

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS INFORME SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA COMPETITIVA PARA EL OTORGAMIENTO DE LA RESOLUCIÓN FAVORABLE DE COMPATIBILIDAD A EFECTOS DEL RECONOCIMIENTO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL.

REF: INF/DE/080/25

Fecha: 17 de julio de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	5
1.1. Alcance del presente informe	5
1.2. Marco legal de la generación extrapeninsular	5
1.3. Desarrollo normativo de la concurrencia competitiva	7
1.4. Inspección previa: comprobar el efectivo mantenimiento	11
1.5. Convocatoria y tramitación	12
2. DESCRIPCIÓN DE LA RESOLUCIÓN PCC	14
3. ANÁLISIS DE LA CNMC.....	19
3.1. Sobre las solicitudes admitidas en el PCC	19
3.2. Sobre el informe elaborado por el OS	21
3.2.1. Sobre la posible existencia de impedimentos técnicos	21
3.2.2. Sobre la potencia de las instalaciones térmicas	23
3.2.3. Prelación de las instalaciones para cada sistema eléctrico. Valoración técnica y económica	23
3.2.4. Conclusiones y recomendaciones	25
3.3. Sobre el análisis económico efectuado por la CNMC	25
3.3.1. Sobre los valores unitarios de la inversión	26
3.3.2. Sobre los costes variables de generación.	30
3.3.3. Sobre la necesidad de priorizar los nuevos grupos y nuevas inversiones de generación.....	33
4. CONCLUSIÓN.....	36
ANEXO 1. INFORME DEL OS SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA COMPETITIVA, REVISIÓN JUNIO 2025.	40
ANEXO 2. ANÁLISIS SOLICITUDES ADMITIDAS POR ISLAS, ENTIDAD Y MODALIDAD DE PROYECTO.....	40
ANEXO 3: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE DE CADA NUEVO GRUPO.....	40
ANEXO 4: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE DE CADA NUEVA INVERSIÓN	40
ANEXO 5: VARIACIONES DE LOS VALORES DE LOS DATOS ECÓNICOS DE DESPACHO	40

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Principales hitos en la tramitación del PCC	10
Cuadro 2. Comparativa potencia adicional térmica convocada VS Potencia instalada en [MW] de instalaciones que finalizan su VUR a 31/12/2028 [CONFIDENCIAL]	15
Cuadro 3. Criterios técnicos de valoración. Puntuación máxima	17

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Solicitudes admitidas por TNP y entidad	20
Gráfico 10. Variación con la potencia instalada del valor unitario de inversión estándar de ‘Motores Diésel 4T’ en Canarias (en €/kW)	28

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS INFORME SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA COMPETITIVA PARA EL OTORGAMIENTO DE LA RESOLUCIÓN FAVORABLE DE COMPATIBILIDAD A EFECTOS DEL RECONOCIMIENTO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL PARA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

INF/DE/080/25

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretaria

D^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Barcelona, a 17 de julio de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con *el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), según lo previsto en el artículo 48.4 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹ (RD 738/2015) y en el ejercicio de las funciones que le atribuye los artículos 5.2, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC emite el siguiente informe:

¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. Alcance del presente informe

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la DGPEM de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 16 de abril de 2025, por el que solicita la emisión de informe sobre el procedimiento de concurrencia competitiva (en adelante, PCC) para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional (en adelante, RRA) para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en adelante, TNP) aprobado en la Resolución de 21 de junio de 2024, de la SEE², de conformidad con lo dispuesto en el artículo 48.4 del RD 738/2015.

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a analizar los aspectos puestos de manifiesto por el operador del sistema (OS) sobre las solicitudes admitidas a trámite en el PCC de acuerdo con lo establecido en el artículo 48.3 del RD 738/2015, así como valorar el impacto económico de la afección de dichas solicitudes sobre los costes de generación y servicios de ajuste definidos en los artículos 13 y 71 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) y del RD 738/2015 respectivamente, en el medio y largo plazo.

1.2. Marco legal de la generación extrapeninsular

El artículo 10 de la LSE establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica desarrolladas en los sistemas eléctricos de los TNP podrán ser objeto de una reglamentación singular, debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial por tratarse de sistemas aislados y de su reducido tamaño.

El artículo 14 de la LSE dispone que la actividad de producción eléctrica en estos territorios podrá percibir una retribución adicional que cubra la diferencia entre sus costes de inversión y explotación y los ingresos de dicha actividad de producción.

