuarto horario.

7.1.2 Aclaraciones relativas a la formulación del mecanismo de cálculo para la obtención de medidas cuarto-horarias a partir de las horarias

En determinados comentarios, se manifiestan dificultades en la correcta interpretación de la formulación relativa al mecanismo de cálculo para la obtención de medidas cuarto-horarias a partir de medidas horarias, descrito en el Anexo 11 del procedimiento de operación 10.5.

En la formulación se referencia el cálculo en función de la hora h y $h-1$, si bien se indica que para la obtención de los valores interpolados cuarto horarios, son necesarios los valores de energía de las horas h , $h-1$ y $h+1$. Las dificultades de interpretación provienen de la ausencia de la hora $h+1$ en la fórmula.

De cara a clarificar el funcionamiento del mecanismo:

- Se indica que para la obtención de los valores cuarto-horarios en los dos primeros cuartos de la hora " h " son necesarios los valores de energía de las horas h y $h-1$ (tal y como aparece en la fórmula presentada en el Anexo 11).
- Posteriormente, en la obtención de los valores interpolados de los dos segundos cuartos de la hora " h ", son necesarios los valores de energía de las horas $h+1$ y h . En este caso, basta con sustituir en la fórmula anterior los términos $h-1$ por h , y h por $h+1$.

En cualquier caso, y tal y como se ha indicado en el apartado 7.1.1, de materializarse la propuesta del operador del sistema, el mecanismo de cálculo se realizaría exclusivamente sobre la energía horaria agregada por unidad de programación y su aplicación sería por el propio operador del sistema.

7.1.3 Plazos de implantación del ISP15

Algunos comentarios recibidos han manifestado la necesidad de disponer de un tiempo mínimo para el desarrollo y adaptación de sus sistemas a los cambios derivados de la implantación del ISP15.

En algunos casos se ha solicitado un tiempo mínimo desde la publicación de los procedimientos de operación.

Además, otros participantes en la consulta indican que los mercados organizados, diario e intradiarios, seguirán siendo horarios en la fecha de paso a ISP 15, por lo que en el momento que pasen a liquidarse los desvíos con medidas cuarto-horarias no habría opción de que ningún participante ajustase su programa para evitar desvíos que, con liquidación de desvíos horaria, quedarían compensados. Se plantean como solución para evitar esta situación el retrasar el ISP 15 lo más posible, de forma que se minimice el período de tiempo en el que convivan mercados horarios e ISP 15'

En relación a los plazos de implantación, la propuesta del operador del sistema está alineada con la excepción temporal aprobada por la CNMC para la aplicación del artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (Reglamento EB) en materia del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos (ISP 15). En dicha excepción temporal, se instaba al operador del sistema a hacer su mejor esfuerzo para cumplir las fechas preliminares previstas inicialmente (1 de octubre de 2023), teniendo en cuenta el fin del plazo fijado el 31 de diciembre de 2024.

Posteriormente, el operador del sistema trasladó su propuesta de modificación de la planificación en dos fases, siendo la primera la que incluyera medidas cuarto-horarias de contador para la verificación de servicios de balance, y una segunda fase 6 meses tras la primera, que supondría la implantación completa. Esta modificación ha implicado una solución de compromiso para tener en cuenta en todo momento tanto el fin de la excepción temporal, como un plazo suficiente en tiempo tras el comienzo de la primera fase (6 meses, hasta abril de 2024), e igualmente el mandato de la CNMC de que el operador del sistema haga su mejor esfuerzo para el cumplimiento de los plazos.

En todo caso, las fechas propuestas por el operador del sistema han de ser revisadas y adecuadas por parte del Regulador, determinándose finalmente cuáles son de aplicación, tanto para tener tiempo para su implementación como para su máxima sincronización con el paso de los mercados horarios a cuatro-horarios.

7.1.4 Comunicación de medida individualizada por parte de los encargados de lectura en sustitución de las actuales agregaciones

Se han recibido comentarios relativos a que los encargados de lectura deben enviar las medidas individualizadas en lugar de agregadas. Si bien esta cuestión está en línea con la mejora de la información disponible de la demanda en el Concentrador Principal de Medidas para su publicación a los comercializadores y en la calidad de la misma, que se estudió en el análisis coste-beneficio que el MITERD solicitó al operador del sistema en la Resolución de 29 de diciembre de 2020 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados Procedimientos de Operación, y en el que se detallaban las ventajas para el sistema eléctrico y para los consumidores de reducir los plazos actuales de liquidación de medidas al día siguiente en que se produzca el consumo y de eliminar las agregaciones, se considera, en consecuencia, que es motivo de análisis en otros foros. De esta manera, se ha estimado que estos comentarios no se corresponden con modificaciones expuestas en el documento justificativo y, por tanto, que quedan fuera del alcance de esta propuesta.

En cualquier caso, el operador del sistema valora positivamente la propuesta de avanzar hacia un sistema de medidas sin agregaciones de consumidores y se abre a realizar un análisis de su implementación en SIMEL en el futuro. Como se ha comentado, este análisis fue parcialmente realizado en respuesta al mandato de la Resolución de 29 de diciembre de 2020 de la Secretaría de Estado de Energía sobre un análisis coste beneficio. En aquel momento se realizó una consulta pública para que los participantes indicasen ventajas y desventajas sobre la eliminación de agregaciones de consumidores tipo 3 (actualmente, ya implementado desde enero de 2023 en que los tipo 3 se reciben diariamente en el Concentrador Principal de Medidas de forma individualizada) y fueron numerosos los participantes que abogaban por la eliminación de cualquier tipo de agregación.

