

## **RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE ACCESO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN PLANTEADO POR GRUPO MOA DESARROLLOS Y SERVICIOS S.L. CON MOTIVO DE LA DENEGACIÓN POR PARTE DE E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U DE LA SOLICITUD DE ACCESO Y CONEXIÓN PARA SU INSTALACIÓN EL PLANTÍO 2 DE 0.96 MW A CONECTARSE EN LA SUBESTACIÓN DE SANTA MARINA 20KV.**

**(CFT/DE/136/22)**

### **CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Ángel Torres Torres

#### **Consejeros**

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez

#### **Secretaria**

D<sup>a</sup>. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 15 de septiembre de 2022

Visto el expediente relativo a los conflictos presentado por GRUPO MOA DESARROLLOS Y SERVICIOS, S.L. 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**

El 14 de marzo de 2022 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) escrito de la representación legal de  
PÚBLICA

GRUPO MOA DESARROLLOS Y SERVICIOS, S.L, (en adelante, MOA) por el que planteaba conflicto de acceso a la red de distribución propiedad de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.A.U. (en adelante E-DISTRIBUCIÓN), con motivo de la denegación de la solicitud de acceso y conexión para su instalación fotovoltaica denominada EL PLANTÍO 2 de 0,96 MW con pretensión de conexión en línea de media tensión de la subestación de Santa Marina 20kV.

Los hechos más relevantes son los siguientes:

-El 18 de enero de 2022 solicita acceso y conexión en línea de media tensión subyacente a la SET Santa Marina 20kV.

-Con anterioridad había ya solicitado acceso en el mismo punto y le había sido denegado con fecha 3 de diciembre de 2021.

-En fecha 14 de febrero de 2022 se recibe la denegación por parte de E-DISTRIBUCIÓN.

-En todo momento, la capacidad publicada en Santa Marina 20kV no ha variado, siendo concretamente 83,8MW.

Con estos datos, GRUPO MOA considera que E-DISTRIBUCIÓN ha incumplido su obligación como gestor de red, publicando capacidad que ni es efectiva ni viable.

Pasando al análisis de los motivos de denegación, GRUPO MOA indica que todos son en situaciones de indisponibilidad simple en diferentes elementos de la red, concretamente los transformadores 220/66 de la SET Alvarado y de la SET Vaguadas. Por ello, señala que no se han evaluado las posibilidades de teledisparo u otras formas de soslayar la saturación, sin molestarle siquiera en estudiar los posibles refuerzos en la red.

Finalmente, tampoco ha otorgado ninguna alternativa viable, a pesar de que en los nudos cercanos se publica la existencia de capacidad.

Por todo ello, GRUPO MOA finaliza su escrito solicitando que se anule la comunicación, se retrotraiga y se le otorgue derecho de acceso o, en su caso, se le indemnice de los gastos causados.

## **SEGUNDO. Comunicación de inicio del procedimiento**

Mediante escritos de 9 de mayo de 2022, la Directora de Energía de la CNMC comunicó a los interesados el inicio del procedimiento administrativo, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.4 de la Ley 39/2015, confiriéndoles a E-DISTRIBUCIÓN un plazo de diez días para formular alegaciones y/o aportar los documentos que estimasen convenientes, así como

PÚBLICA

aportar una serie de documentos para poder evaluar si la denegación de capacidad ha sido correcta o no.

### **TERCERO. Alegaciones de E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.A.U.**

Con fecha 25 de mayo de 2022 tiene entrada en el Registro de la CNMC escrito de E-DISTRIBUCION realizando alegaciones en el expediente, que se resumen a continuación:

En relación con los argumentos de GRUPO MOA, indica que la publicación de capacidades tiene mero valor informativo, siendo el estudio individual el relevante, y en el que deberá tener en cuenta las instalaciones conectadas y con permiso de acceso y conexión informadas favorablemente con anterioridad a la solicitud en estudio, esto es, se deben tener en cuenta solicitudes admitidas a trámite con mejor prelación.

EDISTRIBUCIÓN no puede alterar ni incumplir los plazos determinados por el Real Decreto 1183/2020 para elaborar y remitir la propuesta previa.