La resolución de compatibilidad

El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre³ (Ley 17/2013), establece que para tener derecho al RRA, las nuevas instalaciones de generación o

² Resolución de 21 de junio de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

³ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

renovaciones de las existentes requerirán, con carácter previo a la obtención de la autorización administrativa, de una ‘resolución de compatibilidad’ dictada por la DGPEM; compatibilidad para simultanear la percepción de los ingresos por la venta de energía al precio del mercado peninsular y la RRA, y compatibilidad con los criterios de índole técnica, valorados por el OS, y con los criterios de eficiencia económica que contribuyan a la reducción efectiva del coste de las actividades de suministro de energía eléctrica.

Consecuencias de la ausencia de resolución favorable de compatibilidad

Las instalaciones que obtengan la autorización administrativa sin la previa resolución favorable de compatibilidad percibirán exclusivamente el precio del mercado. Por tanto, la Ley 17/2013 establece la resolución de compatibilidad como un requisito previo a la autorización administrativa para acceder al RRA.

La disposición transitoria primera de la Ley 17/2013 establecía que, en función del estado de tramitación de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP a fecha 1 de marzo del 2013, estas plantas precisarían o no de resolución de compatibilidad y, en caso de que la precisaran y no resultara favorable, contemplaba la posibilidad de que pudieran obtener una indemnización por la inversión realizada.

Instalaciones que aun teniendo autorización administrativa, pero sin RAIPEE, también necesitarían la resolución favorable de compatibilidad

Las instalaciones de la ‘categoría A⁴’, de acuerdo con la clasificación del artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015, requieren resolución favorable de compatibilidad para tener derecho al RRA en los dos siguientes supuestos:

- i) Si el 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) dependiente del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), o
- ii) Si hubieran obtenido autorización administrativa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2013 y la entrada en vigor de la Ley 17/2013 (31 de octubre de 2013) pero no estuvieran aún inscritas en el RAIPEE.

⁴ Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

Las instalaciones ‘categoría B’ incluyen las que no sean ‘categoría A’ y utilicen fuentes de energía renovables, así como las cogeneraciones de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

Medidas para el incremento de la competencia

El artículo 1.3 de la Ley 17/2013 restringe el acceso tanto al RRA como al 'régimen económico primado' (que hoy llamaríamos régimen retributivo específico) para las nuevas instalaciones ubicadas en los sistemas de los TNP titularidad de una empresa o grupo empresarial que supere una cuota del 40% en potencia instalada de generación en el sistema considerado, con la excepción de las inversiones de renovación y mejora de la eficiencia que no supongan aumento de capacidad y salvo las instalaciones preexistentes, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda⁵.

Igualmente se contemplan excepciones en el caso de que no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda o si no existiesen otros agentes interesados en promover instalaciones.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, aunque el Grupo ENDESA tiene restringido el acceso al RRA en los TNP por superar la cuota superior del 40% en potencia instalada en todos y cada uno de los sistemas de los TNP, cuando apliquen las excepciones descritas podrá optar al RRA otorgado mediante PCC.

1.3. Desarrollo normativo de la concurrencia competitiva

Las singularidades previstas por la LSE y la Ley 17/2013 en los TNP son desarrolladas por el RD 738/2015, que regula, entre otros muchos aspectos, el procedimiento para el otorgamiento del RRA a los nuevos grupos generadores categoría A, a las renovaciones de grupos existentes, así como a aquellos que hayan finalizado su vida útil regulatoria (VUR) y sean susceptibles de extenderla.

El artículo 43 del RD 738/2015 establece un procedimiento de concurrencia competitiva (PCC) como medio para la concesión del RRA a través de la resolución de compatibilidad prevista en la Ley 17/2013. La resolución es necesaria para que toda actuación pueda ser reconocida y posteriormente remunerada por la CNMC como órgano encargado de las liquidaciones.

Cobertura de la demanda y necesidades de potencia asociadas

La resolución será concedida teniendo en cuenta las necesidades de potencia a largo plazo puestas de manifiesto por el OS en su informe anual de cobertura de

⁵ La disposición adicional segunda de la Ley 17/2013 añade como excepción a la limitación en la titularidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los TNP a aquellas instalaciones que, a fecha 1 de marzo de 2013:

- Hubieran resultado adjudicatarias en concursos de capacidad para la implantación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables.
- Dispusieran de autorización administrativa.
- Hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución de instalaciones en régimen especial (hoy régimen retributivo específico).

la demanda —que abarca un horizonte temporal de 5 años desde el año siguiente al del informe según lo dispuesto en el artículo 44—, las características técnicas que resulten más apropiadas para los TNP y la opción económicamente más ventajosa para el conjunto del sistema.

