

A LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

Referencia: TRÁMITE DE INFORMACIÓN PÚBLICA A LA PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ACCESO Y DE LA CONEXIÓN A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CIR/DE/001/19)

D. Juan Virgilio Márquez López, mayor de edad, con D.N.I. nº 00839230Y, en su condición de Director General de **ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA** (en adelante, “**AEE**”), con N.I.F. G-83488163 y domicilio social a efectos de notificaciones en la C/Sor Ángela de la Cruz, 2 Planta 14 D, 28020 Madrid, constituida en base a la Ley Orgánica 1/2002 de 22 de marzo e inscrita en el Registro Nacional de Asociaciones Grupo 1 Sección 1 Número Nacional 170581, ante esa Comisión comparezco y, como mejor proceda,

EXPONGO

Que, en fecha 6 de junio, la CNMC publicó el trámite de información pública de 4 circulares, entre la que se encuentra la “Circular de Acceso de Electricidad” *por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica (CIR/DE/001/19)* para presentación de alegaciones a la misma.

- I. Que en la publicación se establece que el plazo para remitir observaciones finaliza el 5 de julio de 2019.
- II. Que, mediante este escrito AEE viene a formular en plazo las observaciones oportunas sobre la mencionada propuesta.

INTRODUCCION

Esta Asociación considera necesario y positivo el desarrollo de esta Circular y el esfuerzo por clarificar y simplificar la tramitación administrativa, dispersa y poco consolidada, en un tema tan importante como las condiciones para el acceso y conexión de las instalaciones de renovables.

La Circular viene a determinar algunos de los aspectos clave para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización y transición energética de España, tanto en cuanto debería establecer la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, siendo las tecnologías renovables de generación eléctrica la principal herramienta disponible para avanzar en ambos ámbitos.

En este sentido, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para España están recogidos los objetivos para nuestro país, entre los que destacan la reducción de emisiones de CO₂, la eficiencia energética y la penetración de renovables, constituyéndose en la prioridad de la política energética del país. Hay que destacar que el resto de las herramientas normativas, algunas de aplicación inmediata (los Reglamentos), y otras de obligada transposición a la legislación española (las Directivas), han sido aprobadas para facilitar a los países miembros la consecución conjunta de los objetivos de cada uno de los PNIEC.

Por todo esto, el contenido de la propuesta de Circular debería estar en consonancia con los objetivos del PNIEC y con el marco normativo establecido para su consecución por parte de la UE, y en particular con los siguientes principios generales contenidos en dicho marco, resumidos en el Art. 3 del Reglamento sobre Gobernanza de la Unión Europea:

- Simplificación y aceleración de los procedimientos administrativos para la puesta en marcha de proyectos de energías renovables
- Eficiencia en términos de costes para el cumplimiento de los objetivos

En base a todo ello, esta Asociación considera que la Propuesta de Circular en información pública sobre Acceso y Conexión debería orientarse a:

- A. **Ordenar el procedimiento de acceso y conexión**, definiendo responsabilidades, plazos, hitos claros y consecuencias de incumplimiento.
- B. **Evitar situaciones de bloqueo de la capacidad de acceso en los nudos** estableciendo mecanismos para sanearlos y asegurar que los expedientes en curso se corresponden con proyectos viables.
- C. Establecer **medidas para evitar la especulación y los sobrecostes** en la tramitación de nueva generación.
- D. Establecer **criterios uniformes y transparentes entre los Gestores de Red de Transporte y Distribución** que permitan la trazabilidad de los proyectos.
- E. Tener siempre en consideración la **diversidad y asimetría existentes en los procesos administrativos de las diferentes CCAA y la Administración Central**, y en base a esto, establecer **plazos y objetivos realistas** para todo el Estado, además de proponer mecanismos de simplificación administrativa y de coordinación eficaces.
- F. Tener siempre en consideración la **diferenciación existente entre las tecnologías renovables**, diversas complejidades, exigencias y plazos para su desarrollo, a la hora de establecer requisitos de cumplimiento en los procesos de acceso y conexión a la red.

ALEGACIÓN PRELIMINAR 1. PLANTEAMIENTO GENERAL SOBRE EL REPARTO COMPETENCIAL ENTRE EL ESTADO Y LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA TRAS EL REAL DECRETO-LEY 1/2019.

La Propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, «CNMC»), por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión de las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción (en adelante, la «Propuesta de Circular») ha entrado a regular aspectos que pueden afectar de manera notable el ejercicio de competencias que son estatales.

La CNMC va más allá de la atribución de competencias hecha por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural (en adelante, «Real Decreto-ley 1/2019»; *vid. artículo 4 del Real Decreto-ley 1/2019*). El mismo dispone que la CNMC «aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión» y, a continuación, enumera una serie de competencias que le son asignadas; éstas comprenden (*vid. artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; en adelante, «LSE»*), concretamente, las siguientes:

- (i) el contenido de las solicitudes y permisos;
- (ii) los criterios económicos;
- (iii) los criterios para la evaluación de la capacidad;
- (iv) los motivos para la denegación;
- (v) el contenido mínimo de los contratos; y,
- (vi) la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

El resto de competencias en materia de acceso y conexión quedarían reservadas al Estado. Concretamente los apartados 7 y 10 del artículo 33 de la LSE disponen las competencias propias del Estado, siendo éstas:

«7. Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

[...]

10. Mediante real decreto del Consejo de Ministros podrán establecerse los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deba satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables. A este efecto, el Gobierno podrá establecer los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de conexión y acceso, incluidos los puntos de conexión» (destacado nuestro).

Para el caso de que una materia en concreto no se haya atribuido a la CNMC, ni al Estado, la competencia debe entenderse atribuida al Estado en virtud de las siguientes consideraciones:

- (i) La CNMC ostenta una competencia específica, mientras que la del Estado es la genérica. La CNMC tiene atribuida su competencia en virtud de la Ley 3/2013, de 4

de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, «Ley 3/2013») que recoge en su artículo 7 («*Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural*») aquellas funciones que específicamente se encomiendan a la CNMC en materia de energía. Así, señala la Exposición de Motivos de la Ley 3/2013 que «*Respecto de las funciones a desarrollar por el nuevo organismo, cabe señalar que se ha procedido a una reordenación de funciones entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y los departamentos ministeriales correspondientes. [...] Ello permite que la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia concentre su actuación en las funciones que verdaderamente sirven a su objeto fundamental, velar por un funcionamiento correcto de los mercados y la libre concurrencia*».

- (ii) Los artículos 149.1.13 y 149.1.25 de la Constitución Española atribuyen competencia exclusiva al Estado para la fijación de las «*[f]ases y coordinación de la planificación general de la actividad económica*» y las «*[f]ases de régimen minero y energético*», respectivamente. La jurisprudencia del Tribunal Constitucional ha permitido la retención en manos del Estado de actuaciones ejecutivas, en reiteradas ocasiones, incluso en aquellos casos en que el Estado ha abogado por la utilización de títulos competenciales de carácter horizontal como el art. 149.1.13 CE. Cosa distinta es que, en virtud de la descentralización funcional, el Estado habilite a la CNMC al ejercicio de determinadas competencias. Sin embargo, serán las concretas y específicas materias a las que se habilite a la CNMC, las que podrá regular, no otras.
- (iii) La competencia es una cuestión de orden público y es irrenunciable, y se ejercerá por los órganos administrativos que la tengan atribuida como propia (*vid. artículo 8 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público*).
- (iv) En materia de renovables, el fomento de las mismas se erige como una parte esencial de la política energética encomendada en exclusiva al Estado. Con la publicación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 se daba así respuesta a tal exigencia. La CNMC no solo debe tener en cuenta las orientaciones y principios sobre política energética fijados por el Estado, sino que debe respetar la competencia exclusiva que corresponde al Estado. Es más, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ha puesto de manifiesto en su artículo decimotercero, dos consideraciones: (i) la necesidad de respetar en todo caso lo acordado por el Gobierno en materia de acceso y conexión¹, y (ii) la necesidad de coordinación entre Gobierno y CNMC dado que la correcta regulación del acceso y conexión es un elemento crítico para el cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables en el sector eléctrico, por lo que deberían asegurarse

¹ *Vid. artículo decimotercero, apartado 1 de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril: «[p]ara evitar inseguridad jurídica en los operadores económicos y dotar de certidumbre a las inversiones necesarias para cumplir los objetivos de penetración de renovables, se debería tener en cuenta lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico que supedita la entrada en vigor del artículo 33 de la misma Ley a la aprobación por el Gobierno del real decreto por el que se aprueben los criterios y procedimientos para la concesión de los permisos de acceso y conexión».*

mecanismos que faculten esta penetración y la coherencia entre la regulación que se adopte por el Gobierno².

Por otro lado, la actual redacción de la Circular y su naturaleza de disposición general precisa de su elevación al Consejo de Estado para emisión de informe conforme a lo previsto en el artículo 21 y 22 de la Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril.

Igualmente, sería conveniente ajustar la Circular a las modificaciones que pudieran derivarse de la transposición a normativa interna de los códigos de red que afectan al acceso y conexión, los cuales están en parte en proceso.

ALEGACIÓN PRELIMINAR 2. LA NECESIDAD DE DEFINIR MEDIDAS PARA CADA TECNOLOGÍA. LA REALIDAD DE LA TRAMITACIÓN AMBIENTAL EN LAS DIVERSAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS.

La Circular, si bien propone mecanismos de control por plazos para asegurar la marcha de los proyectos, o exigencias en la presentación de solicitudes para intentar asegurar la seriedad y madurez de los proyectos que solicitan acceso y conexión, lo que en general tiene una valoración positiva, no tiene en consideración las diferencias en la tramitación ambiental de proyectos de tecnologías diferentes en las diversas Comunidades Autónomas y la Administración Central.

Este aspecto se manifiesta con mucha más rotundidad si hablamos de proyectos de Eólica marina, los cuales no son comparables al resto de tecnologías, por la complejidad en su desarrollo y en la evaluación ambiental, además de la falta de experiencia en España en culminar con éxito tramitaciones completas.

Por ello, esta Asociación, si bien valora positivamente el espíritu de la Circular de intentar ordenar el proceso de Acceso y Conexión, y de evitar prácticas especulativas que lleven a bloqueos en los nudos de la redes, entiende que la propuesta de medidas de control y exigencias comunes, neutrales tecnológicamente, puede penalizar a unas tecnologías frente a otras.

