

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA POR LA QUE SE APRUEBAN DETERMINADOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS QUINCEMINUTAL

(INF/DE/052/25)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 13 de marzo de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la «*Propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación del sistema para la implementación del periodo de liquidación de los desvíos quinceminutal*» (en adelante, la `propuesta`), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR), en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

1. El 11 de febrero de 2025 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), adjuntando para informe la propuesta, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). Posteriormente, el día 13 de febrero, se complementó la información con la recepción en el registro de la CNMC de los procedimientos de operación objeto de modificación.
2. La propuesta aprueba modificaciones de distintos procedimientos de operación (P.O.), en concreto los siguientes:
 - a. P.O. 10.1 *Condiciones de instalación de los puntos de medida*
 - b. P.O. 10.2 *Verificación de los equipos de medida*
 - c. P.O.10.4 *Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones*
 - d. 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*
 - e. P.O. 10.6 *Agregaciones de puntos de medida*
 - f. P.O. 10.11 *Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes*
3. La finalidad de las meritadas modificaciones es acometer la segunda fase (Fase II) en el proceso de adaptación de la medida a la implementación de un periodo de liquidación de los desvíos (ISP) de 15 minutos, de acuerdo con lo previsto en 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.
4. La primera fase de esta implementación se llevó a cabo mediante la Resolución de 25 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica el procedimiento de operación 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», mientras que la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los

procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4¹ para la adaptación de la liquidación al ISP cuartohorario aprobó, a propuesta del operador del sistema, la solución transitoria, identificada como Fase 1B, para permitir la implementación del ISP quinceminutal en el plazo legalmente establecido con un impacto limitado sobre los sujetos de mercado que no pueden ajustar cuartohorariamente sus programas.

Primero. Implementación de un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos

5. 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 en todas las zonas de programación en un plazo máximo de tres años tras la entrada en vigor de ese reglamento, esto sería, el 18 de diciembre de 2020. El ISP vigente en la zona española en la fecha de aprobación de la citada Directriz era de 60 minutos.
6. No obstante, el artículo 62.2.d) de ese mismo reglamento permitía a los gestores de la red de transporte solicitar a la autoridad reguladora competente una excepción temporal al plazo anterior, si bien dicha excepción no podrá suponer la extensión de la fecha de implementación del ISP de 15 minutos más allá del 1 de enero de 2025.
7. En aplicación de lo anterior, con fecha 15 de octubre de 2020, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dictó la Resolución por la que se concede una excepción temporal en relación con la aplicación del artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 en materia del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos. Esta resolución concede a Red Eléctrica de España, S.A, en calidad de operador del sistema, una excepción temporal hasta el 31 de diciembre de 2024 para cumplir con la aplicación del artículo 53.1 del citado Reglamento (UE) 2017/2195, si bien insta a Red Eléctrica de España, S.A. a hacer su mejor esfuerzo para completar el proceso de implementación de forma anticipada, el 1 de octubre de 2023.
8. La implementación de un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos requería de diversos hitos regulatorios. En primer lugar, el hito cumplido de introducir programación cuartohoraria en los mercados de operación del sistema eléctrico². Por otra parte, se requería la modificación de los procedimientos de operación de liquidaciones por la CNMC, así como la adaptación del sistema de

² Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuartohoraria de la operación del sistema eléctrico peninsular español.

medidas eléctricas utilizadas para la liquidación de la energía y la determinación de los desvíos por parte de la SEE.

Segundo. Fases de la implementación

9. Con fecha del 21 de febrero de 2023, el operador del sistema trasladó mediante oficio a la CNMC la conveniencia de modificar la planificación inicial para abordar la incorporación de las medidas de energía de quince minutos, procedentes de contadores, en las liquidaciones del operador del sistema. En concreto, el operador planteaba la división del proceso en dos fases:
 - **Fase I:** Incorporación de las medidas de contador de quince minutos 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 cuartohoraria, en sustitución de la telemedida de potencia integrada en 15 minutos que se venía empleando desde la implementación de la programación cuartohoraria en mayo de 2022.
 - **Fase II:** Implantación de la aplicación del periodo de liquidación de quince minutos (ISP15), con incorporación, con carácter general, de las medidas de contador de quince minutos para los puntos de medida de tipos 1, 2 y 3 y servicio de perfilado para los tipos 4 y 5.