Se prevé asimismo un procedimiento de urgencia ante posibles riesgos de cobertura de la demanda a corto plazo.

Los artículos 46 a 54 del RD 738/2015, así como su Anexo VIII, describen el desarrollo del PCC, convocado mediante resolución de la SEE y previo informe de las comunidades y ciudades autónomas afectadas.

El PCC identificará las necesidades de potencia adicional —térmica y, en su caso, de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes— que deba ser instalada en los sistemas eléctricos aislados para los siguientes 5 años, previa detección por el OS de un posible déficit de potencia a largo plazo.

Presentación de solicitudes

Asimismo, la convocatoria podrá dar señales de localización de nudos, así como establecer limitaciones técnicas relativas, entre otros aspectos, al tamaño y la tecnología de los grupos.

Una vez publicada la convocatoria, los interesados presentarán sus solicitudes en un plazo máximo de 2 meses desde la fecha de efectos de la publicación, las cuales serán analizadas por la DGPEM para verificar el cumplimiento de los requisitos de participación en el PCC.

Las solicitudes admitidas por la DGPEM serán luego objeto de evaluación por el OS, primero, y por la CNMC, después, así como por las comunidades o ciudades autónomas en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, de forma preceptiva antes de que la DGPEM resuelva, con carácter previo a la obtención de la correspondiente autorización administrativa previa (AAP).

En particular, el artículo 48 describe sucintamente los aspectos que deben contener los informes a remitir a la DGPEM por el OS (en adelante, 'informe del OS'), la CNMC (en adelante, 'informe CNMC') y las comunidades o ciudades autónomas afectadas.

Informes del OS y de la CNMC

Así, el informe del OS recogerá un análisis técnico de las solicitudes admitidas, así como una prelación en función de las características favorables que la tecnología propuesta, potencia, ubicación (nudo de conexión más conveniente) etc., presentan desde el punto de vista de la seguridad de suministro y de la eficiencia técnico-económica del sistema.

Para la justificación de esto último, el OS aportará simulaciones de despacho de producción anual en lo relativo a la variación de los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del repetido RD 738/2015, así como de la energía generada por cada grupo generador, teniendo en cuenta la solicitud propuesta.

Por su parte, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 48.4 del RD 738/2015, el informe CNMC *«[...] deberá incluir un análisis de los aspectos puestos de manifiesto por el [OS] y realizará una valoración económica de la afección de cada solicitud de grupo generador nuevo, o de nuevas inversiones de grupos ya inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o del otorgamiento nuevamente del régimen retributivo adicional en el caso de grupos que vayan a finalizar su vida útil regulatoria, sobre los costes del sistema eléctrico definidos en el artículo 13 de la [LSE] que se vean afectados y sobre los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 en el medio y largo plazo.»*

En consecuencia, las solicitudes serán tramitadas conjuntamente, de tal manera que el OS y la CNMC valorarán la alternativa óptima para el sistema. El PCC valorará la capacidad técnica y económica de las solicitudes presentadas.

Plazos finales y resolución del PCC

Por otra parte, el artículo 49 del RD 738/2015 establece en 6 meses —desde la finalización del plazo de recepción de las solicitudes completas— el plazo para que la DGPEM dicte y notifique la resolución del PCC para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad; por tanto, el tiempo transcurrido desde la publicación de la convocatoria hasta su resolución será de un máximo de 8 meses, salvo ampliación de los plazos intermedios establecidos.

En lo que se refiere al informe CNMC, el artículo 48, en su apartado 4, establece que *«En el plazo máximo de 15 días desde la recepción del informe del OS, la DGPEM solicitará informe a la CNMC, adjuntando a dicha solicitud toda la documentación presentada y el citado informe del OS.»*

Adicionalmente, concede un plazo máximo de 45 días⁶ desde la recepción de la antedicha solicitud, para que la CNMC remita a la DGPEM su informe, el cual deberá incluir un análisis de los aspectos puestos de manifiesto en el informe del

⁶ De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, cuando los plazos se señalen por días y no se exprese otra cosa se entiende que son hábiles; el cómputo comenzará a partir del día siguiente a aquel en que se lleve a cabo la notificación o publicación del acto.

Teniendo esto en cuenta, no cuadraría en rigor el plazo total establecido para resolver el PCC (6 meses) con la suma de los plazos intermedios (expresado en días); esto podría deberse a que el RD 738/2015 precede en unos meses a la Ley 39/2015.

OS, así como una valoración económica de la afección de las solicitudes admitidas en los costes de generación en el medio y largo plazo.

