

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA SOBRE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4, ASÍ COMO DE LAS INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS AL REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Expediente nº: INF/DE/019/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D.^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 21 de abril de 2016

Vista la solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los Procedimientos de Operación 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4, así como 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, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva que le atribuye el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y considerando lo dispuesto en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

Con fecha 28 de enero de 2016 tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) adjuntando para informe la propuesta recibida del operador del sistema de modificación de los Procedimientos de Operación (P.O.s) 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4¹, así como de las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs) al Reglamento unificado de puntos de medida (RUPM) del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (RD 1110/2007), para su adaptación a las modificaciones introducidas por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (RD 900/2015), en cumplimiento de lo previsto en su disposición adicional tercera.² Los P.O.s citados se refieren a las condiciones de la instalación de los puntos de medida, a su verificación, y a los requisitos de los equipos de inspección, entre otros asuntos relacionados con los equipos y el tratamiento de la medida. Asimismo, dado el tiempo transcurrido desde la aprobación de algunos de los P.O.s en vigor, y puesto que las ITCs que desarrollan el Reglamento de medidas de 2007 nunca habían llegado a ser aprobadas, se incluyen otras modificaciones y actualizaciones relativas a otra normativa no directamente relacionada con el autoconsumo o con dicho Reglamento.

El 29 de enero de 2016, y 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 a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo

¹ Los procedimientos de operación en cuestión tratan en particular los siguientes temas:

- P.O. 10.1. Condiciones de instalación de los puntos de medida;
- P.O. 10.2. Verificación de los equipos de medida;
- P.O. 10.3. Requisitos de los equipos de inspección;
- 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. 10.11. Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes.
- P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

² «Disposición adicional tercera. Mandatos al operador del sistema y al operador del mercado.

1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía 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 Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas por el presente real decreto.»

de veinte días hábiles desde la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

Con fecha 10 de marzo de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria acordó la remisión a la Secretaría de Estado de Energía de la «*Propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación para adaptarse a las modificaciones introducidas por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre*» según el mandato establecido en la disposición adicional quinta de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre³.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

A continuación se describen brevemente las modificaciones más relevantes que el operador del sistema propone incorporar en cada uno de los P.O.s y en las ITCs, según aparecen recogidas en el correspondiente informe justificativo que acompaña la propuesta:

Propuesta de modificación del P.O. 10.1:

Actualización general tras la publicación del RD 1110/2007; adaptación al RD 900/2015, y modificación en las condiciones de instalación, por aplicación del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT), así como por aplicación de la Norma UNE-EN 60044 sobre transformadores de medida en cuanto a condiciones de instalación.

Propuesta de modificación del P.O. 10.2:

Actualización general tras la publicación del RD 1110/2007; adaptación al RD 900/2015, y ampliación para recoger el listado de anomalías que se pueden encontrar en una verificación de contador, las condiciones de verificación de los contadores de clases A, B y C fabricados de acuerdo a la Norma UNE-EN 50470, de 2007, así como el establecimiento de las condiciones de aceptación tras los ensayos de verificación de contadores, de acuerdo con las Normas UNE-

³ «Disposición adicional quinta. Propuestas a enviar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la remisión por el operador del sistema a dicha Secretaría de Estado de la propuesta prevista en la disposición adicional tercera.1 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, una propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación cuyo contenido sea necesario para adaptarse a las modificaciones introducidas por el citado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.»

EN 62053 (contadores de clases 0,2S y 0,5S) y UNE-EN 50470 (contadores de clases A, B y C). Por el contrario, se excluye del ámbito del P.O. la verificación de los transformadores de medida (tensión e intensidad). Se aclara la periodicidad con la cual se han de efectuar las verificaciones, de modo que se considera que los plazos se cumplen si se realizan dentro del año natural en el que les corresponde.

Propuesta de modificación del P.O. 10.3:

Actualización general tras la publicación de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, y del RD 1110/2007; adaptación al RD 900/2015.

Propuesta de modificación del P.O. 10.4:

Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores, de acuerdo con los cambios introducidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁴ e incorporación de los vertidos horarios correspondientes a instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 1.

Propuesta de modificación del P.O. 10.5

Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores, e incorporación del tratamiento de las medidas con las que se calcula cada uno de los componentes de la liquidación y facturación de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo. En particular, el detalle del tratamiento se incorpora en un nuevo anexo 10. Armonización del plazo de envío de medidas para clientes con punto de medida de tipo 3 con el establecido para los tipos 4 y 5 (el decimoquinto día natural del mes 'M+3').

Propuesta de modificación del P.O. 10.6:

Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores.

Propuesta modificación del P.O. 10.11:

Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores. Incorporación, en la información mínima que los encargados de la lectura ponen a disposición

⁴ Según el artículo 7.d, párrafo 3, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, «El encargado de la lectura comunicará a los titulares de las instalaciones y al operador del sistema la información detallada de las instalaciones conectadas a su red que formen parte de una agrupación según la definición establecida en el presente artículo, incluyendo el código de la agrupación y su potencia. La comunicación a los titulares de las instalaciones se realizará al menos anualmente, antes del 31 de marzo, y sólo para aquellos casos en los que se produzcan modificaciones desde la última comunicación.»

del operador del sistema, de las medidas horarias por CIL⁵ de puntos frontera de generación tipos 3 y 5 de los que el distribuidor es encargado de la lectura. Incorporación también de los vertidos horarios correspondientes a instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 1.

Propuesta de modificación del P.O. 14.4:

Se añade un nuevo apartado 14.8 que especifica que los vertidos horarios procedentes de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 serán anotados en una cuenta instrumental a precio cero.

Propuesta de modificación de las Instrucciones Técnicas Complementarias

Incorporación de consideraciones adicionales a la ubicación de fronteras acogidas a las modalidades de suministro con autoconsumo y producción con autoconsumo: nuevos requisitos establecidos en el RD 900/2015, e incorporación de los correspondientes nuevos esquemas típicos de medidas en el apéndice A. Supresión de las referencias a las agregaciones de puntos frontera de generación cuyos encargados de la lectura son los distribuidores.

3. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

En el transcurso del periodo de consulta se ha recibido respuesta de los siguientes sujetos:

Administraciones:

- Junta de Andalucía
- Comunidad de Madrid
- Generalitat de Catalunya

Asociaciones:

- Acogen (Asociación Española de Cogeneración)
- ASEME (Asociación de Empresas Eléctricas)
- CIDE (Cooperativa Industrial de Distribuidores de Electricidad)
- UNEF (Unión Española Fotovoltaica)
- UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica)

Empresas:

- EDP

⁵ Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación, de acuerdo con la definición dada por el apartado Segundo.n) de la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Endesa
- Iberdrola
- REE (Red Eléctrica de España, como operador del sistema)
- Repsol
- Unión Fenosa Distribución
- Gas Natural Fenosa

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de estos comentarios:

Alegaciones de carácter general y formal:

La práctica totalidad de los sujetos participantes en el trámite de audiencia, el operador del sistema incluido, consideran que el plazo establecido para la adaptación de los sistemas y procesos de los agentes que participen en la facturación y liquidación del nuevo régimen económico de aplicación al autoconsumo (fijado en seis meses por la disposición transitoria sexta del RD 900/2015) es insuficiente, y que dicha adaptación ha de estar además vinculada a la aprobación y entrada en vigor tanto de las modificaciones de los P.O.s e ITCs sometidos a consulta como del procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación. En particular, el operador del sistema concluye el primer apartado de su informe justificativo de modificación de los P.O.s y de las ITCs con el siguiente párrafo:

«Se considera necesario un período transitorio de adaptación de los sistemas informáticos de las partes implicadas de 6 meses desde la publicación de los procedimientos de operación y de las instrucciones técnicas complementarias.»

Dos comunidades autónomas apuntan que, dado que varios de los P.O.s tienen contenido metrológico, debería someterse su modificación a informe preceptivo del Consejo Superior de Metrología, pues de otro modo dichas modificaciones podrían considerarse nulas. Este hecho, combinado con la indefinición que subsiste en algunos de los aspectos relativos a los puntos de medida de tipo 4, lleva a situaciones como la siguiente: los contadores combinados de activa y reactiva en puntos de medida tipo 4 no poseen normativa metrológica para la verificación periódica de la parte de reactiva, por lo que deben ser sometidos a una verificación periódica de su parte de activa por un organismo autorizado de verificación metrológica, de un lado, y a una verificación sistemática de su parte de reactiva por un verificador de medidas eléctricas, por otro, estando en rigor sometidos a dos sistemas de verificación paralelos no necesariamente compatibles entre sí.

