

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
RESOLUCIÓN 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 LA
DEMANDA A LAS REDES DE
TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD**

[\(RDC/DE/008/25\)](#)

Fecha: 25 de noviembre de 2025

www.cnmc.es

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN 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 LA DEMANDA A LAS REDES DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

CONTENIDO

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	5
4. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.....	5
RESUELVES.....	6
ANEXO I.....	8
4.1. Objeto	9
4.2. Ámbito de aplicación	10
4.3. Definiciones.....	10
4.4. Capacidad de acceso.....	10
4.4.1. Consideraciones generales	10
4.4.2. Determinación del punto de conexión.....	11
4.4.3. Escenarios de estudio.....	12
4.4.4. Criterios técnicos aplicables en el cálculo de la capacidad de acceso	14
4.4.5. Criterios técnicos adicionales para consumos perturbadores de la calidad de onda.....	18
4.4.6. Determinación de la capacidad de acceso disponible.....	19
4.4.7. Solicitud de acceso y conexión de apoyo a distribución a la red de transporte	21
4.5. Criterios para determinar la influencia en la red de transporte de instalaciones de demanda conectadas en la red de distribución.....	21
4.6. Coordinación entre gestores de la red	22
4.7. ANEXO 2	22
5. TRÁMITE DE AUDIENCIA	22
5.1. Alegaciones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	22
5.1.1. Sobre la posición en la que solicitar los permisos	22
5.1.2. Sobre la consideración de agrupación.....	23
5.2. Alegaciones de las Comunidades Autónomas	24

5.2.1.	Sobre los límites de potencia por posición	24
5.2.2.	Sobre la definición de Consumos con interfaz de electrónica de potencia	24
5.2.3.	Sobre los criterios de reparto de la capacidad nodal/zonal por potencia de cortocircuito entre demanda y generación/almacenamiento.	25
5.2.4.	Definición de nudo mallado.....	26
5.2.5.	Horizonte del escenario de estudio.....	26
5.2.6.	Sobre las infraestructuras de red a considerar	26
5.2.7.	Sobre la aplicación de perfiles de funcionamiento para analizar las solicitudes	27
5.3.	Alegaciones del resto de sujetos.....	27
5.3.1.	Sobre el Valor de Referencia.....	27
5.3.2.	Sobre el escenario de estudio	28
5.3.3.	Sobre la capacidad de acceso por comportamiento estático	30
5.3.4.	Sobre la capacidad de acceso por criterio estático para las instalaciones de almacenamiento.....	33
5.3.5.	Sobre la capacidad de acceso por potencia de cortocircuito	33
5.3.6.	Sobre el cálculo de los márgenes de capacidad	34
5.3.7.	Sobre el grupo de trabajo sobre la tecnología Grid-forming.....	35
5.3.8.	Sobre los requisitos de los códigos de red de conexión.....	35
5.3.9.	Sobre la aplicabilidad del informe de aceptabilidad a las solicitudes de acceso a la red de gestores aguas abajo	36
5.3.10.	Sobre los umbrales de capacidad mínimos para solicitudes de autoconsumo	37
5.3.11.	Sobre los Centros de Proceso de Datos.....	37
5.3.12.	Sobre las instalaciones con derechos de extensión no vigentes y el cálculo del margen de capacidad de acceso a la red.....	37
5.3.13.	Sobre el Margen de capacidad de acceso para criterio dinámico	38
5.3.14.	Sobre las solicitudes de acceso de los distribuidores a la red de transporte	39
5.3.15.	Sobre la modificación de las especificaciones de detalle de generación	40
5.3.16.	Sobre la entrada en vigor.....	40
5.3.17.	Otras cuestiones	40
6.	OTRAS CONSIDERACIONES	41

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN 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 LA DEMANDA A LAS REDES DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria es detallar y explicar la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de demanda a las redes de transporte que resulta del desarrollo de lo previsto en el artículo 18 y el anexo III de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la CNMC, 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 demanda de energía eléctrica.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

El artículo 7.1.f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC establece que es función de la CNMC establecer mediante circular, previo trámite de audiencia, con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas y electricidad.

Asimismo el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su apartado 11 que la CNMC *“aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.”*

El 11 de octubre de 2024 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, 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 demanda de energía eléctrica. El artículo 18 y el anexo III de la mencionada Circular contemplan que mediante especificaciones de detalle se concreten los criterios para la evaluación de la capacidad de acceso para instalaciones de demanda con conexión a la red cuyo planteamiento general se regula en su anexo III.

El 18 de junio de 2025 fue publicada en el BOE la Resolución de 8 de junio de 2025, 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 firme de la demanda a las redes de distribución de electricidad, en desarrollo de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre.

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La citada Circular 1/2024 prevé en su artículo 18 el procedimiento para la aprobación mediante resolución de las especificaciones de detalle, previo trámite de audiencia y remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

A estos efectos, la CNMC ha coordinado a lo largo del año 2024 y 2025, un grupo de trabajo para la definición de los criterios para el cálculo de la capacidad de acceso de la demanda a las redes que van a ser aprobadas mediante estas especificaciones de detalle. En el grupo de trabajo han participado tanto los gestores de las redes de Distribución como de Transporte y el MITERD.

Después de los correspondientes periodos de consulta de las propuestas iniciales a los interesados y tras el análisis y consideración de los puntos de vista de los distintos sujetos, con fecha 16 de junio de 2025 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de “Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de demanda a las redes de transporte” remitida por REE y acompañada de las memorias justificativas que razonan la inclusión o no de las observaciones resultantes de las consultas conducidas.

Una vez analizada la propuesta remitida, conforme a lo establecido en el artículo 18.f) de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, la CNMC introdujo una serie de modificaciones que consideraba necesarias y que se justificaron a través de la Memoria Justificativa que acompañaba la propuesta y se sometieron ambos documentos al trámite de audiencia tanto de los interesados como del Consejo Consultivo de Electricidad desde el 1 de agosto al 15 de septiembre de 2025.

Analizadas las alegaciones presentadas se procede a aprobar las especificaciones de detalle objeto de esta memoria.

4. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La resolución que se aprueba consta de 8 resúmenes y dos anexos.

RESUELVE

En primer lugar, se aprueban las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso a las redes de transporte.

La capacidad de acceso resultante de aplicar estas especificaciones de detalle será capacidad de acceso firme para consumidores (incluyéndose los solicitantes de permisos de demanda en régimen de autoconsumo con generación) y para los titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica y, por otro lado, capacidad de acceso flexible para el almacenamiento en modo demanda. Las instalaciones de almacenamiento no tienen garantía de suministro y el operador del sistema puede dar instrucciones a estas instalaciones para una operación segura, por lo tanto, el cálculo de la capacidad de acceso de las instalaciones de almacenamiento a la red de transporte es diferenciado al de los consumidores tradicionales.

Este planteamiento es coherente con la propia naturaleza de estas instalaciones que de acuerdo con la LSE no tienen garantía de suministro y con el artículo 3 de la Circular 1/2024 que establece que, en determinadas tipologías de solicitudes o instalaciones, por su naturaleza o condicionamiento tecnológico, la capacidad de acceso firme solicitada podrá ser cero.

En el segundo resuelve, se aclara que para poder valorar la viabilidad de la conexión de acuerdo con lo regulado en el anexo IV.3 de la Circular 1/2024 de aquellas instalaciones que estén exceptuadas del cumplimiento de alguno de los requisitos técnicos recogidos en los Reglamentos Europeos de Conexión, se deberá aportar la Resolución por la que se reconozca la excepción por parte de la autoridad competente conforme a lo establecido en el artículo 50 del Reglamento (UE) 2016/1388. La valoración de la viabilidad tendrá en consideración las excepciones de cumplimiento establecidas en la citada Resolución de excepcionalidad, así como el periodo temporal de vigencia de estas. Si no se aporta ese documento, se deberá denegar la solicitud por inviabilidad de la conexión y no será preciso realizar ningún estudio de capacidad de acceso.

En tercer lugar, se establece que el gestor de la red de transporte (GRT) deberá publicar mensualmente la información sobre la capacidad de acceso a los nudos de transporte dentro de los cinco primeros días del mes siguiente al que se refiere. Asimismo, el GRT publicará los valores de referencia definidos en el anexo en los puntos frontera transporte distribución y sus modificaciones y comunicará a la CNMC con carácter previo a la publicación de los mapas de capacidad el reparto de la capacidad de acceso por potencia de cortocircuito para demanda y generación/almacenamiento. Este reparto está condicionado

principalmente por los objetivos de política energética y por lo tanto no corresponde a la CNMC definir estos criterios de reparto.

En cuarto lugar, se modifica el Anexo I de la Resolución de 27 de junio de 2024, 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, para introducir una limitación de la potencia de acceso por posición a la red de transporte. Los motivos que justificarían la inclusión de dichas limitaciones estarían relacionados con el impacto en la operación de la modificación de los flujos y el impacto de la pérdida simultánea de una posición por fallo simple. Se observa que en algunos casos ya hay en servicio un volumen de potencia tal que un fallo simple como es la pérdida intempestiva de una posición de la red de transporte puede ocasionar un significativo y rápido cambio de los flujos de potencia en la red de transporte pudiendo modificar también los patrones de tensiones del sistema.

Asimismo, se ha añadido un apartado 5 al Anexo I de la Resolución de 27 de junio de 2024 para establecer, de la misma manera que se pretende por la parte de la demanda, que el GRT deberá publicar mensualmente dentro de los cinco primeros días del mes siguiente al que se refiere la información sobre la capacidad de acceso a los nudos de transporte.

En el resuelve quinto se regula un resuelve transitorio para varias cuestiones:

- Se habilita al operador del sistema para requerir a las instalaciones en operación información específica para realizar estudios complementarios relativos a la realización de estudios de estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos.
- Los valores máximos de potencia de demanda por posición serán revisados cuando en el escenario de cálculo se contemplen nuevos enlaces en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. Estos nuevos valores serán aprobados por resolución de la CNMC.

En el resuelve sexto se regulan diversos mandatos a los gestores de la red:

- El GRT dispondrá de 2 meses para proponer a la CNMC el lanzamiento de un grupo de trabajo con el objeto de definir, en su caso, una propuesta de modificación de las especificaciones de detalle que defina el concepto de tecnología *grid-forming* (GFM) aplicado a los MPE y CEP y su adaptación en el criterio de potencia de cortocircuito.

