

RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROPIEDAD DE E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L., PLANTEADO POR BOGARIS PV34, S.L.U., BOGARIS PV37, S.L.U., BOGARIS PV50, S.L.U. Y BOGARIS PV4, S.L.U. CON MOTIVO DE LA DENEGACIÓN DE ACCESO PARA SUS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS “GUADALUPE”, “AZAHAR”, “LIRIO” Y “TREBOL” DE 4,95 MW EN EL PUERTO DE SANTA MARÍA.

(CFT/DE/204/21)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 14 de julio de 2022

Visto el expediente relativo al conflicto presentado por BOGARIS PV34, S.L.U., BOGARIS PV37, S.L.U., BOGARIS PV50, S.L.U. y BOGARIS PV4, S.L.U., en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013 y el artículo 14 del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Supervisión regulatoria aprueba la siguiente Resolución:

I. ANTECEDENTES

PRIMERO. - Interposición del conflicto

Entre las fechas 27 de noviembre y 31 de diciembre de 2021 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, "CNMC"), escrito en nombre y representación de BOGARIS PV34, S.L.U., BOGARIS PV37, S.L.U., BOGARIS PV50, S.L.U. y BOGARIS PV4, S.L.U. (en adelante "BOGARIS") por el que plantea conflicto de acceso a la red de distribución de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U (en adelante, "E-DISTRIBUCIÓN") en relación con la denegación de acceso para sus instalaciones "GUADALUPE", "AZAHAR", "LIRIO" y "TREBOL" de 4,95 MW a conectar en el nudo Hinojera 15kV.

Los escritos de BOGARIS exponen sucintamente los siguientes hechos:

- BOGARIS solicitó acceso y conexión para sus instalaciones citadas anteriormente de 4,95 MW cada una, a conectar al nudo Hinojera 15kV.
- Entre los días 28 de octubre y 3 de diciembre de 2021, E-DISTRIBUCIÓN le comunica la denegación de las solicitudes de acceso y conexión para las correspondientes instalaciones por falta de capacidad.
- Ello entra en contradicción con la capacidad que figura en los mapas publicado en la web de E-DISTRIBUCIÓN de los meses de julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre una capacidad de 42,2 MW.
- En opinión de BOGARIS, ello supone que la denegación por falta de capacidad no se corresponde con la realidad porque, según la propia página web de E-DISTRIBUCIÓN, existía capacidad en el indicado nudo antes y después de la solicitud de BOGARIS.
- Como señala el artículo 5 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (en adelante, RD 1183/2020), los gestores de la red de distribución deberán disponer de plataformas que permitirán conocer la capacidad de acceso en cada nudo.

- Así mismo, BOGARIS entiende que la denegación está falta de motivación, vulnerando así lo previsto en el 9.2 del RD 1183/2020 y ello porque es incongruente afirmar que hay capacidad de conformidad con los criterios establecidos en la Circular 1/2021 de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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.(en adelante, Circular 1/2021) y en la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución (en adelante, la Resolución) entre los que está, lógicamente incluido, los nudos de la red subyacente, así como otros nudos con influencia en dicho punto de conexión en la publicación en la plataforma y, por tanto, sin que haya ningún cambio justificado, no es posible que no exista capacidad en el estudio individualizado.
- Reconoce BOGARIS que la Resolución señala que la publicación de las capacidades es informativa y que es preciso un estudio individualizado en el que se tenga en cuenta cualquier variación del escenario de estudio surgida posteriormente a su cálculo.
- Por ello, concluye BOGARIS que, no habiendo surgido esta situación de cambio, el resultado supone una denegación de capacidad falta de motivación y, por tanto, nula.

Los anteriores hechos se sustentan en la documentación que se acompaña al escrito y que se da por reproducida en el presente expediente.

Por todo lo anterior, solicita que:

se sirva acordar la revocación de la denegación de acceso y proceda a declarar la retroacción de las actuaciones y a ordenar a EDISTRIBUCIÓN a admitir la solicitud de punto de conexión y acceso efectuada por

BOGARIS, por existir capacidad de acceso en el punto objeto de conflicto, tal y como se publica en su página web.

SEGUNDO. – Comunicación de inicio del procedimiento.

A la vista de las solicitudes de conflicto y la documentación que se acompaña, se procedió mediante escrito de 17 de enero de 2022 de la Directora de Energía de la CNMC a comunicar a BOGARIS y E-DISTRIBUCIÓN, el inicio del correspondiente procedimiento administrativo, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (en adelante, Ley 39/2015). Asimismo, se dio traslado a E-DISTRIBUCIÓN del escrito presentado por la solicitante, concediéndosele un plazo de diez días hábiles para formular alegaciones y aportar los documentos que estimase convenientes en relación con el objeto del conflicto.

TERCERO. – Alegaciones de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.

Haciendo uso de la facultad conferida en el artículo 73.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, E-DISTRIBUCIÓN presentó escrito de fecha 2 de febrero de 2022, en el que manifiesta que:

- En primer término, E-DISTRIBUCIÓN recuerda que la denegación se acompañó de un informe técnico individualizado para cada solicitud en el que se explican los resultados y conclusiones que se obtienen en cada caso del análisis de la capacidad de evacuación de la red de distribución.
- E-DISTRIBUCIÓN sostiene que la denegación por falta de capacidad es correcta y no es incongruente con la información publicada en la web al ser la misma meramente informativa y responde al resultado de algoritmos con cálculo masivo frente al análisis individual. Además, han de tenerse en cuenta solicitudes de permisos de acceso con mejor prelación.

- Tras recordar la normativa de aplicación en relación con la publicación de capacidades en la plataforma -artículo 5 del RD 1183/2020 y artículo 12 de la Circular 1/2021-, señala que la capacidad publicada es según la Resolución el resultado de un estudio en el que se incluyen todos los generadores (i) conectados o (ii) con permisos de acceso y conexión concedidos en la fecha del estudio (Capacidad de Acceso Ocupada). Quedan así al margen del estudio general, los promotores que han presentado una solicitud que, aunque admitida, aún no está resuelta, entendiéndose como tal todos aquellos en que no se ha llegado a emitir los correspondientes permisos de acceso y conexión.
- E-DISTRIBUCIÓN considera así los valores de potencia informados en la página web los siguientes:

Capacidad de acceso ocupada es la suma de la generación ya conectada y de la generación aún no conectada, pero con permisos de acceso y conexión emitidos en dicha subestación para ese nivel de tensión, desagregadas por posición, en MW.