10. La memoria justificativa de la Resolución de 25 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, ahondaba en esta necesidad de llevar a cabo la incorporación de las medidas quinceminutales en dos fases, debido a las siguientes circunstancias:
 - Conveniencia de disponer de un periodo más amplio para la adaptación de todos los sistemas de información teniendo en cuenta las importantes modificaciones que han sido necesarias acometer tras la aprobación de la Resolución de 8 de agosto de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, que modificó los procedimientos de operación 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11, las cuales han afectado a la planificación de los trabajos de adaptación al ISP de 15 minutos.
 - Conveniencia de convocar con tiempo suficiente los distintos grupos de trabajo del ámbito de las medidas en los que se han debatido y propuesto las especificaciones técnicas de los requisitos de las adaptaciones de los sistemas, así como las propuestas de los cambios normativos necesarios.
 - Necesidad de resolver una dificultad técnica recientemente identificada para disponer de medida de 15 minutos con firma electrónica de algunos puntos de medida de los que el OS es encargado de lectura y que puede afectar a

un volumen significativo de contadores. Según ha indicado el OS, esta circunstancia no fue identificada en el grupo de trabajo del año 2020 fruto del cual se elaboró la propuesta de hoja de ruta de paso al ISP 15 que se concretó en la solicitud de excepción solicitada por Red Eléctrica de España, S.A. respecto de la cual la CNMC dictó la resolución de fecha 15 de octubre de 2020, anteriormente mencionada.

11. De esta manera, y como ya se ha mencionado, la Resolución de 25 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica el procedimiento de operación 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», incorporaba los cambios necesarios para completar la primera de las fases previstas por el OS. Concretamente, y tal y como se detalla en la memoria justificativa de la propuesta objeto del presente informe, se incorporaban al P.O. 10.5 las medidas de contador de 15 minutos para 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 cuartohoraria, en sustitución de la telemedida de potencia integrada en 15 minutos que se venía empleando desde mayo de 2022.
12. Posteriormente, y con fecha 13 de octubre de 2023 tuvo entrada en esta Comisión la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 14.1 *Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema* y 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, necesarios para la implementación de la Fase II del ISP15. El oficio que acompaña la propuesta indica que, en paralelo con este envío a la CNMC, el OS remitió al MITERD la correspondiente propuesta de modificación de los procedimientos de operación de medidas eléctricas del OS, hecho constatado también en la memoria justificativa de la propuesta de resolución sometida al presente informe.
13. Dicha propuesta fue previamente sometida a consulta pública por el OS entre el 25 de agosto y el 24 de septiembre de 2023. El escrito se acompaña de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos P.O. 14.1 y el P.O. 14.4; y, complementariamente, de los cambios incorporados en los procedimientos de medidas citados en el párrafo anterior; así como de los comentarios recibidos por el OS durante el período de consulta pública de la propuesta.
14. En base a esa propuesta del OS, y tras la reunión de trabajo mantenida el día 9 de julio de 2024, a instancias de la CNMC, con los principales sujetos interesados, la CNMC aprobó la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de

operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuartohorario.

15. Dicha Resolución de 3 de octubre de la CNMC abordó los cambios necesarios previstos en la Fase II en los P.O. de liquidaciones 14.1 y 14.4, estableciendo la entrada en vigor del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos desde el 1 de diciembre de 2024. No obstante, completar la Fase II requiere la adaptación de los procedimientos de medidas a los que se refiere este informe. El periodo transitorio entre la implementación del ISP15 en diciembre de 2024 y la finalización de la Fase II ha sido denominado Fase 1B por el operador del sistema.
16. Finalmente, y tal y como se refleja en el preámbulo de la propuesta, con fecha 23 de enero de 2025 Red Eléctrica de España, S.A., en calidad de operador del sistema, presentó en el MITERD una propuesta complementaria de modificación de los anexos 10 “Particularidades para instalaciones de autoconsumo acogidas al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril” y 11 “Mecanismo de cálculo para obtención de medidas cuartohorarias a partir de medidas horarias” del P.O. 10.5 para adecuarlos de manera que las energías de las instalaciones con autoconsumo se calculen de manera horaria, de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. De acuerdo con la redacción propuesta, esta modificación implica que, una vez obtenidos los mejores valores de energía con datos horarios (a partir de la obtención directa de las medidas horarias o de la suma de las medidas cuartohorarias, dependiendo de la capacidad de registro del equipo de medida), para aquellos puntos frontera cuya resolución deba ser cuartohoraria se aplicará al valor horario de cada magnitud el mecanismo de cálculo mediante interpolación para la obtención de medidas cuartohorarias a partir de medidas horarias.

Tercero. Consejo Consultivo

17. Teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió el 12 de febrero de 2025 a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde el día siguiente día hábil a la recepción de la documentación. Una síntesis de las respuestas recibidas se adjunta como anexo II a este informe.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

18. El proyecto consta de una propuesta y su correspondiente memoria justificativa. A su vez, la mencionada propuesta contiene un preámbulo y tres apartados.
19. El apartado Primero aprueba la modificación de los procedimientos de operación siguientes:

- a. P.O. 10.1 *Condiciones de instalación de los puntos de medida*
- b. P.O. 10.2 *Verificación de los equipos de medida*
- c. P.O.10.4 *Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones*
- d. 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*
- e. P.O. 10.6 *Agregaciones de puntos de medida*
- f. P.O. 10.11 *Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes*

El apartado Segundo establece que la resolución surtirá efectos el primer día del mes siguiente a la fecha de puesta en producción del MTU15 en el mercado diario y/o intradiario de energía, o el mismo día en caso de que dicha fecha coincida con un primer día de mes.³

20. Finalmente, el apartado Tercero establece la derogación, desde la efectiva aplicación de los procedimientos de operación aprobados, de todas aquellas disposiciones de igual o inferior rango se opongán a lo establecido en la propuesta de resolución.