Asimismo, dado que el P.O. 10.3 tiene por objeto regular los requisitos que deben cumplir los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en las

verificaciones de equipos de medida (y por tanto las condiciones que deben cumplir los verificadores de medidas eléctricas, que son quienes deben aplicarlos), consideran estas Administraciones que debe tenerse presente lo dispuesto por el RD 1110/2007, cuyo artículo 16.2 prevé que «*los requisitos y condiciones exigibles a estas entidades [los verificadores de medidas eléctricas] para su autorización serán establecidos mediante orden ministerial a propuesta del Centro Español de Metrología y previo informe de la Comisión Nacional de Energía [hoy CNMC]*», por lo que la modificación de dicho P.O. 10.3 no debería aprobarse mediante resolución del Secretario de Estado de Energía, sino por orden ministerial.

Alegaciones a las Instrucciones Técnicas Complementarias del RUPM:

Una asociación sugiere añadir las definiciones de los siguientes conceptos para aclarar cómo intervienen en la realización de las medidas y las correspondientes liquidaciones: “*punto frontera instrumental*”⁶, “*configuración singular*” y “*configuración de respaldo*”; propone además incorporar otros términos que no son contemplados en la redacción propuesta, a saber: “*antenas*”, “*instalación nueva*” y “*líneas directas*”.

Una comunidad autónoma y una empresa consideran que no sería posible medir por separado la energía neta generada y el consumo de auxiliares de cada una de las instalaciones de producción cuando dichos servicios auxiliares no son físicamente o técnicamente separables de los servicios auxiliares de otras instalaciones de producción o del consumidor asociado, por compartirse equipos entre ellos; por eso solicitan que se incluya un esquema típico que contemple la separación instrumental de servicios auxiliares en casos como los descritos.

Una asociación critica que las ITCs incluyan la definición de “*consumos de auxiliares*”⁷ y cuál debe ser su tratamiento en las actividades de transporte y distribución, por lo que sugiere su eliminación de esta propuesta y, en su lugar, abordar la revisión y desarrollo de la normativa que regula el tratamiento de los consumos propios de todas las actividades, también del transporte y la distribución, no solo de la producción.

Una asociación y una empresa defienden que se debería permitir la integración de los puntos de medida tipo 3 en los sistemas de telegestión, tanto en el caso de clientes como en el de generadores, al igual que ocurre con los tipo 5 y,

⁶ En particular, recalca la necesidad de aclarar, en algunos apartados, la distinción entre el punto frontera instrumental de la instalación de producción dedicada al autoconsumo y el punto frontera del cliente.

⁷ *La propuesta de modificación de las ITCs reproduce las definiciones incluidas en la Resolución de 17 de marzo de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como consumos propios y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.*

potestativamente, con los tipo 4. Dicha integración permitiría dotar a la gestión remota de dichos equipos de un considerable número de funcionalidades adicionales alineadas con los últimos estándares de normalización internacional, utilizando así un modelo de datos compatible con otros equipos (por ejemplo de domótica o que faciliten la gestión de la demanda). Ahora bien, esta modificación concierne no sólo a las ITCs, sino también al artículo 9.9 del RD 1110/2007⁸, que habría de extenderse a los tipo 3.

En este mismo sentido, una comunidad autónoma propone —dado que a su entender, de una forma u otra, todos los equipos de medida de generación en autoconsumo deben disponer de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemidas— que la lectura de los equipos de medida que miden tanto la energía generada neta como la energía consumida sea remota, y que la lectura local se reserve para la comprobación por parte del encargado de la lectura.

Una empresa opina que las distancias máximas contempladas en el apartado 3.1 de las ITCs a los efectos de considerar que el punto de medida coincide con el punto frontera son excesivas; en particular, para tensiones inferiores a los 36 kV considera que no debería ser superior a 5 metros (la propuesta plantea 50 metros para tensiones entre 1 y 66 kV) y que, en todo caso, debería indicarse que aun de no superarse las distancias indicadas, se aplicarían si procede los correspondientes coeficientes de pérdidas.

En relación con este mismo asunto, una asociación y una empresa solicitan se especifique que las distancias de referencia sean sólo de aplicación a las *‘instalaciones nuevas’* (concepto este que consideran debería asimismo ser definido). [Esta misma asociación solicita que la sección mínima del cableado indicada en el apartado 5.1 (que trata de las consideraciones generales en cuanto a las características de las instalaciones y de los equipos de medida) sea asimismo de aplicación sólo a dichas *‘instalaciones nuevas’*.]

Una empresa propone completar el primer párrafo del apartado 3.3 para hacer referencia expresa a las autorizaciones (excepcionales) contempladas en el artículo 81.5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre⁹, como sigue:

⁸ «9. Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemida [...] los equipos ubicados en fronteras tipo 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso; con la excepción de los protocolos de comunicaciones, que podrán ser específicos, [...]»

⁹ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

*«La frontera de un cliente con la actividad de transporte o distribución se establece en todos los puntos de conexión de las instalaciones propiedad del cliente con las redes de transporte o distribución, **salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas haya autorizado la agrupación de puntos de conexión de acuerdo con la normativa tarifaria vigente.**»*

Una empresa solicita incluir el inciso resaltado a continuación en el párrafo único del que consta el apartado 3.8 (*‘Medida entre islas o en conexiones entre islas y la península’*):

*«No se considera frontera la interconexión entre dos islas de los sistemas insulares o entre una isla y la península ibérica, **excepto en los casos en que haya cambio de propiedad en la interconexión**; sin embargo, se deberá medir la energía intercambiada en dicho tipo de conexiones. El punto de medida principal se ubicará en el lado de la isla con menor potencia instalada y será responsabilidad del operador del sistema.»*

Una empresa solicita que en el apartado 3.9 (*‘Consideraciones adicionales en la ubicación de los puntos de medida’*) se concreten los criterios que permitirían aducir la *«imposibilidad técnica o excepcional coste»* que impedirían instalar los puntos de medida en su ubicación habitual o, alternativamente, que dichos criterios se especifiquen en el apartado 3.10.3 (*‘Configuraciones singulares’*), que considera además debería constituir por sí mismo un apartado separado 3.11, precisamente por su carácter singular.

Una asociación (UNESA) y una empresa inciden —en estrecha relación con las ITCs y los POs, aunque por encima de su jerarquía normativa— en que subsiste cierta indefinición en cuanto al tratamiento de los puntos de medida tipo 4¹⁰, pese a las referencias incluidas en los artículos 12 y 13 de la versión finalmente publicada del RD 900/2015, y pueden darse combinaciones de potencias relativas entre consumidor y generador no contempladas a los efectos de instalar los equipos de medida que corresponderían a determinados puntos de tipo de medida.

En efecto, cuando a propósito de los equipos de medida instalados en puntos frontera de consumidor tipo 4 (ya se trate de la modalidad de autoconsumo tipo 1 o tipo 2) se añade el inciso: *«deberán cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso»*, no quedaría claro si para el caso de un consumidor tipo 4 con una instalación de

¹⁰ De acuerdo con el apartado 4 del artículo 7 (*‘Clasificación de puntos de medida y frontera’*) del RD 1110/2007:

«Son puntos de medida tipo 4 los puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.»

generación conectada a su red interior de potencia aparente nominal igual o inferior a 15 kVA (tipo 5, por lo tanto), todos los equipos deberían asimilarse al tipo 5 (por entender que éste es más exigente que el tipo 4 en cuanto a requisitos de comunicación) o bien prevalecería el tipo 4 (por tener mayor precisión). De seguirse este último criterio (es decir, ligar mayor *exigencia* a mayor *precisión*), dado que no existen equipos de medida tipo 4 para generación (porque sólo se define el tipo 4 para fronteras de clientes), habría que aplicar al conjunto de la instalación una clasificación superior (en el ejemplo, un tipo 3 que, este sí, se define tanto para fronteras de clientes como de generación).

Por otro lado, el artículo 13.1, párrafo primero, del RD 900/2015 especifica que: «*Los equipos de medida de las instalaciones bajo la modalidad de autoconsumo tipo 2 tendrán la misma clasificación en relación con la precisión de sus equipos y requisitos de comunicación. Dicha clasificación será igual a la más exigente de las que corresponderían a los distintos puntos de medida por separado*». Puede darse el caso de que a la red interior de un consumidor de potencia igual o superior a 475 kW (por lo tanto clasificado como punto de medida tipo 2¹¹) se conecte una instalación de generación de potencia aparente nominal igual o inferior a 15 kVA (por lo tanto clasificado como punto de medida tipo 5). El generador debería teóricamente equipar un contador tipo 2 para baja tensión, pero no existen (no están disponibles en el mercado equipos de baja con tal precisión).