- En el plazo de 6 meses el GRT remitirá a la CNMC una propuesta para el intercambio de información con los gestores de la red de distribución relativa a permisos de acceso y conexión otorgados.
- En el plazo de dos meses los gestores de la red remitirán una propuesta conjunta de valores de referencia por nudos a efectos del cálculo de la capacidad de acceso por criterio estático. No se podrán conceder capacidades de acceso en aquellos nudos en los que no exista una propuesta acordada de valor de referencia.
- En el plazo de un año el gestor de la red de transporte remitirá un informe en el que se analice la posibilidad de reducir los percentiles para el cálculo de la capacidad de acceso por criterio estático tanto para los permisos de acceso firmes como para las instalaciones de almacenamiento.

El resuelve séptimo establece que, de manera transitoria, en tanto no se proceda a la adaptación de los anexos de la Circular informativa 6/2025, de 7 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a los gestores de la red sobre solicitudes de acceso y conexión a las redes de energía eléctrica, los gestores de la red de transporte enviarán a la CNMC la información prevista en dicha circular informativa sobre la capacidad de acceso firme conforme al criterio del comportamiento dinámico, diferenciando entre CAD1 y CAD2 para hacerlo acorde a las especificaciones que se aprueban.

En el resuelve octavo se establece que la presente resolución surtirá efectos al día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado” excepto el escenario de referencia para el cálculo de capacidad que se empezará a utilizar en la publicación de los mapas de octubre de 2026.

La primera publicación de la información sobre la capacidad de acceso a los nudos y el valor de referencia tendrá lugar el 2 de febrero de 2026.

Las evaluaciones de la capacidad de acceso, de acuerdo con lo regulado en esta resolución se efectuarán sobre las solicitudes que se realicen desde el momento de publicación de los mapas de capacidad.

ANEXO I

Por otro lado, el anexo I desarrolla los criterios técnicos para evaluar la capacidad de acceso a la red de transporte para las instalaciones de demanda de energía eléctrica, tanto nuevas como modificación de las existentes, definidos en el

anexo III de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre y se divide en los siguientes apartados:

4.1. Objeto

Las Especificaciones de detalle (en adelante EEDD) objeto de esta memoria tienen por objeto establecer los aspectos particulares de criterio y metodología para el cálculo de la capacidad de acceso a la red de transporte para instalaciones de demanda o de almacenamiento en modo consumo, ya sean nuevas o existentes que modifiquen sus permisos de acceso, con conexión directa a la red de transporte o con conexión en distribución que necesiten informe de aceptabilidad.

La capacidad de acceso resultante de aplicar estas especificaciones de detalle será capacidad de acceso firme para el consumidor tradicional y para los “apoyos a distribución”. Los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de almacenamiento serán permisos de acceso flexibles desde la perspectiva de demanda.

El GRT mantuvo en su propuesta la denominación de los permisos que venía utilizando sin adaptarlos a la nueva terminología de la Circular 1/2024.

La Circular 1/2024 define dos tipos de permisos de accesos:

*“a) La capacidad de acceso firme u ordinaria es la potencia activa máxima **que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año**. La capacidad de acceso firme se obtiene como resultado de la evaluación de la capacidad de acceso según lo establecido en esta circular.*

*b) La capacidad de acceso flexible es aquella **en la que los requisitos correspondientes a la potencia firme u ordinaria no se cumplen en su totalidad**, porque no se garantiza el suministro en todas las horas del año, dado que no se cumple algún criterio específico como resultado del análisis de la capacidad, según lo establecido en esta circular”*

En las EEDD objeto de esta memoria se definen criterios distintos en el cálculo de la capacidad de acceso por criterio estático para las instalaciones de consumo que tienen garantía de suministro y para el almacenamiento donde no se garantiza el suministro.

El GRT, como dispone de herramientas para la operación del sistema en tiempo real, ha venido aplicando un criterio diferenciado para las instalaciones con garantía de suministro y las que, por su naturaleza, no tienen garantía de

suministro. Estas EEDD adapta esta práctica que viene realizando el GRT a las nuevas definiciones de la Circular 1/2024.

4.2. Ámbito de aplicación

Estas especificaciones son de aplicación no solo a los consumidores convencionales que soliciten un permiso de acceso y conexión a la red de transporte, sino también a las instalaciones de almacenamiento que consuman energía de la red, a los titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica que soliciten un nuevo permiso de acceso a la red o modificación de uno existente y aquellas solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución que precisen de un informe de aceptabilidad o envío de información al operador del sistema, en los términos establecidos en las presentes EEDD.

4.3. Definiciones

En este apartado se definen varios conceptos para una mayor comprensión de las EEDD.

Se destaca la definición de consumos CEP que es aquella instalación de demanda conectada total o parcialmente a través de elementos de electrónica de potencia de forma que la suma total de los consumos a través de dichos elementos de electrónica de potencia sea igual o superior a 20 MW en el sistema peninsular y 5 MW en los territorios no peninsulares. Ejemplos de consumos CEP serían los electrolizadores y los Centros de Procesamiento de Datos.

Otro concepto muy relevante definido en estas EEDD es el “valor de referencia” definido como un valor de potencia de referencia de suministro máximo desde la red de transporte a la red de distribución en los nudos en los que exista interfaz transporte-distribución.

4.4. Capacidad de acceso

4.4.1. Consideraciones generales

Para la evaluación de la capacidad de acceso se tendrá en cuenta el tipo de conexión de la instalación de demanda (en particular si se considera una demanda CEP) a efectos de determinar los criterios de evaluación de capacidad de acceso que le son de aplicación, así como la tecnología o características técnicas de la solicitud.

Además, se regula que la capacidad de acceso podrá tener carácter nodal o zonal.

La información requerida para la admisión a trámite de una solicitud será la regulada en el anexo I de la Circular 1/2024, que estará disponible en el portal del operador del sistema. En aquellos casos que, para poder acreditar el cumplimiento otras normativas, sea preciso aportar información adicional a la indicada en el anexo I, esta información será pública y estará publicada en la web del operador del sistema. Esta información adicional, en ningún caso, supondrá una modificación en la fecha de prelación temporal de la solicitud.

4.4.2. Determinación del punto de conexión

El operador del sistema no proponía consideraciones concretas sobre el punto de conexión, se limitaba a indicar que de acuerdo con el RD 1183/2020 solo podrán otorgarse permisos de acceso y conexión sobre subestaciones existentes o incluidas en el plan de desarrollo de la red de transporte en vigor y, dentro de ellas, sobre posiciones existentes o planificadas.

En este apartado la CNMC ha introducido cambios tras el trámite de audiencia de tal manera que el solicitante indicará en su solicitud el nudo concreto al que se quiere conectar y la indicación de la posición será de carácter voluntario y que en todo caso corresponde al GRT determinar cuál es el punto de conexión óptimo para el sistema.

Se considera que ni el Real Decreto 1183/2020 ni la Circular 1/2024 regulan que las solicitudes a acceso y conexión se tengan que hacer sobre una posición concreta de la red de transporte, por ello se regula que con carácter voluntario el solicitante podrá indicar en qué posición se quiere conectar, pero en ningún caso esto condicionará al operador del sistema, el cual deberá elegir el punto de conexión óptimo para el sistema.

Asimismo, se regula que se evaluarán de manera conjunta las solicitudes efectuadas por un mismo titular, para un mismo tipo de instalación (según la indicado en el anexo I de la Circular 1/2024 y el CNAE de sus garantías) que afecten al mismo elemento de red (nudo). Esto permitirá eliminar solicitudes especulativas que solo buscan acceso a la red para posteriormente cederlo a un tercero.

Finalmente, en este apartado se aclara que las capacidades de acceso mínimas que se admiten en la red de transporte son las reguladas en los PO13.1.

4.4.3. Escenarios de estudio

En este apartado se establecen las particularidades y condiciones que se tendrán en cuenta para la elaboración del escenario de estudio utilizado para valorar la capacidad disponible.

El operador del sistema propuso que el escenario de estudio utilizado para el cálculo de la capacidad de acceso fuera el de la planificación.

En los grupos de trabajo que se han celebrado para la definición de los criterios de acceso a la red se ha puesto de manifiesto la problemática inherente a los largos periodos entre la aprobación de planificaciones de la red de transporte.

En este sentido, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026» vigente fue aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022 y la Orden que inició su tramitación data de febrero de 2019 (Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026). El nuevo Plan de desarrollo 2025-2030 se encuentra actualmente en fase de alegaciones (hasta 16 de diciembre de 2025) después de este trámite será necesaria una fase de estudio y de consolidación hasta su aprobación por el Gobierno.

En el contexto tan dinámico en el que se encuentra el sector, se precisa de unos escenarios actualizados para los cálculos de la capacidad de acceso a la red de transporte en línea con la regulación europea establecida por la DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE y el Reglamento (UE) 943/2014, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

Por ello, se ha considerado adecuado modificar la propuesta del GRT sustituyendo la referencia al escenario de planificación por un escenario actualizado, que deberá elaborar cada dos años. Este escenario deberá ser acorde con la última actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima pero tendrá en cuenta las instalaciones existentes a la fecha de elaboración del escenario.

Las infraestructuras de la red consideradas serán las existentes, y las contenidas en la planificación vigente, así como las redes de distribución existentes y aprobadas por la AGE en los planes de inversión tal y como establece la LSE.

Para la demanda existente conectada a la red de transporte se utilizará su perfil de demanda normalizado del último año completo previo o un perfil tipo en caso de no disponer medidas. Para las nuevas demandas e instalaciones de almacenamiento también se les asocia un perfil de demanda horaria acorde a su tipología y sólo cuando se calcula la capacidad de acceso de la nueva solicitud se considera que tiene un funcionamiento plano.

Las instalaciones de generación y almacenamiento consideradas en el escenario de estudio serán las consideradas en el PNIEC. Las instalaciones existentes consideradas son las que disponen de acta de puesta en marcha, con tecnología contemplada en el PNIEC y que no dispongan de acta de cierre en el momento de elaboración del escenario.

Por lo tanto, la elaboración del escenario se realizará de acuerdo con la metodología que se utiliza para elaborar la planificación, pero el escenario de referencia utilizado para evaluar el acceso a la red se actualizará cada dos años con arreglo a la evolución real observada de generación, demanda y almacenamiento incorporando la red planificada y las redes de distribución con planes aprobados y las actualizaciones que se pudieran haber producido en el PNIEC. Finalmente se simularán distintos modos de funcionamiento de las centrales de producción contempladas en el PNIEC.