A continuación, se muestran en detalle los plazos de los distintos hitos de la tramitación del PCC según lo dispuesto en los artículos 47 y 48 del RD 738/2015 (en la tabla no se refleja la remisión de la adenda al Informe del OS, con entrada en esta Comisión el 25 de junio):

Cuadro 1. Principales hitos en la tramitación del PCC

		PLAZOS	FECHA
1	Resolución SEE (21 jul 2024). Convocatoria PCC	BOE 04/07/2024	05/07/2024
	Resolución SEE (29 jul 24). Ampliación plazo presentación solicitudes	BOE 02/08/2024	07/10/2024
1.1	Presentación solicitudes ante la DGPEM	3 meses (día siguiente publicación en BOE convocatoria)	07/10/2024
1.2	Resolución DGPEM relación prov. admitidos y excluidos	1 mes (máx., desde finalización plazo recepción solicitudes)	11/11/2024
1.3	Subsanación relación prov. admitidos y excluidos	10 días	
1.4	Resolución DGPEM relación definitiva admitidos y excluidos	1 mes (máx., desde finalización plazo subsanación solicitudes)	23/12/2024
1.5	Solicitud DGPEM informe al OS y CC.AA (solicitudes admitidas)	Una vez publicada Resolución DGPEM relación def. admitidos	03/01/2025
1.6	Emisión informe OS	45 días (máx., desde recepción solicitud DGPEM informe OS)	10/04/2025
	Información adicional requerida, en su caso, por el OS	10 días hábiles	
1.7	Solicitud DGPEM informe CNMC	15 días (máx., desde recepción Informe OS)	16/04/2025
1.8	Emisión Informe CNMC	45 días (máx., desde recepción solicitud DGPEM informe CNMC)	25/06/2025
2 Resolución DGPEM del PCC.		6 meses (desde recepción solicitudes completas)	

El apartado primero de la disposición transitoria primera del RD 738/2015 regula la primera convocatoria del PCC y establece que quedan exceptuadas de participar en él las instalaciones que el 1 de marzo de 2013 ya estuvieran inscritas en el RAIPRE, o en el registro de preasignación de entonces denominado régimen especial, o *«hubieran resultado adjudicatarias en concursos de capacidad para la implantación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables»*⁷.

No obstante lo anterior, también resulta necesaria la participación en el PCC de las anteriores instalaciones si aspiran al reconocimiento de nuevas inversiones, o a que les sea otorgado nuevamente el RRA una vez finalizada su VUR.

⁷ Adicionalmente, el apartado tercero de esa misma disposición transitoria primera establece que las solicitudes de resolución favorable de compatibilidad presentadas desde la entrada en vigor de la Ley 17/2013 (31 de octubre de 2013) y hasta la entrada en vigor del RD 738/2015 (1 de septiembre de 2015) se tramitarán según el PCC junto con las solicitudes presentadas en el plazo de 2 meses desde la publicación de la convocatoria (a excepción de aquellas que resultaran inadmitidas).

Por otra parte, el apartado quinto de la repetida disposición transitoria primera establece que las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas al amparo de lo previsto en los apartados 2 y 5 de la disposición transitoria primera de la Ley 17/2013 (que hacen referencia a aquellas instalaciones que contaban con autorización administrativa hasta la entrada en vigor de la citada Ley, pero no estaban inscritas en el RAIPRE) serán resueltas también por la DGPEM, previo informe del OS y de la CNMC.

Nuevos grupos, nuevas inversiones y extensión de VUR

En lo que sigue, a lo largo de este informe se hará repetida referencia a estas tres categorías: 1. ‘nuevos grupos’, en instalaciones enteramente nuevas; 2. ‘nuevas inversiones’, cuando se trate de reinversiones en instalaciones preexistentes, y 3. ‘extensión de VUR’, cuando se prolongue el funcionamiento más allá de la VUR sin acometer dichas reinversiones.

1.4. Inspección previa: comprobar el efectivo mantenimiento

En relación con el otorgamiento del RRA a nuevas inversiones, el artículo 53.2 del RD 738/2015 establece que *«No se reconocerán aquellas inversiones derivadas de la falta de mantenimiento de la central. A estos efectos, con carácter previo a la emisión de la resolución de compatibilidad se realizará una inspección de las instalaciones con el fin de comprobar su efectivo mantenimiento.»*

Esto es, la concesión del RRA queda condicionada a haber realizado un correcto mantenimiento de las centrales para las que se solicitan nuevas inversiones.