Capacidad de acceso disponible es la potencia máxima de nueva generación que puede conectarse en dicha subestación para ese nivel de tensión, la cual se calcula, de acuerdo con el escenario descrito en las Especificaciones de detalle de la Circular 1/2021 de la CNMC, teniendo en cuenta como “Capacidad de acceso ocupada” la generación ya conectada y con permisos de acceso y conexión concedidos tanto en dicha subestación como en el resto de la red eléctrica, pero no la comprometida por solicitudes admitidas pero no resueltas.

Capacidad de acceso admitida y no resuelta (en trámite) es la suma de la capacidad de acceso correspondiente a las solicitudes de permiso de acceso y conexión de generación admitidas, conforme al RD 1183/2020, en dicha subestación para ese nivel de tensión, y no resueltas a la fecha de elaboración del informe, en MW.

- Además, E-DISTRIBUCIÓN recuerda que: *los valores de capacidad de acceso disponible informados no deben interpretarse como valores de capacidad simultáneos ni sumable. La conexión de un generador en un nudo no sólo disminuye la capacidad de acceso disponible en dicho nudo, sino también en los nudos de su red eléctricamente próxima”.*
- *“En consecuencia, las capacidades de acceso cambian a lo largo del tiempo y en función de las solicitudes que reciba el gestor de la red de distribución, por eso las capacidades de acceso publicadas deben considerarse como informativas”.*
- Analizada así la regulación en cuanto a la capacidad publicada de modo informativo, luego ha de realizarse el estudio individual de capacidad como establece el Anexo I de la Circular 1/2021 en el que deben tenerse en cuenta las instalaciones con prelación, de las cuales, sin embargo, solo se publican como capacidad solicitada las que lo piden directamente en las barras de la subestación no en líneas de AT o en la red de MT porque solo se ha de publicar en los nudos y no en todas las líneas.
- Por ello concluye E-DISTRIBUCIÓN, *“La consideración de las solicitudes en trámite ya sea con conexión directa en subestación o no, en la práctica detraen capacidad disponible respecto a los valores publicados. Y no sólo detraerán capacidad disponible del nudo en el que pretenden conectar, podrán detraer capacidad también de cualquier nudo eléctricamente próximo que pueda verse afectado”.*
- A ello se suma el problema derivado de que las solicitudes que requieren informe de aceptabilidad tienen un plazo de resolución diferente al de acceso y conexión en distribución por lo que pueden ser tenidas en cuenta a la hora de establecer la prelación y, en consecuencia, reducir la capacidad disponible.
- Los cambios del escenario de generación de prácticamente cualquier nudo de la red influye en mayor o menor medida, lo que ha sido evaluado en detalle mediante los “repartos de cargas”. Señala que respecto a

- Hinojera 15kV, existen hasta 15 nudos de la red de distribución con influencia en el mismo al tratarse de una red mallada.
- Seguidamente, E-DISTRIBUCIÓN señala la capacidad publicada en Hinojera 15kV y en los nudos de influencia, que coincide, obviamente, con la señalada por BOGARIS.
 - El resultado es que, siendo cierto que se publicó durante varios meses que en Hinojera 15kV había 42,2 MW de capacidad disponible, ese dato no tenía en cuenta que había una larga serie de solicitudes con mejor orden de prelación que la de BOGARIS, admitidas entre el 1 de julio y el 14 de octubre de 2021.
 - Con estos datos se realizó el estudio específico que cumplió con los criterios establecidos en el RD 1183/2020 y en el anexo I de la Circular 1/2021 y teniendo en cuenta todas las solicitudes comprometidas con mejor prelación por haberse admitido en fechas anteriores, concluyendo que en el nudo Hinojera 15 kV no existía capacidad de acceso.
 - Finalmente indica que las comunicaciones enviadas a BOGARIS cumplen todos los requisitos exigidos por el artículo 6 de la Circular 1/2021 y se propone una solución alternativa.

Los anteriores hechos se sustentan en la documentación que se acompaña al escrito y que se da por reproducida en el presente expediente.

Por lo anterior, solicita a la CNMC dicte resolución por la que se desestime el presente conflicto.

CUARTO. – Trámite de audiencia

Una vez instruido el procedimiento, mediante escritos de la Directora de Energía de 10 de marzo de 2022, se puso de manifiesto a las partes interesadas para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 82 de la Ley 39/2015, pudieran examinar el mismo, presentar los documentos y justificaciones que estimaran oportunos y formular las alegaciones que convinieran a su derecho.

En fecha 28 de marzo de 2022, tiene entrada en el Registro de la CNMC escrito de E-DISTRIBUCIÓN que señala que según se desprende de la relación de solicitudes presentada en sus primeras alegaciones, antes de la primera de las solicitudes de BOGARIS existían en la zona de influencia 26 solicitudes con mejor prelación, con un total de Potencia Solicitada de 580.507 KW conforme al siguiente desglose:

- Un total de 11.200 KW (11,20 MW) en líneas de A.T.
- Un total de 495.697 kW (495,697 MW) en barras de A.T. de subestación
- Un total de 73.610 kW (73,61 MW) en barras de M.T. de subestación.

De todas estas solicitudes, dos de ellas se realizaron sobre las barras de la SE HINOJERA, sumando 54,9 MW, con lo que queda justificado el agotamiento de la capacidad disponible publicada para HINOJERA 66 kV antes de la evaluación de la primera solicitud objeto de este conflicto y, por consiguiente, del resto de las mismas.

En fecha 28 de marzo de 2022, tiene entrada en el Registro de la CNMC escrito de BOGARIS que señala, de forma resumida, lo siguiente,

-En primer lugar, considera todas las consideraciones y alegaciones realizadas por E-DISTRIBUCIÓN en alegaciones son de índole genérica, por ello considera que permanece la falta de motivación.

-En segundo lugar, no entiende que existan discrepancias entre los resultados entre el estudio para la publicación de capacidades nudo a nudo y el resultado del estudio concreto y específico.

-Desconoce así, en opinión de BOGARIS, que la Resolución exige que la variación entre uno y otro resultado debe estar justificado.