La simulación del funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento y de producción que proponía el operador del sistema eran el resultado de la minimización de costes en una simulación del mercado de producción con un mínimo de generación síncrona.

Se considera que en un escenario como el actual, donde es preciso incorporar demanda, el criterio de establecer restricciones al funcionamiento de centrales que están previstas en el PNIEC puede no ser la solución más eficiente desde el punto de vista de la maximización de la utilización de la red. Además, realizar un estudio a futuro basándose en funcionamiento o costes pasados puede no reflejar adecuadamente la realidad. Si al conceder un acceso a la red a una instalación de demanda se detecta que una central próxima podría tener poder de mercado, esto se debería solucionar mejorando la red en esa zona para evitar restricciones técnicas, pero nunca se debería denegar el acceso a una instalación de demanda por este hecho.

Esto no significa que cuando se elaboren los escenarios de estudios se deba considerar que las instalaciones funcionan siempre. Las instalaciones tienen unos niveles de disponibilidad y unas tasas de fallo, entre otras cuestiones, que se deben considerar en los escenarios de estudio. Finalmente se considera necesario que exista transparencia en el cálculo de la capacidad de acceso a la

red y en las hipótesis utilizadas para elaborar el escenario y los modos de funcionamiento de las centrales consideradas, por lo que se añade la obligación de publicar determinada información para que los cálculos sean replicables.

4.4.4. Criterios técnicos aplicables en el cálculo de la capacidad de acceso

Los criterios técnicos de aplicación al cálculo de la capacidad de acceso en la red de transporte serán los criterios de potencia de cortocircuito, de comportamiento estático y de comportamiento dinámico, que podrían ser de aplicación tanto a nivel nodal como zonal.

Capacidad de acceso por potencia de cortocircuito (WSCR)

La capacidad de acceso nodal y zonal por comportamiento de potencia de cortocircuito será de aplicación a los CEP.

El criterio de potencia de cortocircuito atiende a la preservación del correcto funcionamiento de la electrónica de potencia, independientemente de que los convertidores correspondan a una instalación de generación de módulo de parque eléctrico (MPE) o a una instalación de consumo con interfaz de electrónica de potencia (CEP). Dado que el cálculo de la capacidad de acceso conforme a este criterio contempla tanto la generación MPE como el consumo CEP, la capacidad máxima calculada es común y compartida entre producción y demanda.

Más allá de tener en cuenta a los consumos CEP, el procedimiento de cálculo de la capacidad de acceso por criterio de potencia de cortocircuito se mantiene invariable respecto al definido para el cálculo de la capacidad de acceso por potencia de cortocircuito para las instalaciones de generación, y comprende:

i. Determinación de los nudos que forman parte de una misma ZIE mediante el Índice MIIF y su matriz asociada. Un nudo puede pertenecer a más de una ZIE, en cuyo caso su valor de capacidad por este criterio será el más restrictivo de entre los que le corresponda en cada ZIE a la que pertenece.

ii. Cálculo de la máxima capacidad global de los nudos de una ZIE, CAWSCR_j. Su fórmula es semejante a la del Índice Ponderado de Potencia de Cortocircuito (WSCR, por sus siglas en inglés), con la diferencia de que el término que se desea calcular es la capacidad. En el WSCR se utiliza el valor umbral mínimo más restrictivo de entre los nudos de la ZIE, porque se busca la capacidad máxima: aquella que, de ocuparse, llevaría el WSCR hasta su valor umbral mínimo.

iii. Se reparte la capacidad $CAWSCR_j$ obtenida para cada nudo entre generación MPE y consumo CEP.

En este sentido es importante indicar que, si para otorgar los permisos de acceso y conexión a una CEP se han considerado compensadores síncronos, la puesta en servicio de ese CEP debe estar sujeta a la puesta en servicio también del compensador síncrono. No será posible su puesta en servicio si el equipo no se pone en servicio igualmente.

También se ha aclarado que puede ser causa de revocación de los permisos el supuesto de que se haya concedido un permiso de acceso y conexión a una CEP considerando compensadores síncronos que finalmente no estén operativos en la puesta en servicio de ese CEP.

Capacidad de acceso por comportamiento estático

Este criterio aplica a todas las solicitudes de acceso a la red de transporte, de consumidores, almacenamiento y distribuidores, así como de las solicitudes que precisen de informe de aceptabilidad.

La capacidad de acceso por comportamiento estático en un nudo se determinará como la potencia máxima consumible en dicho nudo que no origina sobrecargas en las ramas de la red de transporte que sean inadmisibles.

Para ello el GRT analizará los niveles de carga de los elementos de la red de transporte en situaciones de N (disponibilidad de las N ramas de la red de transporte) y de Situaciones N-X (indisponibilidad de X ramas de la red de transporte).

La capacidad de acceso por comportamiento estático en un nudo podrá encontrarse condicionada por la capacidad de acceso de la Zona de Influencia Común por Comportamiento Estático.

La determinación de la capacidad de acceso por comportamiento estático se evaluará sobre un conjunto de casos obtenidos de la simulación de la operación del sistema del escenario de referencia en todas las horas del año horizonte.

La capacidad de acceso por comportamiento estático dependerá de si existe o no mecanismos para resolver las sobrecargas detectadas a través de Restricciones Técnicas. En caso de que se pueda modificar la generación se considerará un percentil del 98 sin sobrecargas en elementos de la red de transporte en caso base (N) y solo con sobrecargas admisibles en elementos de la red de transporte de hasta el 140% ante N-X. Es decir, la capacidad máxima será la que garantiza el suministro sin sobrecargas el 98% de las horas del año.

Cuando no exista posibilidad de modificar generación para resolver las sobrecargas detectadas, no deberán admitirse sobrecargas en ninguno de los casos analizados, es decir, se opta por el percentil 100. Es decir, la capacidad máxima será la que garantiza el suministro sin sobrecargas el 100% de las horas del año.

La propuesta remitida por el GRT para el cálculo de la capacidad de acceso por comportamiento estático permitía ciertas sobrecargas solo si existía la posibilidad de modificar la generación de la zona por medio de mecanismos de reducción automática de potencia tras contingencia que resuelva las sobrecargas detectadas. Se considera que es necesario considerar todos los mecanismos existentes, no solo el SRAP, para facilitar el acceso a la red de la demanda por lo que la resolución objeto de esta memoria permite unos percentiles inferiores al 100% y sobrecargas ligeramente superiores si dichas sobrecargas pueden resolverse a través del mecanismo de restricciones técnicas no solo a través del SRAP.

Adicionalmente, en el análisis de capacidad de acceso por comportamiento estático, concretamente en el modelo térmico para los conductores, el GRT podrá considerar valores para las instalaciones físicas diferentes de los valores de referencia estandarizados que permitan mejorar la capacidad de las líneas, en función de la información disponible, el nivel de digitalización de las infraestructuras y siempre que suponga un aumento de la capacidad disponible. De esta manera se han incorporado al cálculo de la capacidad las posibilidades que ofrecen los activos digitales incorporados al sistema en los últimos años y que proporcionan la posibilidad de mejorar la capacidad de las líneas de manera sustancial y mantenida en el tiempo, más allá de los valores de referencia de las instalaciones físicas estandarizadas.

Para determinar el valor de la capacidad de acceso para instalaciones de almacenamiento en su modo consumo, tanto para instalaciones conectadas a la red de transporte como conectadas a la red de distribución que precisen informe de aceptabilidad, se considerarán los mismos escenarios y metodología. No obstante, al ser un permiso de acceso flexible, las cifras anteriores se modifican hasta un valor de probabilidad de suministro estimada del 90% de las horas del año, es decir de un percentil del 90, sin sobrecargas en elementos de la red de transporte en caso base (N) y solo con sobrecargas admisibles en elementos de la red de transporte de hasta el 140% ante N-X siempre que sean soslayables mediante mecanismos de reducción automática de potencia tras contingencia, tal y como se regule en la normativa aplicable a tal efecto. En aquellos sistemas eléctricos en los que no se hayan implementado estos sistemas, la sobrecarga máxima admisible será del 115% ante N-X. A este respecto, se ha de poner de manifiesto que el resultado de capacidad de acceso calculado para una instalación de almacenamiento en su modo consumo, no debe entenderse como

capacidad o probabilidad garantizada de absorción de potencia, pudiendo ser necesario aplicar restricciones en el consumo derivadas de las situaciones de operación en tiempo real, incluyendo la disponibilidad efectiva de los elementos de red, y de la evolución del conjunto del sistema.

Adicionalmente se regulan un máximo de potencia de demanda por posición de la red de transporte y por subestación, en nudos no mallados y otras situaciones en las que se pueden establecer limitaciones de capacidad de acceso.

Capacidad de acceso por comportamiento dinámico

La capacidad de acceso de consumo por comportamiento dinámico será de aplicación para todas las instalaciones de consumo y almacenamiento en su consideración como consumo, con conexión directa a la red de transporte, a las instalaciones de apoyo a distribución con conexión radial a la red de transporte, o mallada sin apoyo efectivo, y a los CEP conectados en la red de distribución en un nivel de tensión con transformación directa a la red de transporte y que precisen de un informe de aceptabilidad.

En relación con las antenas, se aclara que en este concepto se incluye todo lo que “cuelga del nudo” sin ninguna posibilidad de apoyo. Si el nudo de transporte no está disponible, estas demandas no pueden alimentarse. Es decir, se incluyen redes que se conectan en antena al nudo de la RdT, ya sean redes en distribución o en niveles de tensión iguales a los de la RdT. Por ejemplo, un nudo de 220 kV de la RdT conectado en antena a un nudo 220 kV de la RdT; o una red de distribución radial conectada a un nudo de la RdT.

La estabilidad dinámica de un sistema se puede definir como la capacidad de un sistema para, tras una perturbación, alcanzar un nuevo estado de equilibrio aceptable o retornar al estado de equilibrio inicial, de forma que el régimen transitorio sea igualmente aceptable.

La capacidad de acceso por comportamiento dinámico en un nudo se encuentra condicionada por la capacidad de acceso de la Zona de Influencia Común por Comportamiento Dinámico para consumo. Esto es, para la determinación de la capacidad de acceso por comportamiento dinámico se debe considerar una zona de influencia formada por el conjunto de nudos en los que se producirían desconexiones de demandas por hueco de tensión en caso de producirse una falta correctamente despejada en un nudo concreto.

