

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ARTÍCULO 40.5 DE LA DIRECTRIZ SOBRE LA GESTIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD.

Expediente nº: IPN/CNMC/017/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 21 de noviembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de 'Orden para implementación del artículo 40.5 de la Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad', la Sala de Supervisión Regulatoria, 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 de los artículos 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:

1 ANTECEDENTES

El 17 de abril de 2019 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 (MITECO) adjuntando para informe la propuesta de orden, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo de la propuesta de orden es permitir la implementación efectiva de determinados aspectos derivados del artículo 40.5 del Reglamento (UE)

2017/1485¹ de la Comisión de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directiva sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reg 2017/1485).

Este Reglamento, entre otros, se incardina en el llamado ‘tercer paquete legislativo’, está basado en directrices impartidas por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y fue elaborado mediante propuesta de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) con la participación de los agentes. Pretende asegurar el buen funcionamiento del Mercado Interior de la Energía, impulsando el mercado interior de la electricidad y el comercio transfronterizo, garantizando la gestión óptima, el funcionamiento coordinado y la adecuada evolución de la red europea de transporte de electricidad. Aun siendo de aplicación directa, se han de trasladar a la legislación nacional, para así tener en consideración las especificidades particulares de cada sistema eléctrico

La propuesta de orden establece los criterios de aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red, de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 del citado Reg 2017/1485.

El 22 de abril de 2019, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima² 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 de quince días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, 8 de mayo de 2019. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

¹ Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, publicado en el DOUE el 25 de agosto de 2017.

En particular, el apartado 5 de su artículo 40 (‘Organización, funciones, responsabilidades y calidad del intercambio de datos’) reza como sigue:

«En coordinación con los GRD [Gestores de Redes de Distribución] y los USR [Usuarios Significativos de Red], cada GRT [Gestor de Red de Transporte] determinará la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos sobre la base de las siguientes categorías: a) datos estructurales, de conformidad con el artículo 48; b) datos de programación y previsiones, de conformidad con el artículo 49; c) datos en tiempo real, de conformidad con los artículos 44, 47 y 50, y d) disposiciones de conformidad con los artículos 51, 52 y 53.»

² Conforme a esta disposición transitoria décima (‘Órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía), «Los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía previsto en la Disposición adicional decimoquinta de esta Ley.»

2 CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de orden sobre la Directriz de gestión consta de 12 artículos distribuidos en 3 capítulos, 2 disposiciones finales y 6 anexos.

El capítulo I (artículos 1 a 3) recoge las disposiciones de carácter general, objeto y ámbito de aplicación de la misma —el Operador del Sistema (OS), los gestores de redes de distribución y los usuarios significativos de la red de acuerdo con el artículo 2 del Reg 2017/1485—, la significatividad definida en el RD por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los CRC, así como la confidencialidad de la información.

El capítulo II (artículo 4) define la red observable por el OS en función de la tensión y de la metodología de cálculo establecida.

El capítulo III (artículos 5 al 12) regula los aspectos de aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos estructurales, de programación y en tiempo real para los módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte y distribución, para el gestor de redes de distribución al OS dentro del área de control, para los sistemas HVDC, y para las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o de distribución.

La disposición final primera recoge el título competencial y en la disposición final segunda se regula la entrada en vigor de la orden.

Por último, en los Anexos (I a VII) recogen los detalles de información definidos en el capítulo III.

3 CONSIDERACIÓN GENERAL DE NATURALEZA COMPETENCIAL

Esta propuesta de orden está basada, a su vez, en la propuesta presentada por el OS elaborada a raíz de los grupos de trabajo creados al efecto. La aprobación de esta propuesta se considera adecuada, sin perjuicio de esta consideración general sobre las competencias de la CNMC al respecto de la implementación del contenido de los datos que los gestores de la red de distribución, usuarios significativos y el OS deben intercambiarse, y las consideraciones particulares hechas más adelante, dado que es un paso necesario en la implementación del Reg 2017/1485 y, en concreto, de los aspectos relativos a la organización, funciones, responsabilidades y calidad de intercambio de datos previstos en el artículo 40 del mismo.