En cuanto a la denegación concreta de capacidad indica, en primer lugar, cuáles son los nudos con influencia en Santa Marina 20kV y destaca el hecho de que hubo solicitudes con mejor derecho, por ser previas a la del GRUPO MOA tanto en Santa Marina como en el resto de los nudos de influencia. Aporta por ello el listado conjunto, indicando que existían 221,7MW con mejor prelación, de los cuales concretamente 105,7 MW tenían solicitud de acceso previa en la propia Santa Marina 20kV.

Por otra parte, las memorias justificativas que constan en el expediente cumplen con los requisitos exigidos por la Circular 1/2021, puesto que se indica que en situación N-1 (ante la indisponibilidad de uno o varios elementos de la red) se saturan los transformadores de 220/66 de Alvarado y Vaguadas, produciendo una sobrecarga de 0,2% y 0,3% respectivamente, estando ya los transformadores de Alvarado al 137,8% de saturación, con 2.028 horas de riesgo.

Por todo ello, concluye solicitando la desestimación del presente conflicto.

### **CUARTO. Trámite de audiencia a los interesados**

Mediante escritos de fecha de 26 de mayo de 2022, se otorgó a los interesados el correspondiente trámite de audiencia 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.

PÚBLICA

En fecha 10 de junio de 2022 tuvo entrada escrito de GRUPO MOA en el que manifiesta lo siguiente:

Reitera sus alegaciones en relación con la falta de transparencia y opacidad en la publicación de las capacidades disponibles en la web.

Indica que la explicación de las capacidades otorgadas a dos solicitudes posteriores solo pone de manifiesto la falta de claridad y además a partir de abril de 2022 y sin aparente explicación, la capacidad figura ya como cero. Finalmente alega que tampoco está justificada técnicamente la denegación.

En fecha 14 de junio de 2022 se recibió escrito de E-DISTRIBUCIÓN en el que además de ratificarse en su anterior escrito de alegaciones, manifiesta que la liberación de capacidad se ha debido a una serie de solicitudes de otra sociedad que recibieron informe de aceptabilidad negativo, en concreto 49,95MW de los que se tuvo noticia a finales de marzo y principios de abril, con posterioridad a la solicitud que origina el conflicto.

En todo caso dicho afloramiento de capacidad solo permite la incorporación de nueva generación en los nudos de Vaguadas, Nevero y Santa Marina por limitaciones de la red como se indica en la publicación de 1 de mayo de 2022.

## **QUINTO. 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.

Al respecto no ha habido debate alguno entre las partes del presente conflicto.

### **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

PÚBLICA

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 y los hechos relevantes para su resolución.**

Como indica el propio GRUPO MOA, éste solicitó acceso y conexión dos veces para su instalación El Plantío 2 de 0.96MW a conectar en la red subyacente de MT de Santa Marina 20kV.

Es, respecto de la segunda denegación -14 de febrero de 2022- sobre la que se plantea el presente conflicto de acceso. Centrado así el objeto del conflicto, es preciso determinar si la denegación es o no conforme a la normativa de acceso y conexión vigente.

La misma está basada en un limitado informe técnico que indica la saturación del transformador de 220/66 KV de Alvarado que alcanzaría una saturación de 111,4% y con riesgo en 498 horas. (folio 92 del expediente).

Sin embargo, en alegaciones E-DISTRIBUCIÓN ha precisado y ampliado las causas de denegación donde se aprecian (folio 125 del expediente) hasta dos causas para la denegación.

En situación de N, es decir de plena disponibilidad, habría saturación en dos transformadores de Alvarado 220kV que aumentaría en un 0,1% con la instalación prevista. Los mismos elementos están saturados en caso de N-1 indisponibilidad simple y, finalmente, en este segundo caso también estarían

PÚBLICA

saturados los transformadores de Vaguadas 220 KV (220/66) siendo el impacto en este caso de un 0,3% en la saturación. No se indica el número de horas en riesgo, salvo para el caso de Alvarado 220/66 que, en el caso de indisponibilidad simple del otro transformador está ya en una situación de saturación previa de 137,6% con 2.028 horas de riesgo.

Antes de analizar con detenimiento esta causa de la denegación y si existe o no falta de capacidad, hemos de indicar que no se pueden compartir las alegaciones realizadas por GRUPO MOA, en relación con la discrepancia entre lo publicado y el resultado negativo del estudio individualizado cuestiones que ya 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. Es más que E-DISTRIBUCIÓN publicara capacidad cero en Santa Marina 20kV después del día 1 de abril es consecuencia directa de la citada Resolución que fue publicada tres meses antes de que GRUPO MOA realizara sus alegaciones en trámite de audiencia.