Solicitud de inspección y selección de grupos de interés

De acuerdo con lo dispuesto en el precitado artículo 53.2, con fecha 8 de marzo de 2024 tuvo entrada en la CNMC escrito de la SEE que exponía la inminente convocatoria de un PCC y solicitaba a esta Comisión la realización de inspección para verificar el efectivo mantenimiento de las instalaciones categoría A.

Vista la urgencia de la inspección solicitada y ante la dificultad que supone, con medios limitados, realizar una serie de inspecciones no previamente planificadas, se decidió concentrar el análisis en aquellos grupos que hubieran presentado mayores incidencias en su disponibilidad⁸.

Como resultado de la premisa anterior, se determinó inspeccionar todos los grupos⁹ de las siguientes centrales térmicas,

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

⁸ Se aplicaron los dos siguientes criterios para la selección de los grupos a inspeccionar, considerados para el ejercicio 2023:

- Disponibilidad media inferior al 20%.
- Menos de 200 horas equivalentes de funcionamiento y menos de 20 arranques.

⁹ La Unidad de Inspección decidió inspeccionar todos los grupos que componen las centrales que registran menores índices de funcionamiento, y de esta forma abarcar el mayor número de grupos de interés en el menor tiempo posible.

En consecuencia, ninguno de estos grupos podría ser objeto de una inversión que revirtiera su situación de indisponibilidad. Su obsolescencia hace por otra parte incompatible su funcionamiento en condiciones de fiabilidad y ajustado a los vigentes requisitos medioambientales en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Queda por lo tanto excluida la posibilidad de admitir cualquier solicitud vinculada a la ejecución de reinversiones o la extensión de VUR en grupos de estas centrales.

1.5. Convocatoria y tramitación

Paralelamente al desarrollo del proceso de inspección anteriormente expuesto, con fechas 4 de julio y 2 de agosto de 2024 se publicaron respectivamente en el Boletín Oficial del Estado («BOE»):

- La Resolución de 21 de junio de 2024, de la SEE, por la que se convoca el PCC para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del RRA para los sistemas eléctricos de los TNP (en adelante, Resolución PCC), así como
- El anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica por el que se da publicidad a la Resolución de 29 de julio de 2024, de la SEE, por la que se amplía en un mes el plazo de presentación de solicitudes en el procedimiento convocado por la precitada Resolución PCC, pudiéndose presentar, por tanto, solicitudes desde el 5 de julio hasta el 7 de octubre¹⁰ de 2024, inclusive.

Relación provisional y definitiva de admitidos

Posteriormente, y de acuerdo con el proceso de ordenación del PCC previsto en los artículos 46 a 49 del RD 738/2015, así como en el Anexo I de la convocatoria, con fechas 11 de noviembre y 23 de diciembre de 2024, se publicaron en la sede electrónica del MITERD las Resoluciones de 7 de noviembre y 23 de diciembre de 2024 de la DGPEM por las que se aprueban la relación provisional y definitiva de las solicitudes admitidas y excluidas en el PCC respectivamente. Las solicitudes excluidas o bien no aportaron la correspondiente garantía económica, o bien se refieren a grupos cuya VUR finaliza fuera del horizonte temporal establecido en la Resolución PCC.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

¹⁰ Pues el día 5 de octubre de 2024 fue inhábil a los efectos del procedimiento administrativo.

Solicitudes de informe al OS y a la CNMC

Con fecha 3 de enero de 2025, la DGPEM remitió escrito al OS —también a las comunidades y ciudades autónomas afectadas— solicitando la emisión del informe preceptivo previsto en el artículo 48.3 del RD 738/2015 y en el Anexo I.4.3 de la Resolución PCC.

Con fecha 10 de abril de 2025, el OS envió escrito de contestación a la DGPEM en el que adjuntaba el meritado informe técnico-económico, acompañado de la documentación adicional recibida en respuesta a los requerimientos de información realizados

Con fecha 16 de abril de 2025, la DGPEM remitió a la CNMC escrito solicitando la emisión del informe previsto en el artículo 48.4 del RD 738/2015, así como en el Anexo I.4.5 de la Resolución PCC, junto con la documentación aportada por las solicitudes admitidas y el informe técnico-económico elaborado por el OS de fecha 10 de abril de 2025.

Revisión del informe del OS

Con fecha 25 de junio de 2025, la DGPEM remitió a la CNMC una versión actualizada del precitado informe técnico-económico del OS, elaborada a raíz de las diversas consultas formuladas tanto por esa Dirección General como por esta Comisión, con el propósito de unificar la interpretación de los criterios técnicos y económicos aplicables a la valoración del PCC, la cual se incluye en el Anexo 1 de este informe.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

2. DESCRIPCIÓN DE LA RESOLUCIÓN PCC

La Resolución PCC consta de 8 apartados y 7 anexos.