Se obtienen dos valores diferentes de capacidad de acceso por criterio dinámico:

CAD1 que será aplicable a las instalaciones tipo CEP que declaren que soportan el hueco de tensión sin desconexión y que tienen la capacidad de

recuperación de potencia activa de la instalación definida en estas EEDD También será de aplicación al resto de instalaciones que no sean CEP.

CAD2 que será aplicable a las instalaciones tipo CEP que no declaren disponer de dichas capacidades técnicas.

El estudio de capacidad de acceso por comportamiento dinámico también se realiza en las instalaciones de generación, pero en este caso hay que destacar un hecho diferencial: Las instalaciones de generación cuyo acceso se va otorgando por parte del GRD y del GRT tiene obligaciones de cumplimiento de hueco de tensión mientras que en demandas CEP no hay regulación al respecto.

4.4.5. Criterios técnicos adicionales para consumos perturbadores de la calidad de onda

Ademas de los criterios definidos en el apartado anterior, para determinados consumos perturbadores se aplicarán criterios adicionales.

Tendrán la consideración de consumos perturbadores de la calidad de onda, los siguientes tipos de consumo:

- Consumos tipo CEP para la evaluación del nivel de armónicos.
- Consumos que no se conecten de forma equilibrada a las tres fases de la red (como por ejemplo los consumos de instalaciones ferroviarias de alta velocidad) para la evaluación del desequilibrio de tensión.
- Consumos de hornos de arco para la evaluación del nivel de parpadeo o *flicker*. Sin perjuicio de lo anterior, podría ampliarse este ámbito a otros consumos que, por sus dinámicas de consumo, pudiesen igualmente motivar dicho fenómeno.

Todos estos consumos deberán cumplir, de manera transitoria y hasta que se regule por el órgano competente, con los requerimientos de calidad de onda detallados en el epígrafe 5.1 Calidad de producto del documento Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento¹.

En las solicitudes de consumos de hornos de arco y cargas bifásicas también se analizarán los desequilibrios de tensión.

Finalmente, en consumos tipo hornos de arco u otras instalaciones que pudieran tener afección se evaluará la afección al parpadeo o *flicker*.

¹ [1] [Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento](#). Referencia: DST/DSC/2019/045 Edición 4, Junio de 2022.

4.4.6. Determinación de la capacidad de acceso disponible

El valor de capacidad de acceso disponible de un nudo o zona de la red de transporte para una instalación de consumo o almacenamiento en modo consumo, será el mínimo de las capacidades disponibles resultantes de los criterios de potencia de cortocircuito, de comportamiento estático y de comportamiento dinámico que le fueran de aplicación según el tipo de demanda.

El margen de capacidad de acceso disponible para consumo, es decir, la capacidad de acceso no ocupada en un nudo o zona, será calculada para cada criterio técnico y, en términos generales, será la diferencia en dicho ámbito topológico y tipo, entre el valor de capacidad de acceso de demanda y la capacidad ocupada.

Para determinar capacidad de acceso disponible por criterio estático se descuenta a la capacidad total la capacidad ocupada por instalaciones existentes con derechos de extensión vigentes, con permisos concedidos y no conectadas y aquellas que tienen informe favorable. También se descuenta el “valor de referencia” y las instalaciones que cuenten con informe de aceptabilidad favorable y que no pueden ser suministrada con el valor de referencia vigente.

En cuanto al “valor de referencia” es un valor de potencia de referencia de suministro máximo desde la red de transporte a la red de distribución en los puntos frontera transporte-distribución. Este valor constituye un valor de referencia sobre el máximo de potencia que el gestor de la red de distribución (GRD) puede consumir de un determinado nudo, y se determinará atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Será el valor de los permisos de acceso de instalaciones de apoyo a distribución.
- En el caso de que no existan permisos se determinará un valor de referencia como el sumatorio de la potencia de los transformadores de cada interfaz transporte-distribución considerando el N-1 del mayor de ellos en el caso en el que haya más de un transformador al mismo nivel de tensión.
- En el caso de que no se disponga de capacidad de acceso de demanda suficiente en la red de transporte para atender el valor de referencia según se encuentra definido en el punto anterior, se podrán rebajar los valores de referencia.

El valor podrá ser modificado teniendo en cuenta el apoyo que la propia red de distribución pueda socorrer desde otros niveles de tensión y que sea compatible con las necesidades de auxilio que desde ese nudo se tengan que aportar a otros puntos de la red en situaciones de fallo N-1.

El operador del sistema instrumentará un mecanismo de intercambio de información para acordar los valores de referencia considerados a los gestores de la red de distribución y publicará los valores en la publicación a la que hace referencia el artículo 16 de la Circular 1/2024. La reducción del valor de referencia respecto a otro valor previo ya acordado publicado anteriormente requerirá de un acuerdo mutuo entre el gestor de la red de transporte y el gestor de red de distribución.

Para determinar el **margen de capacidad de acceso para criterio de potencia de cortocircuito** será la diferencia entre la capacidad de acceso para demanda total en el nudo o zona por dicho criterio y la capacidad de acceso de las instalaciones de demanda tipo CEP conectadas a la red de transporte existentes con derechos de extensión vigentes, con permiso de acceso otorgado, con informe de evaluación de la solicitud favorable o conectadas a la red de distribución con informe de aceptabilidad favorable.

El **margen de capacidad de acceso por criterio dinámico** en un nudo de la red de transporte será, tanto para CAD1 como CAD2, la diferencia entre la capacidad de acceso en el nudo por dicho criterio y las capacidades de acceso de las instalaciones de demanda y almacenamiento en modo consumo conectadas en el nudo y antenas de dicho nudo, ya sean existentes o con permiso de acceso otorgado o con informe de evaluación de la solicitud favorable. Asimismo, se descontarán otras instalaciones que estén afectadas por comportamiento dinámico, lo cual quiere decir que depende de la extensión del hueco de tensión por la red en cada falta postulada:

1. Todas aquellas demandas con aceptabilidad positiva conectadas al nudo de RdT de forma radial.
2. Por limitaciones en la zona de influencia del hueco de tensión, se descontarán las demandas conectadas a una RdD mallada que cumplan las siguientes condiciones simultáneamente:
 - Demandas tipo CEP conectadas en dicho nudo de la RdT
 - Demandas tipo CEP conectadas en el Nivel 1 de tensión (es decir, primer nivel de tensión de la RdD conectada a la RdT) que han obtenido informe de aceptabilidad positivo.
 - Demandas tipo CEP de otros nudos de la RdT que desconectan por falta en otro nudo de la RdT según tipo de hueco para el cual se calcula el margen (CAD1 o CAD2). Esto es un mismo CEP, aplicando el concepto de limitaciones de zona, podría restar margen a más de un nudo de la RdT por “ver” huecos de tensión de distintos nudos y, por tanto, estar en distintas zonas al mismo tiempo.

4.4.7. Solicitud de acceso y conexión de apoyo a distribución a la red de transporte

En este apartado se definen las particularidades de las solicitudes de acceso y conexión o actualizaciones de los permisos de acceso y conexión de un distribuidor a la red de transporte, lo que el GRT llama instalaciones de apoyo a la red de distribución.

En estas solicitudes se analizará el criterio estático y el criterio dinámico cuando el apoyo a red de distribución sea radial o mallado sin apoyo efectivo.

Estas solicitudes indicarán claramente el valor de referencia de la interfaz entre la red de transporte y red de distribución.

Las solicitudes de acceso y conexión de los distribuidores que precisen de un nuevo transformador podrán ser de dos tipos:

- Aquellas que están incluidas en la planificación y que por lo tanto ya están contempladas en el valor de referencia (criterio estático).
- Aquellas que no se incluyeron en la planificación y que precisan de un estudio tanto de criterio estático como dinámico, en su caso.

En el caso de necesitarse la modificación del valor de referencia de la interfaz entre transporte y distribución será necesario realizar una actualización de acceso y conexión, indicando las nuevas necesidades detectadas y, en su caso, las características técnicas del nuevo transformador.

El operador del sistema añadió en su día un criterio adicional no contemplado en el borrador sometido a consulta previa relativo a que, en nudos de la red de transporte no mallados, se habrá de tener en cuenta como criterio general que será necesario contar con un apoyo por parte de la infraestructura de la red de distribución para el suministro de al menos el 60 % de la demanda consumida en la red de distribución. Este criterio fue eliminado por la CNMC al considerar que las redes de distribución con carácter general no deben diseñarse para apoyar a las redes de transporte.

4.5. Criterios para determinar la influencia en la red de transporte de instalaciones de demanda conectadas en la red de distribución

En este apartado se definen los supuestos en los que para las solicitudes de acceso y conexión en la red de distribución a una tensión igual o superior a 30 kV se deberá pedir un informe de aceptabilidad del GRT que será cuando:

- a) La capacidad de acceso solicitada sea mayor del 10% de la potencia de cortocircuito del nudo RdD.

- b) La Capacidad de acceso solicitada o un conjunto de solicitudes individuales con influencia al mismo nudo de la red de transporte sea mayor o igual a 20 MW en el sistema eléctrico peninsular y 5 MW en los sistemas eléctricos no peninsulares. El GRD informará al GRT si es posible el suministro atendiendo al valor de referencia vigente en la frontera transporte-distribución. El umbral de potencia anterior se refiere a consumo de potencia en el punto frontera por lo que el gestor de la red de distribución tendrá en cuenta posibles coeficientes de simultaneidad atendiendo a la naturaleza de los suministros.
- c) Cuando la suma de potencia solicitada, concedida, y potencia asociada a instalaciones con derechos de extensión vigentes con afección al nudo de red de transporte sea superior a 5 MW en el sistema eléctrico peninsular y 1 MW en los sistemas eléctricos no peninsulares al valor de referencia. Los umbrales anteriores se refieren a consumo de potencia en el punto frontera afectado por los coeficientes de simultaneidad atendiendo a la naturaleza de los suministros.

4.6. Coordinación entre gestores de la red

Adicionalmente a los criterios de aceptabilidad, el GRD informará acerca del estado de los permisos de acceso y conexión al operador del sistema de las instalaciones de demanda conectadas a sus redes y cuya potencia sea superior a 5 MW en el sistema eléctrico peninsular y 1 MW en los sistemas eléctricos no peninsulares.

4.7. ANEXO 2

En este anexo se regula el formato y la identificación de las instalaciones para la publicación de la información sobre la capacidad de acceso disponible para la demanda en los nudos de la red de transporte.