Sobre los anexos a la propuesta y el carácter de su contenido

El objeto de esta propuesta de orden para la implementación del artículo 40.5 de la 'Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad' aprobada mediante el Reg 2017/1485 es, según prevé su artículo 1, «establecer la

aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red pertinentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 [...]» de la Directriz a la que hace referencia el nombre de la propuesta.

Así, por ejemplo, dentro de este ámbito, la propuesta establece qué tipo de instalaciones están obligadas a remitir información en tiempo real o cuál es la red observable de un distribuidor para el OS.

No obstante, la propuesta también concreta el contenido detallado de los datos que los gestores de la red de distribución, usuarios significativos y el OS deben intercambiarse, contenido que se enmarca dentro del apartado siguiente de este mismo artículo: el 40.6; en particular, sus párrafos e) y g)³. Este contenido, regulado por el mencionado artículo 40.6 del Reglamento, es competencia de las autoridades reguladoras nacionales, EN EL CASO DE España esta Comisión.

Así, de acuerdo con el apartado 2 del artículo 6 ('Aprobación de las condiciones o metodologías de los GRT')⁴ de la misma Directriz, y con la metodología propuesta por todos los gestores de la red de transporte de los requisitos organizativos,

³ [...] 6. *En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT acordarán conjuntamente los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades esenciales en relación con el intercambio de datos. Tales requisitos organizativos, funciones y responsabilidades tomarán en consideración y complementarán, cuando proceda, las condiciones operativas de la metodología de provisión de datos de generación y de consumo desarrollada de conformidad con el artículo 16 del Reglamento (UE) 2015/1222. Serán aplicables a todas las disposiciones del presente título e incluirán requisitos organizativos, funciones y responsabilidades respecto a los siguientes elementos:*

[...]

e) el contenido detallado de los datos y la información establecidos con arreglo al presente título, incluidos los principios fundamentales, el tipo de datos, los medios de comunicación, el formato y las normas aplicables, los plazos y las responsabilidades;

[...]

g) el formato de la comunicación de los datos y la información establecidos con arreglo al presente título.

⁴ El artículo 6 del citado Reg 2017/1485 comienza como sigue:

«1. Cada autoridad reguladora aprobará las condiciones o metodologías desarrolladas por los GRT con arreglo a los apartados 2 y 3. La entidad designada por el Estado miembro aprobará las condiciones o metodologías desarrolladas por los GRT con arreglo al apartado 4. La entidad designada será la autoridad reguladora, salvo disposición en contrario del Estado miembro.

2. Las propuestas relativas a las siguientes condiciones o metodologías deberán ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la Unión, pudiendo un Estado miembro formular sus observaciones a la autoridad reguladora pertinente:

a) los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 40, apartado 6;

[...]»

funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (*'Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities'*; KORRR, por sus siglas en inglés) y aprobada por todos los reguladores⁵, es competencia de las autoridades reguladoras la fijación del contenido que se incluye en los anexos de esta propuesta de orden.

Por tanto, se propone la eliminación de los anexos de la propuesta de orden, para que sean aprobados por esta Comisión, en el ejercicio de sus competencias y dentro del procedimiento de operación del sistema correspondiente.

A este respecto, el 13 de noviembre de 2019 esta Sala ha procedido a aprobar las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, actuando en el marco de los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (KORRR), aprobada por todas las autoridades reguladoras nacionales de la Unión Europea, especificaciones cuya eficacia se ha condicionado a la entrada en vigor de la orden que implemente el artículo 40.5 de la Directriz.

De este modo, se tiene que esta propuesta de orden se debe ceñir estrictamente al ámbito de aplicación del artículo 40.5 del Reg 2017/1485; en particular, en sus repetidos anexos recoge el contenido de los datos estructurales, de programación y en tiempo real que deben intercambiarse el OS, el gestor de la red de distribución y los usuarios significativos de red, de acuerdo con lo previsto en dicho artículo. Estos aspectos del anexo coinciden con una parte del contenido del P. O. 9, que abarca otras cuestiones relacionadas con el intercambio de datos.