-Seguidamente, BOGARIS analiza cada uno de los argumentos de E-DISTRIBUCIÓN. Está de acuerdo en que las publicaciones tienen naturaleza informativa, pero que los estudios para determinar dicha capacidad publicada son los establecidos en el artículo 3.2 de la Resolución, que son los mismos que

en el estudio individual, por lo que es incongruente obtener resultados diferentes. Por tanto, este motivo no puede justificar la denegación.

-Tampoco puede asumirse la alegación de E-DISTRIBUCIÓN en el sentido de que los valores de capacidad de acceso disponible informados no deben interpretarse como valores de capacidad simultáneos ni sumables. En este sentido, alega BOGARIS que si la capacidad del nudo disminuye por la conexión en otros nudos próximos de otros generadores el resultado habría de ser la publicación de que no hay capacidad o de que la misma ha disminuido a la fecha de notificación de la denegación lo que habría de concretarse indicando cuáles han sido las conexiones tenidas en cuenta para considerar que no hay capacidad. De otra forma, resulta imposible comprobar la correcta asignación y el cumplimiento de prelación legalmente establecida. Hay que tener en cuenta que la Circular 1/2021 tenía como objeto mejorar la seguridad jurídica y la transparencia del procedimiento de acceso.

-Tampoco entiende que se alegue que no se publican las capacidades teniendo en cuenta la posible conexión en líneas de AT o en la red de MT, porque ello es contrario a lo que expresa en la Resolución. Considera BOGARIS que *“Resulta impensable, por lo tanto, que para calcular la capacidad de acceso disponible que es objeto de publicación no se hayan tenido en cuenta aquellas solicitudes que hayan solicitado conexión en líneas de AT o en la red de MT cuando obviamente las mismas afectarán a la fiabilidad y seguridad de la red”*.

-Tampoco se puede tener en cuenta la supuesta capacidad admitida y en tramitación, pues la misma debería ser objeto de publicación y no lo ha sido.

QUINTO. – Incorporación de documentación

Con fecha 6 de mayo de 2022 se ha incorporado al expediente diligencia junto con copia del mapa de estructura de la red de distribución de EDISTRIBUCION en la zona de influencia ALIJAR, ARVINA, MVCHIPIO, REMCAUDA, ROTA, S_BARRAM y S_DOMING, presentado en el procedimiento de referencia CFT/DE/239/21, relativo al conflicto de acceso a la red de distribución de energía

eléctrica titularidad de EDISTRIBUCION planteado por la sociedad DICEROS INVEST, S.L. como motivo de la denegación del acceso para la instalación “Rotasol” de 10 MW, en el nudo Rota 15 kV por considerarse necesario para la adecuada instrucción de este procedimiento.

SEXTO. Informe de la Sala de Competencia

Al amparo de lo dispuesto en el artículo 21.2 a) de la Ley 3/2013 y del artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Competencia de la CNMC ha emitido informe en este procedimiento.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. Existencia de conflicto de acceso a la red de distribución de energía eléctrica.

Del relato fáctico que se ha realizado en los Antecedentes de Hecho, se deduce claramente la naturaleza del presente conflicto como de acceso a la red de distribución de energía eléctrica.

Esta consideración no ha sido objeto de debate por ninguno de los interesados.

SEGUNDO. Competencia de la CNMC para resolver el conflicto.

La presente resolución se dicta en ejercicio de la función de resolución de conflictos planteados respecto a los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y distribución que se atribuye a la CNMC en el artículo 12.1.b) 1º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (en adelante Ley 3/2013).

En sentido coincidente, el artículo 33.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico dispone que “La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los

posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución”.

Dentro de la CNMC, corresponde a su Consejo aprobar esta Resolución, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 14 de la citada Ley 3/2013, que dispone que “El Consejo es el órgano colegiado de decisión en relación con las funciones... de resolución de conflictos atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de las delegaciones que pueda acordar”. En particular, esta competencia recae en la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 21.2.b) de la citada Ley 3/2013, previo informe de la Sala de Competencia (de acuerdo con el artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto).

TERCERO- Sobre el objeto del conflicto.

El objeto del conflicto es determinar si la denegación de las solicitudes de acceso y conexión de cuatro instalaciones promovidas por BOGARIS para conectar en el nudo Hinojera 15kV están o no justificadas.

Antes de analizar con detenimiento las causas de la denegación y si existe o no falta de capacidad, hemos de indicar que las alegaciones realizadas por BOGARIS en relación con la discrepancia entre lo publicado y el resultado negativo del estudio individualizado han sido resueltas por Resolución de esta Sala de 3 de marzo de 2022, recaída en el expediente CFT/DE/179/21 y publicada en la página web el día 25 de marzo de 2022.

CUARTO- Análisis de la denegación por falta de capacidad de las solicitudes para la instalación fotovoltaica promovida por BOGARIS.

Como resulta de los antecedentes, BOGARIS solicitó acceso y conexión para cuatro instalaciones fotovoltaicas de 4,95MW cada una a conectar en el nudo Hinojera 15kV.

-Concretamente:

IFV Guadalupe situada en el Polígono 19, parcela 10 -Puerto de Santa María, Cádiz que fue denegada por saturación en la línea de alta tensión Cartuja-Santo Domingo, en caso de indisponibilidad simple (N-1). El aumento de saturación provocado por esta instalación era, según la propia E-DISTRIBUCIÓN de 0,7%. En este caso las horas de riesgo se determinan en 135 horas al año.

IFV Azahar situada exactamente en el mismo lugar, siendo las causas de denegación idénticas.

IFV Lirio situada en el Polígono 19, parcela 11. En este caso, se suma como razón de la denegación de la saturación de varios transformadores en la Subestación Puerto Real 66kV. En este caso, el aumento de la saturación tampoco alcanza el 1%, siendo concretamente de 0,4%.

IFV Trébol situada en el Polígono 19, parcela 10. Comparte con la instalación Lirio las mismas razones de denegación.

Requerido E-DISTRIBUCIÓN para que determinara qué nudos e instalaciones había tenido en cuenta a la hora de establecer el orden de prelación en el citado nudo Hinojera 15kV se pone de manifiesto que se tuvieron en cuenta los siguientes nudos de la red de distribución de media y alta tensión:

Santo Domingo 15 y 66kV, Puerto Real 66kV, Cartuja 66kV, Remcauda 15kV, Hinojera 66kV, Rota 15kV, Alijar 66kV, Valencia 66kV, Sanlúcar 15, Pto Santa María 66kV.