Las modificaciones que se han incorporado en los procedimientos de operación 10.1, 10.2, 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11 consisten exclusivamente en los cambios propuestos por el OS en relación con la segunda fase de la implementación del ISP de 15 minutos, y en los anexos 10 y 11 del P.O. 10.5 relacionados con el cálculo del mejor valor de la energía para instalaciones con autoconsumo. Los demás cambios recogidos en las propuestas recibidas desde el OS serán abordados, en su caso, mediante posteriores modificaciones normativas, de acuerdo con lo indicado en la MAIN. Estos cambios hacían referencia a modificaciones relacionadas con la incorporación del detalle de los esquemas de medida y los cálculos de energías asociados a determinadas alternativas de autoconsumo, el adelanto de la información estructural de autoconsumo que los encargados de lectura envían al operador del sistema, cambios relativos al tratamiento del mejor valor de la energía

³ Hasta que dicha entrada en vigor sea efectiva, seguirá siendo de aplicación la medida transitoria establecida en la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuartohorario.

en instalaciones híbridas y para recoger, respecto de dichas instalaciones, los criterios generales para la configuración de la medida y esquemas básicos de medida, así como actualizaciones y mejoras de redacción.

21. Los cambios incorporados permiten establecer un mecanismo a través del cual el OS calculará y publicará los valores de energía cuartohorarios para todas las unidades de programación, bien a partir de las medidas cuartohorarias recibidas en el concentrador principal y obtenidas a partir de datos de contador, bien obtenidas aplicando una metodología basada en la interpolación lineal a partir de medidas horarias para puntos frontera que no disponen de medida cuartohoraria. El mecanismo de interpolación lineal utiliza las energías horarias de la propia hora, de la anterior y de la posterior para generar los valores de energía cuartohoraria.
22. Asimismo, se incorpora la telemida de potencia para la verificación del cumplimiento de la energía programada para aquellas unidades de programación que participan en servicios de balance, pero no disponen de contadores con capacidad de registro de medida cuartohorario. De esta manera, el OS calculará su energía cuartohoraria como la integral de la telemida en tiempo real.
23. Finalmente, se incluye una propuesta complementaria que el OS remitió en enero de 2025 al MITERD para realizar el cálculo de la medida en las instalaciones de autoconsumo, según la cual, una vez obtenidos los mejores valores de energía con datos horarios necesarios para realizar los saldos netos que permiten la facturación, para aquellos puntos frontera cuya resolución deba ser cuartohoraria se aplicará al valor horario de cada magnitud el mecanismo de cálculo mediante interpolación para la obtención de valores de energía cuartohorarios a partir de medidas horarias.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre la oportunidad de la propuesta

24. El objetivo de la propuesta es completar la Fase II prevista por el OS para la introducción de medidas cuartohorarias, en línea con la programación y liquidación de los servicios y los desvíos.
25. Las fases previas (Fase I y Fase 1B), previstas por el OS, han sido los pasos previos necesarios para alinear las medidas eléctricas con la implantación del ISP15, y han sido implementadas previamente mediante la Resolución de 25 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica el procedimiento de operación 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas, y la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuartohorario, respectivamente.

26. Se comparte con la MAIN de la propuesta, la importancia de la rápida aprobación y entrada en vigor de estos procedimientos de operación, a fin de completar la Fase II de la implementación del cálculo de la medida cuartohoraria, y por ende, dar por finalizada la alineación del tratamiento de las medidas con la liquidación del desvío cuartohorario en el sistema eléctrico nacional.
27. De esta forma, la aprobación de la propuesta sometida a informe permitirá disponer de medidas con la misma unidad temporal de mercado (MTU15) con la que los sujetos programarán su producción y consumo, y con la que se calcularán sus desvíos, al estar prevista la incorporación del producto cuartohorario en el mercado intradiario ibérico el próximo 18 de marzo de 2025 y al establecerse mediante la propuesta de resolución el cálculo concreto de la medida quinceminutal.

Segundo. Sobre el cálculo de los valores cuartohorarios en equipos con capacidad de registro horaria

28. Los cambios introducidos en los procedimientos de operación, particularmente en el P.O. 10.5, establecen el cálculo y publicación de los valores de energía cuartohorarios para todas las unidades de programación que serán tenidos en cuenta en la liquidaciones del OS, tanto para aquellas unidades que ya disponen de medidas cuartohorarias mediante datos de su contador, como para aquellas que no disponen de contadores con medida cuartohoraria, estableciendo al respecto en su anexo 11 una metodología de interpolación lineal a partir de medidas horarias de la propia hora, de la anterior y de la posterior. El OS justifica la elección de esta metodología por ser aquella que presenta un buen compromiso entre precisión y facilidad en la implementación, y que también garantiza que la suma de la energía en los cuatro cuartos interpolados es igual a la suma de la energía en la hora.
29. Asimismo, para unidades de programación que participan en servicios de balance y que incluyen instalaciones sin contadores con capacidad de registro de medida cuartohorario, se incorpora la telemedida de potencia como alternativa a la medida cuartohoraria. En estos casos, el OS calculará su energía cuartohoraria como la integral de la telemedida en tiempo real.
30. El nuevo apartado 4.9 “Cálculo por parte del operador del sistema de las medidas de energía cuartohorarias por cada unidad de programación” del P.O. 10.5, incorporado en la propuesta de resolución sometida al presente informe, establece que será el OS el encargado de realizar el cálculo y publicación de los valores de energía cuartohorarios de cada unidad de programación de generación, consumo de bombeo o de almacenamiento, así como de los valores de energía cuartohorarios