7.1.5 Implantación de medida cuarto-horaria en Territorios No Peninsulares (TNP)

Se han recibido comentarios de algunas empresas relativos a dudas acerca de la implantación del ISP 15 en todo el territorio nacional.

Por una parte, en el Territorio Peninsular está prevista la implantación de un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos (ISP 15), de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017. A este respecto, desde mayo de 2022 está en vigor la programación cuarto-horaria para los Servicios de Balance, para cuya liquidación se emplea la integral cuarto-horaria de telemida, siendo sustituida posteriormente por la incorporación de las medidas de contador de 15 minutos. Las propuestas de modificación de PPOO de la presente consulta incluyen los cambios necesarios para la completa implantación del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos en el Territorio Peninsular (fase 2).

En el caso de los Territorios no Peninsulares (TNP), no existen Servicios de Balance, y la programación es horaria. Adicionalmente, el citado Reglamento (UE) 2017/2195, en su artículo 1.3 indica que “se aplicará a todas las redes de transporte e interconexiones de la Unión, **excepto las redes de transporte insulares que no estén conectadas con otras redes de transporte mediante interconexiones**”. Esto podría provocar diferencia de criterios a la hora de implantar el ISP 15 según los distintos Territorios no Peninsulares y las características singulares de los mismos.

El operador del sistema valora positivamente la propuesta para que la lectura de medida cuarto-horaria sea implantada en todo el territorio nacional para aquellos puntos de medida que dispongan de equipo para registrar la curva cuarto-horaria con independencia del horizonte de programación en el despacho, con el objeto de que se garantice la homogeneidad en la gestión y el tratamiento de la información.

Se propone que en la futura Resolución por la que se apruebe esta propuesta de procedimientos de operación, se precise el ámbito de aplicación (sistema peninsular o todos los sistemas eléctricos del territorio nacional).

7.1.6 Aclaraciones sobre la publicación del PVPC

Se han identificado igualmente comentarios relacionados con la publicación por parte de los encargados de lectura de la curva horaria para el PVPC, sobre la base de que, si está en vigor el ISP15, la curva de carga para el PVPC ha de ser igualmente cuarto-horaria.

La realidad actual, como se ha recogido en este informe justificativo de cara a la propuesta efectuada en los procedimientos de operación, es la ausencia de equipos integrados en los sistemas de telegestión que sean capaces de proporcionar medida cuarto-horaria. Además, incluso en caso de que existiese la posibilidad de disponer de contadores con curva de carga cuarto-horaria, el PVPC seguiría siendo horario en tanto no se modifique el *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, que establece precios horarios y energías horarias para el PVPC.

Se propone que en la futura Resolución por la que se apruebe esta propuesta de procedimientos de operación, se precise alguna aclaración sobre el ámbito de aplicación (ISP 15 o también la facturación de energía de los consumidores).

7.2 Aspectos relativos al autoconsumo

Se han recibido 20 comentarios de 11 empresas relativos a las propuestas de cambios relacionadas con el autoconsumo. Los comentarios más relevantes se pueden agrupar en torno a las cuestiones que se describen en los subapartados 7.2.1 a 7.2.5.

7.2.1 Adelanto de la recepción de información de autoconsumo

Se han recibido algunos comentarios contrarios a la propuesta de adelanto de recepción de autoconsumo por parte del operador del sistema, sobre los argumentos de que actualmente no se está produciendo retraso en los envíos de información, que los cambios son complejos, que el adelanto no es necesario para el operador del sistema o incluso que la plataforma DATADIS podría proporcionar dicha información de forma agregada.

En relación a estas cuestiones, cabe destacar que las características y marco regulatorio del autoconsumo hacen que el operador del sistema no disponga en la actualidad de telemedida de potencia en tiempo real, ni tampoco de medida de la energía generada por el autoconsumo. Además, para las instalaciones de menos de 1 MW tampoco se recibe en tiempo real la medida de telepotencia de la energía consumida de la red o volcada a la red. Es por ello que la única fuente de información de estas instalaciones es la información estructural proporcionada por los encargados de la lectura de forma individualizada, que permite incorporar las potencia, ubicación, modalidad y tecnología de las instalaciones en los modelos de operación. Disponer de esta información de forma completa y actualizada, que es una obligación de los encargados de lectura, resulta crucial para operar el sistema de forma segura, habida cuenta de los volúmenes de autoconsumo ya presentes en España.

Los PPOO actualmente vigentes ya recogen esta obligatoriedad de envío de información. En concreto la redacción actual del PO 10.11 indica que los encargados de la lectura deben remitir información de *"Datos estructurales (altas/bajas/modificaciones y correcciones) de instalaciones acogidas a autoconsumo."* Esta redacción no detalla en qué momento a lo largo de la tramitación del autoconsumo el encargado de la lectura debe enviar esta información al operador del sistema. En la práctica los encargados de la lectura vienen remitiendo dicha información al operador del sistema en el momento en el que el autoconsumo se activa en el contrato de acceso a la red (ATR) del consumidor.