A la vista de los nudos indicados se puede apreciar que los mismos tienen como nudos de afección mayoritaria a tres nudos diferentes de la red de transporte, concretamente a Cartuja 220kV, Puerto de Santa María 220kV (que es el nudo de Hinojera 15kV) y Puerto Real 220kV.

Requerido igualmente para que indicara cuáles habían sido las solicitudes recibidas en los indicados nudos, el orden de prelación establecido y, finalmente, a qué solicitudes se consideró viable en la red de distribución se pone de

manifiesto que se consideraron viables todas las solicitudes con admisión previa al 1 de septiembre de 2022. En la indicada fecha fue admitida una solicitud con pretensión de conexión en Hinojera 66kV (solicitud 380119), que fue la primera rechazada. Según indica E-DISTRIBUCIÓN esta solicitud se consideraba ya como no viable al tiempo del estudio de la primera de las solicitudes del presente conflicto -IFV Guadalupe- (folio 757 del expediente) por lo que no debió tenerse en cuenta, aunque fuera reflejada como admitida y no resuelta en la publicación del mapa de capacidad informativo de octubre de 2021.

En todo caso, con esta solicitud se entendió que se saturaba uno de los dos elementos citados en las denegaciones, en concreto, la línea Cartuja-Santo Domingo 66kV quedando solo capacidad directamente en los nudos de 66kV de Puerto Real -viabilidad posterior de una solicitud del propio Bogaris previa a sus instalaciones- y Puerto de Santa María. Es decir, allí donde conecta directamente la red de distribución con la de transporte.

El segundo elemento- Transformador de Puerto Real- debió saturarse entre el estudio de las dos primeras solicitudes y las dos últimas, concretamente debió saturarse por la admisión parcial de 12,7MW en Puerto de Santa María puesto que la saturación solo aparece en las denegaciones de las dos últimas instalaciones. No obstante, hay que tener en cuenta que al nudo de Puerto Real subyace una amplísima red que llega actualmente -y hasta la conexión con la futura subestación de El Zumajo- hasta Tarifa, por lo que no es posible saber si alguna solicitud en otros nudos subyacentes de Puerto Real fue la que agotó la capacidad de los transformadores.

En todo caso, todo apunta que fue una solicitud de Bogaris -de 50MW directamente en el nudo Puerto Real 66kV- la que saturó el transformador de la subestación, pero dicha solicitud a pesar de ser unas horas previas a las dos primeras del propio Bogaris en Hinojera 15kV no se tuvo en cuenta al evaluar éstas, pues de lo contrario se hubiera indicado en la Memoria Justificativa de la denegación la saturación también del indicado transformador.

Como resumen de este análisis, son solicitudes previas en diferentes nudos de la red de distribución con afección, según E-DISTRIBUCIÓN, en el nudo Hinojera 15kV los que saturan dos elementos y justifican, por consiguiente, la denegación.

Ahora bien, los dos elementos saturados se encuentran fuera del ámbito de la red subyacente con afección mayoritaria -Puerto de Santa María- al estar situados en red de distribución en la que el nudo Hinojera tiene afección y se ve afectado, pero no mayoritaria. En la terminología de E-DISTRIBUCIÓN, en estos casos existe una afección significativa de las instalaciones promovidas por BOGARIS en dichos elementos. Este hecho exige una especial evaluación para determinar si la denegación de capacidad está justificada o no.

En primer término, se analizará la forma en que se evalúa la capacidad en la red mallada de distribución, en especial, en relación con el criterio N-1, en segundo lugar, se analizará la distinción entre afección mayoritaria y la afección significativa a efectos de determinar los nudos afectados e incluidos en la prelación y finalmente se analizará el efecto concreto de las instalaciones promovidas por BOGARIS en los elementos saturados.

QUINTO- La forma de evaluar la capacidad zonal en la red de distribución y sus consecuencias para la determinación del orden de prelación.

Como ponen de manifiesto las alegaciones de E-DISTRIBUCIÓN, este gestor de la red de distribución procede a evaluar la capacidad en un punto de conexión concreto de conformidad con la literalidad de lo establecido en el apartado 3.1 de las Especificaciones de Detalle aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 20 de mayo de 2021 según la cual para determinar la capacidad de acceso en un punto se realizará un estudio específico que abarca como mínimo el conjunto de nudos con influencia al punto de conexión y que comparten limitación. Las especificaciones de detalle en distribución, al contrario que en la red de transporte, no definen lo que es zona de influencia ni para la determinación de la potencia de cortocircuito del nudo, ni para la aplicación de criterios zonales, al contrario que en transporte donde se definen las zonas de

influencia común por comportamiento estático o la de comportamiento dinámico para la delimitación de las posibles limitaciones zonales.

Estas definiciones permiten a REE, en su condición de operador del sistema, establecer capacidad concreta por nudos de la red de transporte, integrando criterios nodales y zonales como se refleja en los mapas de capacidad, y, lo que es más relevante, permiten determinar, un orden de prelación único por cada nudo, salvo algunos casos en que la cercanía de dos nudos justifica un orden de prelación que abarque ambos nudos.

No sucede así en distribución. A pesar de que la capacidad se defina como nodal y la publicación se refleje por nudos lo cierto es que la distribución funciona zonalmente, tanto en redes radiales como malladas, por ello, el apartado 3.1 simplemente habla de nudos con influencia, pero no hay ni una sola mención más a cómo se establecen los nudos que se influyen entre sí. Posteriormente cuando se establecen en los apartados 3.3.1 a 3.3.5 los criterios que definen la capacidad, en sentido idéntico a como sucede en transporte, los hay zonales (3.3.1 y 3.3.2) y nodales. Es importante señalar que en el punto 3.3.4 literalmente se indica que a efectos de establecer la potencia de cortocircuito en distribución no existen zonas de influencia eléctrica (ZIE), lo que significa la equiparación de este criterio al SCR aplicado en cada nudo.