5. TRÁMITE DE AUDIENCIA

Se han recibido alegaciones de 11 empresas y asociaciones, 2 comunidades autónomas y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

5.1. Alegaciones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

5.1.1. Sobre la posición en la que solicitar los permisos

La Propuesta de la CNMC indicaba que el nudo y posición de la red de transporte a la que un sujeto solicita permiso de acceso y conexión podrían ser de carácter voluntario, implicando que corresponde al gestor de la red de transporte ordenar

las solicitudes recibidas y la determinación de cuál es el punto de conexión “óptimo” de cada una de las solicitudes. A juicio del Ministerio, esta aproximación resulta incompatible con el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ya que el artículo 8.1 b) y c) y el artículo 20 quarter, que presuponen que corresponde al solicitante determinar el nudo de la red de transporte respecto del cual formula su petición de acceso y conexión.

En virtud de lo anterior se ha modificado la propuesta de especificaciones de detalle de tal forma que el solicitante deberá indicar en qué nudo formula su petición y con carácter voluntario podrá indicar en qué posición se quiere conectar. El gestor de la red de transporte deberá decidir la posición óptima de conexión dentro del nudo elegido.

Algún alegante ha manifestado dudas sobre la elección del punto de conexión en el caso de instalaciones de autoconsumo. En este caso, por la propia configuración de la instalación de autoconsumo no puede imponerse un diferente punto de conexión al solicitado porque podría conllevar el incumplimiento de lo dispuesto en el resto de normativa de aplicación.

5.1.2. Sobre la consideración de agrupación

El Ministerio considera que en ningún caso la normativa sectorial permite que, cuando se trate del mismo titular y del mismo tipo de instalación, varias instalaciones puedan conectarse en un mismo punto de conexión de la red de transporte. Por ello, solicita eliminar o adaptar la definición de agrupación para adaptarla a la regulación sectorial vigente. A este respecto se considera que las EEDD son acordes a la LSE, concretamente:

- El art. 39.3 LSE se refiere a “más de un consumidor”, y no a “más de una instalación de consumo”. Lo mismo hace el art 4.2 y el art 25.5 del RD 1048/2013.
- En esta línea, es la “apertura a terceros” (es decir, la apertura a otros sujetos, a otras personas) de la línea directa lo que implica la integración de la línea en la red (art. 42.2 LSE).
- El convenio de resarcimiento que se contempla en la normativa para estos casos se prevé precisamente para cuando pasa a haber dos sujetos diferentes haciendo uso de la instalación, y no para cuando pasa a haber dos instalaciones diferentes.

No obstante lo anterior, se modifica la redacción ya que este requisito no constituye en sí una nueva obligación para el análisis de la capacidad de acceso.

Otra alegación solicita aclarar el concepto “tipología de instalación del nuevo suministro eléctrico”. La tipología de la instalación será la declarada en la solicitud según lo regulado en el anexo I.1.i) de la Circular 1/2024, que deberá corresponder con la usada para obtener las garantías y que de acuerdo con el artículo 7.1.k) de la Circular 1/2024 deberá estar recogida en la memoria técnica descriptiva de la instalación del punto de suministro eléctrico que acompañe al permiso de acceso y conexión.

5.2. Alegaciones de las Comunidades Autónomas

5.2.1. Sobre los límites de potencia por posición

Alguna comunidad autónoma y gran parte de los sujetos consideran que los límites elegidos no están justificados y que pudieran ser excesivamente conservadores, pero no llegan a aportar documentación técnica que lo acredite.

En algunas alegaciones se hace referencia a determinados límites de potencia por posición en otros países. Algunos de los ejemplos aportados no se tratan de límites de potencia por posición, además esta CNMC considera que el nivel de interconexión del sistema eléctrico español y su topología no es similar a los ejemplos aportados y por ello, se considera que es necesario establecer unos límites de potencia por posición. Grandes potencias conectadas en una única posición podrían tener un importante impacto en la operación.

No obstante, se ha modificado la propuesta para contemplar que en casos excepcionales los valores de potencia máxima por posición podrán ser superados siempre que no se provoquen problemas de seguridad.

5.2.2. Sobre la definición de Consumos con interfaz de electrónica de potencia

Una comunidad autónoma y varios sujetos han solicitado aclarar la definición de los consumos CEP.

Un alegante indica que tal y como aparece escrita la definición de CEP, podría interpretarse que una instalación es CEP únicamente en el caso de que la electrónica de potencia esté situada en el punto de conexión a la red. Sin embargo, también es CEP si la electrónica de potencia se conecta a un **punto dentro de la instalación de consumo** aguas abajo. De esta forma, podría existir una red o algún elemento intermedio entre la electrónica de potencia y el punto de conexión a la red. En estos casos, aunque los componentes de electrónica de potencia se sitúen aguas abajo se pueden desconectar igualmente, afectando

a la seguridad del suministro ante incidentes. Por eso se ha añadido una aclaración en la definición de tal manera que se precise esta cuestión.

Otros alegantes solicitan aumentar la potencia para que un consumo se considere CEP o que algunas instalaciones que acrediten ciertos comportamientos no sean consideradas CEP. El objeto de estas especificaciones de detalle es permitir maximizar la capacidad de acceso a la red en condiciones de seguridad, por lo que no se ha considerado conveniente modificar la definición en ese sentido.

Finalmente, otros alegantes consideran que no están incluidos en la definición las instalaciones de demanda conectadas a través de elementos de electrónica de potencia no controlables, sin capacidad de regular y responder a consignas de red (rectificadores de diodos u otros convertidores que no permitan el cumplimiento de los requisitos de operación). En este sentido hay que indicar que la definición de consumos CEP no distingue elementos de electrónica de potencia controlables y no controlables.

5.2.3. Sobre los criterios de reparto de la capacidad nodal/zonal por potencia de cortocircuito entre demanda y generación/almacenamiento.

Esta cuestión ha sido puesta de manifiesto por multitud de agentes. Unos consideran que debería incluirse en la propuesta los criterios de reparto, otros indican que dicho reparto es competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y para el reto Demográfico al ser criterios que afectan al cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables, otros sujetos solicitan que no haya reparto previo, entre otras observaciones.

El hecho de que el criterio de potencia de cortocircuito sea compartido por la generación, el almacenamiento y la demanda indudablemente afecta al cumplimiento de los objetivos del PNIEC, ya que si no se asignara capacidad por este criterio a una tipología de instalación concreta se inviabilizaría su implementación. Por ello, la CNMC no ha regulado en estas Especificaciones de detalle el reparto de dicho criterio porque se entiende que debe ser realizado para garantizar el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, de la planificación y sus revisiones posteriores, así como de los permisos existentes, esto es, de los objetivos de política energética.

Estas EEDD se limitan a indicar que el GRT deberá informar a la CNMC de dichos criterios de reparto y de su variación. No obstante, se ha procedido a añadir una aclaración en este sentido en el texto de la resolución.

5.2.4. Definición de nudo mallado

En relación con la definición de nudo mallado, una comunidad autónoma y otros alegantes consideran que ésta debería ser la misma que se encuentra en el Procedimiento de Operación 13.1 “Criterios de desarrollo de la red de transporte” y no tener en cuenta las líneas de distribución en la determinación del mallado de un nudo de la red de transporte.

Se procede a eliminar las referencias a las líneas de distribución y se completa la definición con lo indicado en el PO 13.1.

5.2.5. Horizonte del escenario de estudio

Alguna comunidad autónoma y multitud de sujetos consideran que la simulación de la operación del sistema debe ser para el horizonte de la planificación vigente.

La CNMC introdujo en la propuesta de resolución que el año horizonte del escenario sería de 10 años en lugar del escenario de la planificación para cumplir con los requisitos europeos.

No obstante, a la vista de las observaciones recibidas se ha modificado el año horizonte sobre el que se analiza la capacidad de acceso y se ajusta al de la planificación o el PNIEC, el más actualizado, para evitar tener que introducir previsiones no contempladas en el PNIEC. De esta manera, la determinación del año horizonte se regulará, en su caso, en la correspondiente normativa una vez se trasponga la Directiva (UE) 2019/944.

Es preciso indicar que condicionar el horizonte de estudio del cálculo de la capacidad de acceso exclusivamente al horizonte de planificación puede tener consecuencias no deseables en el futuro si las planificaciones no se aprueban con una periodicidad mayor a la actual. Puede ocurrir que en los años últimos del horizonte de planificación no se realicen los estudios de capacidad con visión de futuro, por lo que condicionar el horizonte de estudio exclusivamente al de la planificación puede ser adecuado en los análisis que se efectúen en los primeros años desde la aprobación de la planificación, pero serían más desactualizados a medida que nos acercamos al último año del horizonte de planificación. Por ello se ha indicado que el año horizonte será el más actualizado entre la planificación y el PNIEC que esté vigente en cada momento.

5.2.6. Sobre las infraestructuras de red a considerar

En relación con las infraestructuras de la red de transporte y de la red de distribución contenidas en el escenario de referencia, una comunidad autónoma indica que debería especificarse que la red de distribución a considerar es la que está en servicio y aquella que resulta de la ejecución de los planes de inversión

aprobados por la Administración General de Estado, tal y como regula la LSE. Se procede a incluir esta aclaración en el texto de la resolución.

5.2.7. Sobre la aplicación de perfiles de funcionamiento para analizar las solicitudes

Algunos alegantes y una comunidad autónoma solicitan que se utilicen perfiles de funcionamiento para la evaluación de las solicitudes de acceso de las instalaciones de almacenamiento (apartado 4.3 del anexo I) o de CPDs (apartado 4.4.1).

En la medida en la que los permisos de acceso a la red de transporte otorgados permiten el funcionamiento en todas las horas del día, no procede aplicar perfiles concretos en estos casos. El escenario sí tiene en cuenta el funcionamiento real de las instalaciones ya conectadas y un perfil para las que tienen permisos y aún no funcionan, que será actualizado cada dos años.

No obstante, el redactado no contemplaba la propuesta de permisos de acceso flexibles tipo 0 a la red de distribución que actualmente se están tramitando en el marco de la resolución que determina los accesos flexibles. El apartado 4.3 del anexo I aplica tanto a demanda conectada a la red de transporte como a la red de distribución que precisa de informe de aceptabilidad. Cabe recordar que el acceso flexible tipo 0 propuesto por los gestores de red establece un perfil horario de absorción de potencia de la red, por lo que en estos casos sí se debería utilizar el perfil para el cálculo de la capacidad de acceso.