de cada unidad de programación de demanda agrupadas por peajes de acceso, nivel de tensión y discriminación horaria, aplicando el método de interpolación ya mencionado. Estos cálculos son realizados a efectos de la liquidación de las medidas.

De acuerdo con lo anterior, el OS es el encargado de llevar a cabo esta interpolación por unidad de programación, como parte del proceso que permite liquidar la energía en el mercado con periodo quinceminutal, a partir de las medidas registradas en los equipos de medida y obtenidas por los encargados de la lectura. Esta tarea se le encomienda al OS sin perjuicio de las funciones que tienen atribuidas los distribuidores para obtener las medidas, realizar los tratamientos necesarios para calcular el mejor valor de la energía y poner las medidas a disposición del OS a través de los concentradores secundarios. El tratamiento que lleva a cabo el OS se circunscribe, por tanto, a la obtención de los valores cuartohorarios que permitirán que los desvíos se liquiden correctamente.

31. Se han recibido varias alegaciones entre los agentes participantes en el proceso consultivo que indican que la propuesta no tiene en cuenta que el distribuidor es el encargado de la lectura de los puntos que le corresponden y que, por tanto, debería ser él el responsable de realizar el perfilado de la medida horaria en medida cuartohoraria. En relación con los flujos de información parece necesario aclarar, a tenor de las diferentes interpretaciones que se han observado, que la aplicación de la metodología del anexo 11 de interpolación de medidas horarias se realiza exclusivamente a efectos de la liquidación en el mercado, debiendo dissociarse de la información que los distribuidores ponen a disposición de comercializadores y consumidores directos, o sus representantes, para la facturación a los consumidores finales. Así, debe distinguirse entre
 - a. la información que los encargados de lectura obtienen a partir de los registros de los equipos de medida (un ejemplo más concreto son las curvas de carga obtenidas de los equipos de medida de los consumidores tipo 4 y 5),
 - b. la información que comunican al OS (siguiendo con el ejemplo, agregaciones de consumos tipo 4 y 5),
 - c. los valores cuartohorarios que publica el OS para cada unidad de programación de los tipos 4 y 5 a efectos de liquidación en el mercado y,
 - d. la información que los distribuidores deben poner a disposición de comercializadores, consumidores directos o sus representantes para

la facturación de los consumidores finales (la curva de carga individualizada obtenida de estos consumidores tipo 4 y 5).

32. Es decir, la propuesta mantiene las responsabilidades de los encargados de lectura en lo relativo a sus funciones a) de lectura de los registros, b) de comunicación al OS y d) de puesta a disposición de los sujetos de las medidas, si bien, incorpora una metodología de cálculo de valores de energía cuartohoraria a efectos de la liquidación de las medidas por parte del OS cuando no se dispone de contador con capacidad de registro cuarto-horario. Asimismo, conviene aclarar que, en caso de discrepancias con la publicación de energías del OS por unidad de programación, resultaría de aplicación el proceso de reclamación al proceso de la liquidación del operador del sistema previsto en el PO14.1 apartado 4.3., mientras que, en caso de objeciones relacionadas con las medidas, los encargados de la lectura serán, al igual que en la actualidad, los responsables de resolver según lo previsto en el P.O.10.5
33. En este sentido, con el fin de evitar posibles interpretaciones, sería conveniente revisar el texto de los procedimientos de operación aclarando que la metodología de interpolación no persigue calcular medidas cuartohorarias sino valores de energía cuarto horarios a efectos de liquidación, para aquellas agrupaciones de consumidores que no dispongan de medidas con ese nivel de precisión.

Tercero. Sobre el cálculo del mejor valor de la energía en las instalaciones asociadas a las modalidades de autoconsumo

34. Como se ha mencionado en las consideraciones previas, para las instalaciones de generación acogidas a alguna modalidad de autoconsumo y las instalaciones de demanda de los consumidores asociados es necesario disponer de datos de energía horaria para permitir a los encargados de la lectura la realización de los saldos horarios que servirán para la facturación. Así, el nuevo texto introducido en el anexo 10 del P.O. 10.5 señala que para realizar los cálculos del mejor valor de la energía de las instalaciones de autoconsumo se tendrán en cuenta las medidas horarias, obtenidas directamente de los equipos que no tienen capacidad de registro cuartohorario, o bien mediante la suma horaria de los valores cuartohorarios obtenidos para cada magnitud y punto de medida.
35. Posteriormente, para la adaptación al ISP quinceminutal, las medidas horarias deben ser convertidas en valores cuartohorarios a efectos de liquidación en el mercado. Para este proceso, en el nuevo texto del anexo 10 del P.O. 10.5 se añade que “una vez obtenidos los MVH [Mejores Valores de la Energía] con datos horarios, para aquellos puntos frontera cuya resolución deba ser QH se aplicará al valor horario de cada magnitud el mecanismo de cálculo para la obtención de medidas QH a partir de medidas horarias descrito en el Anexo 11”.