Se considera que todos los aspectos que aparecen en los anexos de la propuesta deberían recogerse únicamente en el P. O. 9, al cual se remitiría la propuesta de orden, para aportar mayor claridad e incluir en una misma pieza normativa todos los aspectos relativos al intercambio de datos entre los agentes y el OS.

Sobre las unidades de programación

El artículo 6 de la propuesta de orden obliga a las instalaciones de generación que participen en los servicios de ajuste a disponer de una unidad de programación, estableciendo una serie de requisitos para esta unidad.

La mención a los criterios de constitución de unidades de programación y los desgloses de que deban ser objeto debería eliminarse, sustituyéndose por una

⁵ Aprobada mediante la 'Resolución por la que se aprueba la propuesta de todos los gestores de la red de transporte de los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación (KORRR) prevista en el Reg 2017/1485 de la Comisión Europea de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad', por la Sala de Supervisión Regulatoria de fecha 23 de enero de 2019 (objeto del expediente DCOOR/DE/005/18).

referencia genérica “a la normativa de aplicación vigente en cada momento”, puesto que la organización de las unidades de programación excede el alcance de esta propuesta de orden, restringiendo además el modo de realizar la programación de las unidades de generación.

Esta cuestión está relacionada con la forma de participar en los mercados de balance y, por tanto, debería quedar regulada en los procedimientos de operación correspondientes, y ser aprobada por la CNMC en el ejercicio de las funciones conferidas por el RD-ley 1/2019.

4 CONSIDERACIONES PARTICULARES

4.1.1 Sobre el umbral de 1 MW como límite de observabilidad de los módulos de generación

La propuesta de orden sobre la Directriz de gestión establece a nivel nacional la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos entre el OS, los gestores de la red de distribución y los usuarios significativos de red para garantizar la seguridad de la operación. En particular, el repetido artículo 40.5 del Reg 2017/1485 que aprueba dicha Directriz establece la necesidad de concretar el alcance del intercambio de información sobre datos estructurales, datos de programación y previsiones y datos en tiempo real, que aplica a los usuarios significativos de red (instalaciones de generación y de demanda significativos); esta concreción es objeto del capítulo III de la propuesta de orden (‘Determinación de la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos’), que abarca sus artículos 4 al 12.

La propuesta de orden establece los siguientes sujetos obligados al envío de dicha información:

- Titulares o representantes de instalaciones de generación o de agrupaciones de instalaciones de generación de más de 1 MW de potencia instalada.
- Titulares o representantes de instalaciones de demanda o agrupaciones de instalaciones de demanda de más de 1 MW de potencia contratada.
- Titulares o representantes de instalaciones y agrupaciones de instalaciones tanto de generación como de demanda de potencia igual o inferior a 1 MW que participen en los servicios de ajuste del sistema o solución de restricciones técnicas, de carácter potestativo.

De acuerdo con la MAIN que acompaña a esta propuesta de orden, se ha considerado oportuno mantener el límite de 1 MW⁶ previsto en la regulación actual

⁶ El apartado 3 del artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) de esta propuesta de orden prevé que «*El umbral de aplicación de las exigencias establecidas en el capítulo III de la presente orden respecto a la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos será de 1 MW.*»

(en el RD 413/2014⁷ y en el procedimiento de operación P.O. 9.0, 'Información intercambiada por el operador del sistema'), evitando así introducir nuevos requisitos que supondrían costes adicionales para los usuarios de las redes, «con el objetivo de no cargar a los agentes con unos costes excesivos.»

Ahora bien, el objetivo arriba descrito debe ser evaluado en contraposición con la necesaria visibilidad de aquellas instalaciones situadas bajo ese umbral que pudieran comprometer el fin último de garantizar la calidad y la seguridad del suministro, así como la seguridad de las personas y las instalaciones. Reducir el umbral mínimo de aplicabilidad resultaría imprescindible para impulsar la participación (de forma aislada, aun sin formar parte de una agrupación) de instalaciones de generación, demanda y almacenamiento de potencia igual o inferior a 1 MW como proveedoras de productos de flexibilidad (asociados a futuros mercados de restricciones técnicas y a otros posibles productos de flexibilidad adicionales) al sistema desde la red de distribución.