Esta misma empresa lamenta se desaproveche la oportunidad de proporcionar en las ITCs (en particular en su nuevo apartado 3.10, '*Consideraciones adicionales [en relación con las] modalidades de autoconsumo y producción con autoconsumo*'), criterios específicos y claros para determinar la ubicación de los diferentes equipos de medida en las instalaciones de autoconsumo. [A este respecto, parece no considerar suficientes los 'esquemas típicos' añadidos al final del apéndice A de las ITCs.]

Asimismo, tanto esta misma empresa como una asociación consideran que existe cierta incongruencia entre el RD 900/2015, cuyo artículo 11.2 establece que «*Los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera [...]*», y la propuesta de ITCs, cuyo apartado 3.10.1 indica que «*el punto de medida principal se ubicará en el punto frontera*».

Otro tanto ocurriría entre los apartados 3.10.1 y 3.10.2 de las propias ITCs (que se refieren a la configuración de medida principal y de respaldo, respectivamente, de instalaciones con autoconsumo), ya que para la modalidad tipo 2 con la configuración de medida *general* del artículo 13.2.a) del RD

¹¹ De acuerdo con el artículo 7.2 del RD 1110/2007, los puntos de medida situados en las fronteras de clientes se consideran tipo 2 si su potencia contratada en cualquier periodo es superior a 450 kW y menor a 10 MW.

900/2015, la medida en punto frontera es, según el Real Decreto, opcional, mientras que la propuesta de ITCs considera que, de existir, debe tomarse como configuración principal (quedando por lo tanto el equipo de medida en el consumo, que es obligatorio, para la de respaldo). [A este respecto, debe tenerse presente que en la modalidad tipo 1 y en la tipo 2 con la configuración de medida del artículo 13.2.b) del RD 900/2015, la medida en punto frontera sí es obligatoria —y opcional la del consumo.]

Se tiene además que también el P.O. 10.1 (*‘Condiciones de instalación de los puntos de medida’*) dedica su apartado 3.1.2 a la *‘Determinación de la ubicación de los puntos de medida’*, con lo que incide es este particular, aunque de forma general, sin referencias específicas al autoconsumo. Esto lleva a la empresa a criticar la, a su juicio, deficiente técnica jurídica que obligaría —aun cuando se lograra mantener una coherencia entre RD 900/2015, ITCs y P.O. 10.1, coherencia que en su opinión con la propuesta actual no existiría—, a realizar modificaciones simultáneas en (al menos) estas tres normas ante cambios de carácter muy técnico como puedan ser los relativos a la identificación de la concreta ubicación del punto de medida.

Una empresa considera que, en los casos en que «*sobre un mismo equipo intervengan dos encargados de la lectura*», debería precisarse el modo en el que se realizará el intercambio de información entre ellos, lo cual entiende necesario para calcular los parámetros de facturación, así como para determinar cuál de los dos es competente en aspectos que supongan intervención en el equipo (parametrización, carga de claves, averías, inspecciones...).

Una asociación y una empresa proponen modificar la redacción del último párrafo del apartado 7.7 (*‘Precintado y desprecintado’*) para referirse expresamente a la posibilidad de que se esté cometiendo fraude, remitiendo en tal caso a la normativa que fuera de aplicación, como sigue:

*“En el caso de que un encargado de la lectura detectara que el precinto de un equipo de medida ha sido roto, alterado o modificado sin autorización, deberá **comprobar si se ha producido algún tipo de manipulación o alteración que impida el correcto funcionamiento del equipo. En caso de que se detectase que se está cometiendo fraude, se actuará según los procedimientos establecidos en la normativa vigente para estos casos. En todo caso, deberá** comunicarlo a la Administración competente, quien estudiará la necesidad de realizar una inspección dentro del alcance del artículo 17 del Real Decreto unificado para determinar el alcance del hecho y tomar las medidas oportunas.”*

Alegaciones a los Procedimientos de Operación del Sistema:

En relación con el **P.O. 10.1**, sobre las condiciones de instalación de los puntos de medida, varias empresas consideran que los nuevos requisitos establecidos

en este P.O. no deberían exigirse a las instalaciones preexistentes a la fecha de su entrada en vigor. Por otra parte, uno de los agentes afirma que deberían darse criterios específicos y claros para determinar la ubicación de los diferentes equipos de medida en las instalaciones de autoconsumo, teniendo en cuenta que según lo establecido en el RD 900/2015, los equipos no se instalarán en los puntos frontera sino en la red interior, en los puntos más próximos posibles al punto frontera, sin perjuicio de lo cual debe garantizarse el acceso a dichos equipos por parte del encargado de la lectura.

Asimismo, otro agente indica que la redacción actual de los criterios que debe seguir el encargado de la lectura para dar o no su conformidad a la instalación, y de las causas que permiten realizar la solicitud de dicha instalación, es imprecisa y permitiría que, ante situaciones comparables, la respuesta fuera diferente entre distintos encargados de la lectura.

Una empresa hace ver que en varias ocasiones se hace mención a la necesaria existencia de un registrador en puntos de medida tipo 3; estas referencias considera tienen sentido cuando se trate de un equipo externo al contador, y en relación con los protocolos de comunicación definidos por el operador del sistema, pero resultan obsoletas en el caso de los nuevos contadores tipo 3 efectivamente integrados de acuerdo con los protocolos formalizados por los distribuidores, que ya incorporan la función de registro.

Una comunidad autónoma considera las «*guías de aplicación para la modificación de las instalaciones*» a las que alude el apartado 3.2.3 de este P.O. 10.1 deberían formar parte de las Normas Particulares que cada distribuidora puede establecer, de manera que quedasen sometidas a la supervisión de la Administración autonómica.

Una empresa solicita que se suprima el último párrafo del apartado 7 (*'Registros de las instalaciones'*) de este P.O. 10.1, según el cual los encargados de la lectura sólo podrán actuar como verificadores de medidas eléctricas con carácter supletorio y solamente si, además de no existir entidades debidamente autorizadas para ejercer dicha verificación, «*Cuando el operador del sistema haya manifestado expresamente su no disponibilidad para realizar la verificación solicitada*» (esta frase es la que comprende el citado último párrafo), por considerarlo farragoso, costoso y confuso. Aplicado estrictamente, supondría que los titulares deberían solicitar, uno a uno, la verificación al operador de sistema, y sólo una vez éste declarase su indisponibilidad, dirigir una nueva solicitud, esta vez al distribuidor. Considera más operativo que, en el improbable caso de que no exista una entidad debidamente autorizada, el titular pueda dirigirse directamente al distribuidor, en su calidad de encargado de la lectura, para que actúe como verificador de aquellos puntos cuya medida sea de su responsabilidad.

Una asociación propone, en relación con el apartado 5 (*Auditoría de las instalaciones*) que sea el verificador de medidas quien desempeñe esta función (en lugar de «*El encargado de la lectura y/o el operador del sistema*», como figura en la propuesta), pues considera que la figura del verificador estaría capacitada para realizar dicha auditoría y actuaría como la entidad independiente y sin interés económico en la medida que es.

En cuanto al **P.O. 10.2**, sobre la verificación de los puntos de medida, una comunidad autónoma y una asociación apuntan que, si bien las funciones de los verificadores de medidas eléctricas —así como los mecanismos necesarios para verificar la correcta instalación de los puntos de medida— están definidas para los puntos de medida 1, 2 y 3, este desarrollo es inexistente en el caso de los puntos de medida 4 y 5 (es decir, en el caso de los puntos frontera de clientes con potencia contratada de hasta 50 kW, colectivo donde quedarían englobados los consumidores domésticos), por lo que debería establecerse también para ellos un procedimiento de verificación de carácter similar. De este modo, consideran que debería aclararse que el encargado de la lectura actuará como verificador de medidas eléctricas con carácter supletorio (como una suerte de *verificador de último recurso*), sólo en el caso de que no existan entidades debidamente autorizadas para ejercer la actividad de verificación de los puntos de medida y el operador del sistema haya manifestado expresamente su no disponibilidad para realizar la verificación.

Una comunidad autónoma solicita que, a continuación del último párrafo del apartado 3.2 (*Tipos de verificaciones y periodicidad de las mismas*) se aclare expresamente que la verificación será exigida al responsable del punto de medida¹² y, en caso de que el equipo de medida esté en régimen de alquiler, será el distribuidor, como propietario del equipo, el responsable de que esté al corriente de sus verificaciones periódicas. También debería especificarse que en ningún caso se retirará o sustituirá el equipo de medida sin contar con la aprobación del responsable del punto de medida.