Por ello, las presentes alegaciones, en sus diversos apartados, harán especial énfasis en la necesidad de regular medidas diferentes para cada tecnología, en base a la diferencia existente entre los tiempos de desarrollo de los proyectos y los procesos diferentes de tramitación ambiental en las Comunidades Autónomas.

² *Vid. artículo decimotercero, apartado 2 de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril «[s]in perjuicio de lo anterior, la correcta regulación del acceso y conexión es un elemento crítico para el cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables en el sector eléctrico, por lo que deberían asegurarse mecanismos que faculten esta penetración y la coherencia entre la regulación que se adopte por el Gobierno, en desarrollo de lo previsto en los apartados 7 y 10 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la iniciativa normativa que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de las competencias que le confiere el apartado 11 del mismo artículo».*

ALEGACIONES AL CONTENIDO DE LA CIRCULAR

ARTÍCULO 3: DEFINICIONES. POTENCIA DE LAS INSTALACIONES Y CAPACIDAD DE ACCESO A LAS REDES

Con los cambios regulatorios introducidos por el Real Decreto 413/2014, algunas cuestiones relativas a la potencia de las instalaciones de energías renovables no quedaron adecuadamente soportados en el marco regulatorio. Para optimizar el uso de las redes y el diseño de las instalaciones de generación, la regulación debería desacoplar el concepto de potencia del “campo de generación” respecto a la potencia autorizada de inyección a la red, aspecto clave para ganar eficiencia en la transición energética y para conseguir el menor coste de la generación renovable.

Esta Asociación considera necesario extender, a todas las tecnologías renovables, la posibilidad de instalar una potencia en el campo de generación diferente de la del elemento que limita la inyección a la red (tal como ocurre actualmente con la fotovoltaica). A efectos de mayor aprovechamiento de la conexión, cualquier generador debe tener derecho a instalar una potencia superior a la potencia de inyección a la red que tiene autorizada, siempre que la potencia máxima que vierta esté limitada a la autorizada.

Ejemplo: Si para un titular de un parque eólico con una potencia de inyección a la red autorizada de 20 MW, es viable instalar 8 MW adicionales limitando la inyección a los 20 MW que ya tiene autorizados, debe permitírselo.

Igualmente, esta Asociación considera que la actual redacción de la Circular puede suponer una barrera al despliegue de instalaciones renovables híbridas ya que, aunque no vaya a aumentarse la capacidad de evacuación en un punto de la red, exigiría tramitar permisos nuevos para la totalidad de la potencia instalada. La hibridación de instalaciones existentes mediante la instalación de módulos de generación adicionales (siempre que se asegure que no se supera en ningún momento la capacidad de acceso concedida en su día) permite optimizar la curva de producción de las tecnologías hibridadas y el aprovechamiento de infraestructuras de conexión ya existentes y, por tanto, la conexión a la red de una cantidad muy importante de MW renovables sin necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras y acometer nuevas inversiones, lo que facilitaría enormemente la consecución de los objetivos contenidos en la Estrategia de Energía y Clima a 2030 recientemente presentada.

Además de por la razón de eficiencia anteriormente citada, es necesario que los permisos de acceso y conexión no limiten la potencia a instalar para evitar problemas con los cambios de modelo de aerogenerador durante el desarrollo de los proyectos, lo que se puede traducir en la pérdida de derechos de acceso y conexión. Es habitual que la evolución tecnológica que se produce durante el plazo de desarrollo de un proyecto dé lugar a la sustitución del modelo de aerogenerador que inicialmente contemplaba el proyecto, por otro de potencia más elevada y mejores prestaciones.

Este hecho actualmente ocasiona que la potencia que finalmente es realmente instalada, la cual figura en la autorización administrativa y en la inscripción en el RAIPPEE, no coincida exactamente con la potencia otorgada en la tramitación del procedimiento de acceso y conexión, lo que conlleva una pérdida de eficiencia.

Ejemplo: Si un proyecto eólico en desarrollo de 20MW, que cuando obtuvo el permiso de acceso y conexión contemplaba 10 aerogeneradores de 2 MW cada uno, finalmente y tras años de tramitación administrativa, termina instalándose con aerogeneradores de 3,5 MW, la máxima potencia instalable con los criterios

actuales sería 17,5 MW (5 aerogeneradores de 3,5 MW), desperdi ciándose 2,5 MW hasta llegar a los 20MW concedidos en el permiso de acceso y conexión. En ese caso, debería permitírsele instalar 6 aerogeneradores, lo que, aunque sumara una potencia de 21 MW, estaría limitada a 20 MW del acceso y conexión concedidos, pero aprovechando la conexión de forma más eficiente.

Por otro lado, la definición del artículo 3 y de la disposición adicional undécima del RD 413/2014 no se adecúa a las características de la tecnología eólica por las siguientes razones:

- La potencia activa máxima que puede alcanzar el aerogenerador, además de por el generador, viene regulada por otros elementos como el convertidor o el controlador, que no siempre son elementos físicos de la máquina.
- En muchos casos, las plataformas de las familias de los aerogeneradores se deben adaptar en función de las características del recurso.
- Las pérdidas eléctricas en los diferentes componentes del aerogenerador que existen aguas abajo de su generador provocan una reducción de la potencia realmente proporcionada por el conjunto de la máquina, medida en bornes de la misma.

En resumen, se propone que el promotor sea libre de definir la potencia instalada en su instalación, siempre que garantice que la máxima potencia vertida a la red nunca supere el valor incluido en los permisos de acceso y conexión.

Por todo ello, esta Asociación considera necesario incorporar las siguientes modificaciones:

1. En el **artículo 36.2 del RD 413/2014** es necesario modificar el siguiente párrafo, para que se **permita otorgar autorizaciones para una potencia instalada superior** a la potencia de inyección autorizada. Los propios permisos de acceso y conexión definirán cuál es la potencia autorizada a inyectar:
 2. *Para la obtención de la autorización de la instalación, será un requisito previo indispensable la obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes por la totalidad de la potencia de la instalación correspondientes a la instalación.*
2. En el **artículo 3 de Definiciones del borrador de Circular**, añadir una **nueva definición de Capacidad máxima de acceso permitida**:
 - x) *Capacidad máxima de acceso permitida: Es la potencia máxima que el gestor de la red autoriza a inyectar a una determinada instalación. Siempre que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia inyectada no supera este valor, el titular podrá instalar, obteniendo las correspondientes autorizaciones, una potencia superior a la capacidad máxima de acceso permitida.*
3. En el artículo 3 de Definiciones del borrador de Circular, **modificar la definición de potencia instalada para incluir**:
 - c) *Potencia instalada: A excepción de las instalaciones fotovoltaicas y eólicas, será la definida en el artículo 3 y en la disposición adicional undécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*

En el caso de instalaciones eólicas, la potencia instalada será “la potencia en bornes del aerogenerador, identificándose la misma en la placa de características del conjunto completo de la turbina eólica”.

La potencia instalada podrá ser superior a la capacidad máxima de evacuación autorizada, siempre que la instalación disponga, de los equipos necesarios para limitar la potencia de inyección a la autorizada.

No obstante lo anterior, en el caso de instalaciones de producción que combinen distintas tecnologías mediante la adición de módulos de generación ⁽³⁾, a efectos de los permisos de acceso y conexión se tendrá en cuenta la potencia máxima que la instalación en su conjunto pueda evacuar a la red, independientemente de la potencia instalada de cada una de las tecnologías.

El titular de la instalación indicará en su solicitud cuál es la potencia máxima de evacuación, así como los dispositivos que prevé emplear para asegurar el cumplimiento de dicha potencia.

Igual tratamiento se dará a las instalaciones renovables existentes que sean objeto de repotenciaciones que no vayan a suponer un aumento de la capacidad de vertido a la red.

4. En cuanto a la definición de **capacidad de acceso**: el horizonte temporal no debe ser un criterio a considerar en el otorgamiento del correspondiente permiso, sobre todo porque será cambiante con el tiempo en función de las unidades de producción y consumo que se conecten en el mismo nudo. Se propone la eliminación de “en un horizonte temporal determinado”.
5. En cuanto a la definición de “**Potencia instalada máxima en un punto de la red**” (apartado e), deberían definirse los criterios de simultaneidad aplicables para cada tecnología. (por ejemplo: regla del trapecio en el acceso simultáneo eólico/fotovoltaico)
6. Apartado g) En cuanto a la definición de “**nudo**”, es necesario incluir el caso de una subestación de la red de transporte o distribución conectada en antena.

Adicionalmente, en relación al **cómputo de los plazos establecido en el artículo 3.2** de la Propuesta de Circular, éste señala que el mismo se realizará teniendo en cuenta los “días hábiles” sin mayor especificación. A tal efecto y a fin de evitar posibles futuros conflictos -como consecuencia del vencimiento de plazos-, esta Asociación solicita **definir qué se entiende por “días hábiles” y concretar si se entiende o no los sábados incluidos.**

Adviértase que de conformidad con el **artículo 30.2 de la Ley 39/2015**, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas **los sábados serán considerados como inhábiles**. No obstante, esta AEE entiende que la mencionada Ley no es de aplicación supletoria al caso concreto por no ser el procedimiento de otorgamiento de acceso y conexión, un procedimiento administrativo strictu sensu. En cualquier caso, se requeriría aclaración.

³ Definición de Instalación de acuerdo al Reglamento (UE) 631/2016: instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que está compuesta por uno o más módulos de generación conectados a una red en uno o más puntos de conexión.

ARTÍCULO 4. TRAMITACIÓN CONJUNTA DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y DE CONEXIÓN

Tal y como esta Asociación ha solicitado en diversas ocasiones, se considera necesaria la eliminación de la figura del Interlocutor Único de Nudo (IUN) para la tramitación del Acceso y Conexión, y que se lleve expresamente su desaparición al texto articulado de la Circular tal y como consta en la Memoria Justificativa de la Propuesta, de tal modo que sea el gestor de la red a la cual se solicita el acceso y la conexión quien actúe como punto de contacto único para el titular de la instalación de generación.

A este respecto, se solicita igualmente que se regule en detalle el proceso de eliminación de la figura del IUN, haciendo especial hincapié en el proceso transitorio para pasar de la situación actual a la futura, con un mínimo impacto en los procesos de tramitación existentes.