En efecto, aumentar la visibilidad de dichas instalaciones sería necesario de cara a optimizar la gestión de las redes de distribución en un contexto de mayor penetración de recursos distribuidos, más aún teniendo en cuenta los objetivos previstos en el Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de febrero de 2019⁸. En dicho Plan se prevé que en 2030 un 74% de la generación eléctrica sea de origen renovable. Para conseguirlo, se contempla, en el caso de la solar fotovoltaica, una potencia instalada de 37 GW frente a los 5 GW instalados en 2019. Junto con la aprobación el pasado mes de abril del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (RD 244/2019), podría dar lugar a un considerable despliegue de instalaciones de energía renovable de potencia inferior a 1 MW en la red de distribución en los próximos años (por ejemplo, en polígonos industriales o en pymes), lo que motivaría que la visibilidad de dichas plantas pudiera ser relevante para garantizar la seguridad de las redes en el corto plazo.

A continuación, se hace una estimación del impacto económico que supondría la reducción del umbral propuesto de 1 MW a 100 kW, pues de ser relevante para las instalaciones de generación de menor tamaño, introduciría una barrera a la inversión en este tipo de instalaciones. Este impacto viene derivado

Este umbral de 1 MW coincide con el planteado en su día por el OS.

⁷ Según el apartado c) del artículo 7 ('Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos') del RD 413/2014 «[...] Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. [...]»

⁸ <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/marco-estrategico-energia-y-clima.aspx>

fundamentalmente de la obligatoriedad que se establece en la propuesta de orden a las instalaciones que superen dicho umbral, de remitir información en tiempo real a través de un centro de control, lo cual implica un coste fijo del equipo de medida y un coste variable por la contratación del servicio:

- a) Coste fijo: El equipo de medida necesario para poder mandar datos en tiempo real a un centro de control requiere contar con una Unidad Terminal Remota (más conocida por sus siglas en inglés, RTU). Esto podría suponer un coste adicional de unos 1.500-2.000 € por instalación, lo que presenta en torno al 1%-2% del coste de inversión de una nueva instalación fotovoltaica de 100 kW.
- b) Coste variable: El centro de control remite a su vez la información al OS o al gestor de la red de distribución, según se determine. El coste aproximado, con la tecnología actual y teniendo en cuenta los precios aplicados en este momento por los centros de control, oscila entre 30 €/mes, si se contrata solamente el envío de información, y 100 €/mes si se incluye además la prestación de servicio de representación. Estos costes podrían incrementarse dependiendo de la ubicación de la instalación (por ejemplo, la conexión a través de satélite, VSAT rondaría los 200 €/mes). Por tanto, a día de hoy, el coste variable de remisión de información en tiempo real representaría, con carácter general, en torno a un 5%-15% de la facturación de una instalación fotovoltaica (teniendo en cuenta un funcionamiento medio equivalente a plena carga de 1.500 horas/año, la facturación de la instalación de generación por la venta de energía se situaría en el entorno de los 600-700 €/mes).

Con respecto al coste fijo, de acuerdo con el artículo 14 de Reg 2016/631, las nuevas instalaciones tipo B ('módulos de generación de electricidad' de más de 100 kW de potencia instalada, según se ha definido en la propuesta de RD), deberán poder intercambiar información con el gestor de red o el OS en tiempo real. Es decir, independientemente del umbral que se establezca en esta propuesta de orden, ya sea de 1 MW o 100 kW en cuanto a la obligación de remisión de información, los equipos de medida de las instalaciones nuevas de más de 100 kW deberán estar preparados para poder remitir la información, en el momento en el que se establezca la obligatoriedad y, por tanto, deberán acometer esta inversión en todo caso.