El **apartado Primero** convoca el PCC para las instalaciones categoría A en los sistemas eléctricos no peninsulares de: Islas Baleares, Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera, El Hierro, Ceuta y Melilla para el año 2028.

El **apartado Segundo** convoca un total 1.361 MW de potencia adicional térmica¹¹ en el horizonte 2024-2028 para la que se podrá solicitar el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad, correspondiéndole 350 MW a Baleares, 330 MW a Gran Canaria, 370 MW a Tenerife, 215 MW a Lanzarote-Fuerteventura, 44 MW a La Palma, 5,5 MW a La Gomera, 6,5 a El Hierro, 4 MW a Ceuta y 36 MW a Melilla.

Transcurrida ya casi una década desde la aprobación del RD 738/2015, se hace progresivamente más necesaria la renovación del actual parque generador en los TNP —cada vez más envejecido—, con el objetivo de garantizar una adecuada seguridad del suministro y cobertura de la demanda en estos territorios.

Así, se señala que la potencia convocada (1.361 MW) representa aproximadamente la mitad de la potencia instalada de las instalaciones categoría A que terminarán su VUR en 2028 **[CONFIDENCIAL]**.

En particular, para los sistemas eléctricos de Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, El Hierro y Melilla, la Resolución PCC convoca al menos un 60% de la potencia que finalizará su VUR en dichos territorios en el año 2028; en Gran Canaria y La Gomera, ese porcentaje se sitúa en el entorno del 41% al 48%, mientras que en Baleares y Ceuta desciende hasta el 30% y 9%, respectivamente, según el detalle que se muestra en la siguiente tabla.

El motivo de estos últimos valores más bajos es la próxima puesta en servicio de los enlaces eléctricos submarinos que se prevé unirán estos territorios con la Península (en el caso de Ceuta) y con Tenerife (caso de La Gomera) antes de 2028; esto resulta coherente con la necesidad anteriormente puesta de manifiesto de fomentar la renovación del envejecido parque de generación de

¹¹ Las necesidades de potencia fueron determinadas sobre la base de los informes anuales de cobertura de la demanda del OS para el periodo 2025-2029, así como considerando la puesta en servicio de las interconexiones prevista en la Planificación de la red de transporte para el periodo 2021-2026 y la integración de instalaciones de generación de fuentes de energía renovables estimada por la DGPEM hasta el año 2028.

La estimación de la demanda se basa en las predicciones de crecimiento económico (escenario central) estimado por el Ministerio de Economía y Empresa.

los TNP, especialmente el TNP canario y, en particular, en Gran Canaria y Tenerife.

Cuadro 2. Comparativa potencia adicional térmica convocada VS Potencia instalada en [MW] de instalaciones que finalizan su VUR a 31/12/2028
[CONFIDENCIAL]

SISTEMA ELECTRICO (MW)	Año 2028	% Potencia convocada respecto FIN VUR
Balear	350	30%
Gran Canaria	330	48%
Tenerife	370	60%
Lanzarote- Fuerteventura	215	70%
La Palma	44	76%
La Gomera	6	41%
El Hierro	7	72%
Ceuta	4	9%
Melilla	36	60%
TOTAL	1.361	46%

Fuente: OS

El **apartado Tercero** incorpora las señales de localización por subsistema en los sistemas eléctricos aislados que están compuestos por varias islas —esto es, los de islas Baleares (Ibiza-Formentera, Mallorca y Menorca) y de Lanzarote-Fuerteventura—, así como establece una limitación técnica por requisito medioambiental: quedan excluidas instalaciones con emisiones superiores a 550 g CO₂/kWh.

El **apartado Cuarto** establece el alcance de la convocatoria; resulta de aplicación a titulares de instalaciones categoría A: 1) nuevas —esto es, aquellas que no están inscritas en el RAIPRE—, 2) inscritas en el RAIPRE que realicen nuevas inversiones en instalaciones ya existentes, hayan finalizado o no su VUR y 3) que finalicen su VUR en el horizonte de la convocatoria del procedimiento (2025-2029) o con anterioridad y pretendan que se les conceda nuevamente el RRA sin realizar nuevas inversiones.

El **apartado Quinto** ordena el PCC de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo I de la Resolución de PCC, esto es: presentación de solicitudes, inadmisión, tramitación de solicitudes y resolución de admitidos y excluidos, evaluación de las solicitudes (por OS, CNMC y DGPEM) y, finalmente, aprobación de la resolución favorable de compatibilidad. Sobre este último punto, se recuerda que se restringe el acceso al RRA a las nuevas instalaciones en los sistemas de los

TNP que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que superen una cuota del 40% en potencia instalada de generación en el sistema eléctrico aislado en el que se ubiquen, salvo si no se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones.