ARTÍCULO 5: GARANTÍA ECONÓMICA PARA TRAMITAR LA SOLICITUD DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y DE CONEXIÓN A LAS REDES

1. **La confirmación de la validez de la garantía por el órgano competente para autorizar la instalación debería excluirse como requisito imprescindible** previo al inicio de la tramitación de los permisos de acceso y conexión.

Al no establecerse ningún procedimiento para realizar dicha validación por parte del órgano autonómico/estatal correspondiente, se convierte en un acto que otorga a un tercero la potestad de decidir de forma discrecional la prioridad en la validación de las garantías y que **puede condicionar el orden de prelación de las solicitudes**. Este requisito resulta por tanto contrario a dos de los objetivos de la Circular, como son: i) establecer un orden de prelación inequívoco para impedir la discriminación entre solicitantes y ii) incrementar la transparencia en los procedimientos.

A su vez, el art. 59.bis RD 1955/2000, que es el que introduce la obligación de que el órgano sustantivo comunique la adecuada presentación de la garantía, establece que dicha comunicación debe realizarse “al operador del sistema”, no al promotor, y además sólo se establece para las solicitudes de permiso a la red de transporte, no de distribución.

En dicho marco aún vigente para el acceso y conexión, las formas posibles de garantía se limitan a las **modalidades de efectivo o aval** (ambas de acuerdo a lo previsto en el RD 161/1997 por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos). Para estas formas de garantía, **no es necesaria la revisión de la validez de la garantía por parte del órgano sustantivo**, ya que únicamente podría comprobar que el producto de la potencia solicitada por el importe unitario a depositar por unidad de potencia se corresponde con el total avalado. La **comprobación ya es realizada por la Caja General o Provincial de Depósitos** y su resguardo debería ser suficiente como confirmación de la validez de la garantía.

En consecuencia, proponemos la siguiente redacción para el apartado 1 del artículo 5:

1. *La presentación ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación del resguardo acreditativo de haber constituido una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalados, así como la confirmación de la validez de dicha garantía, por dicho órgano competente, es requisito imprescindible previo al inicio de la tramitación de los permisos de acceso y de conexión a la red de transporte o de*

distribución. La finalidad de la garantía es la obtención de la autorización de explotación.

2. La propuesta de la CNMC en el **artículo 5.3** es que “*La garantía habrá de constituirse conforme a las previsiones establecidas en la normativa reguladora de la administración competente para el otorgamiento de la autorización de la instalación de generación [...]”*

Aunque la fase de garantías es previa a la solicitud de acceso y conexión a la red, afecta a la prelación temporal, como así se ha evidenciado en varios conflictos de acceso a la red. Si cada órgano sustantivo puede regular distintos instrumentos para soportar las garantías, se pueden dar situaciones de conflicto, porque en un mismo nudo simultáneamente puede haber solicitudes que se estén tramitando a través de dos órganos sustantivos (Comunidad Autónoma y Administración General) con criterios y plazos de conformidad de su validez distintos. Por tanto, **se considera necesario establecer un modelo y procedimiento unificados para la constitución de garantías.**

3. **Artículo 5.4.** En los artículos 59.bis y 66.bis del R.D.1955/2000 se indica que “Deberá indicarse expresamente en el resguardo de constitución de la garantía que ésta es depositada a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el presente artículo”. En consecuencia, sería conveniente eliminar este apartado 4 del Artículo 5, para evitar confusiones, y que se pudiera declarar no válida una garantía constituida con anterioridad a la publicación de la Circular.
4. **Artículo 5.5:** Convendría incluir alguna aclaración, para evitar que se pueda declarar no válida una garantía constituida con anterioridad a la publicación de la Circular.
5. El **artículo 5.6.** establece que “*Una vez acreditada la validez de la garantía, el solicitante debe presentar la correspondiente solicitud de permiso de acceso y de conexión a la red en los términos y plazo establecidos en esta Circular. El incumplimiento de este plazo o del resto de requisitos establecidos en esta Circular conllevará la ejecución de la garantía económica.*”

Depositar una garantía y obtener la conformidad de la validez de la misma no genera ningún derecho, preferencia ni reserva para el solicitante y tampoco genera ninguna afición al derecho de otros posibles solicitantes, hasta que no se completa la solicitud. Por tanto, **una garantía no debería ejecutarse por el hecho de que no se llegue a presentar la solicitud.** Idéntica observación es aplicable a lo previsto en la Disposición Transitoria Primera de la propuesta de Circular, que debería ser eliminada en consecuencia.

6. **Artículo 5.7:** La concurrencia de las **circunstancias impeditivas establecidas en la propuesta de Circular como imputables al interesado no pueden implicar automáticamente la ejecución de las garantías**, sino que deben ser objeto de una valoración caso a caso por la administración otorgante, con audiencia del interesado durante el plazo que se establezca al efecto.

A modo de ejemplo, la propuesta de Circular establece como circunstancia impeditiva imputable al interesado, aquellas modificaciones derivadas del condicionado de la resolución de declaración de impacto ambiental, “*siempre y cuando ésta no suponga la inviabilidad económica del proyecto*”. La “**viabilidad**” o “**inviabilidad económica**” de un proyecto es **un concepto jurídicamente indeterminado** ya que, cada promotor tiene sus propios criterios sobre la rentabilidad esperada de un proyecto.

En consecuencia, esta Asociación propone que en el **texto del artículo 5.7 de la Circular únicamente conste el primer párrafo actual de la Propuesta**, es decir: “*No obstante lo anterior, la Administración competente para autorizar la instalación podrá exceptuar la*

ejecución de la garantía si el desistimiento en la construcción de la misma viene dado por circunstancias impeditivas no imputables al interesado y así fuera solicitado por éste a dicha Administración”

En todo caso, y a efectos de clarificar, **nunca se deberían imputar al promotor** las consecuencias de:

- **Retrasos por parte de las Administraciones competentes** para la tramitación de los diferentes hitos administrativos establecidos en la propuesta.
- **Modificación de la potencia incluida en la solicitud:** debe permitirse al promotor renunciar al proyecto y recuperar la garantía, al ser difícil fijar criterios para medir la viabilidad económica del proyecto.

ARTÍCULO 6: SOLICITUD DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN

□ ACREDITACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE TERRENOS

El **artículo 6.3** establece como requisito necesario para solicitar el acceso a la red, aportar:

d) Contrato de opción de compra, contrato de opción de alquiler, constitución de derecho de usufructo o cualquier otra figura jurídica que otorgue el derecho a usar los terrenos que se prevé ocupará la instalación de producción (excluidas sus infraestructuras de evacuación), conforme al anteproyecto de la misma.

Esta Asociación considera que **NO se debe establecer la necesidad de aportar a la solicitud de acceso y conexión algún tipo de derecho de uso sobre los terrenos**, por los siguientes motivos:

- Dará lugar a una **fuerte especulación** sobre los terrenos que cuenten con buen recurso renovable, lo que sin duda producirá una escalada considerable de los costes de generación y que puede acabar trasladándose al consumidor por el propio funcionamiento del mercado eléctrico, algo que esta Circular debe evitar.
- Es **contradicitorio** con lo dispuesto en el **apartado 4 del Anexo IV**, en el que se establece la posibilidad de introducir modificaciones en los terrenos sin necesidad de iniciar un nuevo proceso de acceso y conexión.
- Anula la posibilidad de recurrir a la **Declaración de Utilidad Pública**, tal como prevé el artículo 54 de la Ley 24/2013, en caso de falta de acuerdo entre el propietario de la instalación de generación y los propietarios de los terrenos. Una medida que requiera los terrenos con carácter previo colisiona jurídicamente con la Ley del Sector Eléctrico en este aspecto.
- La **tramitación ambiental posterior** puede introducir **modificaciones** en los elementos de la instalación o en su disposición, con impacto en el uso de los terrenos.
- Como regla general, la **contratación de los terrenos es un proceso que se puede dilatar considerablemente en el tiempo** debido a las **dificultades** asociadas a la localización de los titulares de las fincas, al número de parcelas, o a deficiencias en la información catastral o registral, entre un sinfín de circunstancias específicas que se pueden dar en cada caso.

- Además, en el caso de exigir los derechos de uso de los terrenos para presentar la solicitud, **la administración competente debería poder verificar que dichos acuerdos o contratos responden a propietarios reales y a terrenos reales**, lo que incorporaría una dificultad añadida en el proceso que dilataría el otorgamiento del permiso de acceso y conexión
- Hay que tener en consideración las **diferencias entre los tamaños medios de las propiedades rurales** en las diferentes partes de la geografía española. No es lo mismo desarrollar un proyecto en la zona de Galicia, principalmente eólica - **minifundista**, que en Andalucía o Castilla La Mancha, principalmente fotovoltaica - **latifundista**. De este modo, la complejidad y el tiempo necesarios para acordar la disponibilidad de los terrenos con los propietarios se puede multiplicar entre una zona y otra, siendo los proyectos de potencias similares.
- En el caso de la **eólica, además de con los propietarios de los terrenos** en los que pueden ubicarse posiciones de aerogenerador o la subestación, **deberían aportarse derechos sobre otros terrenos** por los que discurren las líneas eléctricas subterráneas, la red interna de media tensión, líneas aéreas y sus correspondientes apoyos, accesos y viales, o en aquellos que hay “vuelo” de palas, etc. Muchos de estos elementos no se determinan hasta una fase de tramitación muy avanzada, que desde luego no corresponde con el inicio de una solicitud de acceso y conexión.

TRAMITACIÓN AMBIENTAL

En relación al **artículo 6.3** y a modo de clarificación del concepto, esta Asociación considera que el término **evaluación ambiental estratégica es incorrecto**, ya que según la Ley 21/2013, aplica a planes y programas, no a proyectos concretos, y un promotor de renovables no interviene en ella.

Por otro lado, el artículo 6.3 establece que:

e) En el caso de tratarse de un proyecto sometido a evaluación ambiental ordinaria o simplificada de conformidad con lo previsto en los Anexos I y II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental, acreditación de la presentación por el promotor ante el órgano sustantivo de la solicitud de inicio de la evaluación ambiental estratégica ordinaria o simplificada, respectivamente.

Esta Asociación solicita la **eliminación de la necesidad de presentar el inicio del trámite ambiental en la solicitud de acceso y conexión**.