Una comunidad autónoma propone, en relación con el apartado 3.7 (*Gastos ocasionados por las verificaciones*) que cuando el equipo de medida esté en régimen de alquiler (estando obligada la distribuidora a ofrecer a los consumidores los equipos de medida en régimen de alquiler), sea la distribuidora quien deba correr con los gastos, tanto de las verificaciones periódicas como de las verificaciones no superadas solicitadas por cualquiera de las partes.

Una empresa solicita añadir un párrafo al final del apartado 3.3.1.1.6 (*Criterios de aceptación*), para que, en el caso de fronteras de clientes (y cuando menos en el caso de los puntos de medida de tipos 2 y 3), se admita realizar la

¹² De acuerdo con el Reglamento de puntos de medida, este responsable es el *titular* del punto de medida y de las instalaciones de medida y control eléctricas donde se ubica dicho punto de medida.

verificación con la carga existente en ese momento —siempre que se encuentre en un régimen medio de funcionamiento—, la cual considera suficientemente aproximada, con el fin de evitar la a su juicio gran diferencia de coste que supone tener que utilizar una maleta de carga.

Esta misma empresa propone que, por razones de eficiencia en la gestión, en el caso de que una instalación de autoconsumo cuente con dos encargados de la lectura (uno para el punto de medida de cliente y otro para el de generación), se permita que cualquiera de los dos pueda proceder al precintado del equipo en el punto frontera, comunicándolo oportunamente al otro. [De aceptarse esta alegación, debería verse asimismo reflejada en la redacción del apartado 7.7, ‘*Precintado y desprecintados*’, de las ITCs.]

En cuanto a las modificaciones al **P.O. 10.3**, sobre los requisitos de los equipos de inspección, una comunidad autónoma propone añadir el siguiente párrafo a continuación del primer párrafo del apartado 3.1:

«Sin perjuicio de la precisión en la medida, de acuerdo con la normativa metrológica, los equipos de inspección, medición y ensayo utilizados en las verificaciones de equipos de medida permitirán determinar que los equipos de medida miden o limitan las magnitudes físicas para las que están diseñados. En particular, y aunque no haya normativa metrológica al respecto, se comprobará que los límites y otros conceptos que afectan a la facturación se miden correctamente y con la precisión que se establecerá en las Instrucciones Técnicas Complementarias.»

La comunidad autónoma justifica esta modificación en el hecho de que considera hay una serie de conceptos indeterminados en la reglamentación sectorial (o no contemplados en la normativa metrológica) que tienen un importante efecto en la facturación, como por ejemplo la precisión y medida de máxímetros, o la medida de la energía trifásica en redes desequilibradas (así como el límite de la potencia máxima contratada en este último caso).

En cuanto a las modificaciones al **P.O. 10.4**, sobre los concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones, una empresa sugiere que entre las medidas que ha de recibir el concentrador principal (del que trata el apartado 4 de este P.O.) deberían incluirse no sólo los vertidos horarios a la red de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 1, sino también las del tipo 2, pues considera que para el cálculo y la comprobación de las liquidaciones de estas últimas instalaciones, además de la medida en el punto frontera (opcional, en el caso del autoconsumo tipo 2) es necesario disponer de información de la energía generada neta y del consumo asociado (obligatorio, siempre en el caso del tipo 2). [Consecuentemente, esta misma empresa solicita que la información referida a dichos vertidos sea incluida como parte de la información intercambiada de acuerdo con lo previsto en el P.O.]

10.11, *‘Tratamiento e intercambio de Información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes’*].

En relación con las modificaciones introducidas en el **P.O. 10.5**, sobre el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas, (al que se añade un nuevo anexo 10 relativo íntegramente a su adaptación al real decreto de autoconsumo), un agente indica que, a su entender, en dicho anexo 10 no se aclara cómo tratar la medida de un autoconsumidor tipo 1 que disponga de varias instalaciones de generación, y propone que sea el propio P.O. el que indique que la medida será única, independientemente del número y tipo de instalaciones¹³.

Con respecto al modo de calcular el mejor valor horario, una asociación, comparte los comentarios de una empresa al especificar que deberían tratarse de manera detallada situaciones aún más complejas, en las que existan varios productores asociados a un mismo consumidor (algunos acogidos a una modalidad de autoconsumo y otros vertiendo la energía neta generada) ya sean de la misma o distintas tecnologías, o incluso combinando instalaciones acogidas a distintas modalidades de autoconsumo.

Una empresa sugiere incluir la configuración de respaldo como alternativa a la comprobante, en caso de faltar esta, en los puntos 3 y 6 (medidas firmes y provisionales, respectivamente, de equipos de medida en configuración comprobante) del apartado 4.3 (*‘Cálculo del mejor valor de energía en punto frontera’*) de este P.O. 10.5. Con la redacción propuesta, la configuración de respaldo, que precisamente se introduce ahora para aquellas instalaciones que tengan equipos de medida opcionales, no podría ser utilizada en el cálculo de mejor valor de energía en punto frontera, lo cual considera sería tanto como desaprovechar este nuevo recurso puesto a disposición de los agentes implicados en el proceso de medida.

Una empresa solicita modificar la redacción del apartado 6.9 (*‘Publicación al sistema de medidas de “restos” de energía facturada de meses en cierre definitivo’*) para que la energía de dichos “restos” sea considerada a efectos del cálculo del balance energético de las distribuidoras, así como del cálculo del incentivo de pérdidas.

¹³ A este respecto, la propuesta de modificación de ITCs planteada por el operador del sistema incorpora en un nuevo apartado 3.10 el siguiente párrafo:

«Para los casos de varias instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo tipo 1 o tipo 2 con configuración de medida de acuerdo al artículo 13.2.b del Real Decreto 900/2015 conectadas al mismo punto frontera, se instalará un único equipo común para medir la generación neta.»

Ahora bien, más adelante, en este informe, se justificará por qué se considera que deberían existir al menos tantos equipos de medida como distintas tecnologías de generación existan.

Una empresa solicita que en el P.O. 10.5 y en el 10.11, expresamente se dé acceso también al comercializador a cada uno de los elementos utilizados en la composición del mejor valor horario y a la información puesta a disposición del operador del sistema por el encargado de la lectura, respectivamente, así como que se facilite una codificación uniforme de los puntos de medida en instalaciones acogidas a alguna modalidad de autoconsumo por parte de todos los encargados de la lectura.

Con respecto a las modificaciones al **P.O. 14.4**, sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, una empresa manifiesta que la modificación por la que se propondría asignar la energía vertida por los autoconsumidores tipo 1 al comercializador que corresponda al punto de suministro, aunque el precio liquidado sea 0, no tiene respaldo normativo, puesto que el RD 900/2015 establece que el mecanismo que permita la integración de los eventuales vertidos horarios procedentes de instalaciones de autoconsumidores tipo 1 debe definirse por orden ministerial, la cual todavía no se ha publicado, y debería especificarse también, a juicio de este y otros agentes, que dichos vertidos horarios contribuyen a reducir las pérdidas en la red.

Otra empresa considera que, ya que con la redacción propuesta esa energía no formaría parte de las pérdidas de las redes, debería precisarse si se considerará o no en el balance de la liquidación de los servicios de ajuste del sistema¹⁴ y si podría afectar al saldo neto del sistema¹⁵ a los efectos del cálculo de desvíos.

Una asociación considera que los beneficios que origina la inyección en la red de los excedentes de las instalaciones de autoconsumo tipo 1 es, con carácter general, superior a sus posibles costes, ya que para las tecnologías con factor de apuntamiento de precios positivo —sería el caso de la solar fotovoltaica— el precio ponderado en el mercado diario de dicha energía sería superior al precio ponderado de esa misma energía que sería necesario movilizar en los mercados de ajuste.

4. CONSIDERACIONES

4.1 Sobre la coordinación de los desarrollos reglamentarios relacionados con las condiciones del autoconsumo.

Se ha expuesto ya el objeto de la propuesta ahora sometida a informe, y su estrecha relación con la propuesta de procedimiento para el tratamiento de las medidas a efectos de la facturación acordada por esta Sala de Supervisión

¹⁴ Balance comunicado mediante el archivo denominado '*enrepsc*'.

¹⁵ El saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas, de acuerdo con la definición del apartado 14.3 (*'Precio de los desvíos'*) del P.O. 14.4.

Regulatoria. Por otra parte, la disposición transitoria sexta del RD 900/2015 establece que los agentes que participen en la facturación y liquidación de los cargos establecidos en el nuevo régimen económico de aplicación al autoconsumo deberán adaptar sus sistemas y procesos asociados a dichas funciones dentro de un plazo de seis meses desde su entrada en vigor, al día siguiente a su publicación en el BOE.