No obstante lo anterior, se vienen observando casuísticas que se han puesto en común en diferentes Grupos de Trabajo (*Grupo de Seguimiento de Medidas, Grupo de Trabajo de Encargados de Lectura, Grupo de Trabajo con Comercializadores y Grupo de Trabajo de Formatos de la CNMC*) y que muestran que hay determinados colectivos de autoconsumo, como es el caso de las modalidades de *autoconsumo Sin Excedentes* o los *Autoconsumos Colectivos*, en los que hay un retraso importante en la activación del autoconsumo en el ATR o incluso no se llega a activar, puesto que ninguna de las partes tiene interés económico en ello, como sucede en los autoconsumos con Excedentes. Sin embargo, estas instalaciones están conectadas a la red, disponen habitualmente de CIE (*Certificado de Instalación Eléctrica*) y el gestor de la red a la que se conectan dispone de dicha información (total o parcialmente), aunque por diversos motivos no se haya activado el autoconsumo en el ATR.

El Real Decreto Ley 18/2022 avanza en este sentido y recoge que *"los gestores de las redes de transporte y distribución remitirán al operador del sistema en su calidad de responsable del sistema de medidas, exclusivamente por vía electrónica, la información relativa a las instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes que gestionan. Esta información deberá permitir identificar cada una de las instalaciones de autoconsumo en el concentrador principal de medidas eléctricas."* Este añadido al Real Decreto 244/2019 no hace más que reforzar la necesidad de recepción de dicha información, que por otro lado los encargados de la lectura vienen remitiendo de forma general con puntualidad y eficiencia. La modificación que se propone únicamente incluye un nuevo conjunto de información para que el gestor de la red envíe la información relativa al autoconsumo tan pronto como tenga constancia de la misma. En la práctica **no se trata de dejar de recibir la fecha actual de activación del autoconsumo en el ATR**, la cual es igualmente relevante, sino incorporar otra

fecha anterior en la que la instalación se ha conectado a la red, aunque por cuestiones diversas el autoconsumo no está activado en el contrato.

Esta cuestión se está también tratando en el *Grupo de Trabajo de Formatos de la CNMC*, y se están dando pasos para que en determinados casos el Distribuidor active de oficio el ATR sin necesidad de contar con la aceptación del Comercializador. Sin embargo, esto no daría respuesta a toda la casuística identificada y en particular al segmento de Sin Excedentes con potencias por encima de los 100 kW, o a todos aquellos conectados en alta tensión, aunque presenten potencias menores. A modo indicativo, contrastes realizados en alguna de las Comunidades Autónomas con mayor volumen de autoconsumo, muestran que este colectivo de autoconsumo Sin Excedentes no visible para el operador del sistema podría rondar el 20% de la potencia instalada.

En el caso de los autoconsumos colectivos, de los cuales se espera un importante despliegue en los próximos años, lo más vital para los modelos de operación es disponer de la información de la instalación de generación asociada. Es por ello, que la fórmula propuesta permite enviar la información del autoconsumo, y con posterioridad ir incorporando información sobre los diferentes consumidores según se vaya disponiendo de ella.

Algunos comentarios recibidos argumentan que *“esta modificación introduce una gran complejidad a los sistemas”*. Sin embargo, esa complejidad aducida es una cuestión particular de la forma en que cada encargado de lectura tiene estructurados sus sistemas de información dentro del marco de su rol más amplio de gestor de la red, que es quien recibe la obligación en el marco del RDL 18/2022. Adicionalmente y sin entrar a la casuística de cada empresa, no parece, de forma general, que un intercambio de información basado en ficheros sobre la base de un identificador único (CAU) suponga una gran complejidad para los sistemas.

Resulta destacable que algún comentario vaya en la línea de ofrecer la plataforma DATADIS para proporcionar esta información de forma agregada al operador del sistema, lo cual se otorga de difícil encaje en el ordenamiento jurídico del sector eléctrico.

Sí que se incorpora en la propuesta de modificación de PPOO los comentarios recibidos de varios participantes en la consulta en el sentido de que la información remitida de oficio por las Comunidades Autónomas a los gestores de las redes sólo abarca al colectivo conectado en baja tensión y de menos de 100 kW de potencia. Por ello, sobre la propuesta inicial del operador del sistema, se modifica el párrafo propuesto en el PO 10.11 para contemplar que el gestor de la red comunique la información al operador del sistema también cuando tenga constancia de ella, a través del comercializador o del propio consumidor, conforme a lo indicado en el punto 1 del artículo 8 del Real Decreto 244/2019.

7.2.2 Autoconsumos PLURICAU

Se han recibido algunos comentarios en relación con el planteamiento del operador del sistema sobre los autoconsumos PLURICAU, consumidores que participan de más de un autoconsumo simultáneamente. Estos comentarios van en dos líneas fundamentales:

- Clarificación de los conceptos y la formulación utilizada, para lo que se ha modificado el texto del punto 3 del anexo 10 del PO 10.5 a efectos de clarificar la nomenclatura usada, e igualmente se incorpora un gráfico que ayuda a la comprensión de la misma.
- Complejidad de la propuesta. También se ha recibido algún comentario indicando que la propuesta es *“muy compleja”*, si bien no se acompañaba de una alternativa, por lo que no ha podido valorarse. Hay que indicar que el desarrollo propuesto por el operador del sistema para los autoconsumos PLURICAU es la extensión a esta casuística de la formulación actual para los autoconsumos colectivos, y que la complejidad de la formulación es la estrictamente derivada de la complejidad de los casos reales que se presentan. Hay que recordar que esta propuesta surge como respuesta a un mandato del Grupo de Trabajo de Formatos Eléctricos (GT2) de la CNMC, donde se identificaron casos reales de estas tipologías de autoconsumo

para las que se hace preciso el desarrollo de estos cálculos de forma homogénea y transparente.