El **apartado Sexto** regula las garantías para la participación conforme a lo establecido en el Anexo II; **el Séptimo** establece que la resolución del PCC se realizará de acuerdo con los criterios establecidos en el Anexo III.

Por último, el **apartado Octavo** establece su entrada en vigor al día siguiente a su publicación en el «BOE» (esto es, el 05/07/2024).

El **Anexo III** define los criterios de valoración de las solicitudes a los efectos de la prelación que ha de realizar el OS en su informe, así como para su aplicación a la valoración posterior de las solicitudes por parte de la DGPEM.

Más adelante se abordará en detalle tanto la valoración económica de las solicitudes presentada por el OS como el análisis de la CNMC planteado a partir de dicha valoración. A continuación, se presentan los criterios de carácter estrictamente técnico y las alternativas de las que dispone la DGPEM para introducir elementos de flexibilidad sobre la potencia efectivamente convocada en función de los resultados preliminares obtenidos.

Se definen nueve criterios técnicos:

1. Empleo de combustibles de origen renovable;
2. Ubicación de los grupos —que distingue entre ‘preferente’, ‘adecuada’ y no ‘prioritaria’, con puntuación adicional si se localiza en suelos portuarios o polígonos industriales—;
3. Tamaño (se prima la modularidad que brindan los grupos de menor potencia en la operación de sistemas eléctricos de pequeño tamaño);
4. Bajo nivel de emisiones de CO₂;
5. Posibilidad de arranque autónomo;
6. Cortos tiempos de arranque y/o transición entre modos de operación;
7. Rápida velocidad de respuesta expresada en rampa [MW/min];
8. Cortos tiempos de parada, y
9. Capacidad de auto-energización del transformador de máquina.

Igualmente se establece la puntuación máxima otorgada a cada uno de los criterios, hasta acumular un máximo total de 100 puntos. Priman los criterios de ubicación (30 puntos máx.) y tamaño de las instalaciones (otros 30), así como los bajos niveles de emisión de CO₂ (15 puntos máx.) y el empleo de combustibles renovables (hasta 10 puntos).

La siguiente tabla muestra el detalle para obtener la puntuación máxima otorgada a cada criterio técnico establecido:

Cuadro 3. Criterios técnicos de valoración. Puntuación máxima

		PUNTUACIÓN MÁX.
1	Empleo combustibles origen renovables Todos TNP Mezcla del 10% (1 punto) Aumento adicional 5% de comb. renovables (0,5 puntos, hasta un máx. 10 puntos) Canarias. Requisito para nuevos grupos o inversiones mín mezcla del 5%, siempre que exista disponibilidad local.	10
2	Ubicación Preferente (25 puntos) Adecuada (15 puntos) No prioritaria (5 puntos) Ubicación en suelos portuarios o polígonos industriales (5 puntos adicionales)	30
3	Tamaño Rango 1 de Potencia Neta (20 puntos) Rango 2 de Potencia Neta (8 puntos) Mínimo Técnico (MT): $MT \leq 20\%$ Potencia Neta declarada (10 puntos adicionales) $20\% < MT \leq 30\%$ Potencia Neta declarada (5 puntos adicionales)	30
4	Nivel de emisiones CO₂ (Nivel de funcionamiento. 550 grCO₂/kWh) Primer Tramo [350 - 550 grCO₂/kWh] 1 punto por cada reducción de 20 grCO ₂ /kWh sobre el valor de 550 grCO ₂ /kWh. (Máx. 10 puntos) Segundo Tramo [0 - 350 grCO₂/kWh] 1 punto adic. por cada reducción de 70 grCO ₂ /kWh sobre el valor de 350 grCO ₂ /kWh. (Máx. 5 puntos)	15
5	Arranque autónomo	5
6	Tiempos de arranque y/o transición entre modos Grupos independientes o unidades CCGT < 25 min (3 puntos)	3
7	Velocidad respuesta en MW/min > 15% de la potencia nominal en 1 minuto (3 puntos) Entre 10% y 15% de la potencia nominal en 1 minuto (2 puntos)	3
8	Tiempos de parada < 15 min (2 puntos) Entre 15 y 25 min (1 punto)	2
9	Capacidad de auto energización de transformador de máquina Todos TNP: Solicitudes que aporten esta capacidad (2 puntos) La Palma, La Gomera, El Hierro, Ibiza y Menorca: requisito para nuevos grupos o inversiones.	2
TOTAL		100