Se considera necesario, para una correcta implementación del RD 900/2015, que todos estos elementos (los P.O.s e ITCs a que hace referencia este informe, el procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación, y la adaptación de los sistemas y procesos de los diversos agentes involucrados) guarden coherencia entre sí.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda asimismo que la aplicación de los plazos reglamentariamente establecidos se flexibilice en la medida en que la aprobación de la normativa de desarrollo con la que están estrechamente relacionados esté pendiente de publicación. En este sentido, y en relación con la propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación, se contempla la determinación de dos posibles fechas sucesivas de implementación (abril de 2016 y enero de 2017, respectivamente), con un alcance más ambicioso para la segunda de dichas fechas, de modo que se favorezca la oportuna consistencia en la aplicación de los distintos procedimientos e instrucciones técnicas. Desde la CNMC se trabaja por otra parte de forma continuada, en virtud del mandato establecido en la Disposición adicional tercera del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico¹⁶, en la adaptación de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores, para cumplir con los requerimientos del RD 900/2015.

4.2 Sobre la modificación de las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida.

4.2.1 Sobre la previa remisión a los sujetos del sistema.

El informe justificativo de modificación de las ITCs remitido por el operador del sistema al MINETUR indica que tal propuesta de modificación se realiza sobre la base de la ya enviada al MINETUR en octubre de 2011, tras la consideración de

¹⁶ «Disposición adicional tercera. Aprobación de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de gas natural.

A partir de la entrada en vigor de este real decreto, previo trámite de audiencia y previo informe favorable de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por resolución los formatos de ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y entre los distribuidores y comercializadores de gas natural, respectivamente».

los comentarios del Informe 6/2011 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado el 24 de marzo de 2011¹⁷. Debe tenerse presente que las ITCs propuestas sustituirían las establecidas en la Orden de 12 de abril de 1999¹⁸, por la que se dictan las ITCs precisas para el desarrollo y aplicación del Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, derogado hace más de ocho años por el RD 1110/2007, por el que se aprueba el vigente Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Ahora bien, los cambios resaltados en la propuesta actual no se refieren a las modificaciones respecto a la versión vigente, sino respecto a la propuesta de 2011.

Según la documentación obrante en esta Comisión, el contenido de la propuesta de modificación de las ITCs —a diferencia de la propuesta de modificación de P.O.s— no fue sometida a la consideración de los sujetos del sistema para recabar sus comentarios previos (los comentarios previos de los sujetos que, sin perjuicio del posterior trámite de alegaciones a través del Consejo Consultivo de Electricidad, servirían para consensuar la propuesta que se presenta, con carácter previo a su remisión a la CNMC).

La disposición adicional undécima del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo¹⁹, determina que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, según lo previsto en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico²⁰. Las ITCs comparten con los P.O.s su carácter técnico e instrumental, necesario para la gestión técnica del sistema, y están muy estrechamente relacionadas con los P.O.s de la 'serie 10' (los que tratan las medidas), motivo por el cual son objeto de esta propuesta de modificación conjunta.

De acuerdo con lo anterior, y en coincidencia con lo manifestado por varios miembros del Consejo Consultivo, se recomienda que, en adelante, futuras revisiones de las ITCs sean sometidas, al igual que los P.O.s, a la consideración

¹⁷ http://energia.cnmc.es/cne/doc/publicaciones/cne49_11.pdf

¹⁸ A este respecto, debe tenerse en cuenta que la disposición final segunda, apartado 1, del RD 1110/2007 prevé que *“Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de carácter exclusivamente técnico que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto”*.

¹⁹ 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.

²⁰ Este mismo contenido tenía la ya derogada disposición adicional tercera ('Coordinación de los sujetos en la operación del sistema') del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

previa de los sujetos del sistema. En casos como el presente puede resultar de particular utilidad, teniendo en cuenta los años transcurridos desde que está pendiente la aprobación de las ITCs que complementan el Reglamento de medidas de 2007.

4.2.2 Sobre el autoconsumo en fronteras de generación que el RD 900/2015 no permitiría, pero las ITCs, sí.

El segundo párrafo del apartado 3.2 (*'Fronteras de generación'*) no ha sido objeto de modificación alguna; su redacción coincide con la propuesta ya en 2011, y es del siguiente tenor:

«Previo acuerdo de los participantes y siempre que no se vean afectados terceros, los suministros realizados desde el parque de una central de generación a consumos diferentes de los auxiliares, podrán tener el mismo tratamiento que éstos, siempre que su potencia aparente nominal sea igual o inferior a 250 kVA o estén conectados en baja tensión. Consecuentemente, estos consumos no tendrán la consideración de clientes, a todos los efectos.»

Este párrafo otorga un tratamiento de consumos auxiliares a unos suministros que, reconocidamente, no lo son, y, de este modo, vendría a añadir un posible nuevo caso de autoconsumo no contemplado en la norma específica de rango superior (el repetido RD 900/2015), a la cual añadiría *de facto* otra exención: al no ser considerados *clientes* ni *consumos auxiliares*, sería como si no existieran esos suministros.

Dicha exención estaría además sometida a unas condiciones ajenas al RD (potencia aparente nominal de hasta 250 kVA o, alternativamente, conexión en baja tensión, para cualquier potencia) y al *«previo acuerdo de los participantes»*, con lo que, de entre un conjunto de instalaciones de características análogas, unas podrían acogerse a ella y otras no, en función del grado de consenso alcanzado entre las partes implicadas en la medida.

Este párrafo debería suprimirse:

~~*«Previo acuerdo de los participantes y siempre que no se vean afectados terceros, los suministros realizados desde el parque de una central de generación a consumos diferentes de los auxiliares, podrán tener el mismo tratamiento que éstos, siempre que su potencia aparente nominal sea igual o inferior a 250 kVA o estén conectados en baja tensión. Consecuentemente, estos consumos no tendrán la consideración de clientes, a todos los efectos.»*~~

4.2.3 Sobre el tratamiento diferencial de las fronteras entre instalaciones de transporte con respecto a las fronteras entre instalaciones de transporte y distribución.

Sin relación con el RD 900/2015, la propuesta añade al apartado 3.4 (*'Fronteras entre instalaciones de transporte'*) un segundo párrafo que no constaba en la propuesta que sirvió de base para el Informe 6/2011 de la CNE y no ha sido resaltado en la actual propuesta mediante control de cambios, del siguiente tenor:

«Los consumos de las subestaciones de transporte distintos de los consumos auxiliares deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de transporte o distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias para las fronteras de cliente.»

Análogamente, la propuesta añade al apartado 3.5 (*'Frontera[s] entre transporte y distribución'*) los siguientes párrafos, tampoco resaltados:

«Los consumos de las subestaciones de distribución distintos de los consumos auxiliares deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias para las fronteras de cliente.»

«En el caso de las instalaciones de generación conectadas a transporte que se den de alta como frontera distribución-transporte, será condición necesaria para el alta en el sistema de información de medidas el contrato de acceso a red con el distribuidor correspondiente.»

Se recomienda que, en las fronteras entre transporte y distribución: i) se clarifique el tratamiento de los consumos auxiliares de las instalaciones de transporte suministrados desde la red de distribución, y ii) se contemple la posibilidad de que, excepcionalmente, y de forma debidamente justificada, dichos consumos auxiliares puedan ser calculados, en lugar de medidos²¹.

Por otra parte, y dado que los consumos auxiliares que son objeto de definición detallada en el apartado 1 de la propuesta de ITCs se identifican con los establecidos por la Resolución de la DGPEM, de 17 de marzo de 2003, por la que se clasifican los consumos a considerar como consumos propios, se sugiere

²¹ Por ejemplo mediante un tratamiento análogo al que reciben los coeficientes de pérdidas, previsto por el anexo 2 (*'Coeficientes para configuraciones principales y comprobantes'*) al 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'*).

adaptar la redacción planteada de modo que se midan precisamente los consumos auxiliares, no los consumos *distintos* de los consumos auxiliares.

De acuerdo con lo anterior, se propone la siguiente redacción para los antedichos párrafos de los apartados 3.4 y 3.5 de las ITCs, respectivamente:

«3.4 *Fronteras entre instalaciones de transporte*
[...]

Los consumos **auxiliares** de las subestaciones de transporte ~~distintos de los consumos auxiliares~~ deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de transporte o distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias para las fronteras de cliente.»

«3.5 *Fronteras entre transporte y distribución*
[...]