En cuanto a las instalaciones existentes tipo B, deberían realizar la inversión únicamente si se reduce el umbral de observabilidad a 100 kW. No obstante, se considera que el número de casos que no disponen de este equipamiento no es significativo en la actualidad, ya que la mayor parte de estas instalaciones pertenecen a una agrupación que suma más de 1 MW.

Con respecto al coste variable, se considera que, de acuerdo con los valores estimados en el apartado b) anterior, representa un impacto relevante sobre la facturación media de una instalación fotovoltaica de 100 kW y, por tanto, podría

frenar el desarrollo de instalaciones de este tamaño. A este respecto, cabe realizar dos consideraciones:

- i. Estos costes vienen motivados en parte por la tecnología actual utilizada. En concreto, una parte relevante de los costes de los centros de control viene derivada de la exigencia de conexión de los centros de control con el OS a través de líneas dedicadas punto a punto. Los costes de esta tecnología son elevados, rondando los 1.000 €/mes por línea. Además de que esta tecnología está deviniendo obsoleta, lo que hace que existan pocos proveedores que proporcionen el servicio, son requeridas varias líneas redundantes por motivos de seguridad, lo que hace que este coste se multiplique por cuatro en muchas ocasiones. La sustitución de esta tecnología por otra más moderna podría reducir sustancialmente el coste, aproximadamente hasta una décima parte, lo que redundaría en una rebaja del coste de los servicios prestados por los centros de control.
- ii. Los costes estimados en el apartado b) anterior, vienen derivados de la existencia de unos costes fijos que soportan los centros de control, los cuales deben repartirse entre las instalaciones a las que proporcionan el servicio (entre 100 y 300 instalaciones, en una mayoría de casos). En el caso de que el colectivo de instalaciones a representar sea mucho mayor —lo que resulta probable en el corto-medio plazo a medida que se vaya implantando el PNIEC— es esperable una reducción significativa de los precios repercutidos por los centros de control.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, si bien el coste fijo no supondría una carga relevante, el coste variable que implicaría para una instalación de 100 kW la obligación de remisión de información en tiempo real puede constituir, a día de hoy, una barrera para que se lleve a cabo la inversión. En la medida en que se flexibilicen los requisitos exigibles a los centros de control y exista un despliegue significativo de instalaciones de este tamaño, es de esperar que este coste se reduzca y pase a ser menos significativo para la operación de la instalación en el corto-medio plazo.

Por lo tanto, si bien se considera razonable el mantenimiento de 1 MW incluido en esta propuesta de orden como umbral de aplicabilidad en este momento, teniendo en cuenta el impacto económico que supondría rebajar este umbral para las instalaciones de menor tamaño, también se considera que este umbral debería ser revisado con frecuencia, ante el riesgo que para la operación puede suponer un incremento significativo de estas instalaciones en la red de distribución. Por llevar a cabo esta revisión, la propuesta de orden debería prever las siguientes tareas:

- Una revisión inmediata de los requisitos de comunicaciones exigidos a los centros de control por el OS, con el fin de flexibilizarlos y abaratar el coste de contratación de sus servicios.
- Un seguimiento, al menos con carácter anual, de los accesos concedidos y denegados y de las puestas en marcha de instalaciones conectadas a las redes de distribución, en particular, en el rango de potencias entre 100 kW y 1 MW.
- Una revisión de la evaluación del coste adicional que suponen los requisitos establecidos en cada momento, especialmente para aquellos usuarios de la red cercanos al umbral que se determine y que tendrán que incurrir, proporcionalmente, en mayores costes dado el menor tamaño de sus instalaciones.
- Una revisión periódica del umbral (por ejemplo, con carácter bienal) a la vista de la información citada en los puntos anteriores.

Todo ello ha de entenderse como parte de un proceso general de implementación del Reg 2017/1485, y en concreto con la implementación de los aspectos nacionales de la normativa derivados de su artículo 40.6, actualmente en elaboración⁹, en coordinación con los cuales deberá realizarse la revisión de este umbral de aplicabilidad.

4.1.2 Sobre la confidencialidad

Se considera necesario modificar el artículo 3 ('Confidencialidad de la información') para excluir de la información susceptible de ser cedida a terceros los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones por ser esta información sensible.