Tampoco puede compartirse la alegación de que se han de ofrecer refuerzos “a cualquier precio” al solicitante de acceso. Como bien señala la Resolución de Sala de 26 de mayo de 2022 (publicada en la web el 10 de junio de 2022) en el expediente CFT/DE/245/21

*“Los gestores de red no pueden proponer cualquier alternativa imaginable y a cualquier precio para reforzar la red hasta el punto de que haya capacidad para cualquier solicitud de acceso y conexión. Tal forma de actuar sería objetivamente temeraria y genera problemas cuando se otorgan accesos condicionados a refuerzos cuyo coste tanto para el solicitante como, en su momento, para los consumidores -en tanto que los mismos pasan a la distribuidora y son objeto de retribución- son inasumibles.”*

Tampoco ha vulnerado la normativa vigente E-DISTRIBUCIÓN cuando no ha ofrecido una alternativa de conexión. A la vista de los listados de solicitudes remitidos es evidente que al tiempo del estudio de la solicitud de GRUPO MOA los restantes nudos cercanos en la red subyacente de Vaguadas 220kV estaban en situación similar por lo que cualquier alternativa hubiera adolecido de las mismas razones para la denegación.

Por tanto, han de rechazarse todas las alegaciones efectuadas por GRUPO MOA tanto en su escrito de alegaciones como en el del trámite de audiencia, pero ello no significa la desestimación del presente conflicto.

A la vista de la escasa potencia de la instalación promovida, el elemento saturado y la causa de la denegación es preciso someter la misma a un necesario juicio de razonabilidad que ha de partir del análisis de las causas de denegación por falta de capacidad.

PÚBLICA

#### **CUARTO- Análisis de la denegación por falta de capacidad de la solicitud para la instalación fotovoltaica promovida por GRUPO MOA.**

Como resulta de los antecedentes, GRUPO MOA solicitó acceso y conexión para una instalación fotovoltaica de 0,96MW a conectar en la línea de MT subyacente a la SET Santa Marina 20kV, situada en Badajoz

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 se pone de manifiesto que se tuvieron en cuenta los siguientes nudos de la red de distribución de media y alta tensión:

Badajoz 20 y 66, Cerrogor 20 y 66, Nevero 20 y 66, Santa Marina 20 y 66, Vaguadas 20 y 66, Vegasbaj 20 y 66 todos ellos pertenecientes a la red subyacente de Vaguadas 220, por otra parte Alvarado 20 y 66, Torre Miguel 20 y 66 kV, subyacentes a Alvarado. Otros nudos cercanos no disponían de capacidad como Olivenza, Alconche y Barcarot, éstos dos últimos pertenecientes además a la red subyacente de Balboa 220, por lo que no tienen repercusión en el presente conflicto.

En quince de los dieciséis nudos indicados se publicó desde el 1 de julio de 2021 que existía capacidad disponible de acceso por lo que se recibieron diferentes solicitudes. En total aparecía una capacidad máxima en la zona de influencia de 689,4 MW, como suma total y si se hace solo por nudos, es decir sin sumar la capacidad en 20 y 66, 431,1 MW. En el caso de Santa Marina 20kV, la capacidad disponible publicada era de 83,8MW.

A la vista de los nudos indicados se puede apreciar que los mismos tienen como nudos de afección mayoritaria fundamentalmente a Vaguadas 220kV y a Alvarado 220kV. Estos son los dos nudos principales de alimentación de la red de transporte en Badajoz capital a la red de distribución. Vaguadas se encuentra al oeste de la ciudad y Alvarado al este. A la vista del mapa remitido (folio 135 del expediente), Santa Marina está muy cerca de Vaguadas, partiendo desde la SET una línea que atravesando Badajoz y pasando por las subestaciones de Cerrogor y Vegasbaj llega, mediante una derivación a Alvarado. A pesar de la cercanía de estas dos subestaciones a Alvarado, tanto Cerrogo como Vegasbaj tienen afección mayoritaria en Alvarado. Es decir, Santa Marina se encuentra alejada de Alvarado y con la ciudad de Badajoz entre medias.