De lo anterior se deriva que, al contrario que en transporte, los criterios nodales y los criterios zonales están separados y, por ello, en los mapas de capacidad de ningún gestor de la red de distribución se detalla nunca en cada nudo cuál es el criterio limitante.

Esta separación estricta entre criterios nodales y zonales, que es la tradicional en distribución pues ya estaba en la regulación vigente en 2000, tiene una serie de consecuencias, que se ponen de manifiesto con claridad en el presente conflicto, puesto que, en primer lugar, el orden de prelación ya no puede ser fijado nudo a nudo, lo que es lógico tal y como funciona la red mallada en distribución, pero tampoco puede fijarse por conjuntos de nudos o zonas y eso sí supone un grave problema de aplicación práctica.

En efecto, la falta de definición de qué se considera zona de influencia común o de cuándo se entiende que los nudos se influyen entre sí -que en el ámbito del transporte incluye también a los nudos subyacentes de distribución- no puede interpretarse como sinónimo de libertad de definición por parte del gestor de la red de distribución. Esta interpretación genera un riesgo cierto de que los gestores de la red de distribución procedan a la delimitación de los nudos (y de los elementos de sus redes) que tienen influencia en el punto de conexión con una amplia discrecionalidad. Este riesgo se ha actualizado a lo largo del año de vigencia de las Especificaciones con una alta conflictividad en el acceso a las redes de distribución al entrar en conflicto la publicación por nudos frente a los estudios individualizados (y el orden de prelación) por zonas.

La causa de la conflictividad es obvia. La falta de definición, incluso recomendada, del concepto de nudos con influencia provoca la indeterminación de cómo se aplica el orden de prelación, que es el criterio de otorgamiento de los permisos de acceso establecido con carácter general en el artículo 7 del Real Decreto 1183/2020. Al contrario que en transporte donde el orden de prelación se aplica sobre las solicitudes en un mismo nudo, en distribución es imposible saberlo de antemano y, en el peor de los casos, y llevando al extremo la literalidad del apartado 3.1, conduce a establecer un orden de prelación entre todas las solicitudes presentadas en la entera red de distribución, puesto que, en puridad, es toda la red la que es objeto de estudio para la aplicación del criterio de capacidad tanto en caso de disponibilidad total o de indisponibilidad simple. Por ello, el orden de prelación no es que sea nodal es zonal en el sentido de abarcar a toda la red de distribución a todas las tensiones. La cuestión no es menor porque el orden de prelación no es una mera solución para ordenar solicitudes, sino que es un sistema de concurrencia regulado para asignar capacidad cuando la demanda de la misma supera a la oferta y para, a falta de otro mecanismo regulatorio, determinar a quién le corresponde la capacidad que vaya aflorando. En este sentido, es un sistema de asignación de capacidad, no es un mero sistema de ordenación.

La diferencia cualitativa es obvia y la conclusión, a la vista de los datos aportados por E-DISTRIBUCIÓN, es que este gestor de la red no ha definido cuál es el ámbito -los nudos y líneas- que concurren para asignar una capacidad limitada, simplemente ha resuelto, por elevación, a nivel regional el orden de prelación, incluyendo así decenas o centenares de nudos. Por tanto, el orden de prelación ha perdido su naturaleza de instrumento de asignación en concurrencia -al no saber quién concurre con quién y en dónde- para ser un mero sistema de ordenación de estudio de las solicitudes en el que resulta imposible trazar la correcta aplicación del principio prior tempore, potior iure.

Aunque esta situación ya es de por sí ajena a la finalidad del artículo 7 del Real Decreto 1183/2020 -aunque el mismo no haya tenido a bien concretar en qué ámbito se aplicaba el orden de prelación, dando por sentado que era el del nudo- lo cierto es que el problema se agrava en distribución por la existencia de diferentes regímenes jurídicos entre solicitudes de más de 5MW y el resto y en relación con los nudos de transporte. Basta revisar el listado remitido por E-DISTRIBUCIÓN para encontrar situaciones jurídicas diferentes compartiendo un único listado.

En el presente conflicto, como se ha apuntado, resulta que influyen en el nudo Hinojera, otros nudos de distribución cuya afección mayoritaria corresponde a tres nudos diferentes de transporte, todos ellos con un régimen jurídico diverso, por lo que se podría denegar una solicitud de acceso y conexión de menos de 5MW en un nudo de distribución con afección mayoritaria donde hay capacidad porque en otro nudo de distribución con afección mayoritaria en un nudo reservado a concurso ha quedado suspendida la tramitación de una solicitud de más de 5MW. De modo que un solicitante de acceso y conexión para una instalación de 1MW en un nudo de distribución cuyo nudo en transporte no dispone de capacidad y que, al no requerir informe de aceptabilidad, tiene la correcta expectativa de que puede obtener el acceso, lo ve denegado por la existencia de una solicitud de más de 5MW en otro nudo de distribución cuya afección mayoritaria es en un nudo de transporte reservado a concurso. Tal denegación carece de sentido desde un punto de vista jurídico.

Ello es resultado de la concatenación de una regulación -RD y Circular- pensada básicamente para la red de transporte más unas Especificaciones de Detalle en distribución exclusivamente técnicas y descoordinadas jurídicamente con lo que sucede en transporte más la aplicación final por E-DISTRIBUCIÓN de un concepto de red en estudio que es sinónimo de su red regional entera sobre la que aplica el orden de prelación, considerando la evaluación de la aceptabilidad como un procedimiento ajeno al de acceso y conexión en distribución.

Por supuesto, es la falta de capacidad zonal y, en particular, la falta de capacidad zonal en situaciones de indisponibilidad simple el motivo que justifica, actualmente, la inmensa mayoría de las denegaciones de capacidad en la red de distribución. De modo que, decenas de solicitudes que no tienen limitaciones nodales se ven denegadas por este exclusivo motivo.

Por ello se hace preciso, para dotar al acceso en distribución de un mínimo de seguridad jurídica, que, mientras se modifican, en su caso, las indicadas especificaciones de detalle en distribución, esta Comisión realice un juicio de razonabilidad en el marco de los conflictos que permita desechar determinados resultados extremos que conducen a la denegación de una solicitud por una falta de capacidad que es consecuencia, exclusivamente, de la forma de evaluarla.

SEXTO- Sobre la distinción entre afección mayoritaria y la afección significativa a efectos de determinar los nudos en prelación.