Los consumos **auxiliares** de las subestaciones de distribución ~~distintos de los consumos auxiliares~~, así como los consumos auxiliares de las instalaciones de transporte suministrados desde la red de distribución, deberán ser medidos, al objeto de evitar que se confundan con las pérdidas de las redes de transporte o distribución. Los equipos que se instalen se atenderán a lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y en estas Instrucciones Técnicas Complementarias para las fronteras de cliente. No obstante lo anterior, en los casos en los que se acredite la imposibilidad de instalar un equipo de medida específico a tal efecto, estos consumos auxiliares podrán ser calculados con base en la potencia nominal de los elementos auxiliares conectados. [...]»

Cabe también señalar que, si bien la disposición adicional séptima de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, establecía un mandato al operador del sistema para que, antes del 19 de marzo, remitiera a la Secretaría de Estado una propuesta de metodología para la determinación de los consumos propios de las instalaciones de generación²², no se ha contemplado un mandato análogo para la determinación de los consumos propios en las instalaciones de transporte y distribución, de casuística también compleja.

²² «En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de esta orden, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de metodología para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica [...], así como de los consumos propios de la instalación de producción en virtud del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.»

4.2.4 Sobre la medida de la energía generada en instalaciones de producción asociadas a cualesquiera de las modalidades de autoconsumo.

La propuesta de modificación de las ITCs incluye dentro de su capítulo 3 (*‘Ubicación de fronteras entre actividades y determinación de puntos de medida principales, redundantes y comprobantes’*) un nuevo apartado 3.10 sobre *‘Consideraciones adicionales [a las] modalidades de [suministro con] autoconsumo y producción con autoconsumo’*. Dicho, apartado prevé, en los casos en que existan varias instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo tipo 1 (o tipo 2 con la configuración de medida del artículo 13.2.b)²³ del RD 900/2015) conectadas al mismo punto frontera, que se instale un único equipo común para medir la generación neta. En cambio, en los casos en que existan varias instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo tipo 2 con la configuración de medida *general* del artículo 13.2.a) del RD 900/2015 conectadas al mismo punto frontera, propone se establezca de forma instrumental una frontera por cada instalación de producción inscrita en el correspondiente registro²⁴, y que además se mida de forma separada la energía neta generada y el consumo de auxiliares de cada una de las instalaciones de producción, sean o no de la misma tecnología.

En su *«Propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida a efectos de facturación para adaptarse a las modificaciones introducidas por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre»*, esta Sala de Supervisión Regulatoria recomendó la instalación de al menos tantos equipos de medida de generación neta como tecnologías estén presentes en la instalación:

«[...] entre las ventajas atribuidas al autoconsumo, [...] se cuenta contribuir a la consecución de los compromisos internacionales adquiridos por España en materia de fomento de dichas energías primarias [renovables, cogeneración de alta eficiencia] y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [...].

Para un cómputo adecuado de esta generación, se requiere distinguir, si no la producción de cada instalación, sí al menos la de cada tecnología: una medida conjunta de, por ejemplo, una instalación de cogeneración y una fotovoltaica, difícilmente permitiría un seguimiento adecuado de la producción en autoconsumo a todos los efectos, ya sean estadísticos, de certificación, o de planificación y operación del sistema. En el caso del tipo

²³ Para que sea de aplicación la configuración de medida prevista por el artículo 13.2.b), se requiere que la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción conectadas a la red interior del consumidor no sea superior a 100 kW, y que el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

²⁴ Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2, se tiene además que no discernir cuánta energía proviene de qué tecnología podría condicionar y, bajo determinadas circunstancias, impedir que la instalación provea determinados servicios sujetos a contraprestación económica, por la energía vertida a la red.»

No se comparte por lo tanto la propuesta del operador del sistema para que en el tipo 1 —es más, para que incluso en el tipo 2 con la configuración de medida simplificada del artículo 13.2.b), modalidad en la que es posible la venta de excedentes— se instale un único equipo de medida común a todas las instalaciones, cualesquiera sean las tecnologías empleadas.

Por otro lado, también en la antedicha propuesta de procedimiento para el tratamiento de los datos de los equipos de medida a efectos de facturación, se recomendó que para el tipo 2, *«y aun cuando existan varias instalaciones de producción, deberá existir un solo contrato de acceso para proveer los servicios auxiliares de todas ellas, con independencia de cómo se realice su medida [...pues] disponer de contratos de acceso adicionales [...] constituiría una complicación añadida innecesaria al proceder a la tramitación de estos suministros. Considérese además que, de disponerse de varias instalaciones de producción, no sería raro que la producción de unas pudiera abastecer los servicios auxiliares de otras [...]»*.

Se señala además, de acuerdo con la variada casuística reflejada en parte de las alegaciones recibidas, tanto de asociaciones y empresas como de comunidades autónomas, que en algunas configuraciones existentes los servicios auxiliares de distintas instalaciones de producción son físicamente inseparables entre sí, por compartirse equipos entre ellas.

De acuerdo con lo anterior, no se comparte la propuesta del operador del sistema para que en el tipo 2 con la configuración de medida *general* (la del artículo 13.2.a) del RD 900/2015) se mida necesariamente de forma separada el consumo de auxiliares de cada una de las instalaciones de producción. La normativa debería ser lo bastante flexible como para permitir distintas configuraciones de medida, y siempre desde la premisa de que la contratación del acceso debiera ser única para los servicios auxiliares de las distintas instalaciones.

Adicionalmente, y en consonancia con varias de las alegaciones presentadas, la definición de la modalidad de autoconsumo tipo 2 dada por el artículo 4.1.b) del RD 900/2015 no implica que este deba necesariamente realizarse desde una instalación de producción a partir de energías renovables, cogeneración o residuos (aunque cabe esperar que lo sea en una inmensa mayoría de los casos)²⁵.

²⁵ En relación con este mismo asunto, en el tercer párrafo del apartado 3.2 (*'Fronteras de generación'*) debe actualizarse la referencia al *«registro Administrativo de Productores de Régimen Especial gestionado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio»* por *«la*

De acuerdo con lo anterior, se propone la redacción mostrada a continuación para los siguientes párrafos del añadido apartado 3.10:

«Para los casos de varias instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo tipo 1 o tipo 2 con configuración de medida de acuerdo al artículo 13.2.b del Real Decreto 900/2015 conectadas al mismo punto frontera, se instalarán al menos tantos equipos para medir la generación neta como tecnologías de producción estén presentes un único equipo común para medir la generación neta.

Para los casos de varias instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo tipo 2 con configuración de medida de acuerdo al artículo 13.2.a del Real Decreto 900/2015 conectadas al mismo punto frontera, Se establecerá de forma instrumental una frontera por cada instalación de producción inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica ~~a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos~~. Asimismo, se deberá medir de forma separada la energía neta generada por cada instalación de producción inscrita en dicho registro administrativo y el consumo de auxiliares de cada una de las instalaciones de producción.»

De aceptarse la redacción propuesta, los nuevos esquemas típicos números 9 a 12 añadidos al final del apéndice A deberían adaptarse en consecuencia.

De no aceptarse la redacción propuesta, se recomienda que, al menos en lo que atañe a la medida separada de los consumos auxiliares, se contemplen excepciones para el caso de los “*elementos existentes*”, de acuerdo con la definición contemplada en el apartado 1 de la propia propuesta²⁶.

4.2.5 Sobre el carácter potestativo del cambio de clasificación de punto de medida, bajo determinadas circunstancias.

El último párrafo del apartado 4 (*‘Cambio de clasificación de punto de medida’*) establece la modificación de un punto acogido a la clasificación por energía cuando se encuentra *por debajo* del umbral de dicho punto. Tal y como señalan varias alegaciones, que un punto de medida disponga de un equipo de clase superior a la que le correspondería por volumen de consumo o generación no

sección segunda del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica Productores de Régimen Especial gestionado por el Ministerio de Industria, **Energía y Turismo y Comercio.**»

²⁶ «Elemento existente: Elemento de un equipo de medida instalado en su totalidad con anterioridad a la entrada en vigor del Reglamento de puntos de medida del sistema eléctrico, o de las normas, Instrucciones Técnicas y Procedimientos de Operación que lo desarrollan.»

sería contrario a la normativa, y no resultaría extraño que el interesado quisiera mantenerlo si prevé recuperar dicho volumen en un futuro.