7.2.3 Periodo de integración en los cálculos de energías de autoconsumo

Se han recibido comentarios en la línea de que los cálculos de energías de autoconsumo sigan siendo horarios. Estos comentarios apuntan que los cálculos de energías para autoconsumo deben mantenerse en base horaria por así quedar recogido en el Real Decreto 244/2019.

Esta cuestión quedaría pendiente de validación, por lo que si bien no se modifica el texto inicialmente propuesto en el PO 10.5, sí que se identifica como aspecto relevante a clarificar.

7.2.4 Medida en punto frontera de consumidores con autoconsumo

Se han recibido algunos comentarios en relación a la complejidad que suponen algunas casuísticas de autoconsumo de cara a la trazabilidad de los cálculos necesarios para obtener la información para facturación a los consumidores. En este sentido, esos comentarios solicitan que los distribuidores pongan a disposición de los comercializadores las energías horarias tanto en punto de medida como en punto frontera de forma diaria o en todo caso sincronizada con la emisión de la factura de peajes para todos los tipos de punto.

El punto de partida para justificar esta necesidad es el propio Real Decreto 244/2019, cuyo artículo 11 recoge:

“El encargado de lectura deberá remitir la información desglosada de acuerdo con las definiciones previstas en el artículo 3 del presente real decreto para la correcta facturación a las empresas comercializadoras de los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo y las correspondientes liquidaciones de energía en los mercados.”

El desglose al que hace referencia el artículo 3 del Real Decreto 244/2019 incluye todas las energías puestas en juego en el autoconsumo.

Por otro lado, en el caso de los puntos frontera de consumidores tipos 3, 4 y 5 integrados en los sistemas de telegestión, el punto 5.2.2 del procedimiento de operación 10.11 ya indica que *“el distribuidor pondrá a disposición antes del 5º día hábil incluido posterior a la fecha final del periodo de facturación, la CCH_FACT correspondiente a dicho periodo de facturación, de forma simultánea al envío del fichero de facturación de peajes.”*

Para los consumidores tipo 1, 2 y 3, el propio procedimiento de operación 10.5 en su apartado 8 ya contempla que las medidas horarias de estos consumidores se lean y se publiquen antes de las 8:00 horas del día D+1. Adicionalmente el punto 8.2 de dicho procedimiento de operación 10.5 indica que:

“El cálculo del mejor valor de energía de cada punto frontera se realizará, mientras no se haya realizado el cierre definitivo de medidas, de acuerdo con los plazos obligatorios de recepción de medidas que se indican en el apartado 8.”

De lo anterior que se deduce que para estos puntos de consumidores tipo 1, 2 y 3 dicho cálculo debe realizarse de forma diaria. Por otro lado, también en el punto 4.3 del PO 10.5 se indica:

“En función de la disponibilidad de datos de medida asociados a cada frontera el encargado de la lectura deberá realizar el cálculo y ponerlo a disposición del resto de participantes con un retraso máximo de 24 horas.”

Lo que refuerza igualmente la obligación de disponer de la energía en frontera con un retraso máximo de 24 horas tras la disponibilidad de la medida.

Por todo lo anterior, desde el operador del sistema se valora positivamente los comentarios recibidos, pero se entiende que la redacción actual de los procedimientos de operación ya establece estos plazos diarios para disponer de energía en punto frontera en el caso de los consumidores tipo 1, 2 y 3.

7.2.5 Autoconsumo colectivo pluri-Distribuidor

Se han recibido dos comentarios en la línea de desarrollar con mayor detalle en los procedimientos de operación el acceso a la medida por parte de los encargados de lectura en los casos de autoconsumos colectivos con varios encargados de lectura.

La solución que proponen los participantes de la consulta va en dos sentidos:

- Equipar hardware adicional en los equipos de medida de telegestión para que puedan ser leídos por más de un encargado de lectura.
- Habilitar el acceso a dichas medidas a través de los sftp de los encargados de lectura.

Teniendo en cuenta por un lado que todos los encargados de lectura ya están accediendo al concentrador principal y que por otro lado parte de la información a intercambiar es liquidatoria, puesto que es necesaria para la composición de la medida de las agregaciones, la propuesta del operador del sistema sería utilizar el concentrador principal para estos intercambios de información, tal y como se hace con otras magnitudes en las que intervienen varios participantes, siendo además el propio operador del sistema un encargado de lectura más.

La información disponible en el concentrador principal del autoconsumo ya permite identificar estas casuísticas y por lo tanto, sería altamente eficiente implementar estos intercambios. Por ello se recoge dicha propuesta en el punto 4.3 del PO 10.11.

7.3 Aspectos relativos a la hibridación de tecnologías

Se han recibido 8 comentarios de 3 empresas relativos a propuestas de cambios relacionados con la hibridación de tecnologías. Los comentarios más relevantes se pueden agrupar en torno a las siguientes cuestiones que se describen en los subapartados 7.3.1 y 7.3.2.