Como se ha puesto de manifiesto en el fundamento jurídico anterior, aunque E-DISTRIBUCIÓN ha establecido el orden de prelación sobre su entera red de distribución en Andalucía y Badajoz, es lo cierto que, a petición de esta Comisión en la instrucción del presente conflicto, ha podido establecer una serie de nudos en su red con “suficiente” influencia en Hinojera en el sentido de que contribuyen tanto a la determinación de la capacidad del mismo como, en su caso, a la detracción de la misma cuando se otorgue capacidad en los citados nudos. Es decir, E-DISTRIBUCIÓN ha remitido un listado de nudos con influencia recíproca en los que la capacidad disponible depende entre sí, es decir, ha establecido, ex post facto, el marco concurrencial en el que aplicar el orden de prelación.

Sin embargo, tal listado que es técnicamente correcto no es válido por sí mismo para determinar el orden de prelación. Hay dos razones, la primera, ya apuntada y es que no lo ha utilizado la propia distribuidora, la segunda, más relevante y causada por lo anterior, es que en el listado de Hinojera hay nudos de la red de distribución que influyen en Hinojera y que, por tanto, las solicitudes de acceso a los mismos pueden ser prioritarias -por ejemplo, Rota o Remcauda- y, sin embargo, en dichos nudos el listado es diferente, de forma que la necesaria reciprocidad no existe, a pesar de que comparten limitación -la saturación de la línea Cartuja-Santo Domingo 66kV -lo que permitiría justificar el listado único.

Por tanto, el listado remitido e incluido en el presente expediente permite determinar los nudos con influencia y en concurrencia técnica, pero no permite establecer el orden de prelación entre las solicitudes a dichos nudos porque no se ha establecido la necesaria reciprocidad.

Por tanto, el orden de prelación no se puede aplicar en distribución nudo a nudo, pero tampoco puede escalar a la entera red regional, por lo que es preciso en sede interpretativa establecer un criterio alternativo y evaluar el agotamiento de la capacidad en virtud de ello.

Como tendremos ocasión de indicar, el criterio no puede ser único y debe matizarse en atención a las circunstancias de la o las instalaciones que solicitan acceso -este último aspecto ya tenido en cuenta por todos los gestores de las redes de distribución.

Dicho criterio alternativo no está definido ni en el RD ni en la Circular, pero los gestores de la red de distribución que no son E-DISTRIBUCIÓN, lo hacen a través del criterio de red subyacente con afección mayoritaria al elemento de la red que está saturado, es decir, "hacen radial" en la medida de lo posible la red mallada.

Un ejemplo permitirá entender la forma de actuar. Si un gestor de la red de distribución considera que hay saturación en un elemento de transformación en el punto frontera entre su red y la de transporte (no señalamos voltaje por diferir en unos lugares y otros) entiende que dicha saturación -y correspondiente

limitación de la capacidad de acceso- solo afecta a los nudos de la red subyacente cuya afección mayoritaria- es decir, a donde se dirige preferentemente la electricidad producida en caso de no ser absorbida en la propia red de distribución- es el transformador saturado. Esta consideración deriva de la propia topología de la red, es decir, da igual la potencia solicitada, aunque lógicamente la intensidad de la afección de una concreta instalación sí vendrá dada por la potencia de la misma, la distancia o la demanda existente.

Sin embargo, en el listado remitido por E-DISTRIBUCIÓN y corroborado en sus alegaciones, este gestor incluye la red subyacente con afección mayoritaria y con afección significativa. Resulta que. en el presente conflicto, los dos elementos saturados que justifican la denegación están en la red de distribución donde la afección de Hinojera es significativa, no mayoritaria.

En efecto, ni los transformadores de Puerto Real 220/66KV están en zona de afección mayoritaria del nudo Hinojera, ni la línea Cartuja-Santo Domingo 66kV. La cuestión es relevante, porque al contrario de lo que pudiera parecer del listado remitido por E-DISTRIBUCIÓN, la saturación del transformador Puerto Real 220/66kV no es consecuencia solo de las solicitudes indicadas en los nudos del listado, sino también de una importante red subyacente que, actualmente, llega hasta Tarifa.

Por tanto, junto al concepto de red subyacente con afección mayoritaria, E-DISTRIBUCIÓN añade para determinar la influencia entre nudos a la red subyacente con afección (en sentido de influencia) significativa, siendo ésta la causa de denegación en el caso concreto de las instalaciones de BOGARIS.

Es preciso, por ello, detenerse a entender la diferencia jurídica entre uno y otro concepto, si es que existe. Para empezar el RD 1183/2020 no menciona ninguna de los dos tipos. En el Anexo III de la Circular 1/2021 aparece el término afección (sin adjetivos) cuando se utiliza justamente para establecer la necesidad de un informe de aceptabilidad por parte del gestor de la red de transporte o de la red de distribución aguas arriba, aunque la adicional segunda al establecer los

límites para que se requiera dicho informe -más de 5MW en la red peninsular-, hable, de nuevo, de influencia y no de afección.

El informe de aceptabilidad se ha de solicitar por parte del gestor de la red-y así lo evalúa REE siempre- en el nudo de la red de transporte donde esa afección es mayoritaria, concepto que procede del apartado 5º del Anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y que aun no estando mencionado ni en el RD ni en la Circular, sigue siendo de aplicación, como se aprecia en cualquiera de los mapas de capacidad publicados por los gestores de la red de distribución, en los que junto a la capacidad de cada nudo se menciona el nudo de afección mayoritario a efectos, justamente, de aceptabilidad.

En las Especificaciones de Detalle de transporte (no de distribución) es donde se define el concepto de afección significativa, siendo su definición exclusivamente sobre la red de transporte:

“Afección significativa sobre la red de transporte de instalaciones de generación o de almacenamiento en servicio o con permiso de acceso en la red de distribución: ocupación de capacidad de acceso en la red de transporte de aplicación a instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW en el sistema peninsular y de 0,5 MW en los sistemas no peninsulares, así como las agrupaciones de instalaciones de generación de acuerdo a la definición del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, cuya potencia agrupada supere los umbrales indicados”.