5.3. Alegaciones del resto de sujetos

A continuación, se explican el resto de las alegaciones que no han sido ya comentadas a lo largo de esta memoria:

5.3.1. Sobre el Valor de Referencia

En el contexto actual en el que existe un gran interés para obtener permisos de acceso para la demanda resulta fundamental que los GRD conozcan qué capacidad tiene reservada el GRT para dar apoyo a distribución. Así mismo es necesario que esa capacidad reservada para distribución no sea otorgada a consumidores conectados directamente a la red de transporte puesto que se podrían comprometer las obligaciones del distribuidor reguladas en la LSE.

Hasta la fecha se han observado diferentes interpretaciones sobre cuál es la capacidad disponible en los puntos frontera Transporte-Distribución (PF T-D) para cada uno de los gestores de red por lo que la propuesta de EEDD sometida a trámite de audiencia definía el concepto de “valor de referencia” como un valor de potencia de referencia de suministro desde la red de transporte a la red de distribución en los PF T-D. Este valor se actualizaría con la planificación o a

solicitud del GRD, en el caso de que hubiera más capacidad disponible en el nudo.

A pesar de que la definición del valor de referencia y su actualización ha sido objeto de varias reuniones del grupo de trabajo, los GRD y el GRT proponen tras el trámite de audiencia una nueva interpretación del objetivo del valor de referencia y nuevos métodos de cálculo dispares entre ellos.

En este sentido aclarar que el valor de referencia no está definido exclusivamente a efectos de considerar cuándo es necesario pedir un informe de aceptabilidad; está definido como una “reserva de capacidad desde la red de transporte ” para el gestor de la red de distribución y como un “límite de capacidad” que el gestor de la red de distribución puede conceder sin solicitar una actualización de sus permisos de acceso y conexión, por ello en los puntos frontera donde haya permisos de A&C el valor de referencia coincidirá con la capacidad de dichos permisos.

La definición del valor de referencia es crucial para garantizar que los permisos de A&C que se están concediendo no comprometen la seguridad del suministro. Las dificultades que se están poniendo de manifiesto a la hora de acordar los valores de referencia en los PF T-D no se deben a que la definición del valor de referencia sea incorrecta; se deben a que, hasta la fecha, se han venido otorgando permisos de acceso sin contar con la capacidad del gestor con el que se comparte nudo por lo que será preciso buscar soluciones para estos nudos donde se haya podido asignar más capacidad de la existente o donde uno de los gestores de red haya podido hacer uso de una capacidad en principio reservada para el otro.

No obstante, estas EEDD pretender definir a futuro este concepto para que no se repitan situaciones como las ocurridas en el pasado y en la que todos los gestores sepan de qué capacidad disponen; por lo tanto, no se modifica la definición del valor de referencia.

No obstante, la resolución prevé que no se podrá otorgar capacidad de acceso en aquellos nudos donde no se haya definido el valor de referencia.

5.3.2. Sobre el escenario de estudio

Se han recibido multitud de alegaciones en las que se pide que el escenario de estudio para el cálculo de la capacidad de acceso sea el de la planificación vigente. Esta CNMC no puede compartir esta solicitud. La LSE regula que los cálculos de la capacidad de acceso se deben realizar “*teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y con permisos de acceso y conexión vigentes*”. Los escenarios de estudio para el cálculo de la capacidad deben actualizarse para incluir a aquellas instalaciones que han entrado en funcionamiento, han modificado su tecnología o han dejado

de funcionar desde que se elaboró el escenario de planificación puesto que la ubicación y los perfiles de funcionamiento de las centrales de producción y del consumo real pueden variar con respecto a las previsiones hechas en la planificación. Por lo tanto, se mantienen que la revisión del escenario será cada dos años.

Otra cuestión es el horizonte temporal para el que se elabora el escenario, que tal y como se ha indicado en el apartado 6.2.5 se modifica para que coincida con el más actualizado entre el de la planificación o del PNIEC.

Algunos alegantes solicitan que se determine el valor de la generación síncrona necesaria para mantener la estabilidad del sistema que se considera en el escenario de estudio y qué instalaciones la forman. No es objeto de estas EEDD regular cómo se debe calcular la generación síncrona necesaria para mantener la estabilidad del sistema. No obstante, en este mismo apartado se indica que se aportará información sobre las instalaciones de generación y de almacenamiento que se consideran en el estudio por lo que se considera que ya se está aportando suficiente información.

Otra cuestión es si las referencias a mínima generación síncrona para la determinación del escenario por criterio dinámico se corresponden con el término “must run” del escenario de estudio. Ambos conceptos son los mismos, pero para determinar la capacidad de acceso por el criterio estático se utilizan más escenarios que los que se usan para el dinámico.

Otro alegante solicita que no sea pública la información sobre los valores de demanda y generación utilizados. Esta información se considera imprescindible para poder entender los escenarios utilizados para el cálculo de capacidad y por lo tanto se mantiene la obligación de transparencia.

Otro alegante solicita que se publiquen las infraestructuras de la RdT y RdD utilizadas para el cálculo de capacidad. En la medida que se trata de una información muy relevante para el cálculo de la capacidad de acceso se procede a incluirla en las EEDD.

Finalmente, en relación con la transparencia y ante una alegación presentada se ha modificado la manera en la que la información se hará pública, que será exclusivamente ante quien lo solicite.

Finalmente, otros alegantes indican que el escenario para el cálculo de la capacidad de las instalaciones de demanda debería ser el mismo que el de las instalaciones de generación. A pesar de que la actualización de los escenarios para calcular la capacidad de acceso a las instalaciones de demanda se considera más crítico, ya que los consumidores tienen garantía de suministro, se

comparte la necesidad de actualizar los escenarios de generación por lo que se revisarán las especificaciones de detalle de generación en ese sentido.

5.3.3. Sobre la capacidad de acceso por comportamiento estático

Un alegante considera que no se debería incluir la posibilidad de utilización de **restricciones técnicas** de generación en la evaluación de la capacidad de acceso de nuevas demandas. Las restricciones técnicas, a su juicio constituyen una herramienta de último recurso para que el resultado del mercado se viabilice desde el punto de vista técnico. En ningún caso las restricciones técnicas deberían constituir una herramienta de diseño del sistema eléctrico futuro porque supondría limitar o agotar dicha herramienta en el tiempo real u horizontes temporales diarios, cuando no toda la red de transporte o no toda la generación se encuentra disponible.

Se comparte esta alegación en tanto que el texto propuesto no entra en decidir en qué segmento ha de programarse una instalación. En este sentido la LSE establece que *“En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar, además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, **teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y con permisos de acceso y conexión vigentes**”* por lo que eliminar de los escenarios de estudio artificialmente a instalaciones de producción existentes – en función del segmento donde sean programadas- no se considera acorde a la LSE.

Además, el cálculo de acceso por comportamiento estático se realiza sobre situaciones de disponibilidad total de la red y sobre situación de indisponibilidad de la red N-X².

Asimismo, los escenarios de estudio deben incorporar elementos relacionados con las características técnicas, disponibilidad y tasas de fallo de las centrales. No tendría sentido elaborar escenarios considerando que la generación está disponible siempre. De acuerdo con las EEDD, para el cálculo de la capacidad de acceso por criterio estático se eligen 100 escenarios que deberán recoger las diferentes casuísticas del mix de generación. Por ello, no se considera que sea

² *Situaciones N-X*: indisponibilidades de X ramas de la red de transporte que deben considerarse en los análisis, siendo estas el fallo simple (N-1) de uno de los elementos de la red de transporte y el fallo simultáneo (N-2) de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado. La longitud indicada será de 50 km para las líneas construidas o renovadas a partir del año 2005.

posible que se produzca el otorgamiento de derechos de acceso a nuevos consumidores que sólo sean viables con la programación por restricciones técnicas de un grupo, puesto que no se alcanzarían las probabilidades necesarias para atender el suministro sin sobrecarga.

Si los escenarios actuales no están contemplando las características de disponibilidad, tasa de fallo o disponibilidad de recurso primario deberán adaptarse para reflejar la realidad física de las centrales.

Cabe indicar que **el fin último de la regulación del sector eléctrico es garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores** en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. El fin de la normativa sectorial no puede ser adecuar las necesidades de los consumidores al mercado de producción. Se sigue manteniendo que el acceso a la red para los consumidores es prioritario y las actuaciones que se realicen deben ir orientadas a facilitar dicho acceso.

Un alegante indica que la CNMC parte de la premisa de que siempre es posible el desarrollo de red en la zona para resolver cualquier problema (lo que incluye su viabilidad técnica y ambiental en los plazos determinados), lo cual no siempre es una opción realista. Esta CNMC considera que la LSE establece que los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en el territorio español, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan y si los desarrollos de red no son viables se deberán buscar alternativas, pero esa alternativa no puede ser denegar el acceso a la red cuando hay otras soluciones disponibles. Además, se considera que las señales de precio inducen inversiones eficientes para corregir los problemas de mercado. Si determinadas zonas del territorio español tienen problemas de congestión en las redes, el mercado debería dar las señales necesarias para que instalaciones de producción y almacenamiento se ubicaran en esas zonas para atender las demandas.

Finalmente sobre la afirmación de que el cambio propuesto por la CNMC conlleva un mayor coste de la operación del sistema dado que dependería del precio fijado para las restricciones técnicas por el propietario de la central de generación que se supiera necesario para garantizar la seguridad de suministro de un consumidor, cabe decir que la LSE tipifica como sanción grave la manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante **la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción.**

También se ha cuestionado la **reducción de la probabilidad de suministro** cuando es posible resolver la congestión mediante la reprogramación de instalaciones. En particular, la CNMC incluyó en su propuesta una reducción del percentil de garantía de suministro de un 98% propuesto por el OS a un 95% buscando un mayor aprovechamiento de las infraestructuras con el fin de que en el trámite de audiencia pudiera ser analizado/rebatido por los agentes un escenario más exigente. Sin embargo, durante el trámite de alegaciones, se ha puesto de manifiesto que elevar la exigencia en el contexto actual podría comprometer la seguridad del sistema y su estabilidad. Asumir un percentil 95, tiene implicaciones en el margen operativo llevándolo a que podría resultar insuficiente ante eventos extremos (olas de calor, picos de demanda, indisponibilidades simultáneas de generación y red), incrementando el riesgo de que no pueda atenderse la demanda con garantía de suministro en todos los escenarios.