7.3.1 Esquemas

Se han recibido algunos comentarios con relación a los esquemas básicos de medida propuestos por el operador del sistema para instalaciones híbridas, con hibridación entre diferentes tecnologías de generación, entre una o varias tecnologías de generación con almacenamiento y cualquiera de las anteriores con alguna modalidad de autoconsumo. Estos comentarios hacen referencia a que estos esquemas no se deberían regular en una guía externa, sino que deberían estar recogidos en la propia normativa.

Dada la imposibilidad de precisar todas las combinaciones de las posibles instalaciones híbridadas, en las que se pueden integrar diferentes tecnologías de generación o almacenamientos y además con distintas modalidades de autoconsumo, el operador del sistema sólo ha incluido en la propuesta unos ejemplos generales que cubren los casos más característicos para este tipo de instalaciones. Con este conjunto de esquemas más los esquemas típicos de medida incluidos en el Apéndice A de la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, quedan cubiertas las configuraciones de medida más características de instalaciones híbridadas. Los esquemas que se recojan en la guía responderán a casos concretos que puedan resultar de interés, en los que se aplicarán a esos casos las indicaciones recogidas en los esquemas básicos propuestos.

en esta propuesta y en el mencionado Apéndice A, y por tanto, siempre cumpliendo con los requisitos aprobados en la normativa de aplicación.

7.3.2 Medida totalizadora

También se ha recibido un comentario acerca del criterio general de medida para instalaciones híbridas, instando a que en ningún caso se exija para estas instalaciones una medida física con contador que integre la medida de toda la generación hibridada. Para ello se alude a que la definición del punto frontera en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (Real Decreto 1110/2007) no identifica de forma precisa su ubicación.

El operador del sistema ha tenido en consideración para esta propuesta lo dispuesto en la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, que define que para fronteras de generación el punto de medida principal se situará en el punto de conexión con la red de transporte o distribución, si bien valora positivamente que se introduzca en la normativa una definición expresa de la necesidad de esta medida principal para los casos de instalaciones hibridadas.

7.4 Aspectos relativos a otros cambios y mejoras

Se han recibido 42 comentarios de 10 empresas relativos a las propuestas de mejoras en el sistema y otros cambios que se proponen. Los comentarios más relevantes se pueden agrupar en torno a las siguientes cuestiones que se describen en los subapartados 7.4.1 a 7.4.4.

7.4.1 Funciones del Concentrador Principal

Se han recibido comentarios expresando que el operador del sistema *"se otorga funciones que actualmente no le están asignadas"* y que *"persiguen la creación última de un central data hub"*.

En este sentido, cabe puntualizar que la adecuación del texto del procedimiento de operación 10.4 se ha reducido a incluir en el punto 4.1 entre las funciones del concentrador principal la de **proporcionar información para "todos los servicios que se establezcan en la normativa"**, en línea con las funciones del operador del sistema recogidas en el artículo 30 de la Ley 24/2013 del sector eléctrico entre las que se encuentran:

- *Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.*
- *Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.*

El operador del sistema no se otorga ninguna función con esta propuesta, sino que adecua el texto del PO 10.4 a lo que ya recoge la propia Ley del Sector Eléctrico, que es que el operador del sistema debe *"poner a disposición de terceros interesados la información que se determine"*, y que deberá *"realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen"*.

Cabe mencionar que, en la actualidad, el concentrador principal ya difunde datos de medidas más allá de facilitar información al sistema de liquidaciones del operador del sistema, entre los que cabe mencionar los siguientes requerimientos normativos sistemáticos:

- Información de medidas para la liquidación de los importes correspondientes al régimen retributivo específico en cumplimiento de la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Solicitud de información del MITERD para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubren los costes del sistema eléctrico.
- Solicitud de información de la CNMC para la actualización de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución conforme al artículo 12 de la Circular 3/2020 a efectos de la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Solicitud de información de la CNMC para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica en cumplimiento de la disposición adicional octava de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Actividad productiva de los titulares de instalaciones generadoras de energía hidroeléctrica de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.
- Solicitud de información de la CNMC sobre la información que las empresas comercializadoras de energía eléctrica deben proporcionar de forma obligatoria a sus clientes acerca del origen de la electricidad por ellas vendida y su impacto sobre el medio ambiente, en cumplimiento de la Circular 2/2021, de 10 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del etiquetado de la electricidad para informar sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.
- Solicitud de información de la CNMC para el Sistema de Garantía de Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia en cumplimiento de la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Solicitud de información de la CNMC para la determinación de los Operadores principales y dominante en aplicación del artículo 3 del Real Decreto 1232/2001, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento de autorización previsto en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000.
- Solicitud de información de la CNMC sobre las ventas de energía a consumidores finales de las comercializadoras y del consumo de los consumidores directos en mercado de los sujetos obligados en el marco del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, en cumplimiento de la Disposición Adicional quinta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A estos requerimientos normativos periódicos, habría que añadir las solicitudes puntuales de información que desde MITERD, CNMC y CCAA se realizan en el ejercicio de sus funciones y que se responden a partir de la información de medidas almacenadas en el concentrador principal de medidas.