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 en distribución las siguientes solicitudes:

PÚBLICA

-30MW para una instalación en Vaguadas. La misma al tiempo del estudio de la solicitud de GRUPO MOA había sido declarada no viable por REE en tanto que la SET de Vaguadas 220kV no tenía capacidad.

-42MW en Alvarado 66kV en idéntica situación que la anterior.

-Viable parcialmente por 19,3MW en Vaguadas 66kV en idéntica situación que la anterior.

-Viable parcialmente por 28MW en Alvarado 66kV en idéntica situación que las anteriores.

Todas estas instalaciones solicitaron acceso a principios de julio y con las mismas se agotó la capacidad zonal. Concretamente con 119,3MW concedidos en relación con 431 MW aparentemente disponibles.

Posteriormente siete solicitudes con fecha de prelación -16 y 23 de julio y de 1 MW o 0,5 MW, obtuvieron acceso, por su pequeño tamaño, en la red subyacente de Badajoz 20kV.

A partir de este momento se denegaron todas las solicitudes -incluida la inicial del GRUPO MOA- hasta una serie de solicitudes con fecha de prelación entre 5 y 17 de noviembre que obtuvieron acceso, concretamente trece solicitudes, todas ellas de 5 MW, salvo la última que solo fue parcialmente. Es decir, se otorgaron 61,2MW- Ninguna de estas instalaciones tenía pretensión de conexión en Santa Marina. Estas solicitudes se beneficiaron de un primer afloramiento de capacidad.

Posteriormente dos instalaciones con fecha de prelación -25 de noviembre- también obtuvieron acceso por 8 MW, 5 de los cuales lo fueron en Santa Marina 20kV.

Con fecha de prelación 26 de noviembre se declararon viables cuatro instalaciones de una misma sociedad, tres de ellas de 23,1 MW y una cuarta de 6,6 MW, Estas solicitudes estaban pendientes del informe de aceptabilidad por parte de REE -que sería obviamente negativo-, pero que no llegó hasta finales de marzo.

En total se habían otorgado inicialmente 119,3MW hasta saturación. Una vez aflorada esta capacidad se otorgaron 145,1 MW, de los que solo 5MW en Santa Marina.

El resto de las solicitudes se denegaron y, es importante señalarlo, tenían informe negativo cuando se estudió la solicitud del GRUPO MOA. Es incorrecto indicar como alega E-DISTRIBUCIÓN que había 105,7 MW con mejor derecho que la solicitud del GRUPO MOA porque todas ellas, salvo una instalación de 5MW habían visto denegadas sus solicitudes o, al menos, se había formulado un estudio individualizado negativo.

PÚBLICA



Con posterioridad, volvieron a aflorar 75,9 MW -las solicitudes pendientes de informe de aceptabilidad por REE cuando se estudió la del GRUPO MOA- y se otorgaron a nueve solicitudes -45MW que solicitaron acceso durante el mes de abril de 2022. En este caso, según se indica en las alegaciones:

*“Cabe destacar que, en el momento en el que aflora la capacidad, ésta no lo hace en todos los nudos de la red de la zona puesto que existen limitaciones locales adicionales (concretamente en las líneas 66 kV Badajoz-Vaguadas y Santa Marina-Badajoz) que motivan que sólo aparezca capacidad para la incorporación de nueva generación en los nudos de Vaguadas, Nevero y Santa Marina, tal y como se refleja en la publicación del 1-mayo (escenario del 19/04/2022)”. (folio 283 del expediente).*

En resumen, revisado el orden de prelación es claro que solicitudes previas en diferentes nudos de la red de distribución con más o menos afección, según la estructura de la red, a Santa Marina 20kV son los que saturan los elementos, tanto los transformadores de Alvarado 220/656 como de Vaguadas 220/66, justificando la denegación.

Por otra parte, como se ha indicado concurren dos causas de denegación, tanto en situación de plena disponibilidad como de indisponibilidad simple.

En el primer caso, se produce solo en un elemento -Alvarado 220kV- cuya red subyacente con afección mayoritaria no incluye a Santa Marina, mientras que en el caso de indisponibilidad simple concurren elementos limitantes tanto en los que Santa Marina tiene afección mayoritaria como en aquellos en los que no tiene.