Habiendo analizado los procedimientos propios de la cada una de la CCAA y de la Administración Central, para intentar encontrar algún común denominador en etapas, grado de avance y plazos, que pudiera representar algún hito ambiental significativo y común para ser exigido en la presentación de la solicitud, se ha llegado a la conclusión de que es **inviable si no se quiere generar trato de favor entre unas CCAA y otras, o entre unas tecnologías frente a otras**. De exigirse el inicio del trámite ambiental, lejos de velar por los proyectos “serios” y penalizar a los “especulativos”, se conseguiría un efecto de penalización de proyectos serios, que requieren mayor tiempo de tramitación ambiental previa en algunas CCAA, frente a otros proyectos “especulativos” en CCAA con exigencias en el procedimiento ambiental más sencillas.

Otro asunto diferente es la exigencia del avance en el trámite ambiental para aquellos proyectos con los permisos de Acceso y Conexión ya concedidos, aspecto éste en el que esta asociación sí está de acuerdo y cuyas alegaciones se incluyen más adelante en el apartado correspondiente al artículo 22.

ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICO-FINANCIERA

Para obtener las autorizaciones de acceso y conexión de una instalación de producción, el marco normativo prevé poder exigir requerimientos sobre el titular de las mismas para **acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera**, que a juicio de esta Asociación deberían acreditarse como requisito previo a la presentación de la solicitud de acceso y conexión.

De este modo, la Ley 24/2013, en su artículo 53.4.b prevé:

4. Para la autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica el promotor de la misma deberá acreditar suficientemente los siguientes extremos:

d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

Este tipo de requerimientos deberían ir enfocados a asegurar:

- A. Por una parte, la **experiencia y conocimiento previos**, junto con la **disponibilidad de medios materiales y humanos**, para poder acometer el proyecto hasta **poner en funcionamiento la instalación** de producción.
- B. Por otra parte, la **capacidad para poder articular el cierre financiero** del proyecto una vez avance el proceso de tramitación.

En este ámbito, esta Asociación identifica cierto **paralelismo con los mismos principios a los que se refiere la ley de Contratos del Sector Público (LCSP) en lo referente a asegurar la solvencia técnica y económica** de los adjudicatarios de los contratos públicos. A este respecto, si bien el ámbito de desarrollo de proyectos de renovables no es un ámbito estricto de contratación pública, sí lo es el fin último que se persigue, al proporcionar un bien básico para el ciudadano, como es la energía eléctrica, del modo más eficiente posible.

Por ello, **no requerir el cumplimiento de los requerimientos** arriba mencionados, con carácter previo a otorgar los permisos de acceso y conexión, implicaría el **riesgo de asignar este bien escaso (el permiso de acceso y conexión) a quien no tiene voluntad de desarrollar la actividad**, sino fundamentalmente comerciar con estos derechos, encareciendo los costes del proyecto final y de la generación.

Por ello, desde esta Asociación se propone **requerir el informe favorable del órgano sustantivo** sobre estos aspectos como **requisito previo a la solicitud de acceso y conexión**, introduciendo un requerimiento adicional en el Apartado 6.3 de la Propuesta de Circular. Para evitar que este requisito entorpezca el proceso de autorización, consideramos necesario establecer un plazo máximo para la emisión del informe por parte del órgano sustantivo:

x) Informe favorable del órgano sustantivo, conforme el solicitante haya acreditado la necesaria capacidad legal, técnica y económico-financiera para el desarrollo del proyecto de acuerdo a lo establecido en el artículo 121 del Real Decreto 1955/2000. Dicho informe deberá ser emitido por el órgano sustantivo en el plazo de 15 días a contar desde la solicitud.

OTRAS OBSERVACIONES SOBRE EL ARTÍCULO 6

Apartado 6.1:

Existe una errata, debería ser “Los sujetos referidos en el artículo 2.a”, en vez de 2.2.

Apartado 6.3.c:

A la hora de presentar la solicitud de acceso y conexión, la Circular exige acreditar haber abonado los pagos **por los estudios** de acceso y conexión a la red de transporte o de distribución.

Este requisito carece de sentido ya que, si bien, los Reales Decretos RD 1047/2013 como RD 1048/2013 habilitan a los gestores de red a poder cobrar por los estudios de acceso y conexión, no es obligatorio cobrar por ello, siendo ésta una práctica que llevan a cabo algunos gestores y otros no. Por ello, la exigencia de esta certificación de pago de forma generalizada en todas las solicitudes de acceso y conexión no se puede aplicar.

Adicionalmente a lo anterior, los citados Reales Decretos establecen que, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerá el régimen económico de los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte y distribución mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y estudio.

La citada Orden Ministerial no ha sido promulgada a día de hoy, por lo que, mientras no se lleve a efecto a misma, la regulación en este ámbito se considera incompleta. Desde esta Asociación se considera necesario su desarrollo.

Apartado 6.4:

En línea con la observación anterior sobre la necesidad de unificar el modelo de solicitud, es importante que el sistema telemático propuesto fuera único para todos los gestores de red. Se debería establecer una estructura mínima común con los campos a cumplimentar.

ARTÍCULO 8: SOLICITUDES VINCULADAS A NUEVA CAPACIDAD DISPONIBLE

El **artículo 8** de la propuesta plantea un tratamiento diferenciado en aquellas situaciones en que en un nudo se produzca un incremento “sobrevenido” de potencia superior a 200 MW, introduciendo un procedimiento de concurrencia competitiva (subasta). En dicho procedimiento el producto objeto de subasta es la potencia instalada para la que se pretende obtener permisos de acceso y de conexión en el nudo.

A este respecto, el primer aspecto que sería importante comentar es que, según la normativa existente, el **cierre de una instalación no lleva aparejada la caducidad automática de su permiso de acceso y conexión**. Para que se produzca la caducidad, la LSE (disposición transitoria octava y artículo 33.8 LSE) exige el **tránscurso de tres años sin verter energía**.

Asimismo, en línea con lo comentado anteriormente en el documento, la **competencia de la CNMC** en lo que se refiere a la regulación del acceso y conexión se circunscribe a las materias enunciadas en el **artículo 33.11 LSE**, por lo que no tendría cabida la regulación de las causas de extinción o caducidad de los permisos de acceso preexistentes.

A ello debemos añadir que, la regulación de causas de extinción o caducidad del derecho de acceso, figura regulada en una disposición de rango legal, **no pueden ser introducidas por una circular**. Además, podemos afirmar que la pérdida o extinción el derecho de acceso, como derecho económico de contenido patrimonial que pertenece a la titular de la instalación, **exige**

rango legal por formar parte del derecho de propiedad amparado por el art 33 de la Constitución.

Por otro lado, desde esta Asociación **NO se justifica la utilización de un mecanismo de subasta** para el otorgamiento del acceso o priorización del mismo, ni la elección de los 200 MW como límite inferior para considerarse “potencia sobrevenida”.

Entendemos que el **artículo 33.6 LSE** no permite la creación de mecanismos de otorgamiento del acceso o priorización del mismo distintos de los previstos en dicho precepto. Así, se dispone que “*En ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables otros mecanismos diferentes de los previstos en los apartados 2 y 4 de este artículo para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión o para la priorización en el otorgamiento de los mismos*”. Debe recordarse que “*La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno*” (art 33.2. LSE).

Adicionalmente a lo anterior, además, el procedimiento propuesto en el **Artículo 8 tiene una diferencia fundamental respecto del procedimiento general** definido en el artículo 6:

- En el caso general se formulan y analizan solicitudes (con determinados requerimientos) que una vez admitidas se resuelven aplicando un criterio (prelación temporal).
- Sin embargo, en el **caso de nueva capacidad disponible, se admitirían solicitudes aparentemente sin necesidad de cumplir los requerimientos del artículo 6**, se resuelven aplicando un criterio económico por un procedimiento competitivo y, posteriormente, se da un plazo para cumplir los requisitos del artículo 6.

Esta **asimetría** entre ambos procedimientos es muy significativa y resultaría injustificada al conducir a una “competencia artificial”. Cualquier promotor que participe en esa subasta puede incrementar la presión competitiva, marcar precio, y acabar unos días después no siendo capaz de cumplir los requisitos del artículo 6.

En cualquier caso y **aparte del enfoque jurídico arriba descrito**, esta Asociación considera que el procedimiento de **concurrencia competitiva (subasta)** **NO sería adecuado** además por las razones siguientes:

- Las subastas de capacidad disponible basadas en ofertas de €/MW darán lugar a una **especulación aún mayor** que la actual, en una situación en la que existe exceso de demanda de permisos de acceso y conexión y limitación en su oferta.
- La subasta propuesta **da prioridad a la capacidad económica, independientemente de la viabilidad técnica** de los proyectos, discriminando además a pequeños productores.
- Implican un **coste adicional** para los proyectos renovables.

Por el contrario, el establecimiento de una **prelación de solicitudes según el Artículo 7** de la presente propuesta, sí que permitiría establecer **criterios semejantes al procedimiento general**, u otros equivalentes **que no impliquen un extracoste** para los proyectos renovables.

A este respecto, se deberán adoptar los **mecanismos necesarios para prevenir el uso de información privilegiada** sobre el cierre de instalaciones, como podrían ser:

- Que se disponga de **información actualizada sobre la previsión de cierre de instalaciones**.

- Que la **apertura de un nudo concreto se habilite 15 días después** de la publicación en el BOE del cierre de la instalación que provoque el incremento sobrevenido de capacidad.
- Que se **publiquen las cancelaciones o renuncias** de solicitudes presentadas, las cuales también pueden dar lugar a un incremento sobrevenido de capacidad.

Por otro lado, respecto a qué se entiende por “**incremento sobrevenido de capacidad**”, NO debería considerarse como tal:

- A. La posible **reducción del límite relativo al 1/20 de la potencia de cortocircuito** de la red, relacionados con la capacidad de acceso y viabilidad de conexión, establecido en el Anexo I.
- B. La **cancelación de autorizaciones** de acceso y conexión ya otorgadas, ante la entrada en vigor de las condiciones establecidas en la **presente Circular**, y hasta la normalización del proceso bajo el nuevo marco regulatorio (**Real Decreto de Acceso y Conexión**).
- C. Los **cierres** de instalaciones de producción **comunicados antes de la entrada en vigor** de la presente Circular.
- D. La **reducción del número de horas de funcionamiento** de una instalación, ya que pueden estar motivada por diversas causas coyunturales y no se considera una situación consolidada como para asumir que existe capacidad disponible en el nudo correspondiente.