Como también se indica en otros puntos de este documento, en ningún apartado del documento justificativo, o de los propios procedimientos de operación se hace referencia a que las mejoras

propuestas vayan encaminadas a la creación de *"un central data hub"*, quedando dicha cuestión fuera del ámbito de la propuesta de mejora en los procedimientos de operación que se ha sometido a consulta pública y que se centra en cuestiones y necesidades operativas del sistema eléctrico. El modelo general de acceso a los datos de medida de los consumidores es algo contemplado en el artículo 23 de la *Directiva UE 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad* (Directiva MIE), y que deja en manos de los estados miembros las normas relativas a la gestión y al intercambio de datos incluyendo el acceso de terceras partes a los datos del cliente final, todo ello garantizando que los datos *"puedan ser accesibles en condiciones no discriminatorias"* y la *"imparcialidad de las entidades que los procesan"*. En el caso de España, esta cuestión está aún pendiente de transposición.

En este mismo sentido, el recientemente aprobado *Reglamento (EU) 2023/1162 relativo a los requisitos de interoperabilidad y procedimientos no discriminatorios y transparentes para acceder a los datos de medición y consumo*, define roles y procesos, pero no determina qué participantes o qué figuras deben desarrollar esos roles, quedando nuevamente esto en el ámbito de cada Estado Miembro.

Cabe destacar también que dentro de este grupo de comentarios contrarios a que el concentrador principal *"proporcione todos los servicios que se establezcan en la normativa"*, por entender que esto *"persigue la creación última de un central data hub"*, sin embargo, se ofrece la plataforma DATADIS, como un acceso alternativo centralizado a los datos, gestionado por una *Comunidad de Bienes*, de difícil encaje en el ordenamiento jurídico del sector eléctrico, en concreto, ni en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ni en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Por estos motivos no se ha aceptado la propuesta de algunos comentarios recibidos en el sentido de eliminar el texto en el que se indica que el Concentrador Principal debe proporcionar información para *"todos los servicios que se establezcan en la normativa"* como no podría ser de otra forma.

7.4.2 Recepción de medida horaria individualizada de los consumidores tipo 4

Se han recibido 3 comentarios de una empresa contrarios a la propuesta de inclusión, dentro de la información mínima a poner a disposición del operador del sistema, de la recepción de la curva de carga horaria de los consumidores tipo 4 sobre el mismo argumento de *"atribución de funciones por parte del operador del sistema"* y de creación de un *"central data hub"*, que no se considera justificada pues, como ya se ha indicado anteriormente, utiliza argumentos que no obedecen a cuestiones expuestas en el documento justificativo y que están claramente fuera del alcance de esta propuesta de mejora de procedimientos de operación, como es el atribuir intencionalidad de crear un modelo *"central data hub"*; siendo dicha cuestión objeto de debate en otros foros.

En relación a esta cuestión, desde 2015 y acompañando el despliegue de contadores inteligentes el operador del sistema recibe información horaria individualizada de los consumidores tipo 5. El objeto de dicha recepción es doble: por un lado responder a la obligación normativa establecida en el PO 10.4 de detectar discrepancias entre la información horaria individualizada y la información remitida en las agregaciones por los encargados de lectura; y por otro incorporar en el sistema nacional de medidas la mejor información disponible procedente de la demanda de forma que permita incorporar dicha información en los modelos de operación necesarios en los escenarios de la transición energética. Todo ello permite valorizar aún más el enorme esfuerzo país realizado en el despliegue de contadores inteligentes, dando una enorme utilidad a la posibilidad de disponer de toda la información de las más de 300 empresas distribuidoras en el concentrador principal.

En este comienzo los consumidores tipo 4 quedaron en *"tierra de nadie"*, conformando una clara anomalía en la que casi un 10% de la demanda no podía disponer de medida horaria y seguía siendo perfilada. El *Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, venía a poner fin a

esta situación dando un plazo de 4 años para que los puntos de medida tipo 4 cumplieren con todos los requisitos establecidos en el artículo 9 del *Real Decreto 1110/2007*. Así, desde abril de 2023 todos los contadores tipo 4 deberían estar adaptados y disponer de curva horaria.

Una vez superado este hito en el que se dispone de medida horaria individualizada para los consumidores tipo 4 no hay razón alguna para que no se amplie la obligación recogida en el PO 10.4 y se extienda el proceso de detección de discrepancias entre agregaciones y medida individualizada a los consumidores tipo 4, de la misma manera que se viene haciendo con los consumidores tipo 5. Igualmente, esta medida horaria individualizada de los consumidores tipo 4 se incorporará en los modelos de previsión del operador del sistema, de la misma forma que se hace con el resto de los consumidores tipo 1, 2, 3 y 5.

Se trata de un colectivo de unos 700.000 suministros, muy reducido en comparación con los 29,5 millones de consumidores tipo 5 con que cuenta España en la actualidad, por lo que el envío de información de este colectivo a través de la misma vía que los tipo 5, no supone un incremento sustancial en los volúmenes de información intercambiada.

Estos comentarios, además, van en contra de otros recibidos por parte de encargados de lectura, que abogan por remitir información al concentrador principal de forma desagregada.

La propuesta concreta que se recoge es **ampliar a los consumidores tipo 4** el envío de datos de medida horarios individualizados que deben realizar los encargados de lectura al concentrador principal al igual que ya lo realizan para los consumidores tipo 5. Los datos serán enviados por los encargados de lectura a SIMEL en el mismo plazo ya establecido para los datos horarios individualizados de consumidores tipo 5.