#### **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.

PÚBLICA

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 desde 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, según E-DISTRIBUCION puede fijarse por conjuntos de nudos o zonas y eso sí supone un grave problema de aplicación práctica.

Ahora bien, 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 del concepto de nudos con influencia y la expresión -como mínimo- provoca la indeterminación

PÚBLICA

de cómo se aplica el orden de prelación en determinadas zonas de distribución, a pesar de 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, como se aprecia en el presente caso. 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.

El presente conflicto expone un claro ejemplo de lo apuntado. A pesar de que, según el listado remitido por E-DISTRIBUCIÓN, se han ido considerando viables distintas instalaciones en la red de distribución que posteriormente fueron denegados por REE al estar saturados los nudos de afección mayoritaria - Alvarado y Vaguadas 220kV- dicha capacidad al aflorar no sólo no tiene la misma cantidad, cuestión con cierta razonabilidad en función de los puntos de conexión de las distintas solicitudes, sino que, a veces, solo puede ser asignada en algunos de los nudos y no en todos los que configuran- según E-DISTRIBUCIÓN- un único listado. Como reconoce la distribuidora sólo aparece capacidad para la incorporación de nueva generación en los nudos de Vaguadas, Nevero y Santa Marina, pero no se ha cuestionado anteriormente esta situación para denegar capacidad en estos y otros nudos.

Como se puede comprobar fácilmente 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 -parcial- en el que resulta imposible trazar la correcta aplicación del principio *prior tempore, potior iure*.

Además, no es cierto que hubiera 105,7 MW con mejor derecho en la propia Santa Marina 20kV. Solo hay con mejor derecho aquellas solicitudes viables en distribución y las que estaban pendientes del informe de aceptabilidad, es decir, 5MW en Santa Marina, pues el resto, aun siendo prioritarias, disponían de un estudio individualizado negativo previo a la evaluación de la solicitud de GRUPO MOA.

PÚBLICA

Finalmente, en el estudio individualizado de la solicitud de GRUPO MOA se incluyen nudos de distribución cuya afección mayoritaria corresponde a dos nudos diferentes de transporte, que pueden tener un régimen jurídico diverso, aunque aquí no es el caso, a lo que se añade que uno de los elementos limitantes está en otra zona de afección mayoritaria, en concreto los transformadores 220/66 de la subestación de Alvarado.

En consecuencia, es la falta de capacidad zonal la causa de denegación de capacidad en el presente conflicto. Como se ha puesto de manifiesto, esta zonalidad no está definida y al objeto de dotar al acceso en distribución de un mínimo de seguridad jurídica, mientras se modifican, en su caso, las indicadas Especificaciones de detalle en distribución, esta Comisión debe realizar 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.

Este juicio de razonabilidad se compone, en este caso, de dos partes. En primer lugar, hay que analizar si la inclusión de nudos o elementos limitantes ajenos al ámbito de afección mayoritaria es razonable para lo que ha de evaluarse la distinción entre afección mayoritaria y significativa. En segundo lugar, y para el caso de que no fuera razonable tal incorporación, debe evaluarse la falta de capacidad por la saturación de un elemento -los transformadores de Vaguadas- en los que sí existe una afección mayoritaria.

**SEXTO- Sobre la distinción entre afección mayoritaria y la afección significativa a efectos de determinar los nudos en prelación y las consecuencias para el presente conflicto.**

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, ha podido establecer una serie de nudos en su red con “suficiente” influencia en Santa Marina 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.

Del mismo se deriva, como se ha indicado, reiteradamente que uno de los elementos limitantes es un transformador fuera de la zona de afección mayoritaria, concretamente el de Alvarado, aunque sí se encuentra en la zona de afección significativa en el sentido definido por E-DISTRIBUCIÓN. Por tanto, E-DISTRIBUCIÓN evalúa nudos que comparten afección mayoritaria y que constituyen la red subyacente de un nudo de transporte y también incluye nudos donde no se comparte afección mayoritaria, pero se da afección “significativa”. Con ello, está llevando a sus últimas consecuencias la libertad que otorgan las Especificaciones de Detalle para incluir nudos y líneas a la hora de evaluar la capacidad. Puesto que señala que, como mínimo, se tendrán en cuenta los

PÚBLICA

nudos con influencia, dejando abierta, como se comprueba en este caso a la consideración de otros elementos de la red aunque ni siquiera tengan influencia.