ARTÍCULO 11: POTENCIA COMPLEMENTARIA Y EXIGENCIA DE REQUISITOS TÉCNICOS CORRESPONDIENTES

El artículo 11 de la Propuesta de Circular comienza aludiendo expresamente a finalidad que se persigue: «*optimizar la capacidad de las redes y maximizar la integración de la energía generada por instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables no gestionables*».

A este respecto, a pesar de esa que la finalidad perseguida por la CNMC es adecuada, existen aspectos que constituyen preocupación para esta Asociación:

1. La **Administración General del Estado sería la que ostenta la competencia para fijar los criterios para el desarrollo de ese “nuevo concepto de potencia” si se estimara conveniente desde el ámbito de la política energética y de fomento de las renovables.**
2. No se puede obviar que este precepto puede estar ligado a iniciativas del desarrollo renovable como la sobre-potenciación o la hibridación, como alternativas para lograr el cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables, establecidos en el PNIEC, del modo más eficiente posible.

Pero la posibilidad de **mayor aprovechamiento de la capacidad de un nudo se asienta en derechos de acceso y permisos de acceso vigentes**. Es decir, la mayor capacidad encuentra su punto de apoyo en un derecho de acceso preexistente que, tratándose de un derecho de un particular, debe ser respetado.

3. La potencia complementaria es un término **confuso** que podría convertirse en una barrera para la optimización del uso de la capacidad de acceso de los nudos y, por tanto, **se propone que se elimine** por las siguientes razones:

- El concepto de potencia complementaria **limita la capacidad de que los productores introduzcan mejoras operativas en sus propios parques** para hacerlos más eficientes (mayor energía producida a igualdad de potencia instalada). La capacidad de optimizar el uso de la potencia máxima de acceso concedida a un productor debe corresponder al citado productor.
- **Limitaría los proyectos de repotenciación**, los cuales se deben fomentar conforme a la nueva Directiva europea 2001/2018 de energías renovables. Entendemos que no sería comprensible desde el punto de vista de la eficiencia que, llegado el caso, un promotor eólico que quisiera repotenciar su parque no pudiera hacerlo al no disponer de capacidad disponible en el nudo por haber sido asignada a otros proyectos que se hubieran ido conectando con el paso del tiempo.
- **Limitaría los proyectos de hibridación**. La asignación de potencia complementaria parece que queda a potestad del gestor de la red y, consideramos que, la hibridación que no implique un aumento de la potencia de evacuación no debe verse sometida a las específicas restricciones de acceso previstas para la potencia complementaria.
- El concepto de potencia complementaria permitiría que **los gestores de red realicen dicha optimización, pero sin desarrollar unas directrices** que aseguren criterios objetivos y transparentes.
- Por otro lado, el **Operador del Sistema** en la actualidad ya contempla unos coeficientes genéricos de simultaneidad entre tecnologías e incluso dentro de una misma tecnología (0,8 para la generación eólica considerada individualmente, y la regla del trapecio para los casos de nudos con una combinación de generación eólica y fotovoltaica). Esto es, el operador del sistema **ya viene concediendo permisos de acceso para una potencia instalada sensiblemente superior a la potencia máxima disponible en el nudo**, estimando que únicamente en contadas ocasiones todas las instalaciones producirán simultáneamente cerca de la capacidad de acceso concedida, sobre pasando la potencia máxima disponible en el nudo.
- El exceso de potencia instalada actualmente respecto a la potencia máxima disponible en el nudo, para la cual se ha concedido el acceso, ya sería de facto “potencia complementaria” según el concepto introducido por la Circular, pero está repartida entre todos los promotores del nudo. Según la Circular, en un nudo podrían coexistir instalaciones “de primera categoría” (las ya conectadas) e instalaciones “de segunda categoría” (las que se conectarían como potencia complementaria) y, por tanto, sujetas a mayor riesgo y restricciones preferentes.

ARTÍCULO 12: RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LA SOLICITUD

Apartado 2: Conviene separar las situaciones de operación (sub-apartado b) de los requisitos técnico/económicos de la interconexión a las redes de transporte y/o distribución (resto de sub-apartados). La operación es un escenario cambiante en el tiempo y sujeto a normativas que en algunos casos prevén remuneraciones en el caso de restricciones técnicas.

Apartado 10: Se deben especificar las **consecuencias del no cumplimiento de los plazos** que se mencionan en este apartado para el gestor de la red. Se considera **excesivo el plazo de 45 días** para comunicar el resultado del análisis de la solicitud por parte del gestor de la red al productor. Se propone **limitarlo a 30 días**.

ARTÍCULO 13: ACEPTACIÓN POR PARTE DEL PRODUCTOR DE LAS CONDICIONES PROPUESTAS EN EL RESULTADO DEL ANÁLISIS DE SOLICITUD

Apartado 1: Dada la complejidad de los requisitos a cumplir una vez se analice la solicitud, se **debe dar el derecho a aclaraciones e incluso propuestas complementarias**, antes de la aceptación definitiva del análisis realizado por los gestores de red, en línea con lo que se menciona en el apartado 4. El **plazo de aceptación o no de las condiciones técnicas y económicas** detalladas debería ampliarse de 20 a 30 días.

Apartado 2. **No tiene sentido** que, en el caso de que el productor **no desee** que las nuevas instalaciones hasta el punto de conexión **sean realizadas por el transportista o distribuidor**, se exija en este punto la **identificación del constructor**.

La identificación del constructor **no se debería exigir hasta, al menos, pasados 5 meses** desde la obtención de la **autorización administrativa de construcción**, ya que hasta ese momento muchas CCAA no han concluido la tramitación de declaración de utilidad pública y el productor no puede plantearse la licitación de la construcción efectiva de las instalaciones.

Además, para la **aceptación o denegación por parte del productor del presupuesto** del distribuidor o transportista, se debería establecer un **plazo de al menos 3 meses**, de forma que exista tiempo suficiente para **comparar con proveedores alternativos**.

ARTÍCULO 14: EMISIÓN DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN

Apartado 2h: Se propone incluir en este artículo una condición que puede resultar clave para evitar la indeseada especulación con los permisos de acceso y conexión por parte de titulares no comprometidos con el desarrollo de proyectos, a saber: **la imposibilidad de transmitir, directa o indirectamente⁴ los permisos de acceso y conexión** entretanto el promotor no haya culminado toda la tramitación administrativa y obtenido todas las autorizaciones y permisos necesarios, tanto a nivel estatal como autonómico y local, necesarios para la construcción de la instalación de generación a que dichos permisos se refieran.

A este respecto, esta Asociación entiende que **no se considerarán transmisiones** a los efectos de este artículo, y por tanto estarán permitidas, las transmisiones **dentro de un mismo grupo empresarial**.

⁴ esto es, ya sea a través de la transmisión de la sociedad titular o por cualquier otro medio que resulte en último término en un cambio de titularidad de los permisos.

ARTÍCULO 16: CONDICIONES DE CONEXIÓN DE PRODUCTORES A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN. CONVENIOS DE RESARCIMIENTO.

Por causa justificada de utilidad pública y de minimización de impacto en el territorio, y de eficiencia de costes de los proyectos, esta Asociación cree **razonable y considera positivo explorar vías para el mejor aprovechamiento** de las infraestructuras de evacuación y transmisión.

No obstante lo anterior, es necesario advertir que las **infraestructuras son de propiedad privada** del productor (vid. artículo 21 de la LSE) y la Circular impone una obligación que constituye una **servidumbre legal**. En relación a las servidumbres, el artículo 530 del Código Civil (en adelante, “CC”) se señala que: “[l]a servidumbre es un gravamen impuesto sobre un inmueble en beneficio de otro perteneciente a distinto dueño”. Entendiendo en este caso “inmueble” como instalación de evacuación y beneficiario, el nuevo productor que accede. De tal suerte que puede entenderse como una servidumbre, a tal respecto el artículo 536 del Código Civil dispone que las servidumbres **sólo pueden establecerse por ley o por la voluntad de los propietarios**.

Por lo anteriormente citado, **sólo una norma con rango de ley podría imponer estas restricciones a la propiedad de cualquier titular** y más cuando éstas imponen los criterios para resarcir económicamente al propietario de la instalación. Llegados a este punto, **un aspecto que preocupa al sector es la consideración de carácter retroactivo** que la aplicación de dicha norma podría implicar para las infraestructuras existentes.

En todo caso, si se avanzara en el proceso reglamentario y se consiguiera promulgar una norma de rango de Ley, para evitar conflictos y judicialización en el sector, se realizan las siguientes consideraciones:

- Sería necesario **aclarar el método para calcular las posibles indemnizaciones**. Los valores a aplicar en los convenios de resarcimiento deberán basarse en costes unitarios públicos y conocidos, en línea con lo que se menciona en el Artículo 13, incluyendo la **amortización de los activos de acuerdo a criterios contables de uso común**. Además, se debería tener en cuenta el **correspondiente reparto de costes de operación y mantenimiento** de las infraestructuras y la indemnización en caso de que se produzca un **incremento en las pérdidas eléctricas** hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución.
- El convenio de resarcimiento debe incluir también las **actuaciones necesarias para garantizar la no afectación a la operativa de las plantas existentes**, por ejemplo, en el caso de incorporación de nueva generación por reducción del índice SCR (potencia de Cortocircuito) mencionado en el Anexo I, que pueda afectar a las instalaciones ya conectadas.
- **No se entiende la limitación temporal de 5 o 10 años** establecida en el apartado 3 para el período de resarcimiento, cuando los **períodos de amortización de las inversiones** contemplados en la regulación existente del sector eléctrico superan ampliamente dicha duración. Por tanto, se propone en consecuencia **eliminar cualquier limitación temporal**.
- La aplicación de la posible Ley **no debería tener carácter retroactivo** sino enfocarse a las infraestructuras que se llevarán a efecto a partir de su fecha de promulgación y no a las existentes.

ARTÍCULO 19. CONTRATO TÉCNICO DE CONEXIÓN A LA RED

Apartado 1: Se considera necesario definir un modelo del contrato técnico de conexión a la red, para que todos los gestores de red se basen en criterios semejantes.