7.4.3 Delegación de funciones entre empresas

La aparición de nuevos roles y modelos de negocio, como el agregador independiente, el consumidor electrointensivo, servicios de eficiencia energética, la necesidad de verificar producción de energía para la validación de contratos PPA (*Power Purchase Agreement*) o para la certificación de hidrógeno en base a una tecnología de producción, junto con la necesidad de aclarar a que tipos de participantes se les solicita información y la necesidad cada vez más creciente de dotar a terceros de acceso directo a las medidas de un participante, han llevado a la revisión de este apartado en el sentido de introducir una nueva variante de la delegación de funciones, que ha sido solicitada expresamente por comercializadores y productores.

La delegación de funciones y obligaciones del sistema de medidas de una empresa en otra es una operativa que ya está recogida actualmente en los procedimientos de operación del sistema y que viene siendo ampliamente utilizada y valorada por los participantes. La propuesta del operador del sistema se centra únicamente en posibilitar la delegación parcial de dichas funciones de forma que una empresa pueda delegar en otra, o habilitar a otra, solo para consultar sus datos de medida, no para la gestión de sus datos de medidas, como ya ocurre en la actual figura de delegación.

Se han recibido algunos comentarios contrarios a esta propuesta por parte de algunos participantes que se fundamentan en argumentos que entendemos nada tienen que ver con la propuesta concreta realizada por el operador del sistema. En particular:

- Algún comentario hace referencia al artículo 26 de RD 1110/2007 para indicar que sólo el MITERD, la CNMC y las Comunidades Autónomas pueden tener acceso al Concentrador Principal. Sin embargo, esto no es así, pues el citado artículo 26 lo que indica que es esos agentes (MITERD, CNMC y CCAA) sí que tendrán acceso a la información del Concentrador Principal en el ejercicio de sus competencias y funciones, pero obviamente esto no limita que otros participantes accedan al concentrador principal para la gestión de las medidas en las que participan. Por tanto, no se encuentra el RD 1110/2007, a juicio del operador del sistema, ningún elemento objetivo que impida que una empresa permita a otra acceder a sus datos de medida.

Las referencias a "*clientes*" en el RD 1110/2007, entendidos como consumidores y personas físicas, quedan fuera de esta propuesta que hace el operador del sistema, ya que estos consumidores (salvo los consumidores directos a mercado que sí tienen consideración de participantes en el sistema de medidas) no tienen en la actualidad acceso al Concentrador Principal y por lo tanto no pueden delegar dicho acceso; y en cualquier caso deberán ser las empresas que delegan el acceso las que deben asegurarse que la empresa en la que delegan cumple con toda la normativa de protección de datos de aplicación.

Se menciona también en los argumentos de algún participante en contra de esta propuesta que *"Según la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, artículo 40, dentro de las obligaciones de las empresas distribuidoras se encuentra: Facilitar los datos de consumo a los sujetos en los términos que reglamentariamente se establezcan."* Efectivamente así es y son las empresas distribuidoras en su función de encargados de la lectura quienes leen y facilitan los datos de consumo a los sujetos (entre ellos al operador del sistema) conforme a la normativa vigente. No se aprecia en esta redacción ningún elemento contrario a que uno de esos sujetos pueda delegar en otro el acceso a sus medidas en el Concentrador Principal, acceso que viene recogido normativamente en el artículo 9 de la Orden TEC 1281/2019 de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

De los argumentos expuestos, parece deducirse que la propuesta del operador del sistema entrase en conflicto con alguna función otorgada en la normativa al distribuidor, en su rol de encargado de la lectura; y no sólo no lo interpreta así el operador del sistema, sino que la propuesta complementa en buena medida a dichas funciones, ya que permite por ejemplo que una empresa pueda habilitar a otra empresa para acceder a datos de medidas de generación de instalaciones de las que el encargado de la lectura es el operador del sistema, y a las que no podrían acceder de otra forma. Se trata por tanto de una funcionalidad acotada de la actual práctica de delegación y cuyo sobre-coste es cero para el conjunto del sistema, pues se apoya en los procesos y sistemas actualmente vigentes.

Otro comentario expuesto, en relación a esta propuesta y a otras, va en la línea de que el operador del sistema *"se otorga funciones que actualmente no le están asignadas"* y que *"persiguen la creación última de central data hub"*.

En este sentido, cabe puntualizar lo siguiente:

- En ningún caso el operador del sistema se otorga en esta propuesta funciones que no le estén asignadas, sino que únicamente se proponen elementos de mejora en el sistema de medidas en línea con el marco regulatorio actual. En concreto, la propia Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece en su Artículo 30 entre las funciones del operador del sistema:
 - *La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.*
 - *Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.*
 - *Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.*

Todas las propuestas de mejora realizadas se encuentran enmarcadas dentro de estas funciones que otorga la Ley al operador del sistema, y entre las que se encuentran *"realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen"*, como no podría ser de otra forma.