36. A este respecto se considera que para el cálculo del valor cuartohorario de energía en el punto frontera de los equipos de medida que tengan capacidad de registro cuartohorario, deberían usarse directamente los valores registrados por dichos equipos, en lugar de recurrir al proceso de interpolación descrito en el anexo 11. De este modo, la metodología de interpolación se limitaría únicamente al cálculo de los valores cuartohorarios de los equipos que no tienen capacidad de medida cuartohoraria.
37. Asimismo, se sugiere señalar expresamente que el encargado de aplicar la interpolación del anexo 11, cuando esto se requiera, será el OS, por analogía con el procedimiento propuesto para las instalaciones que no son de autoconsumo. Este aspecto tendría suficiente entidad para quedar recogido en el cuerpo del P.O. 10.5 y no en el anexo.

Cuarto. Sobre las capacidades de los equipos de medida

38. El artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medida⁴ establece las características básicas de los equipos de medida básicos, siendo la redacción actual vigente la resultante de la modificación proveniente del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.
39. En dicho real decreto se establecen las siguientes características en función de los distintos tipos de punto de medida:
- *El registrador de puntos de medida tipo 1, 2 y 3 deberá tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energía activa y reactiva y valores de potencia), con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. Cuando esta no requiera un periodo de integración menor, el registro de energía activa será horario.*
 - *Los equipos de los puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como*

⁴ [BOE-A-2007-16478 Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.](#)

registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

- *Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.*
40. En los últimos años se están produciendo múltiples cambios de mucha importancia en relación a los periodos de tiempo en los que se calculan los distintos parámetros y variables del sistema eléctrico, siendo la principal la reducción de un periodo horario a uno cuartohorario para la negociación en los distintos mercados, tanto el próximo paso de los mercados diarios e intradiarios a negociación en quince minutos (MTU15) como la negociación cuartohoraria ya presente en los servicios de balance del sistema. Adicionalmente, y siendo el motivante de la propuesta de resolución sometida a informe, ha sido necesario trasladar el periodo temporal de cálculo del desvío de una franja horaria a una cuartohoraria (ISP15).
 41. Todo ello conlleva la necesaria adaptación de los procedimientos de operación incorporados en la propuesta de resolución, pero cabe iniciar una reflexión para pensar en la posible necesidad de adaptar toda aquella regulación incorporada en una norma de jerarquía superior, para adaptar y precisar su redacción a las condiciones existentes en la actual realidad normativa y operativa del sistema y de los mercados de electricidad en España.
 42. Por tanto, se considera necesario llevar a cabo una revisión completa del Reglamento unificado de puntos de medida para adaptarlo a la realidad actual, especialmente la redacción incluida en su artículo 9, al objeto de asegurar que las capacidades de los equipos de medida sean acordes a las necesidades de la nueva regulación.
 43. Adicionalmente, el apartado 9 del citado artículo 9 establece que “*Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemedida previstos en el punto anterior, los equipos ubicados en baja tensión en fronteras tipo 3 y 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 3, 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso*”. Dicho carácter potestativo introduce diferencias significativas en el

tratamiento de las medidas de los equipos tipo 3 y tipo 4, en función de si los mismos se encuentran integrados o no en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras, tal y como se pone de manifiesto en los procedimientos de operación de medidas.

44. En concreto, a lo largo del procedimiento de operación 10.5 se hace referencia de manera reiterada a la diferenciación entre las medidas horarias recibidas en el concentrador principal de los puntos frontera de generación tipos 3, 4 y 5 que estén integrados en un sistema de telegestión (y a las que, por tanto, les sería de aplicación la metodología del anexo 11), y aquellos puntos frontera de los que se reciben medidas cuartohorarias en el concentrador principal por no estar integrados en un sistema de telegestión, y telemedida y disponer de protocolo IEC 870-5-102.
45. En este sentido, debe destacarse que la sustitución de los equipos de medida tipo 5 y su posterior integración en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras comenzó en el año 2008⁵. Dado que la vida útil estimada de los equipos de medida es de 15 años, una parte importante de los equipos instalados como consecuencia del plan de sustitución de equipos de medida están próximos a finalizar su vida útil, por lo que sería necesaria una planificación programada de las nuevas funcionalidades que deberían exigirse a estos equipos telegestionados, al objeto de que los mismos se adecúen de manera progresiva a la nueva realidad. Asimismo, dicha actualización de las funcionalidades debería extenderse a los equipos de medida tipo 3 y 4, de forma que se eliminen discrepancias en el tratamiento de las medidas para puntos de medida de la misma categoría.
46. Este aspecto ya fue puesto de manifiesto en el *Informe sobre la Propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se modifica el procedimiento de operación 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas*⁶, donde se destacó que la Directiva (UE) 2019/944⁷ establece que los sistemas de medición inteligentes que estén desplegados deben estar equipados con