Se recomienda por lo tanto la siguiente redacción:

*«Cuando durante dos años consecutivos la energía anual intercambiada por un punto de medida acogido a la clasificación por energía se encuentre por debajo del umbral de dicho tipo de punto, **el responsable de la medida y sus equipos podrá** modificará su clasificación al nuevo tipo de punto correspondiente previa notificación al **responsable encargado de la lectura** del punto de medida.»*

4.2.6 Sobre la carga simultánea en los devanados de los transformadores de tensión.

De acuerdo con una de las alegaciones recibidas y lo propuesto en su día en el Informe 6/2011 de la CNE, se recomienda modificar la redacción del último párrafo del apartado 5.2 (*‘Instalación de transformadores de tensión’*) como sigue, añadiendo el inciso señalado:

*«El conjunto de la carga simultánea sobre todos los devanados de los transformadores de tensión **o la carga sobre el devanado de medida al que se encuentren conectados los contadores** es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso esta carga estará por debajo del 25% de dicha potencia ni el factor de potencia ($\cos\phi$) será inferior a 0.8, aunque para ello sea preciso intercalar cargas artificiales.»*

Tal y como se justificaba en el susodicho informe, «De esta forma, la clase de precisión se cumple igual asegurando el 25% de carga en el conjunto de devanados (carga simultánea) o sólo en el de medida, mientras que los requisitos de carga son mucho mayores para el conjunto de devanados.»

4.2.7 Sobre la carga mínima en el circuito secundario de los transformadores de intensidad.

El primer párrafo del apartado 5.3 (*‘Instalación de transformadores de intensidad’*) de la propuesta de ITCs establece una carga mínima de un 25% de la potencia de precisión en el circuito secundario. En coincidencia con lo expuesto en algunas alegaciones, no se comprende en principio el sentido técnico de limitar la carga *mínima* en el secundario de un transformador de medida de *intensidad*²⁷ por encima del 0% de su potencia de precisión; se propone por lo tanto la siguiente redacción:

²⁷ El secundario de un trafo de intensidad trabaja en condiciones similares a las de cortocircuito.

*«La carga en el circuito secundario dedicado a medida de transformador de intensidad estará entre el **25 0%** y 100% de su potencia de precisión.»*

4.2.8 Sobre las excepciones para instalaciones.

De acuerdo con una de las alegaciones recibidas y lo propuesto en su día en el Informe 6/2011 de la CNE, se recomienda añadir a las excepciones contempladas para instalaciones de medida, tanto para las anteriores a mayo de 1999, como para las anteriores a marzo de 2004, la siguiente:

- **«Carencia de verificaciones en origen y protocolos de ensayos del fabricante de transformadores de tensión y/o intensidad y autorizaciones de uso.»**

En efecto, la propuesta sí contempla (como también lo hacía la de 2011), entre la documentación no exigible, la «Carencia de certificado en origen de transformadores de tensión y/o intensidad» (para las instalaciones anteriores a mayor de 1999), y la «Carencia de autorización de uso de transformadores de tensión y/o intensidad» (para las instalaciones anteriores a marzo de 2004), pero no alude a las verificaciones y ensayos.

4.2.9 Sobre la verificación de los equipos antes de transcurridos tres meses desde su instalación.

El penúltimo párrafo del apartado 7.1 (*‘Generalidades de las inspecciones y verificaciones de las instalaciones de medida’*) propone que *«Las instalaciones de medida y sus equipos [sin especificar el tipo] se inspeccionarán y verificarán dentro de los tres meses posteriores a su puesta en servicio en el sistema de medidas»*.

Esto iría más allá de lo establecido por el artículo 16.3 del RD 1110/2007, según el cual: *«Las instalaciones de medida y los contadores de los puntos tipo 1 y 2, y los tipo 3 de generación, deberán ser verificados por un verificador de medidas eléctricas autorizado antes de tres meses desde su inclusión en el sistema de medidas. La primera verificación sistemática del resto de puntos de medida tipo 3 será realizada antes de que finalice el periodo de diez años desde su puesta en servicio.»* Más adelante, el inciso final del artículo 16.4 establece que *«Las verificaciones de contadores tipo 4 y 5 se podrán efectuar con carácter individual o por el procedimiento de lotes»*, ya sin referencia a plazos específicos.

Se indica además que los equipos de medida deben ser objeto de una verificación primitiva o en origen —típicamente, realizada por su fabricante— o bien obtener un certificado de conformidad emitido por un organismo notificado o de control metrológico, de acuerdo con el apartado 3 del P.O. 10.2 (*‘Verificación*

de los equipos de medida'). Esta verificación en origen debe ser comprobada con motivo de la puesta en servicio de las instalaciones de los puntos de medida (objeto del apartado 4 del P.O. 10.1, '*Condiciones de instalación de los puntos de medida*'), instalaciones que luego son objeto de un procedimiento de inspección, del cual forma parte la realización de la llamada primera verificación sistemática.

Pues bien, que adicionalmente a lo arriba expuesto, las ITCs impongan una nueva verificación para *todos* los equipos, de cualquier tipo, antes de transcurridos tres meses desde la puesta en servicio, además de que no resultaría ajustado a la normativa de rango superior, no parece necesario, máxime cuando: i) según dicha normativa, cualquier agente implicado puede solicitar la inspección y verificación del equipo en cualquier momento si así lo cree oportuno, y ii) el RD 900/2015 obliga a que toda instalación acogida a alguna modalidad de autoconsumo instale al menos *dos* equipos de medida y, con toda probabilidad, en muchos casos existirá además un *tercer* equipo opcional.

Por lo tanto se propone, en consonancia con lo expuesto por algunas de las alegaciones, adaptar el párrafo arriba citado de acuerdo con lo previsto por el RD 1110/2007:

«Las instalaciones de medida y sus equipos *de los puntos tipo 1, 2 y los tipo 3 de generación*, se inspeccionarán y verificarán dentro de los tres meses posteriores a su puesta en servicio en el sistema de medidas. *La primera verificación sistemática del resto de puntos de medida tipo 3 será realizada antes de que finalice el periodo de diez años desde su puesta en servicio.*»

4.3 Sobre la modificación de los Procedimientos de Operación.

4.3.1 Sobre el listado de defectos contemplados en relación con el acta de inspección.

Se recomienda contemplar de forma expresa, en el apartado 4.1.4.8 ('*Acta de inspección*') del P.O. 10.1 ('*Condiciones de instalación de los puntos de medida*'), dentro del listado de posibles defectos en la inspección relacionados con la configuración de la medida del punto de medida, la posibilidad de que se trate de una configuración singular de medida debidamente autorizada, según lo previsto en la disposición adicional primera del RD 900/2015.

Se hace ver asimismo que se ha omitido, en ese mismo apartado 4.1.4.8 del P.O. 10.1, dentro del listado de posibles defectos en la inspección relacionados con el contador, la '*Imposibilidad de comprobación de la parametrización*' (defecto que sí consta, en cambio, en el listado correspondiente al registrador).

Por otra parte, al defecto «*Contador no precintable*» debería añadirse el de «*Contador no precintado*».

Se propone por lo tanto la siguiente redacción:

« **4.1.4.8. Acta de inspección**

[...]

b) Defectos relacionados con la configuración de la medida del punto medida.

- *La configuración de la frontera no responde a las previstas en el Reglamento unificado de medidas y no se dispone de configuración singular de medida autorizada por la Dirección General de Política Energética y Minas.*

[...]

g) Defectos relacionados con el Contador.

- *Falta o ilegibilidad en placas de características de contadores.*
- *Ausencia de bloque de pruebas.*
- [...]
- *Contador no precintable.*
- **Contador no lleva instalados los precintos establecidos.**
- **Imposibilidad de comprobación de la parametrización.**
- *El contador no dispone del rótulo identificativo del código punto de medida.*
- *Ubicación de armario de equipos de medida inadecuada para su subsanación funcionamiento o verificación.»*

4.3.2 Sobre la custodia de la documentación de los equipos de medida.

Existe una aparente contradicción entre uno de los párrafos del apartado 7.1 de las ITCs (que trata de las generalidades de las inspecciones y verificaciones de los equipos de medida) y el apartado 3.3.2.1.1 ('Registros') del P.O. 10.2 ('Verificación de los equipos de medida') en cuanto a quién ha de custodiar determinada documentación de los equipos de medida.

Se considera que debiera ser el responsable del punto de medida quien custodiara el certificado de conformidad emitido por el servicio u organismo autorizado al que alude el antedicho apartado 3.3.2.1.1 del P.O. 10.2, no el encargado de la lectura (si bien éste podría hacerse cargo cuando el equipo de medida esté en régimen de alquiler). Esto sería coherente con la redacción del apartado 7.1 de las ITCs, según el cual «*Los equipos de medida de las instalaciones de medida deberán disponer de las autorizaciones legales pertinentes, siendo el responsable del punto de medida el participante que debe conservar los documentos que lo justifican.*»

Se propone por lo tanto la siguiente redacción para el P.O. 10.2:

«**3.3.2.1.1 Registros**

*El certificado de conformidad tendrá una validez máxima establecida en su legislación específica. El **encargado de la lectura responsable del punto de medida** será el responsable de custodiar el documento emitido por el servicio u organismo autorizado. **No obstante lo anterior, cuando el equipo de medida esté en régimen de alquiler, el original de dicho documento será custodiado por el encargado de la lectura, y dará copia del mismo al responsable del punto de medida.**»*

4.3.3 Sobre las fronteras de clientes con punto de conexión en alta tensión y medida en baja tensión.

Se debería añadir, entre el primer y segundo párrafo de los apartados 4.2.1 ('Configuración principal') y 4.2.2 ('Configuración redundante') del 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'), el siguiente párrafo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 ('Condiciones generales de aplicación de las tarifas'), apartado 5º, del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre²⁸, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica²⁹:

«En el caso de fronteras de clientes con punto de conexión en alta tensión y medida en baja tensión, la energía medida por el contador se deberá incrementar en las cantidades que establece la normativa vigente en el cálculo del mejor valor de energía en punto frontera para liquidación y facturación».