No obstante, sí se considera necesario modificar los apartados 3 de los artículos 5 y 10 (que se refieren a los datos estructurales de las instalaciones de generación y demanda, respectivamente) para permitir disponer de la información relativa a los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones al OS o al gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación, tal y como se recoge en el Reg 2016/631. En cualquier caso, esta información no debería poderse transmitir a terceros.

⁹ En la propuesta del OS sobre la implementación nacional del artículo 40.6 del Reg 2017/1485 se establecen los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación.

Por otro lado, el texto de la propuesta debe afirmar claramente que los titulares de las instalaciones tendrán acceso a la información aportada por ellos mismos; no cabe una redacción de carácter potestativo aquí¹⁰.

Finalmente, los requisitos de confidencialidad que aparecen recogidos en el Artículo 3 de la Propuesta del OS de implementación nacional del Artículo 40.6 del Reglamento son los mismos que los recogidos en el documento de implementación nacional del Artículo 40.5 (la Propuesta de Orden). Con el fin de evitar duplicidades, sería conveniente que únicamente se establecieran en una de las dos normas, siendo preferiblemente que se recogieran en la propuesta de desarrollo del artículo 40.6 dado que su alcance es más amplio que el del artículo 40.5.

4.1.3 Sobre la definición de red observable

El contenido de la 'Información en tiempo real de un gestor de red de distribución cuya red, o parte de ella, forme parte de la red observable del OS' está definido en el Anexo III de esta propuesta de Orden. Sin embargo, no existe un Anexo equivalente para la red observable por el gestor de la red de distribución.

Se propone, por tanto, modificar el Anexo III para incluir también la información de la red observable del gestor de la red de transporte que debe reportarse al distribuidor, haciéndose referencia a dicho anexo desde el apartado 2 del artículo 4 ('Definición de red observable'). Todo ello, sin perjuicio de la conveniencia de que este anexo, como los demás de esta propuesta de orden, se encuentren regulados únicamente en el P.O. 9.0, de acuerdo con lo indicado en un apartado anterior.

Por otra parte, la propuesta de orden establece que el OS deberá realizar una propuesta de red observable de cada gestor de red de distribución, la cual deberá ser remitida para su aprobación por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la CNMC. A este respecto, se considera necesario que la propuesta de orden contemple una suficiente coordinación entre el OS y los gestores de las redes de distribución para la elaboración de la metodología de determinación de la red observable del distribuidor, y así asegurar la adecuación de la misma a las particularidades de cada red de distribución.

Además, la redacción propuesta para el artículo 4 permite que sea el OS quien decida unilateralmente si ante un cambio sustancial envía o no una nueva propuesta de red observable del distribuidor¹¹. Se considera que debería

¹⁰ El artículo 3.2 de la propuesta de orden establece que «*Los sujetos titulares de la información generada podrán tener acceso a la información aportada por ellos.*»

¹¹ «*El operador del sistema podrá, cuando considere necesaria una modificación, remitir una propuesta de modificación de dichas redes observables cuando se produzcan cambios sustanciales para algún gestor de redes.*»

modificarse la redacción para que, ante dicho sustancial, el envío de una nueva propuesta sea obligatorio y no potestativo y, al menos, se revise cada cinco años, al igual que ocurre con la red observable del OS.

El artículo 4 debería prever adicionalmente el alcance de la red observable de los gestores de redes de distribución entre sí, y no solo entre el OS y los gestores de redes de distribución.

Por otro lado, a semejanza de lo que se hace en varios artículos del Capítulo III de la propuesta de orden, en los que se referencia «*la normativa de implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485*» (normativa pendiente de aprobación), también en el Capítulo II debería hacerse referencia a la normativa de implementación nacional de los artículos 40.7 y 40.10 del mismo Reglamento, que deberá definir tanto la información a intercambiar entre el OS y el gestor de la red de distribución (cuyo alcance vendrá definido por las redes observables de cada uno), como los procesos para llevar a cabo dicho intercambio.