⁵ La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, en su redacción dada por la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, estableció que antes del 31 de diciembre de 2018 debía sustituirse la totalidad del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora

⁶ [INF/DE/399/23 - SOLICITUD DE INFORME DE LA SEE. MODIFICACIÓN PO 10.5 CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA EN LOS PUNTOS FRONTERA Y CIERRES DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN DE MEDIDAS ELÉCTRICAS | CNMC](#)

⁷ [Directiva \(UE\) 2019/944](#) del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

funcionalidades adecuadas que permitan a los consumidores tener acceso en tiempo casi-real a sus datos de consumo, modular su consumo energético y, en la medida en que la infraestructura de apoyo lo permita, ofrecer su flexibilidad a la red y a las empresas de electricidad. Se considera que para alcanzar los objetivos perseguidos es necesario adaptar la normativa de medidas, de forma que se potencie el aprovechamiento de las funcionalidades de los equipos de medida ya instalados, y se lleve a cabo una adecuada planificación de su renovación, una vez que estos finalicen su vida útil.

47. Para finalizar este apartado, en el proceso consultivo se ha puesto de manifiesto que la propuesta no contempla la opción de que un equipo de medida tipo 4 pueda tener medida horaria sin estar integrado en el sistema de telegestión (posibilidad que el Reglamento unificado de puntos de medida sí permite) y también se ha señalado que en el mercado existen equipos de medida tipo 4 y 5 con protocolo de comunicación IEC-870-5-102 que no se mencionan en la propuesta.

Al objeto de que la propuesta integre toda la casuística existente en el mercado, se propone evitar las referencias a protocolos concretos y a la integración o no en el sistema de telegestión, sustituyendo estas menciones por una alusión general, en las disposiciones que corresponda, a la capacidad de registro medida de cada equipo (que podrá ser horaria o cuartohoraria).

Quinto. Otros aspectos no directamente relacionados con la propuesta

• Sobre la energía asociada al fraude en el sector eléctrico

48. Tal y como se puso de manifiesto en el informe al Proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento General de suministro y contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica⁸, se considera prioritario abordar una regulación completa del fraude, sin perjuicio de que se destaque la necesidad de fomentar una acción conjunta y armonizada por parte de las Administraciones para la lucha contra el mismo.
49. En lo que se refiere a los procedimientos de operación de medidas, debe destacarse que el apartado 6.9 del P.O.10.5 recoge la publicación en el sistema de medidas de “restos” de energía facturada de meses en cierre definitivo. En dicho apartado se

⁸ IPN/CNMC/023/24 - Proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el reglamento general de suministro y contratación y se establecen las condiciones para la comercialización agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica

establece que “se comunicará a través de un fichero específico la energía incremental (positiva o negativa) respecto a la publicada en el cierre definitivo tras la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (“restos” de energía facturada de meses en cierre definitivo).”

50. Debe destacarse que una cantidad importante de dicha energía puede corresponderse con energía asociada a fraudes detectados en periodos para los que los cierres de energía son definitivos, o bien derivada de refacturaciones procedentes de sentencias judiciales u otras casuísticas. Al margen de que dicha energía no modifique los cierres definitivos, se considera necesario, de cara a una mayor transparencia en el sistema de medidas o de su posible consideración a efectos del cálculo de las pérdidas de energía, tal y como se pone de manifiesto en alguna de las alegaciones recibidas, que la declaración de dicha energía se realice con un mayor detalle. En concreto, debería valorarse la posibilidad de que se identificara el origen de la energía declarada, diferenciando entre fraudes con y sin contrato, así como el tipo de consumidores al que está asociada dicha energía. Se considera que, si bien dicha información excede el ámbito de las modificaciones introducidas en estos procedimientos de operación, es un aspecto que debería ser valorado de manera prioritaria en el grupo de trabajo de encargados de la lectura liderado por el OS.