Por otra parte, se advierte que entre los esquemas típicos del apéndice A a la propuesta de ITCs no se contempla esta casuística.

4.3.4 Sobre la aplicación de coeficientes de pérdidas en los puntos de medida no coincidentes con los puntos frontera.

Para establecer de forma precisa la aplicación por los encargados de la lectura de los coeficientes de pérdidas recogidos en el anexo 2 ('Coeficientes para configuraciones principales y comprobantes') al P.O. 10.5 ('Cálculo del mejor

²⁸ Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

²⁹ «5.º Es potestad del cliente con suministro en alta tensión inferior a 36 kV, y que disponga de un transformador de potencia no superior a 50 kVA, o de potencia superior a 50 kVA, en instalación intemperie sobre poste, realizar la medida en baja tensión y facturar en una tarifa de alta tensión. Para ejercer este derecho deberá comunicarlo a la empresa distribuidora. En este caso la energía medida por el contador se incrementará en 0,01 kWh por cada kVA de potencia nominal del transformador, durante cada hora del mes, y la energía consumida medida se recargará, además, en un 4 por 100. La potencia de facturación será un 4 por 100 superior a la medida si su valor se determina en el lado de baja tensión del transformador.»

valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas), convendría añadir el siguiente inciso, al final del segundo párrafo de los apartados 4.2.1 ('Configuración principal'), 4.2.2 ('Configuración redundante') y 4.2.3 ('Configuración comprobante'):

«En los casos en que sea necesario utilizar un coeficiente de pérdidas, se aplicará el correspondiente coeficiente de cada magnitud de energía de forma separada».

[Por 'cada magnitud' se entiende energía activa y reactiva, respectivamente; el anexo 2 al P.O. 10.5 contempla el cálculo de coeficientes de pérdidas para una y otra magnitud.]

4.3.5 Sobre la comunicación al responsable del punto de medida de la falta de medida de energía saliente.

Se debería modificar la redacción del párrafo final del apartado 4.4.7 ('Fronteras tipo 5 de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura'), de modo que: i) se emplee una expresión más precisa en relación con el establecimiento de las responsabilidades de una situación grave como es la falta de medidas, y ii) de confirmarse el incumplimiento por parte del responsable del punto de medida, se le informe de lo que ocurre para que, a la mayor brevedad, proceda a enmendar el problema.

De acuerdo con lo anterior, se propone la siguiente redacción para el párrafo final del citado apartado:

«En los casos en que la falta de medida de energía saliente ~~pueda ser debido se deba~~ a incumplimientos o dejación de funciones por parte del responsable del punto de medida, la estimación de energía saliente ~~podrá ser de 0 kWh~~. El responsable del punto de medida será informado de dicho incumplimiento o dejación de funciones en cuanto se tenga constancia de los mismos, para que proceda a su corrección.»

4.3.6 Sobre la sincronización de los plazos de objeción de medidas con independencia de cuál sea el encargado de la lectura.

Deberían hacerse coincidir los plazos de objeción tras el cierre provisional de medidas con independencia de si el encargado de la lectura es el distribuidor o el operador del sistema.

En efecto, con la redacción inicialmente propuesta, el plazo para los puntos frontera cuyo encargado de la lectura es el operador del sistema sería de *veinticinco* días hábiles, en tanto que para los puntos cuyo encargado de la lectura es el distribuidor, sería de *veintiséis*, ya que se dan diez días hábiles para

objecciones por los propios encargados de la lectura y, a los dos días una vez concluido dicho plazo inicial, se abre otro de quince días hábiles para la presentación de objeciones por los comercializadores, clientes directos a mercado o representantes de medidas (es decir: entre ambos periodos subsiguientes de diez y quince días, respectivamente, se concede un día intermedio para la publicación de las medidas cuyo encargado de la lectura es el distribuidor).

Se propone por lo tanto modificar la redacción del párrafo a) del apartado 8.10.1 (*‘Presentación de objeciones’*) del 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’*), como sigue:

«a) **Veintiséis ~~Veinticinco~~** días hábiles para cualquier participante de puntos frontera de los que el operador del sistema es encargado de la lectura».

4.3.7 Sobre la referencia precisa a las configuraciones de medida de las distintas modalidades de autoconsumo.

Se recomienda dotar de una mayor precisión a la redacción del anexo 10 a este P.O. 10.5, para que referencias inexactas como “*Tipo 2 <=100 kW*” o “*Tipo 2 > 100 kW*”, sean reemplazadas por otras como “*Tipo 2 con configuración de medida del artículo 13.2.b)*” o “*Tipo 2 con configuración de medida del artículo 13.2.a)*”, respectivamente. En efecto, la potencia no es el único criterio empleado para determinar qué configuración de medida es aplicable.

4.3.8 Sobre la medida del vertido horario procedente de las instalaciones de autoconsumo.

La propuesta de modificación del P.O. 14.4 (*‘Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema’*), incluye un nuevo apartado 14.8 en los siguientes términos:

«**14.8 Vertidos horarios procedentes de instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1.**

Hasta la publicación de la orden ministerial establecida en la Disposición adicional cuarta del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, se realizará una anotación horaria en una cuenta instrumental de compensación por la energía agregada de todos los vertidos horarios de instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1. La energía se valorará a precio de cero conforme al artículo 14.3 del Real Decreto 900/2015.

$$DCAC1 = MBCAC1 \times CERO$$

Donde: *MBCAC1* Suma de la medida del vertido horario procedente de las instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1.»

De acuerdo con lo anterior, la atribución, con carácter instrumental, de un valor nulo a dichos vertidos horarios únicamente aborda la cuestión desde un punto de vista estrictamente *contable*, coherente con el contenido de los P.O.s de la serie 14 (que tienen por objeto los procesos de liquidación en que interviene el operador del sistema) y necesario, pero no suficiente a los efectos de hacer un análisis coste-beneficio del impacto de la inyección de energía aguas arriba desde el punto de vista de la operación del sistema en su conjunto. No se aclara en definitiva sobre qué sujeto del sistema recaería la propiedad de dicha energía, ni si reduciría las pérdidas del sistema.

Dicha evaluación está pendiente de la publicación de la orden ministerial a la que alude la disposición adicional cuarta.1 del RD 900/2015³⁰

4.4 Sobre la conveniencia de revisar el P.O. 10.8 para facilitar la referenciación de los autoconsumos.

La propuesta recibida no contempla modificación alguna de otro de los procedimientos de operación de la serie 10, el P.O. 10.8 (*‘Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial’*), el cual establece el procedimiento para la generación de códigos universales de punto de suministro (CUPS). En particular, para el último de los 22 caracteres contemplados, de carácter opcional, el P.O. prevé una serie de valores que permiten identificar si se trata de un punto frontera, punto de medida principal, redundante, etc. En consonancia con alguna de las alegaciones presentadas, en la propuesta de procedimiento de tratamiento de las medidas a efectos de facturación de 10 de marzo, se expuso que: *«Dado que el CUPS es habitualmente utilizado en el intercambio de información entre agentes para identificar los contratos de acceso, y comoquiera que en determinados autoconsumidores tipo 2 se tendrá más de un contrato de acceso ligado a un mismo punto frontera, se recomienda considerar la utilización de los caracteres opcionales, en particular del último, para facilitar la referenciación de los autoconsumidores»*, recomendación que se considera pertinente reiteraren este informe.

³⁰ «1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerá el mecanismo que permita la integración de los eventuales vertidos horarios procedentes de instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1, de forma que se garantice el mínimo coste para el conjunto del sistema eléctrico».

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

Informar la propuesta del operador del sistema de modificación de los Procedimientos de Operación 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.11, 14.4, así como 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, de acuerdo con las consideraciones expuestas en el apartado 4 del presente informe,

**ANEXO: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL
CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD
(CONFIDENCIAL)**