Por último, se hace ver que este artículo 2 derogaría tácitamente o desplazaría el P.O. 8.1 ('Definición de las redes operadas y observadas por el operador del sistema')¹². Dado que esta propuesta de orden no contiene disposición derogatoria alguna (tampoco las otras propuestas que conforman este paquete normativo), convendría aclarar de forma expresa, al menos en la MAIN que acompaña la propuesta, que el contenido de dicho P.O. se ve ahora superado.

4.1.4 Sobre los datos en tiempo real de módulos de generación de electricidad y de instalaciones demanda conectados a la red de distribución (artículos 7 y 12)

La propuesta de orden establece que la información en tiempo real de las instalaciones que participen en servicios de ajuste debe remitirse al OS. La implementación nacional del artículo 40.6 del Reg 2017/1485, por la que se establecerá la organización del envío de la información entre los usuarios significativos y los gestores de las redes, queda fuera del ámbito de esta propuesta de orden, siendo su regulación competencia de la CNMC, por lo que la redacción de estos artículos debería ser lo suficientemente amplia como para no concretar aquí aspectos que se regularán en otra metodología.

4.1.5 Sobre los plazos de implementación

Para que desde la entrada en vigor de esta propuesta de orden pueda cumplirse con lo establecido en los artículos 5.3, 6.3, 7.4, 9.5, 10.3, 11.3 y 12.3, en los que se dispone que los gestores de redes de distribución podrán disponer de la información estructural, datos programados y datos en tiempo real de las

¹² Aprobado mediante Resolución de 7 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía «BOE» de 21 de abril).

instalaciones en servicio conectadas a su red observable, es necesario que las redes observables de los gestores de redes de distribución hayan sido definidas antes de la entrada en vigor de la propuesta de orden, cuya disposición final segunda prevé su entrada en vigor 6 meses después de su publicación. Por ello, se considera más adecuado que la entrada en vigor se establezca una vez se hayan aprobado las redes observables de los distribuidores.

4.1.6 Sobre la Información estructural de los módulos de generación de electricidad (anexo I)

La Propuesta de Orden incluye un Anexo I que recoge la información estructural de los módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución. Sin perjuicio de lo recogido en la consideración general de índole competencial, se propone su modificación a efectos de organizar la información de forma que se integren los datos solicitados por el OS y los adicionales requeridos por los gestores de redes de distribución en un mismo anexo.

Además, se considera necesario revisar en detalle el contenido de los anexos I y II para asegurar su coherencia tanto con la propuesta de modificación de determinados procedimientos de operación para su adaptación al RD 244/2019¹³ como con la propuesta de orden por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, remitidos por el MITECO a la CNMC para su informe. En particular, deben incluirse referencias tanto a la modalidad de autoconsumo (en relación con los datos estructurales) como a las características, en su caso, de los elementos de almacenamiento (en relación con la realización de estudios dinámicos).

En el caso concreto de las instalaciones solares fotovoltaicas, debería facilitarse detalle de la ubicación (suelo o cubierta) y el número de ejes de seguimiento. Para determinadas categorías de módulos de generación, se echan en falta referencias específicas al estado de los dispositivos de conmutación e interruptores en el punto de conexión, las señales de estado que identifican el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia o la inyección rápida de corriente de falta, así como la producción esperada en cada hora 'h' y 'h+1'.

5 CONCLUSIONES

La propuesta de orden remitida, aparte de realizar la implementación del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, también concreta el contenido detallado de los datos que los gestores de la red de distribución, usuarios significativos y el OS deben intercambiarse, contenido que se enmarca dentro del apartado siguiente de este mismo artículo del citado Reglamento: el 40.6. Este contenido, regulado

¹³ Objeto del expediente INF/DE/094/19.

por el mencionado artículo 40.6 del Reglamento, es, sin embargo, competencia de las autoridades reguladoras nacionales.

Por lo demás, en lo que respecta estrictamente a la implementación del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, la aprobación de esta propuesta se considera adecuada, dado que es un paso necesario en la implementación del citado Reglamento.

ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

CONFIDENCIAL