En todo caso, el plazo para la firma debería ser de 3 meses a partir de la autorización administrativa de construcción.

ARTÍCULO 22: CADUCIDAD DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN

Apartado 2.a) Se considera que el plazo de **12 meses para la presentación del estudio o informe de impacto ambiental es insuficiente**. Cada vez es más frecuente la obligatoriedad de realizar **estudios de avifauna de ciclo completo**, que ya tienen una duración de 12 meses. Además, la normativa medioambiental difiere de unas Comunidades Autónomas a otras, existiendo requisitos y plazos no homogéneos. Por todo ello, debe ampliarse el plazo establecido en el punto a) y por consiguiente también en los puntos b) y c) hasta al menos 18 meses.

Apartado 2, c). Para evitar malentendidos, y ya que no es obligatorio solicitar la autorización administrativa previa para solicitar la autorización administrativa de construcción, se propone **sustituir los apartados b) y c) por un único apartado: "presentación de solicitud de la autorización administrativa previa o de la autorización administrativa de construcción de la instalación antes de transcurridos 18 meses desde la fecha de obtención de los permisos de acceso y conexión"**.

Apartado 2, d) Este sub-apartado **es crítico**. Para la tecnología eólica **NO es posible garantizar de manera general la obtención de la Autorización Administrativa de construcción en 48 meses**, debido al diferente tratamiento administrativo y etapas por parte de las diferentes CCAA, tal y como se ha comentado al inicio de estas alegaciones. En cualquier caso, de persistir la Circular en este plazo, **para el cómputo de los 48 meses no deberían tenerse en cuenta los retrasos no atribuibles al promotor**.

En todo caso, se considera necesario **establecer plazos independientes, adaptados a cada tecnología**, ya que los requisitos durante la tramitación pueden diferir sustancialmente de unas tecnologías a otras, ya sea por condicionantes medioambientales, servidumbres aeronáuticas, disponibilidad de terrenos, etc. Por ejemplo, los **plazos para la tecnología eólica son superiores** a los de otras tecnologías como la fotovoltaica, cuya tramitación en general resulta mucho más sencilla. El caso de la **eólica marina además requiere un tratamiento diferenciado**, dada la complejidad y falta de experiencia en España para la tramitación de parques eólicos marinos.

Establecer un **plazo único sería discriminatorio** al dar ventaja a las tecnologías con menor plazo de tramitación, y por tanto no constituye un hito válido para asegurar la ejecución de los proyectos.

ARTÍCULO 23. PUBLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Apartado 1g: Es necesario que la publicación de la capacidad correspondiente a las solicitudes de permisos de acceso y conexión admitidas, además de desagregar por posición de conexión, incluya el detalle individualizado de la tecnología y potencia (MW) de cada solicitud.

ARTÍCULO 24. PROCEDIMIENTO DE DESARROLLO:

En este artículo se plantea la aprobación un procedimiento de desarrollo para las especificaciones de detalle que se establecen en la Circular. Debe aclararse la forma de operar desde la fecha de entrada en vigor de la Circular, hasta la aprobación de dichas especificaciones de detalle, ya que los agentes seguramente se encontrarán con indefiniciones en los procedimientos.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA PRIMERA:

Tal como se ha expuesto en las alegaciones al Artículo 5, **una garantía no debería ejecutarse por el hecho de que no se llegue a presentar la solicitud**. En consecuencia, se solicita la eliminación de esta disposición transitoria.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA SEGUNDA:

En esta disposición se regula la situación de aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de la Circular hubieran presentado solicitud de acceso y conexión y aun no hubiesen sido tramitados.

Es necesario aclarar la situación de aquellos productores que hayan presentado solicitud de acceso, pero no de conexión.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA TERCERA:

En esta disposición transitoria, dirigida a productores **que cuenten con permisos de acceso y de conexión concedidos a la entrada en vigor** de esta Circular, **aplica lo dicho en alegaciones anteriores sobre la evaluación ambiental** (término de evaluación ambiental estratégica), y los **plazos establecidos para los diferentes hitos** según las razones expuestas para el artículo 22. Es decir, el plazo establecido de 12 meses en los subapartados b) y c) debe extenderse al menos a 18 meses.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA CUARTA:

Se otorga un plazo de **6 meses a los gestores de la red de transporte y distribución** para dar cumplimiento a las obligaciones de la Circular. Es necesario aclarar que este periodo transitorio (6 meses) **no exime a los gestores de red del cumplimiento del resto de sus obligaciones** definidas en el presente borrador de Circular, ni de sus plazos de resolución, pues puede ocurrir que las solicitudes presentadas durante este periodo se vean paralizadas.

ANEXO I: CRITERIOS PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE ACCESO

Apartado 1: La validez de **12 meses para los resultados del estudio** parece reducida dada la duración de cinco años de los permisos de acceso y conexión, que, en cierta medida, podrían **verse afectados por los nuevos cálculos**.

Los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por AGE, deben ser **públicos** de forma análoga a los de la red de transporte.

Apartado 2: Se debe **definir con más detalle el alcance y contenido de los estudios específicos**.

Apartado 3: La redacción es similar a la del apartado 2 del R.D. 413/2014, que sólo es aplicable a la conexión a la red de distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Por tanto, se estaría

generalizando dicho requisito a todas las fuentes de generación y a redes de transporte y distribución. Este requerimiento puede llevar al **absurdo de que, para mantener la capacidad de acceso de una instalación existente, sea necesario tener que duplicar la infraestructura eléctrica de evacuación.**

Ejemplo: Si una línea eléctrica o un transformador eléctrico están dimensionados para soportar una potencia aparente de 100 MVA en régimen permanente y en unas condiciones de temperatura ambiente, conforme a la correspondiente norma técnica, no tiene sentido técnico limitar la capacidad de conexión a 50 MW eólicos o fotovoltaicos, especialmente teniendo en cuenta que estas instalaciones sólo llegan a potencia nominal en un número limitado de horas al año, así que el calentamiento equivalente es mucho menor que en una instalación de generación que estuviese suministrando carga base.

Sin embargo, a pesar de que **técnicamente no tenga sentido**, sí tiene una **consecuencia económica** muy importante, ya que obliga a un **nuevo generador a tener que sufragar la capacidad de transformación o transporte** existente en el punto de conexión.

En consecuencia, consideramos que **se debe eliminar este requisito**, tanto de esta Circular, como el requisito análogo incluido en el apartado 2 del R.D. 413/2014.

Apartado 4: Tal como esta Asociación ha trasladado en el grupo de trabajo GT-SCC coordinado por el gestor de la red de transporte, consideramos que, en **ausencia de estudios adicionales**, el parámetro de **SCR no es adecuado por sí mismo para establecer la capacidad de acceso a la red**, razón por la cual **no se utiliza en ningún otro país conocido**. Además, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La modificación de los criterios objeto de análisis debe **abordarse de forma global**, teniendo en cuenta **todas las posibles afecciones y la seguridad** de los casi 30 GW de generación renovable ya instalada (eólica + FV).
- La **metodología propuesta** por los gestores de red en el seno del grupo GT-SCC (utilización del índice WSCR y reducción del percentil de cálculo a P1), **reduce la capacidad en lugar de ampliarla**, que era el objetivo principal del grupo de trabajo.
- **No es asumible que, el riesgo** de aumentar la capacidad de conexión **recaiga exclusivamente sobre los propietarios de MPE existentes**, existiendo soluciones alternativas ampliamente aplicadas en el contexto internacional.

Consideramos que las **conclusiones del GT-SCC aún no están lo suficientemente maduras** como para adoptar una solución definitiva. Desde AEE se propone **seguir trabajando** en los siguientes puntos para alcanzar una solución satisfactoria para todos los agentes:

- Determinación de las **consecuencias de la nueva metodología propuesta** por los gestores de red, en cuanto a los incrementos y reducciones de capacidad por nudo y a su impacto sobre las solicitudes de acceso ya presentadas.
- Creación de un **GT para optimizar la capacidad con seguridad**, más allá de los valores de WSCR que se establezcan finalmente en el GT-SCC, tanto para el sistema peninsular como para los no peninsulares. P. ej. definición de los estudios de integración necesarios, estudios reales basados en la monitorización de nudos con diversos tipos de generación, definición de escenarios de operación entre MPE nuevos y existentes, definición del control de tensión en nudos compartidos, etc.

La realización de estudios de integración es la solución más garantista tanto para el sistema como para la generación existente, bien como primera opción, o como solución complementaria a la aplicación de un índice como el SCR. Los estudios de integración:

- Sirven para **definir las condiciones necesarias** para los nuevos accesos y los puntos óptimos de conexión.
- Permiten **determinar posibles afecciones** a la red o a la generación existente, y definir las mejores soluciones para subsanarlas.
- Proporcionan **mayor precisión, seguridad y alcance zonal** que la metodología basada en la potencia de cortocircuito, y eliminan la incertidumbre que conlleva la utilización de percentiles.
- Permiten **optimizar con seguridad el uso de las redes** en aquellas zonas geográficas que ya cuentan con una elevada instalación de renovables, sin impedir el aprovechamiento del recurso todavía disponible.
- Proporcionan **información sobre la capacidad real de evacuación de la red** y la probabilidad de aplicación de restricciones técnicas (curtailments) en el futuro, tanto a MPE nuevos como existentes, por la incapacidad de la red para evacuar toda la potencia conectada.

Se adjunta como anexo a las presentes alegaciones el documento “Grupo de Trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc” (GT-SCC) en el que se desarrolla el posicionamiento defendido por AEE en el GT-SCC.

Por último, se sugiere hacer referencia a unidades de producción con tecnología de generador asíncrono, o tecnologías de generación que se conecten a red a través de un convertidor electrónico de potencia, en lugar de hablar de instalaciones asíncronas.

ANEXO II. CRITERIOS PARA EVALUAR LA VIABILIDAD DE CONEXIÓN

Apartado 1.a.

Convendría incluir un plazo de **al menos 2 meses** para que el **promotor de la unidad de generación** pueda intentar **adquirir un terreno adyacente para cedérselo al propietario de la red** para que sea posible ampliar la subestación a la que solicita conexión a red.