Como se ha apuntado anteriormente, esta flexibilidad de las Especificaciones de Detalle no es sinónimo de libertad de determinación de los nudos a incluir en los estudios de capacidad porque ello pone en peligro el orden de prelación como criterio de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión.

Antes de continuar es preciso realizar un análisis de la distinción, si la hubiera, entre afección mayoritaria y significativa.

Para empezar el Real Decreto 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 -como en las Especificaciones de Detalle en distribución- y no de afección.

El informe de aceptabilidad se ha de solicitar por parte del gestor de la red-y así lo evalúa REE- en el nudo de la red de transporte donde esa afección o influencia 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 Real Decreto 1183/2020 ni en la Circular 1/2021, 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 en relación a 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”.*

PÚBLICA

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 cada nudo de 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. 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 permisos de menos de 5MW detraen capacidad solo del nudo de la red de transporte al que afectan significativamente que es el mismo en el que las instalaciones de más de 5MW requieren informes de aceptabilidad. En el caso del presente conflicto, por tanto, de otorgarse capacidad en Santa Marina, se tendría en cuenta para calcular la capacidad de Vaguadas 220kV, no para la de Alvarado 220kV.

E-DISTRIBUCIÓN al realizar 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

PÚBLICA

informar a REE, en el caso de superar los 5MW- pero también de aquellos nudos con “afección significativa”, en el sentido usado por E-DISTRIBUCIÓN de relevante, pero no mayoritaria, lo que hace 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, en parte, 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 únicos que combinan solicitudes con diferentes regímenes jurídicos, lo que supone la necesidad de delimitar la libertad de configuración y determinación por parte del gestor de la red de distribución de los nudos con influencia o sin ella, pero que se toman en consideración para realizar el estudio de capacidad.

De lo anterior, podría deducirse como criterio general que 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. Sin embargo, tal conclusión genérica debe matizarse en cada caso para ver si se acredita la pertinencia de los criterios denegatorios utilizados por E-DISTRIBUCIÓN.

Corresponde por ello, analizar ahora la situación de los elementos que se entienden saturados, distinguiendo entre la saturación de los transformadores de la SET de Alvarado -afección no mayoritaria- de los de la SET de Vaguadas, afección mayoritaria. Además, hay que evaluar si la saturación se produce en condiciones de indisponibilidad simple o en condiciones de plena disponibilidad, dado que en la presente denegación concurren ambas situaciones.

Analizado el mapa de la red en la zona de Badajoz se aprecia que el nudo Santa Marina es el nudo más cercano a Vaguadas de la red subyacente de esta subestación. Por otra parte, la conexión con Alvarado se produce a través de una línea de alta tensión -66kV- que partiendo de Santa Marina llega a Badajoz, atravesando la indicada ciudad, y tras pasar por las subestaciones de Cerrogor y Vegasbaj llega mediante una derivación a Alvarado. La influencia de Santa Marina en Alvarado es baja, puesto que incluso, la subestación de Vegasbaj que es la más cercana a Alvarado tiene como nudo de afección mayoritaria a Vaguadas que está más lejos. Ello es consecuencia de que Alvarado está en una derivación de la línea en dirección al sur de la provincia de Badajoz.

PÚBLICA

Pues bien, en estos transformadores de Alvarado, indica E-DISTRIBUCIÓN, que en caso de indisponibilidad simple ya existe una saturación del 137,6% y del 122,2%, es decir, que ya están con sobrecapacidad y que el incremento provocado en esta situación por la instalación promovida por el GRUPO MOA es del 0.2%.

Es evidente que esta causa de denegación no está justificada. La instalación promovida no genera un incremento significativo de los flujos de energía en la conexión de la red de distribución a la red de transporte -un 0,2%- en un ámbito que ya está saturado y donde se está permitiendo una situación de sobrecapacidad. Además, como ya se ha indicado se produce en un ámbito donde la afección ni siquiera es mayoritaria y en la que el flujo que puede alcanzar Alvarado está muy limitado por tres motivos, el primero la cercanía de Santa Marina a la instalación de Vaguadas, segundo que Santa Marina tiene hasta tres líneas de evacuación en 66kV y en tercer lugar, que la línea de 66kV que llega hasta Alvarado tiene que atravesar Badajoz con su correspondiente demanda y hasta tres subestaciones intermedias y, por último, una derivación ya que la línea 66kV se divide justo antes de Alvarado.