- **Sobre los saldos de energía para realizar autoconsumo y compartir energía**

51. Como complemento a las consideraciones realizadas sobre el cálculo del mejor valor de la energía para las instalaciones de autoconsumo, es necesario realizar una reflexión sobre la adaptación de esta normativa a las directrices que se han establecido en el ámbito europeo para la futura implementación de la energía compartida (“energy sharing”) recogida en la Directiva (UE) 2024/1711.
52. A pesar de que la propuesta objeto de este informe contempla la liquidación cuartohoraria de las energías procedentes de los autoconsumos, también prevé el cálculo de las medidas horarias para las instalaciones de generación asociadas a alguna modalidad de autoconsumo, y para los consumidos asociados, de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en el que toda la energía (la consumida de la red, la generada, la excedentaria, la autoconsumida) se define con carácter horario.
53. Esta Comisión considera que el autoconsumo colectivo a través de red regulado en el Real Decreto 244/2019, de 26 de abril, tiene cabida en el marco definido para la energía compartida en la Directiva (UE) 2024/1711, si bien conviene precisar que el artículo 15bis de la misma prevé que los consumidores activos que participen en el consumo de energía compartida tendrán derecho a que la electricidad compartida

inyectada a la red se deduzca de su consumo total medido en un intervalo de tiempo no superior al período de liquidación de los desvíos (es decir cuartohorario y no horario). En este sentido, cabe también mencionar el artículo 15.4 de la Directiva (UE) 2019/944, según el cual *“los Estados miembros que tengan en vigor sistemas que no contabilizan por separado la electricidad vertida a la red y la electricidad consumida procedente de la red no concederán nuevos derechos en virtud de esos sistemas a partir del 31 de diciembre de 2023. En todo caso, los clientes sujetos a los sistemas existentes tendrán en todo momento la posibilidad de optar por un nuevo sistema que tenga en cuenta por separado la electricidad vertida a la red y la electricidad consumida procedente de la red como base para el cálculo de las tarifas de acceso a la red”*.

54. A la vista de estas previsiones, se señala que un completo encaje del autoconsumo colectivo en los esquemas de energía compartida requeriría de las correspondientes adaptaciones en los saldos de energía que se determinen para la facturación a los consumidores finales.

- **Sobre la disponibilidad por parte de los consumidores asociados a alguna modalidad de autoconsumo de la curva de carga de la instalación de generación asociada**

55. En la Mesa de diálogo para el autoconsumo (en adelante “la mesa”) organizada por la CNMC, los agentes expusieron la necesidad de que, en los casos en los que la configuración de medida y los equipos instalados permitan tener datos de la energía horaria generada neta, el consumidor pueda tener a su disposición la curva de carga horaria de energía neta generada por la instalación de generación y la curva de energía autoconsumida.

56. En el informe que recogió las conclusiones de la mesa (INF/DE/106/24), esta Comisión señaló los beneficios de que los consumidores puedan conocer la curva de carga horaria de la instalación de generación en términos de transparencia. Esto permitiría conocer la energía horaria autoconsumida, a la vez que permitiría al consumidor replicar los cálculos realizados por el distribuidor para calcular la energía horaria consumida de la red y la energía excedentaria que aparecen en la factura.

57. Pero en el apartado 5.3 del P.O. 10.11 sobre la “Puesta a disposición del distribuidor al consumidor con equipo de medida con curva de carga horaria”, la energía generada no se incluye entre la que debe ser puesta a disposición del consumidor.

58. Por lo anterior, para garantizar que los consumidores asociados a una instalación de autoconsumo que disponga de medida directa de la energía neta generada puedan disponer de esta información, se considera conveniente la revisión del P.O.

10.11 para que los distribuidores compartan con ellos las curvas de carga de generación neta a través de los canales ya previstos.

- **Sobre la consideración de autoconsumos PLURICAU**

59. Se especifica en la MAIN que en el informe justificativo que acompañó la propuesta realizada por el OS en octubre de 2023, se incorporaban algunas medidas no adoptadas finalmente en la presente propuesta. Una de ellas era las modificaciones relativas con la incorporación del detalle de los esquemas de medida y los cálculos de energías asociados a determinadas alternativas de autoconsumo. Sobre este particular, se observa que la propuesta de resolución recibida por esta Comisión incorpora una nueva tabla 8 en el anexo 10 del P.O. 10.5 para permitir el cálculo de mejor valor de la energía en los autoconsumos PLURICAU, esto es, para aquellos consumidores con más de una instalación de autoconsumo (varios CAU), lo que esta Comisión interpreta como un error de la remisión, a tenor de lo expuesto en la referida memoria y ante la ausencia de otras menciones en el propio texto del procedimiento de operación.
60. Como se puso de manifiesto en el informe sobre las conclusiones de la mesa, es necesario acometer estas modificaciones a la mayor brevedad al objeto de facilitar el desarrollo de estas nuevas modalidades. A estos efectos, la nueva versión de la resolución de intercambio de información de la CNMC con entrada en vigor el 10 de marzo de 2025, se encuentra ya preparada para que se puedan desglosar las energías correspondientes a cada CAU para informar al comercializador. No obstante, su aplicación requiere que los procedimientos de operación regulen cómo debe ser calculado el mejor valor de la energía para estas configuraciones.