Por ello, se propone mantener el percentil 95 pero permitir que si el GRT justifica la necesidad de mantener el percentil 98 la CNMC podrá autorizarlo. De esta forma, se mantiene el objetivo de posibilitar el mayor aprovechamiento del sistema al tiempo que se mantiene la coherencia de con los principios de seguridad de la normativa europea en los que en casos extraordinarios deba buscarse un alineamiento con los principios de “*security first*” evitando riesgos sistémicos. En este sentido para el año 2026 se aprueba la utilización de un percentil 98.

Por otro lado, señala una alegación que la participación de la demanda en restricciones técnicas no es obligatoria sino voluntaria por parte de los agentes, por lo que se entiende que con “medidas de reducción rápida de consumos disponibles” se está refiriendo a la demanda que tiene otorgada permisos de acceso flexibles. En este sentido el alegante indica que ya se estaría contando con dicha medida ya que el cálculo de margen de capacidad de acceso firme no tiene en cuenta la existencia de dichas instalaciones conectadas en el nudo o la zona que pudieran tener otorgados permisos de acceso flexible por lo tanto se procede a eliminar esta referencia.

Finalmente, una alegación hace notar que la metodología descrita para el cálculo de la capacidad de acceso por comportamiento estático ha tenido en cuenta únicamente flujos de carga en términos de potencia activa, obviando la potencia reactiva. No obstante, las instalaciones de demanda en la actualidad no tienen límites de consumo o absorción de reactiva. Por ello, se propone que para el cálculo de la capacidad de acceso para instalaciones de demanda se aplique una estimación de trabajo a $\cos\Phi=0,95$ de tal forma que puedan tenerse en cuenta los consumos o absorciones de **potencia reactiva** y por tanto evitar sobrecargas por intensidades inductivas o capacitivas en los conductores. Se procede a modificar el texto en este sentido.

5.3.4. Sobre la capacidad de acceso por criterio estático para las instalaciones de almacenamiento

Algunos alegantes solicitan que se rebaje el valor de probabilidad de suministro estimada del 90% de las horas del año al 70% en el caso de instalaciones de almacenamiento.

Considerando que a través de estas EEDD se definen por primera vez los criterios de acceso a la red de transporte, se considera prudente establecer un porcentaje del 90% que podrá ser reducido en el futuro una vez se disponga de más información sobre el funcionamiento real de las instalaciones de almacenamiento y se consoliden como una tecnología de naturaleza dual sólida en el paradigma energético nacional.

No obstante, se incluye un mandato en la resolución para que en el plazo de un año desde que surta efectos esta resolución el gestor de la red de transporte remita un informe en el que se analice la posibilidad de reducir estos percentiles.

5.3.5. Sobre la capacidad de acceso por potencia de cortocircuito

Un alegante considera que el término umbral mínimo para la definición del parámetro **WSCR** resulta un poco confuso, por lo que se propone una redacción alternativa. La definición del parámetro $WSCR_{ZIE}$, aplicable a una Zona de Influencia Eléctrica (ZIE), debe garantizar que no se comprometa la estabilidad de ninguno de los nudos que la integran. Por ello, se considera necesario incorporar explícitamente en la redacción de la definición de este parámetro el concepto de “más restrictivo”, entendiendo como tal el valor más alto entre los umbrales mínimos establecidos para los distintos nudos de la ZIE. Si una ZIE incluye nudos con umbrales mínimos de WSCR distintos (por ejemplo, 6 y 10), utilizar el valor más bajo (6) como referencia para el cálculo de la capacidad de acceso podría conducir a que, al alcanzar dicho valor, se incumpla el umbral mínimo del nudo más exigente (10). Solo adoptando el valor más restrictivo (el mayor) se asegura que ningún nudo de la ZIE supere su umbral mínimo permitido. La inclusión explícita del término “más restrictivo” elimina ambigüedades en la interpretación de la norma, evitando que se entienda erróneamente que debe aplicarse el valor mínimo absoluto entre los umbrales, lo cual sería técnicamente incorrecto. Por ello se modifica la definición del $WSCR_{ZIE}$ para aclarar esta cuestión.

En relación con los **compensadores síncronos** (CS), en la propuesta presentada por el GRT se indicaba que, en el caso de incorporación de CS se analizaría la capacidad de acceso determinando un valor de potencia de cortocircuito trifásica efectiva (S_{cc}) que tuviera en cuenta la aportación de dicha

compensación, con el siguiente tenor: *“La capacidad de acceso otorgada en este tipo de solicitudes estará supeditada a que la solución final del CS y su esquema de conexión aseguren que la Scc aportada por el CS en el punto de conexión a red sea al menos la misma que la que se evaluó para el otorgamiento del permiso de acceso conforme a la información remitida en ese momento. En todo caso, la puesta en servicio de los compensadores síncronos considerados en las mencionadas solicitudes, sus permisos correspondientes y su funcionamiento efectivo, serán condición indispensable para la puesta en servicio y funcionamiento de los MPE o CEP correspondientes a la solicitud coordinada o aquella correspondiente que resulte de la capacidad de acceso finalmente otorgada si no coincide con la inicialmente solicitada.”*

La propuesta remitida por el GRT podría interpretarse como que la capacidad de acceso de un permiso pudiera cambiarse en cualquier parte del proceso *“aquella correspondiente que resulte de la capacidad de acceso finalmente otorgada si no coincide con la inicialmente solicitada”*. Los cambios de capacidad de acceso otorgadas se deben realizar a través de la actualización de los permisos de acceso, previa solicitud por lo que las EEDD han sido modificadas para no inducir a error.

Algún alegante solicita volver a la redacción anterior porque responde a la necesidad de ajuste de capacidad de acceso MPE derivada de limitaciones impuestas en la tramitación administrativa de los proyectos, así como por el propio análisis de capacidad de acceso a red.

Como se ha indicado, en estos casos, se debe solicitar una actualización de los permisos de acceso de tal manera que cuando se ponga en servicio la instalación se cumpla con los requisitos recogidos en los permisos de acceso o en su última actualización. En este sentido se ha procedido a modificar ligeramente la redacción para aclarar esta cuestión.

Otras alegaciones solicitan que se establezca un procedimiento para la tramitación de compensadores síncronos o que se publiquen los compensadores síncronos instalados. No es objeto de estas EEDD abordar estas cuestiones.

5.3.6. Sobre el cálculo de los márgenes de capacidad

Algún alegante solicita que para calcular el margen de capacidad de acceso por criterio estático para instalaciones de almacenamiento se sume al margen de capacidad de acceso para el consumo la capacidad adicional existente por aplicación de la metodología específica para almacenamiento recogida en el

punto 4.4.2. En este sentido hay que aclarar que el GRT primero calcula la capacidad total por criterio estático, que será distinta para los consumidores y para el almacenamiento y luego se resta a esa capacidad total las instalaciones existentes y con mejor prelación. En este sentido se ha aclarado en el anexo II que se publicarán dos capacidades disponibles: una para el consumidor convencional y otra para el almacenamiento.

5.3.7. Sobre el grupo de trabajo sobre la tecnología Grid-forming

La resolución prevé la constitución de un grupo de trabajo sobre la tecnología grid forming. Hay observaciones contrapuestas sobre esta cuestión. Algunos sujetos proponen establecer un plazo para emitir la nueva propuesta de EEDD como resultado de este grupo y otros solicitan que se retrase a la implementación de estas medidas a la trasposición nacional de la normativa europea.

En un contexto en el que se precisa maximizar el acceso a la red garantizando la seguridad del sistema eléctrico se considera necesario avanzar en la implementación de estas tecnologías, por lo que se decide no modificar la propuesta, sin perjuicio de que los avances que se realicen tendrán que ser coherentes con los trabajos que se están llevando en el ámbito europeo.

5.3.8. Sobre los requisitos de los códigos de red de conexión

La evaluación de acceso a la red está intrínsecamente unida a la tipología de instalación que se conecta a la red y de sus características técnicas.

Las EEDD que se aprueban con la resolución objeto de esta memoria pretenden maximizar el acceso seguro a la red para ello, en aquellas tipologías de consumo que pueden provocar perturbaciones en la red y que existe tecnología que podría rebajar estas perturbaciones, se han considerado estos avances tecnológicos para evaluar el acceso a la red.

Algunas alegaciones indican que el establecimiento de especificaciones técnicas de diseño y funcionamiento de las instalaciones se tiene que establecer en el Código de Red correspondiente. Estas especificaciones de detalle no regulan condiciones técnicas de diseño ni de funcionamiento, simplemente indican que las instalaciones que tengan un funcionamiento definido se evaluarán de una manera y sino, serán evaluadas de otra forma. No se obliga a ningún requisito técnico.

Obviamente en el momento en el que la normativa correspondiente, que no es competencia de esta CNMC, aprobara unos requisitos de conexión distintos sería necesario adaptar estas EEDD a dichos requisitos.

Por otro lado, se ha solicitado aclaración sobre cuándo es necesaria la solicitud de excepción de cumplimiento de Reglamento 2016/1388 para las solicitudes de acceso y conexión de un distribuidor a la red de transporte. No es objeto de la presente Resolución regular cuestiones que ya se encuentran definidas en la normativa vigente en lo que se refiere a las excepciones del cumplimiento de dicho reglamento, la resolución se limita a indicar que para que el titular de la red pueda valorar la viabilidad de la conexión de acuerdo con lo regulado en el anexo IV.3 de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, se deberá aportar en la solicitud de conexión la Resolución por la que se reconozca la excepción.

5.3.9. Sobre la aplicabilidad del informe de aceptabilidad a las solicitudes de acceso a la red de gestores aguas abajo

Un alegante indica que debe aclararse que las solicitudes de demanda que soliciten permiso de acceso y conexión a la red de distribución y puedan requerir de aceptabilidad desde el punto de vista de la red de transporte, lo serán con independencia de la titularidad de la red a la que se conecten.