En la normativa anteriormente vigente, dicho adjetivo significativa servía justamente- en el artículo 63 del RD 1955/2000- para determinar la necesidad de solicitar informe de aceptabilidad en los siguientes términos:

Los gestores de la red de distribución remitirán al operador del sistema y gestor de la red de transporte aquellas solicitudes de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red

de distribución a la red de transporte o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio. A este respecto, la afección se entenderá significativa cuando concorra alguna de las siguientes condiciones

Sin embargo, en las Especificaciones de Detalle en transporte, no sirve, -porque sería contrario a la Circular que ha establecido el límite de aceptabilidad en más de 5MW- para determinar cuándo se requiere dicho informe, sino para determinar el cómputo del margen de capacidad disponible en la red de transporte, en la que el operador del sistema ha de contemplar toda la generación en la red de distribución con afección significativa, que deberá ser comunicada a estos efectos por los respectivos gestores. Como es lógico dicha comunicación no implica la necesidad de informe de aceptabilidad y no podrá derivarse de ella un tratamiento más restrictivo para la evaluación de las solicitudes de instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución.

Este concepto se repite en la definición de capacidad de un nudo de la red de transporte que es la máxima potencia activa que puede inyectarse simultáneamente en dicho nudo y en los nudos de la red de distribución con afección significativa sobre el nudo de la red de transporte. En la práctica de la gestión de la red de transporte -afección significativa- es sinónimo de afección mayoritaria, lo que ya se apuntaba cuando el Anexo XV cambió mayoritaria por significativa a efectos de solicitar el informe de aceptabilidad. Ahora en la práctica, de la gestión de la red de transporte, afección significativa se utiliza, frente a afección mayoritaria, para justificar la necesidad de comunicación a REE de los permisos de acceso y conexión entre 1 y 5MW en los nudos de distribución -permisos que en el Anexo XV requerían informe de aceptabilidad- pero a efectos de cómputo de capacidad, afección mayoritaria y significativa es lo mismo, a saber, los accesos de menos de 5MW extraen capacidad solo del nudo de la red de transporte al que afectan mayoritariamente. En el caso del presente conflicto, por tanto, de otorgarse capacidad en Hinojera, se tendría en cuenta para calcular la capacidad de Puerto de Santa María 220kV, no para la de Puerto Real o Cartuja 220kV.

E-DISTRIBUCIÓN al establecer sus estudios de capacidad, como ya se ha indicado, incluye en un mismo listado de prelación a efectos de otorgar capacidad, nudos y líneas integrados en diferentes redes subyacentes del nudo de transporte, por supuesto, en los nudos con afección mayoritaria -lógico porque está obligado a informar a REE- pero también de aquellos nudos con “afección significativa”, en el sentido usado por E-DISTRIBUCIÓN de relevante, pero no mayoritaria sin amparo normativo alguno puesto que el concepto de afección significativa es propio de la red de transporte, solo tiene efectos informativos y no puede perjudicar ni restringir el acceso en distribución. Es por ello que E-DISTRIBUCIÓN contempla listados de nudos en los que el elemento limitante tiene afección mayoritaria distinta a la del nudo en que se está denegando la capacidad. Es el caso del presente conflicto.

Aclarado este punto, el problema que se deriva de denegar capacidad por esta forma de entender la topología de la red es que instalaciones de pequeña o mediana potencia -menos de 5MW- a conectar en media tensión pueden ser denegadas por saturaciones en elementos a los que afectan, obviamente, pero que dicha afección existiendo y siendo relevante, no es mayoritaria. En este punto las especificaciones de detalle en distribución lo permiten, pero ello conduce a listados combinados con solicitudes con diferentes regímenes jurídicos al no coordinarse distribución con transporte, solicitudes de 5MW o menos con solicitudes de más de 5MW en el mismo nudo.

Por tanto, con criterio general no debería denegarse la capacidad a una instalación con pretensión de conexión en media tensión y potencia inferior a 5MW por saturar elementos de la red de alta tensión en distribución en los que tiene afección no mayoritaria.

Corresponde ahora analizar la situación de los dos elementos, que se dicen, saturados. Por una parte, se indica que no hay capacidad por las saturaciones del transformador 220/66kV de Puerto Real. Pues bien, tal causa de denegación no se puede acoger. Por dos motivos, el primero porque tales instalaciones no generan un incremento significativo de los flujos de energía en la conexión de la

red de distribución a la red de transporte que es justamente el citado transformador como acredita que no requieran ni informe de aceptabilidad ni comunicación al operador del sistema y, en segundo lugar, porque la saturación de dicho elemento es causada en parte por instalaciones en nudos que no tienen influencia en Hinojera, a saber, toda la red subyacente a Puerto Real que se extiende hasta Tarifa, de las cuales solo tiene influencia, según reconoce la propia E-DISTRIBUCIÓN el nudo de Valenciana (Valencia 66kV). En este caso, se aprecia con claridad el problema de la denegación por limitaciones en transformadores frontera distribución/transporte que no tienen afección mayoritaria cuando, además, no existe una clara delimitación por el gestor de las redes subyacentes o, directamente, como en este caso, la influencia es muy limitada. Realmente no es posible conocer en qué orden se ha saturado el indicado elemento.

En consecuencia, con carácter general, no se puede aceptar una denegación por saturación zonal en N-1 cuya única justificación sea la saturación de un transformador en el punto frontera entre distribución y transporte cuando el nudo de transporte no es el de afección mayoritaria.

El segundo elemento limitante es de naturaleza diferente. Es cierto que la LAT Cartuja-Santo Domingo 66kV está en otra zona de afección, la de Cartuja, pero es cierto que Hinojera 15kV se ve afectada por su cercanía y conexión directa con los accesos otorgados en Santo Domingo 15 y 66kV, donde termina la línea.

Del mapa aportado por E-DISTRIBUCIÓN se pone de manifiesto que no existe línea directa entre Hinojera y Cartuja, pero sí con Santo Domingo y que, justamente, han sido una serie de solicitudes prioritarias en Santo Domingo 66kV las que han saturado la citada línea dada su potencia y cercanía a la misma y, como consecuencia de ello, han saturado la práctica totalidad de la red de distribución subyacente a Puerto de Santa María 220kV que se encuentra aguas abajo, puesto que Santo Domingo actúa como una especie de nudo superior a una red cuasi radial que incluye varios nudos de la zona de afección mayoritaria

de Puerto de Santa María, a los que afecta de manera diferente, lógicamente, según la distancia y la conexión.