- **Sobre la consideración de autoconsumos MULTIDISTRIBUIDOR**

61. También fue identificado durante la mesa la necesidad de finalizar el desarrollo de los autoconsumos colectivos en los que hay implicado más de un gestor de red (autoconsumo Multidistribuidor).
62. El apartado 4.3.1 del PO 10.11, prevé en su redacción actual que, en aquellas instalaciones de autoconsumo donde existan más de un encargado de lectura, cada encargado de lectura debe poner las medidas a disposición del resto de encargados de lectura implicados y que cada encargado de lectura podrá acceder a los equipos necesarios, siempre que resulte factible, para obtener las medidas que le permitan calcular los mejores valores horarios indicados en el PO 10.5.
63. La actual recibida, sin embargo, no recoge el detalle de cómo debe procederse para intercambiar dicha información. En este sentido, con el fin de asegurar que todos

los distribuidores utilizan los mismos protocolos, sería conveniente que se atendiese lo antes posible la recomendación de la mesa, recogida en el informe de conclusiones (INF/DE/106/24), que identificaba como modificación del P.O. 10.11 la publicación por parte de los distribuidores en sus servidores FTP de las carpetas a las que puedan acceder el resto de los distribuidores implicados en un mismo autoconsumo, con los mismos protocolos y condiciones de acceso existentes actualmente para el resto de los agentes que acceden a dicha información (comercializadores y representantes).

IV. CONCLUSIONES

64. La propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación del sistema para la implementación del periodo de liquidación de los desvíos quinceminutal se considera adecuada, ya que permite completar la implementación del periodo de liquidación de desvíos 15 minutos 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. Gracias a esta propuesta, las liquidaciones cuartohorarias podrán llevarse a cabo con valores de energía de la misma periodicidad que la negociación en el mercado.
65. Adicionalmente, esta propuesta permite maximizar el beneficio de la implementación del periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos pues, una vez incorporado el producto de negociación cuartohorario en los mercados intradiarios ibéricos (MTU15), con fecha prevista 18 de marzo de 2025, la medida quinceminutal incentivará el ajuste de los programas de producción o consumo con mayor precisión.
66. La propuesta realizada se considera adecuada en cuanto que supone un compromiso entre precisión y facilidad en la obtención de valores de energía cuartohorarios en aquellos contadores que no cuentan con capacidad de medida cuartohoraria, a efectos permitir la liquidación de los desvíos de los sujetos del mercado. No obstante lo anterior, se proponen una serie de mejoras con el objetivo de completar y clarificar los procedimientos:
67. En este sentido, con el fin de evitar interpretaciones diferentes, sería conveniente revisar el texto de los procedimientos de operación aclarando que la metodología de interpolación no persigue calcular medidas cuartohorarias sino valores de energía cuarto-horarios a efectos de liquidación, para aquellas agrupaciones de consumidores que no dispongan de medidas con ese nivel de precisión.
68. Con respecto al autoconsumo, si bien la propuesta señala que para realizar los cálculos del mejor valor de la energía de estas instalaciones se tendrán en cuenta

las medidas horarias, posteriormente, para la adaptación al ISP quinceminutal, las medidas horarias deben ser convertidas en valores cuartohorarios a efectos de liquidación en el mercado, sin que quede claro el proceso ni el agente que realizará la conversión. A este respecto se considera que para el cálculo del valor cuartohorario de energía en el punto frontera de los equipos de medida que tengan capacidad de registro cuartohorario, deberían usarse directamente los valores registrados por dichos equipos, en lugar de recurrir al proceso de interpolación. De este modo, la metodología de interpolación se limitaría únicamente al cálculo de los valores cuartohorarios de los equipos que no tienen capacidad de medida cuartohoraria, y sería realizada por el OS.

69. Finalmente, teniendo en consideración que una parte importante de los equipos de medida telegestionados de tipo 5, instalados como consecuencia del plan de sustitución de equipos de medida, están próximos a finalizar su vida útil, parece necesario empezar una planificación programada de las nuevas funcionalidades que deberían exigirse a estos equipos, al objeto de que los mismos se adecúen de manera progresiva a la nueva realidad. Dicha actualización de las funcionalidades debería extenderse a los equipos de medida tipo 3 y 4, de forma que se eliminen discrepancias en el tratamiento de las medidas para puntos de medida de la misma categoría.
70. Por otro lado, en relación con otros aspectos que se regulan en los procedimientos pero que no han sido objeto de modificación en esta propuesta o que su adaptación ha sido parcial (como en el caso de los autoconsumos MULTICAU), se señala la importancia de ser abordados a la mayor brevedad posible. En particular, la necesidad de proporcionar una mayor transparencia a la información que aflora tras el cierre definitivo de medidas, la revisión del cálculo de los saldos en los autoconsumos a efectos de su encaje de compartición de energía prevista en la reforma del mercado, la necesidad de que el consumidor acogido a autoconsumo tenga acceso a los datos de la instalación de generación (si su configuración le permite obtener la medida de generación directa), así como la importancia de regular el protocolo de asignación e intercambio de medidas en el caso de autoconsumo con PLURICAU y con MULTIDISTRIBIDOR.
71. Notifíquese el presente informe a la Secretaría de Estado de Energía, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

V. ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Asociaciones:

- ASEME (Asociación de Empresas Eléctricas)
- ACIE (Asociación de comercializadores independientes de energía)
- AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)
- CIDE (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica)

VI. ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]