Se procede a incluir una aclaración, aunque este mandado ya está regulado en el artículo 11.4 del RD 1183/2020 que establece que:

“Cuando, conforme a lo señalado el apartado anterior, sea necesario contar con el informe de aceptabilidad, el gestor de la red donde se solicita el acceso deberá solicitar dicho informe al gestor de la red aguas arriba en el plazo máximo de diez días desde que la solicitud haya sido admitida a trámite. Por su parte, el plazo máximo para que el gestor de la red de aguas arriba remita al gestor solicitante el informe de aceptabilidad será el mismo que aplicaría para la remisión de propuesta previa, de conformidad con el artículo 13, a cuyos efectos se tomará como tensión del punto de conexión, la del nivel de tensión del punto frontera entre el gestor solicitante y el gestor de la red aguas arriba

Esta consulta podrá ser extendida a los sucesivos gestores de las redes aguas arriba, en el caso de que, conforme a los criterios establecidos, el acceso pudiera tener influencia en las mismas, aplicándose en este caso a estos gestores los mismos plazos máximos para la solicitud del informe de aceptabilidad al gestor de red aguas arriba y para la remisión del informe correspondiente al gestor solicitante.”

5.3.10. Sobre los umbrales de capacidad mínimos para solicitudes de autoconsumo

Un alegante solicita que las solicitudes de permisos de demanda en régimen de autoconsumo con generación con permisos de acceso y conexión de generación ya otorgados no se les apliquen los criterios de umbrales de capacidad mínimo.

En este sentido hay que indicar que los umbrales de capacidad de acceso mínimas regulados en el apartado 3.3 del Procedimiento de Operación 13.1. para solicitudes de acceso y conexión para un único suministro son para habilitar nuevas posiciones por lo que no aplicaría a las solicitudes de acceso de instalaciones de autoconsumo a una línea de evacuación de una instalación existente.

5.3.11. Sobre los Centros de Proceso de Datos

Alguna asociación solicita que no se consideren consumos CEP a los Centros de Procesamiento de Datos al considerarlos como cargas gestionables y estables.

Como ya se ha indicado, las EEDD han definido dos valores diferentes de capacidad de acceso por criterio dinámico, uno que será aplicable a las instalaciones no CEP y a las tipo CEP que declaren que soportan el hueco de tensión sin desconexión y que tienen capacidad de recuperación de potencia activa de la instalación y otro que será aplicable a las instalaciones tipo CEP que no dispongan de dichas capacidades técnicas. Por lo tanto, si los CPDs acreditan la capacidad técnica necesaria serán tratados como un consumidor no CEP.

De manera similar ocurre con la evaluación de la calidad de producto. Los CPD solo deberán acreditar que cumplen los requerimientos de calidad de la onda vigentes. Por lo que si los CPDs no producen perturbaciones al sistema no tendrán problemas en el cumplimiento de estos requisitos.

5.3.12. Sobre las instalaciones con derechos de extensión no vigentes y el cálculo del margen de capacidad de acceso a la red

Un alegante propone no considerar la caducidad de los derechos de extensión para el cálculo de la capacidad de acceso.

El artículo 28 del RD 1048/2013 y antes de él, el artículo 49 del Real Decreto 1955/2000 regulan la vigencia de los derechos de extensión³. Aplicando la caducidad de los derechos de extensión se puede concluir que las instalaciones en alta tensión que contratan una potencia inferior a la que aparece en su permiso de acceso durante un tiempo mayor de 5 años o que cesan en su actividad (contrato ATR dado de baja durante más de 5 años) perderían el derecho de acceso por la potencia de la que disponían y deberán realizar una nueva solicitud.

Por lo tanto, no se acepta la alegación ya que se considera que reglamentariamente, tanto en la normativa anterior a la Ley 24/2013 como en la normativa vigente, se regulan los derechos de extensión y su vigencia y por lo tanto deben aplicarse.

Actuar de otra manera llevaría a una reserva de capacidad para consumidores que no hacen uso de ella en detrimento de nuevas solicitudes e impidiendo de manera artificial el acceso a una capacidad disponible en la red.

5.3.13. Sobre el Margen de capacidad de acceso para criterio dinámico

Se han introducido modificaciones de redacción para aclarar que el margen de nudo es el menor de los márgenes de las zonas a las que pertenece el nudo.

Además, en los cálculos de las capacidades de acceso se postulan una serie de faltas coherentes con los criterios generales de protección. Por ello, con objeto de adecuarse a dichos CGP se ha modificado las referencias a “falta trifásica correctamente despejada” por “falta postulada tal y como pedía un alegante.

³ 1. En caso de rescisión del contrato de suministro los derechos de extensión se mantendrán vigentes para la instalación y/o suministro para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

2. En el caso de que el usuario contrate una potencia inferior a la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes en el momento de solicitar dicho contrato, los derechos de extensión, mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

3. Sin perjuicio de lo establecido en los apartados 2 y 3 anteriores, los aumentos de potencia se considerarán como un alta adicional y originarán los derechos de extensión y acceso que, en su caso, correspondan al incremento de potencia solicitado.

Si fuese precisa la ejecución de nuevas obras de extensión, su tratamiento será el previsto para un nuevo suministro.

5.3.14. Sobre las solicitudes de acceso de los distribuidores a la red de transporte

Alguna alegación pide aclarar si es regulatoriamente factible considerar transformadores Transporte/ Distribución que no estén incluidos en planificación; es decir, si queda liberado el distribuidor de restringir la conexión de transformadores a la red de transporte solamente a posiciones de transporte que estén planificadas.

Si bien los permisos de acceso se otorgan exclusivamente en posiciones existentes o planificadas. Los GRD pueden solicitar más capacidad de acceso en nudos o solicitar un cambio de transformador en el punto frontera, aunque ese incremento de capacidad o ese nuevo transformador no estuviera previsto en la planificación. Obviamente si el nudo no tiene capacidad para atender ese incremento de potencia se denegará el permiso, pero puede darse el caso de que estemos en un nudo donde se preveían unas demandas que no se han materializado y podrían ponerse a disposición del distribuidor.

Otro alegante solicita introducir el siguiente texto sobre las solicitudes de acceso y conexión de apoyo a distribución: “En el caso de otorgamiento de permisos de acceso a infraestructuras de apoyo a la red de distribución en nudos de la red de transporte no mallados, se habrá de tener en cuenta como criterio general que será necesario contar con un apoyo por parte de la infraestructura de la red de distribución para el suministro de al menos el 60 % de la demanda consumida en la red de distribución”

Este requisito plantea dudas desde el punto de vista técnico y operativo ya que no parece coherente que sea la red de distribución la que proporcione respaldo a la red de transporte. Por otra parte, la implantación del criterio propuesto supondría, en la práctica, que los GRD deban reservar un 60 % de su capacidad para cubrir eventuales fallos de la red de transporte, lo cual reduciría significativamente la capacidad disponible para atender nuevas solicitudes de demanda. Esta medida penalizaría especialmente a las zonas donde la demanda es dispersa y, por tanto, el mallado de la red de distribución es escaso. Por lo tanto, no se ha aceptado esta alegación.

Algunos gestores de la red de distribución solicitan que se aclare que el valor de capacidad de acceso disponible de un nudo o zona de la red de transporte para una instalación de apoyo a la distribución será la capacidad resultante del criterio de comportamiento estático. No es posible aceptar esta alegación porque las instalaciones de apoyo a distribución con conexión radial a la red de transporte

o mallada sin apoyo efectivo también deben cumplir con el criterio dinámico ya que su propia naturaleza obliga a garantizar la seguridad del sistema eléctrico y las obligaciones de suministro, asegurando un tratamiento técnico homogéneo en el tratamiento de instalaciones con impacto relevante con el objetivo de facilitar, entre los diferentes gestores de red involucrados, la coordinación operativa y una planificación más robusta de la red, todo ello en el marco de lo previsto por la normativa vigente.

5.3.15. Sobre la modificación de las especificaciones de detalle de generación

Se ha recibido una alegación que solicita modificar las especificaciones de detalle de generación para incluir, dentro del criterio de cortocircuito la misma redacción sobre la incorporación de compensadores síncronos que la establecido en estas especificaciones de detalle. El criterio de cortocircuito es común a generación y demanda y por lo tanto se tendrá en cuenta lo establecido en estas especificaciones de detalle, posteriores a las EEDD de generación.

5.3.16. Sobre la entrada en vigor

La resolución remitida a audiencia establece que la primera publicación de la información sobre la capacidad de acceso a los nudos de transporte y de los valores de referencia conforme al resuelve tercero tendrá lugar el 13 de enero de 2026. Un alegante solicita que, dada la complejidad de los escenarios de estudio, esta publicación se efectúe el 1 de octubre de 2026.

Se considera necesario publicar cuanto antes la información relativa a la capacidad disponible y los valores de referencia por lo que se mantiene una fecha de publicación del primer mapa en un plazo corto, febrero de 2026 pero la aplicación del nuevo escenario de referencia se hará efectiva en la publicación de los mapas de octubre de 2026.

5.3.17. Otras cuestiones

Se han eliminado las referencias concretas a las herramientas de clusterización utilizadas para calcular los escenarios y la matriz de sensibilidades, si bien considera adecuado utilizar diferentes metodologías según las necesidades. Así actualmente se utiliza K-means para agrupar las 8760 horas del año en casos representativos para el análisis, reduciendo el número de escenarios a simular y

DBSCAN se utiliza para determinar zonas de influencia porque permite que el número de zonas emerja naturalmente del análisis, refleja mejor la complejidad de las interacciones eléctricas y puede identificar nudos con comportamiento atípico.

Algún alegante sugiere que se introduzcan incentivos para las instalaciones que acrediten implementar medidas de estabilidad adicionales. No es objeto de estas EEDD establecer estas posibles bonificaciones ya que en estas EEDD se definen exclusivamente los criterios a tener en cuenta para calcular la capacidad de acceso a la red de transporte.

Se ha aclarado en el texto que para evaluar el comportamiento de las instalaciones de almacenamiento en modo demanda se debe remitir la información regulada en el anexo I o II de la Circular 1/2024.

Se han eliminado en el texto las referencias explícitas a dispositivos concretos como los estabilizadores de potencia (PSS), que pudieran entenderse como obligatorios según la redacción anterior. Los CS sean evaluados con criterios técnicos objetivos y verificables, sin imponer soluciones de diseño específicas que podrían no ser necesarias en todos los casos.

6. OTRAS CONSIDERACIONES

Hasta la fecha, algunos criterios para el cálculo de la capacidad de acceso se han venido recogiendo en los procedimientos de operación del sistema. Deberán ser derogados o actualizados, en su caso, sin perjuicio de que se produzca ya su desplazamiento desde el momento en que las presentes especificaciones de detalle surtan efectos.