Por otro lado, aunque la redacción de este párrafo es coherente con el Artículo 18 del R.D. 1047/2013 y del Artículo 33 de la Ley 24/2013, existe un **problema cuando un promotor pretende desarrollar un proyecto para el cual es necesario un nuevo desarrollo de red** no incluido en la vigente versión de la planificación de las redes. En esos casos, el promotor tendría que **esperar a la apertura del siguiente proceso de planificación** para solicitar la inclusión de una nueva instalación en la red planificada, lo cual podría **retrasar hasta 5 años** la promoción del proyecto, y solicitar conexión a red sólo tras la inclusión en la planificación. Pero no tiene sentido incluir una nueva instalación en la planificación **si no hay certeza de que se vaya a ejecutar la instalación de generación**. Así, corremos el riesgo de que esta instalación nunca se incluya en la planificación. Esto pueda tener como consecuencia, por ejemplo, que sea **muy difícil desarrollar un parque eólico offshore**, o que zonas con buena disponibilidad de recurso renovable no se sigan desarrollando porque requerirían incrementar la capacidad de evacuación de la red, lo cual previamente necesitaría modificar la planificación de la red.

Apartado 1.b.

Para facilitar la aplicación de este criterio, convendría regular el procedimiento por el cual los gestores de las redes deben consultar a las Administraciones Públicas en relación con la protección de la salubridad, la seguridad de las personas o cosas o del medio ambiente, y los PLAZOS MÁXIMOS en que estas deben responder, y las consecuencias del incumplimiento. De lo contrario, su aplicación quedaría al arbitrio de los gestores de redes.

ANEXO IV: CRITERIOS PARA EVALUAR SI UNA INSTALACIÓN ES LA MISMA A LOS EFECTOS DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN

El anexo IV de la Propuesta de Circular establece los «*[c]riterios para evaluar si una instalación es la misma a los efectos de los permisos de acceso y conexión*», entendiendo que, a los efectos del mantenimiento de la vigencia de los permisos de acceso y conexión concedidos, se considera que una instalación es la misma si mantiene invariables: (i) tecnología de la instalación; (ii) el carácter síncrono o asíncrono de la instalación; (iii) potencia instalada; y, (iv) punto de conexión a las redes. En definitiva, lo que la CNMC hace es definir un nuevo concepto de instalación.

Sin embargo, se trata de un concepto ya definido por el Estado –por ser de su competencia- a través de la LSE, del 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 (en adelante, «Real Decreto 1955/2000») – todas ellas, normas básicas- y que no correspondería a la CNMC redefinir.

Es más, la Disposición Adicional tercera, apartado 5 del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (en adelante, «Real Decreto 15/2018») dispone: «*[a] tal efecto, reglamentariamente se definirán los criterios para que una instalación sea considerada la misma a los efectos de validez de los permisos de acceso y conexión*» (destacado y subrayado nuestro). Aunque obviamente la Circular es una disposición reglamentaria, es necesario advertir que esta competencia de definir los criterios para que una instalación sea considerada la misma no ha sido atribuida expresamente a la CNMC, sino que corresponde al Estado en virtud de la atribución constitucional consistente en la fijación de las bases del régimen energético que, a través de la LSE y del Real Decreto 1955/2000, define qué se entiende por instalación.

Adviértase, a mayor abundamiento, que el Real Decreto-ley 1/2019 ha mantenido intactas las competencias del Estado en relación con las instalaciones de producción, mientras que en el caso de otras actividades ha optado por atribuir competencias tradicionalmente reservadas al Estado, como la de la determinación de la metodología y los parámetros retributivos.

Por tanto, no podrán existir conceptos distintos de instalación (uno a efectos autorizatorios y retributivos y otro para el acceso y conexión), no solo por la evidente inseguridad jurídica que ello acarrearía, sino porque el procedimiento de acceso y conexión es un procedimiento accesorio e instrumental de uno principal -el de autorización de la instalación-, al igual que los derechos de acceso y conexión, son derechos accesorios e instrumentales de la instalación.

Con independencia de quién tuviera la competencia –ora el Estado, ora la CNMC- no pueden existir dos definiciones de instalación cuando ya existe una definición propia de instalación fijada en la LSE y en el Real Decreto 1955/2000. La CNMC ha establecido una nueva definición de instalación para un procedimiento accesorio, que contradice lo dispuesto en el principal.

Independientemente de lo arriba mencionado desde un enfoque reglamentario, desde un punto de vista técnico, es necesario significar lo siguiente:

La hipotética exigencia de la invariabilidad del carácter **síncrono o asíncrono de la tecnología es irrelevante**, pues **todas deben cumplir con los códigos de red**. Este aspecto podría dar lugar a situaciones sin sentido como por ejemplo, la **repotenciación de un parque eólico asíncrono con nuevos aerogeneradores síncronos (sin incrementar potencia)** que sería considerado **como una nueva instalación y debería volver a solicitar acceso a la red**.

Se debe tener en consideración que los **códigos de red que finalmente se terminen aprobando y el Real Decreto de los desarrollos NO deberán penalizar la adoptación de esquemas híbridos**, en base a las ventajas que suponen para la mejora de la eficiencia en la utilización de las redes, además del aporte de generación renovable con mejores patrones de estabilidad y firmeza que las diferentes tecnologías renovables por separado. Por tanto, de exigir la invariabilidad de los aspectos que incluye la propuesta de Circular, se **inhabilitaría la posibilidad de conformar instalaciones híbridas conectadas a la red basadas en instalaciones existentes**.

Y en atención a lo anterior,

SOLICITO

A la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que, teniendo por presentado este escrito, se sirva a admitirlo incorporándolo al expediente administrativo incoado a los efectos y, previos los trámites oportunos:

Primero.- Lo tenga en consideración en la aprobación de la “*Circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica (CIR/DE/001/19)*”

En justicia, que reitero en Madrid, a 5 de julio de 2019.



Juan Virgilio Márquez López
Director General de la AEE

ANEXO

Grupo de Trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc” (GT-SCC)

Grupo de Trabajo “Revisión criterio 1/20 Scc” (GT-SCC)

Informe para Entregable 3

Junio 2019

1. Introducción

Dentro del ámbito del Grupo de Trabajo (GT Scc) creado por REE para la revisión del actual criterio de asignación de la capacidad de acceso como paso previo a la obtención del correspondiente permiso para la generación basada en EP (Electrónica de Potencia), desde el Grupo de Trabajo de Integración en Red¹ de la Asociación Empresarial Eólica se exponen las siguientes conclusiones.

2. Consideraciones sobre la nueva metodología propuesta

Índice WSCR

Desde los gestores de red se plantea la conveniencia de utilizar el índice WSCR (*Weighted Short Circuit Ratio*), que tiene un carácter zonal, en lugar del actual SCR. A su vez, para determinar la zona de influencia eléctrica, se plantea el uso del índice MIIF (*Multi Infeed Interaction Factor*).

Esta metodología es más restrictiva que la utilizada actualmente, ya que en general el equivalente en capacidad para un SCR determinado se corresponde con valores bastante más bajos de WSCR. Es decir, un valor de SCR=20 aplicado a un nudo y MPE en concreto, equivale a un WSCR más bajo para una bolsa en la que estuvieran presentes varios MPE.

Por otro lado, la utilización del WSCR y del MIIF imposibilita a los promotores la realización de sus propios cálculos y estimaciones, fundamental en las primeras fases de desarrollo de los proyectos. La información necesaria, por ejemplo, para determinar la zona de influencia eléctrica mediante el MIIF, sólo es conocida por los gestores de red, por lo que para poder aplicar esta metodología es fundamental que se comparta con las empresas promotoras.

Percentil de cálculo

Desde los gestores de red se plantea modificar el percentil de cálculo del SCR (ahora WSCR), al Percentil 1%, en lugar del 50% utilizado actualmente. Esto también implica una menor Scc y por tanto una menor capacidad disponible de conexión para un mismo SCR.

¹ En este grupo participan tanto promotores como tecnólogos, certificadoras y laboratorios con amplia presencia en el mercado español por lo que sus conclusiones son representativas de la posición del conjunto del sector eólico.

Desde AEE se considera excesivo utilizar un percentil P1. En caso de absoluta necesidad, se propone no bajar más allá de un percentil P5, lo que evitaría un recorte excesivo de la capacidad de acceso disponible (la relación de potencias de cortocircuito entre P5 y P1 viene a ser del 15-16% P5 mayor que P1 tanto en 400 kV como en 220 kV, basado en el informe de 2017).

Implicaciones de la nueva metodología

En resumen, la nueva metodología propuesta por los gestores de red es bastante más restrictiva que la actualmente vigente, provocando el efecto contrario al que se desea conseguir: en lugar de abrir nueva capacidad, desaparecerá capacidad actualmente disponible pudiendo incluso saturar nudos que actualmente no lo están.

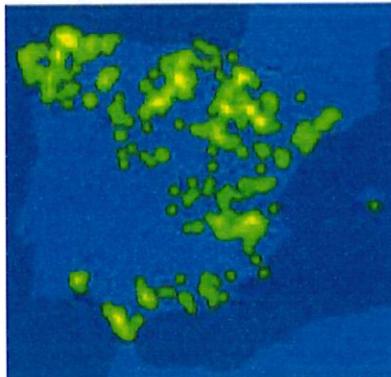
Esto tiene especial repercusión sobre las solicitudes de acceso todavía no otorgadas (9.438 MW eólicos y 65.550 MW FV, según datos proporcionados por REE en la reunión del 16 de mayo del GT-SCC), que ahora pueden verse denegadas al disminuir la capacidad de los nudos donde se presentaron. Se estima que una gran parte de esos 9.438 MW de solicitudes de acceso eólicas, se han presentado sobre nudos con generación existente.