Estas circunstancias se repiten en condiciones de plena disponibilidad donde el impacto de la instalación es todavía menor, apenas un 0,1%. En consecuencia, ambas causas de denegación no están justificadas y deben rechazarse.

Queda así limitado el debate a si la denegación está justificada en el último caso, es decir, la saturación de los transformadores de Vaguadas 220kV en situación de indisponibilidad simple (N-1), respecto de los que Santa Marina tiene una afección mayoritaria y muy relevante dada su cercanía. Corresponde así realizar un juicio de razonabilidad jurídico y técnico, desde el bien entendido de que ha de buscarse un equilibrio entre derecho de acceso para generación de renovables y el riesgo a la fiabilidad de la red.

### **SÉPTIMO- Sobre la razonabilidad de la denegación de una conexión en media tensión por saturación en situación de indisponibilidad simple de un elemento de alta tensión con afección mayoritaria.**

Limitado así el juicio de razonabilidad a la causa de denegación relacionada con la saturación de los transformadores de Vaguadas 220/66, deben tenerse en cuenta en el presente caso los siguientes criterios que han de aplicarse a cualquier solicitud de conexión en media tensión cuya denegación se produzca por una limitación en el escenario N-1 por saturación de un elemento de alta tensión, bien sea línea o transformador.

- potencia solicitada por la instalación o la agrupación de instalaciones.
- incidencia en porcentaje de la instalación en el elemento de la red mallada en el que se aprecia la limitación de capacidad, teniendo en cuenta si la afección a la misma es mayoritaria o no.

PÚBLICA



- horas de riesgo en porcentaje anual según los flujos de carga.
- distancia entre el punto de conexión y el elemento que limita la capacidad.

Pues bien, teniendo en cuenta los criterios generales anteriores, la denegación de EDISTRIBUCIÓN por la saturación de los transformadores Vaguadas 220/66 en relación con la instalación de GRUPO MOA tampoco supera el juicio de razonabilidad.

Aunque en el presente caso, la distancia al elemento limitante es muy pequeña el resto de criterios ponen de manifiesto que la denegación no supera el citado juicio de razonabilidad, puesto que la potencia de la instalación es escasa, sin llegar a 1MW (0.96 MW), es decir, está por debajo del umbral de notificación a REE por afección significativa lo que conlleva que cualquier generación que alcance la red de transporte es tan pequeña que no hace falta tenerla en cuenta para calcular la capacidad, el aumento de saturación que provocan las instalaciones es de apenas un 0,3%, y, aunque el número de horas no costa en la denegación, no superará las 200 horas en cómputo anual. En suma, la afección real de la instalación promovida por GRUPO MOA en el elemento limitante es tan pequeña que no puede justificar una denegación de acceso por falta de capacidad que debe producirse solo cuando exista una evidente falta de capacidad. Teniendo en cuenta estas circunstancias, la denegación no está justificada por lo que procede la estimación del conflicto de acceso y el reconocimiento del derecho de acceso.

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 planteado por GRUPO MOA DESARROLLOS Y SERVICIOS, S.L frente a E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.A.U., con motivo de la denegación de la solicitud de acceso y conexión para su instalación fotovoltaica denominada El Plantío 2 de 0,96 MW con pretensión de conexión en línea de media tensión subyacente a la subestación de Santa Marina 20kV.

**SEGUNDO-** Reconocer el derecho de acceso a la red de distribución planteado por GRUPO MOA DESARROLLOS Y SERVICIOS, S.L frente a E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.A.U., con motivo de la denegación de la solicitud de acceso y conexión para su instalación fotovoltaica denominada El Plantío 2 de 0,96 MW con pretensión de conexión en línea de media tensión subyacente a la subestación de Santa Marina 20kV, ordenando que se proceda a notificar por parte de E-DISTRIBUCIÓN la correspondiente propuesta previa en el plazo de diez días desde la recepción de esta Resolución.

PÚBLICA

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

GRUPO MOA DESARROLLO Y SERVICIOS, S.L.

EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U.

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.

PÚBLICA