Por tanto, aunque el elemento limitante está fuera de la zona de afección mayoritaria es obvio que, en este caso, la relación entre el nudo Hinojera y el de Santo Domingo es lo suficientemente relevante como para poder justificar en abstracto una denegación de capacidad.

De forma clara, E-DISTRIBUCIÓN podría establecer una zona que incluyera todos los nudos subyacentes a Puerto de Santa María más Santo Domingo. Es cierto que en dicho nudo influyen otros de la red de distribución, pero es identificable cómo se ha producido en este caso la saturación del elemento.

Por ello, ha de plantearse un último paso del juicio de razonabilidad, una vez que se ha indicado que es razonable que la saturación de la línea Cartuja-Santo Domingo pueda justificar una denegación en el nudo de Hinojera. En concreto, ha de evaluarse finalmente el efecto de las instalaciones promovidas, puesto que la propia idea de que se está ante una red mallada permite otorgar capacidad incluso en situaciones como la presente en que la topología de la red podría justificar la denegación.

SÉPTIMO- Sobre el efecto de las instalaciones objeto del presente conflicto en relación con la línea Cartuja-Santo Domingo 66kV.

El juicio de razonabilidad ha de tener en cuenta tres criterios:

- La potencia solicitada por la instalación o agrupación de instalaciones.
- El impacto en el nivel de saturación del elemento limitante.
- Las horas de riesgo en porcentaje anual.

En relación al primero de los aspectos, aunque las instalaciones son concretamente cuatro de 4,95 MW cada una, es evidente que al estar situadas tres de ellas en una misma parcela y la cuarta en una colindante el efecto en las redes es similar a si se tratara de una agrupación de instalaciones. De hecho, E-DISTRIBUCIÓN podría haber considerado las cuatro instalaciones como una

instalación única, en caso de cumplimiento de los requisitos del artículo 7 del RD 413/2014.

Así, en cuanto al impacto en el nivel de saturación del elemento limitante -LAT Cartuja-Santo Domingo 15kV cada una de ellas aporta entre un 0,6% y 0,7% que se eleva a un 2,8% teniendo en cuenta las cuatro instalaciones.

En cuanto al número de horas de riesgo éstas se sitúan en 153 horas, es decir, el 0,017% en cómputo anual.

Por otra parte, a día 1 de abril de 2022, aparece publicado una capacidad disponible de 6,3MW en el nudo Hinojera 15kV. A 1 de mayo de 2022 no hay capacidad disponible.

Por otra parte, la afirmación de E-DISTRIBUCIÓN en sus alegaciones -folio 749 y 750 del expediente- de que una solicitud previa en Hinojera 66kV por 49,9MW había agotado la capacidad tanto en Hinojera 66 como en 15 es contradictoria con lo dicho en el listado remitido -folio 757 del expediente- que indica que esta solicitud tenía la consideración de no viable en el momento de estudiar la primera de las solicitudes.

Como se puede comprobar la afectación de cada instalación individualmente considerada es mínima tanto en horas como en porcentaje -inferior al 1%- y la saturación viene condicionada -de conformidad con las alegaciones de E-DISTRIBUCIÓN por una solicitud de 49,9MW en la subestación de alta tensión en Hinojera 66kV que no debió tenerse en cuenta en el estudio de las instalaciones de Bogaris.

Denegar acceso a una instalación con pretensión de conexión en MT por saturación de un elemento -línea en alta tensión- fuera de su ámbito de afección mayoritaria por un número de horas de riesgo tan bajo, que no llega al 1% de cómputo anual, y con una incidencia también inferior al 1% no está justificada.

Ello podría conducir a la estimación del presente conflicto, pero, dicha estimación debe adaptarse a dos circunstancias.

La primera, ya citada, es que las instalaciones promovidas por distintas sociedades del grupo BOGARIS expresan una evidente voluntad de fragmentación. Como se ha comprobado a lo largo de estos meses, varias sociedades están promoviendo de forma voluntaria, grupos de solicitudes de acceso para instalaciones aparentemente individuales ligeramente por debajo de 5MW -que comparten punto de conexión y parcela. El único objeto de esta forma de proceder es evitar el correspondiente informe de aceptabilidad por parte de REE.

Teniendo en cuenta esta circunstancia, es obvio que, en el presente caso, la afección al elemento limitante por parte de las cuatro instalaciones no es de 0,7%, sino de 2,8%, cantidad suficiente para justificar una denegación de las cuatro instalaciones. Por ello, en la resolución del presente conflicto, se entiende que, si se considera una única instalación, deberían desestimarse los presentes conflictos acumulados, sin embargo, cabe la posibilidad de estimar el conflicto referido a la primera instalación, según orden de acceso, es decir, la instalación -IFV Guadalupe-, al no alcanzar el indicado 1% de afección en el elemento limitante.

En consecuencia, el conflicto ha de estimarse parcialmente, reconociendo el derecho de acceso de BOGARIS en relación con IFV Guadalupe por la capacidad solicitada, denegando el mismo para las restantes instalaciones incluidas en el presente conflicto, al entender que no es posible la integración de las cuatro instalaciones de BOGARIS que comparten punto de conexión en atención a la situación de saturación de la línea Cartuja-Santo Domingo 66kV.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC

RESUELVE

PRIMERO. – Estimar el conflicto de acceso a la red de distribución, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U., planteado por BOGARIS PV

34, S.L. en relación con la denegación de acceso para su instalación “Guadalupe”, de 4,95 MW.

SEGUNDO.- Reconocer el derecho de acceso a la instalación “Guadalupe”, de 4,95 MW, debiendo proceder a continuar con la tramitación de la solicitud de acceso y conexión por parte de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.

TERCERO.- Desestimar los conflictos de acceso planteados por BOGARIS PV37, S.L.U., BOGARIS PV50, S.L.U. y BOGARIS PV4, S.L.U. frente a E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U. en relación con sus instalaciones “Azahar”, “Lirio” y “Trébol”.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Energía y notifíquese a los interesados:

BOGARIS PV34, S.L.U.,

BOGARIS PV37, S.L.U.,

BOGARIS PV50, S.L.U.

BOGARIS PV4, S.L.U.

EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.

La presente resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.