- En ningún punto del documento justificativo, o de los propios procedimientos de operación se hace referencia a que las mejoras vayan encaminadas a la creación de *"un central data hub"*, quedando dicha cuestión fuera del ámbito de la propuesta de mejora en los

procedimientos de operación que se ha sometido a consulta pública y que se centra en cuestiones y necesidades operativas del sistema eléctrico. El modelo general de acceso a los datos de medida es algo contemplado en el artículo 23 de la *Directiva UE 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad* (Directiva MIE), y que deja en manos de los estados miembros las normas relativas a la gestión y al intercambio de datos incluyendo el acceso de terceras partes a los datos del cliente final, todo ello garantizando que los datos “*puedan ser accesibles en condiciones no discriminatorias*” y la “*imparcialidad de las entidades que los procesan*”. En el caso de España, esta cuestión está aún pendiente de transposición.

En este mismo sentido, el recientemente aprobado *Reglamento (EU) 2023/1162 relativo a los requisitos de interoperabilidad y procedimientos no discriminatorios y transparentes para acceder a los datos de medición y consumo*, define roles y procesos, pero no determina que participantes o que figuras deben desarrollar esos roles, quedando nuevamente esto en el ámbito de cada Estado Miembro.

Por todo lo anterior se mantiene inalterada la propuesta de introducir una variante de delegación entre empresas para que la empresa delegada pueda acceder a las medidas del concentrador principal a las que accede la empresa que delega.

En todo caso y vistos los comentarios recibidos, sería suficiente la inclusión de un nuevo punto 7 en el Artículo 26 del *Real Decreto 1110/2007* para posibilitar que también los consumidores pudieran acceder a sus datos de generación y consumo contenidos en el concentrador principal, sin perjuicio de que el distribuidor proporcione la información de consumo a dichos consumidores en los términos recogidos en la normativa del sector. En concreto dicha redacción del **nuevo punto 7 en el Artículo 26 del Real Decreto 1110/2007** quedaría de la siguiente forma:

7. Los consumidores, o aquellas terceras partes a las que estos autoricen, podrán acceder a su información de medidas contenida en el concentrador principal correspondiente a sus puntos de medida de generación y consumo de su titularidad o gestión.

Esta modificación, podría formar parte de la transposición del Artículo 23 de la *Directiva UE 2019/944*, estando perfectamente alineada con el recientemente publicado *Reglamento (EU) 2023/1162 relativo a los requisitos de interoperabilidad y procedimientos no discriminatorios y transparentes para acceder a los datos de medición y consumo*.

7.4.4 Preobjecciones a puntos frontera de consumidores

Se han recibido comentarios de 5 empresas que solicitan incluir dentro de las obligaciones de los encargados de la lectura, la respuesta a las preobjecciones y la corrección de las medidas, si aplicase, de uno o más periodos de integración antes de la publicación del cierre provisional.

Desde abril de 2023 todos los contadores deberían estar adaptados a los requisitos establecidos en el artículo 9 del *Real Decreto 1110/2007* y por tanto integrados efectivamente en telegestión o telemedida. La consecución de este hito hace posible recuperar las medidas de los consumidores y ponerlas a disposición del operador del sistema en el mismo plazo que ya está establecido para los tipo 5.

Adicionalmente, con la aprobación de los procedimientos de operación en agosto de 2022 se avanzó para disponer de la mejor medida en el menor plazo posible, adelantando un mes la publicación del cierre M3 y pasando a denominarse cierre intermedio, y por tanto se acercó un mes la liquidación intermedia provisional al momento efectivo del consumo.

Este adelanto en la publicación del cierre intermedio hace que tras la publicación de medidas del cierre intermedio se abra un periodo de 4 meses durante los cuales la única posibilidad de comunicar por parte de un participante a su encargado de lectura la corrección de las medidas que se

hayan considerado incorrectas tras las validaciones que puedan realizar el distribuidor, comercializador, consumidor directo o representante es la comunicación de preobjecciones.

Actualmente, es el propio encargado de lectura el que realiza las modificaciones de energías entre el cierre intermedio y provisional. El encargado de lectura no tiene obligación de responder a las preobjecciones, quedando a su criterio la corrección de aquellas incidencias que hayan sido detectadas por el otro participante en la medida.

Desde el operador del sistema valoramos positivamente los comentarios recibidos en relación con la ampliación de las obligaciones de los encargados de la lectura a la respuesta de las preobjecciones y corrección de las medidas, no obstante, en los diferentes grupos de trabajo que mantiene el operador con los encargados de la lectura en los que se ha recogido su opinión, se ha indicado que la carga de trabajo que este cambio supondría sería muy relevante y que ya existe un proceso entre el cierre provisional y definitivo para la gestión de objeciones por los participantes.

Consideramos, por tanto, que en línea con los cambios que se han venido promoviendo por parte del operador del sistema, más allá de introducir nuevas obligaciones a los distintos participantes, se debería continuar avanzando en adelantar las sucesivas publicaciones y liquidaciones y por tanto acercarlas al momento del consumo. Para ello, en opinión del operador del sistema se debería analizar el adelanto tanto del cierre provisional como del cierre definitivo, haciendo coincidir, por ejemplo, el cierre provisional con el actual cierre intermedio, de manera que desapareciera este último. Por tanto, desaparecería al mismo tiempo el concepto de preobjección y los plazos para la comunicación de objeciones se adelantarían al mes M2, siendo en este mes la publicación del cierre provisional. Esta propuesta y su análisis se considera fuera del alcance de la propuesta de estos procedimientos de operación y requerían un trabajo más profundo en los diferentes grupos de trabajo que tiene el operador del sistema con los participantes del sistema de medidas.

red eléctrica
Una empresa de Redeia