En algunos documentos distribuidos por REE al GT-SCC, se resumen los incrementos de capacidad que se obtendrían al aplicar los nuevos criterios. Sin embargo, no se indican las reducciones que se producirán en determinados nudos, como consecuencia de dichos criterios:

<div style="background-color: #f0f0f0; padding: 10px; border: 1px solid #ccc; margin-bottom: 10px;"> <p>Resumen de resultados para el sistema peninsular</p> <p>Incremento respecto a los valores de capacidad publicados¹</p> <p>Percentil 1 de ScC de 2017¹</p> <p>Umbrales WSCR_{bolsa}: 20 (nudos con MPE existentes o con permiso de acceso que no cumplen el Reg. (UE) 2016/631) y 6 (resto de nudos)</p> <p>Nudos evaluados: 278</p> <p>Nudos con incremento: 51</p> <p>Incremento capacidad total: 19 GVA (16%)</p> <p><small>¹ Valores publicados en la web de REE [2]</small></p> </div>	<p>Para ser realmente objetivos, además de los incrementos de capacidad, deben indicarse los nudos que experimentarán reducción de capacidad por el cambio de criterios. Como se ha expuesto anteriormente, la adopción de un nuevo percentil y del índice WSCR, bastante más restrictivos que los actualmente vigentes, provocarán la disminución de capacidad en nudos con MPE existentes. Es necesario cuantificar este efecto, tanto en términos de nº de nudos como en disminución de capacidad (GVA).</p> <p>Es fundamental que antes de adoptar una decisión definitiva sobre los nuevos criterios, se conozcan las consecuencias detalladas de su aplicación. Para ello es necesario que se ponga a disposición del GT-SCC el listado completo de los incrementos y reducciones de capacidad nudo a nudo, para cada uno de los posibles escenarios.</p>
--	--

Por otro lado, los criterios basados en la potencia de cortocircuito (SCR, WSCR, etc), provocan la dispersión geográfica de los MPE, al evitar la acumulación de generación no síncrona en la misma zona. Esto va en contra de la voluntad de habilitar nueva capacidad de acceso para energías

renovables, y viabilizar así la transición energética, ya que el recurso eólico está donde está, no donde los criterios de SCR determinan que esté.



Distribución de la generación eólica en España

En consecuencia, para no discriminar a tecnologías como la eólica, cuyo buen recurso se concentra en determinadas zonas geográficas que ya cuentan con un gran número de MPE instalados, es fundamental habilitar mecanismos complementarios al WSCR para determinar la capacidad de acceso (a través de estudios de integración específicos), que permitan instalar más generación renovable en dichas zonas y aprovechar el recurso disponible garantizando en todo momento la seguridad del sistema.

Afección sobre generación existente

Desde AEE no compartimos la afirmación de REE sobre la nueva metodología: “*el criterio propuesto preserva el carácter seguro, y la metodología es de aplicación sistemática, trazable y suficientemente estable*”.

Como ya se ha expuesto en reuniones anteriores, **el criterio ligado a la potencia de cortocircuito por sí mismo no es un criterio adecuado para determinar la capacidad de acceso a la red**, razón por la cual no se utiliza internacionalmente.

Algunos promotores han hecho estudios en determinados nudos, considerando un SCR=10 e incorporando nueva generación, observándose que las alteraciones introducidas por los nuevos MPE pueden provocar disparos no deseados de los MPE existentes. En la presentación adjunta a este informe (“*AEE - Estudio SCR nudo específico_final.pdf*”) se muestra un ejemplo de ello.

3. Propuestas AEE

3.1. Realización de estudios de integración específicos

Tal como se expuso en el primer informe remitido al grupo GT-SCC, **AEE es partidaria de retirar cualquier límite explícito de SCR o WSCR y aplicar una metodología basada en estudios de integración realizados por el OS o por los promotores, equivalente a la del resto de países de nuestro entorno**. Es necesario resaltar que **España es el único país que establece un criterio de**

acceso a la red basado únicamente en la potencia de cortocircuito, siendo la realización de estudios específicos la metodología ampliamente utilizada. Los resultados de dichos estudios marcan los límites de conexión y la viabilidad técnico-económica de las medidas compensatorias.

En el primer informe remitido al grupo GT-SCC se adjuntaron múltiples ejemplos de las metodologías y estudios desarrollados en otros países. En la siguiente tabla se proponen los estudios que consideramos más adecuados para el caso español, así como los modelos requeridos para su realización:

ESTUDIOS PROPUESTOS POR AEE	MODELOS NECESARIOS
Estudios de estabilidad transitoria: hueco con pérdida de la línea de evacuación	Modelo de hueco según PO 12.3 y en aquellos que no cumplen se adopta el criterio de desconexión de máquina.
Estabilidad de tensión permanente	Modelo de MPE (cos phi), modelo OLTC.
Calidad de energía (armónicos, flicker)	Certificados de calidad de energía de las máquinas, ya solicitados en el PO 9.
Estudios de flujo de cargas	Modelos de librería

Al disponerse de una red robusta y fuertemente mallada, los estudios serán menos exhaustivos que en otros países y más sencillos de implementar. Además, los estudios propuestos pueden ser realizados con modelos RMS, y únicamente sería necesario recurrir a modelos EMT en aquellos puntos con condiciones de red muy débiles (SCR<3).

AEE se ofrece a colaborar con los gestores de red para la definición del alcance e implementación de dichos estudios, en el marco de un grupo de trabajo específico si se considerara oportuno.

3.2. Adopción de la nueva metodología propuesta

Como solución de compromiso, con las salvedades indicadas en puntos anteriores, el planteamiento de establecer un límite de SCR (o WSCR) inferior al actual sería válido para la conexión de nuevos MPE eólicos, en nudos en los que no hubiera afectación a MPE existentes. En este caso, por parte del sector se considera aceptable un límite de **SCR = 6** en punto de conexión.

En nudos en los que pueda existir afección a generación existente, no consideramos adecuada la relajación del criterio de SCR, por el riesgo de impacto negativo, y la ausencia a día de hoy de medidas de verificación previas que permitan descartar dichos impactos negativos. La eólica cuenta con más de 23 GW existentes, instalados a lo largo de más de 20 años, con una gran

diversidad de tecnologías y fabricantes, algunos de los cuales incluso han desaparecido. **Resulta inviable establecer un valor único de SCR que sea admisible para toda la generación existente,** teniendo en cuenta que los criterios ligados a la potencia de cortocircuito, por sí mismos, no sirven para garantizar la operación segura del sistema ni de la generación ya conectada.

Por otro lado, algunos de los argumentos que REE proporciona para los sistemas eléctricos insulares, son directamente aplicables a la península: *"estas metodologías "screening" (índices) para evitar estudios de detalle podrían no dar resultados adecuados."*

Para adoptar un criterio basado en WSCR equivalente al actual, AEE considera fundamental que, en línea con lo indicado por REE para los sistemas eléctricos no peninsulares, **se habilite en el sistema eléctrico peninsular la posibilidad de realizar estudios de integración adicionales, que permitan la conexión de generación renovable una vez alcanzado el límite mínimo de WSCR que finalmente se establezca.**

Además, el establecimiento de un límite de WSCR inferior al actual debe ir acompañado de la definición de un marco de responsabilidades para compensar posibles afecciones en la operación de MPE existentes, así como para el análisis e implementación de las medidas de subsanación pertinentes.

En consecuencia, como medida provisional en nudos existentes, proponemos mantener el criterio de no superar el 5% de Scc (considerando el percentil del 50% de la potencia de cortocircuito) durante al menos 1 año más.

Durante ese año, proponemos convocar un grupo de trabajo conjunto que integre a REE, AELEC, tecnólogos y promotores, que lleve a cabo:

- estudios teóricos específicos (basados en simulación),
- estudios reales (basados en la monitorización de algún nudo en el que actualmente se esté cerca del límite del 5% de Scc50, lo cual quiere decir que el 50% del tiempo se estaría por debajo de ese valor)
- y estudios reales en algún nudo con generación existente en el que se vaya a instalar nueva generación que cumpla el nuevo RfG (por ejemplo, nudos en los que ya existía eólica y en los que se van a instalar nuevos parques tras la última subasta).

De esta forma, tras un año de trabajo, con un mayor conocimiento técnico de los problemas asociados, podríamos tratar de definir conjuntamente un nuevo criterio también para los nudos con generación existente. Este trabajo podría servir además para revisar el criterio en los nuevos nudos.

4. Conclusiones

1. AEE es la primera interesada en aumentar la capacidad de acceso a la red para permitir una mayor penetración de renovables en el sistema eléctrico y contribuir a los objetivos de descarbonización. Sin embargo, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La modificación de los criterios objeto de análisis debe abordarse de forma global, teniendo en cuenta todas las posibles afecciones y la seguridad de los casi 30 GW de generación renovable ya instalada (eólica + FV).
 - La metodología propuesta por los gestores de red (utilización del índice WSCR y reducción del percentil de cálculo a P1), reduce la capacidad en lugar de ampliarla.
 - No es asumible que el riesgo de aumentar la capacidad de conexión, recaiga exclusivamente sobre los propietarios de MPE existentes, existiendo soluciones alternativas ampliamente aplicadas en el contexto internacional.
2. Consideramos que las conclusiones del GT-SCC aún no están lo suficientemente maduras como para adoptar una solución definitiva. No siendo un tema urgente, desde AEE se propone seguir trabajando en los siguientes puntos para alcanzar una solución satisfactoria para todos:
- Determinación de las consecuencias de la nueva metodología propuesta por los gestores de red, en cuanto a los incrementos y reducciones de capacidad por nudo y a su impacto sobre las solicitudes de acceso ya presentadas.
 - Creación de un GT para optimizar la capacidad con seguridad, más allá de los valores de WSCR que se establezcan finalmente en el GT-SCC, tanto para el sistema peninsular como para los no peninsulares. P. ej. definición de los estudios de integración necesarios, estudios reales basados en la monitorización de nudos con diversos tipos de generación, definición de escenarios de operación entre MPE nuevos y existentes, definición del control de tensión en nudos compartidos, etc.
3. La realización de estudios de integración es la solución más garantista tanto para el sistema como para la generación existente, bien como primera opción, o como solución complementaria a la aplicación de un índice como el WSCR. Los estudios de integración:
- Sirven para definir las condiciones necesarias para los nuevos accesos y los puntos óptimos de conexión.
 - Permiten determinar posibles afecciones a la red o a la generación existente, y definir las mejores soluciones para subsanarlas.
 - Proporcionan mayor precisión, seguridad y alcance zonal que la metodología basada en la potencia de cortocircuito, y eliminan la incertidumbre que conlleva la utilización de percentiles.
 - Permiten optimizar con seguridad el uso de las redes en aquellas zonas geográficas que ya cuentan con una elevada instalación de renovables, sin impedir el aprovechamiento del recurso todavía disponible.
 - Proporcionan información sobre la capacidad real de evacuación de la red y la probabilidad de aplicación de restricciones técnicas (curtailments) en el futuro, tanto a MPE nuevos como existentes, por la incapacidad de la red para evacuar toda la potencia conectada.