- **Criterios para la valoración de las solicitudes por la DGPEM** establecidos de conformidad con el Anexo VIII.3 del RD 738/2015, que son:
 - En el caso de que se otorgue resolución favorable de compatibilidad **únicamente por la potencia convocada** en un sistema eléctrico, se ordenarán y seleccionarán las solicitudes atendiendo a la **minimización de los costes del sistema eléctrico a largo plazo**, exigiendo una **puntuación mínima de 30 puntos por criterios técnicos**, y atendiendo a las observaciones técnicas realizadas por el OS en su informe.

Si no se hubiera podido otorgar toda la potencia térmica prevista adicional de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, se reducirá la puntuación mínima requerida por criterios técnicos en 5 puntos, seleccionando de nuevo las solicitudes adicionales necesarias atendiendo a la minimización de costes. De ser necesario, se procederá de esta misma manera, reduciendo el requisito de puntuación en criterios técnicos en escalones de 5 puntos, hasta cubrir la potencia requerida.

- En el caso en el que se otorgue resolución favorable de compatibilidad a **más potencia de la convocada** en un sistema eléctrico porque ello redunde en la **reducción de costes de generación** en dicho sistema, al desplazar a instalaciones de generación preexistentes más caras, igualmente se seleccionarán las solicitudes atendiendo a la minimización de los costes del sistema eléctrico a largo plazo, pero será requisito imprescindible que estas solicitudes alcancen una puntuación por criterios técnicos igual o superior a la menor puntuación a la que se haya otorgado resolución favorable de compatibilidad de acuerdo con el punto anterior.
- *«Excepcionalmente, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a **más potencia de la convocada** en un sistema eléctrico a solicitudes cuya puntuación en criterios técnicos se sitúe **por encima de 70 puntos**, aunque no haya reducción de costes de generación, siempre que el aumento del coste medio de generación por el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad a un grupo en el sistema eléctrico en el que se encuentra ubicado no sea mayor del 30 % del coste medio de generación de los grupos a los que se haya otorgado resolución favorable de compatibilidad en dicho sistema eléctrico.»*

El **anexo IV** establece el formulario de solicitud a presentar, distinguiendo entre ‘nuevos grupos’ de generación, ‘nuevas inversiones’ en instalaciones ya existentes y ‘extensión de VUR’. La entidad solicitante debe especificar también en qué concreta categoría o ‘Instalación Tipo’ (IT) existente —identificada mediante su correspondiente código, en función del tipo de tecnología, tamaño y TNP— se va a enmarcar cada proyecto.

Cada IT representa un conjunto de instalaciones con características homogéneas, y el RRA calculado a partir de ellas resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a dicho conjunto. Por tanto, cada oferta presentada

debe poder ser clasificada en una IT predefinida; de ser adjudicataria, se le otorgará el derecho a percibir la correspondiente retribución por costes fijos y variables establecida para esa IT.

El **anexo V** especifica la documentación a adjuntar con cada solicitud, que incluye, entre otros datos del grupo proyectado, información identificativa del titular de la instalación; datos técnicos tales como tecnología, potencias bruta y neta, mínimo técnico ordinario y extraordinario, rampas de subida y bajada, etc.; datos económicos como la inversión prevista por conceptos, los años de ejecución, la viabilidad económica-financiera, etc.; y otra información como la ubicación prevista y el año estimado de inscripción en el RAIPRE.

El **anexo VI** establece el modelo de declaración responsable sobre el empleo de combustibles renovables, y el **anexo VII** el método de cálculo de las emisiones específicas de los grupos.

3. ANÁLISIS DE LA CNMC

El alcance del informe CNMC que prevé el repetido artículo 48.4 del RD 738/2015 se circunscribe a analizar los aspectos puestos de manifiesto por el OS sobre las solicitudes admitidas en el PCC, así como a valorar su impacto económico sobre los costes del sistema eléctrico definidos en el artículo 13 de la LSE y sobre los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del RD 738/2015 en el medio y largo plazo.

Con carácter previo a este análisis, se resumen los principales aspectos que se desprenden de las solicitudes admitidas con objeto de facilitar una visión de global de los proyectos presentados.

3.1. Sobre las solicitudes admitidas en el PCC

El 23 de diciembre de 2024 se publicó en la sede electrónica del MITERD la Resolución de la DGPEM por la que se aprueba la relación definitiva de las solicitudes admitidas (un total de 181) y excluidas (11) en el PCC.

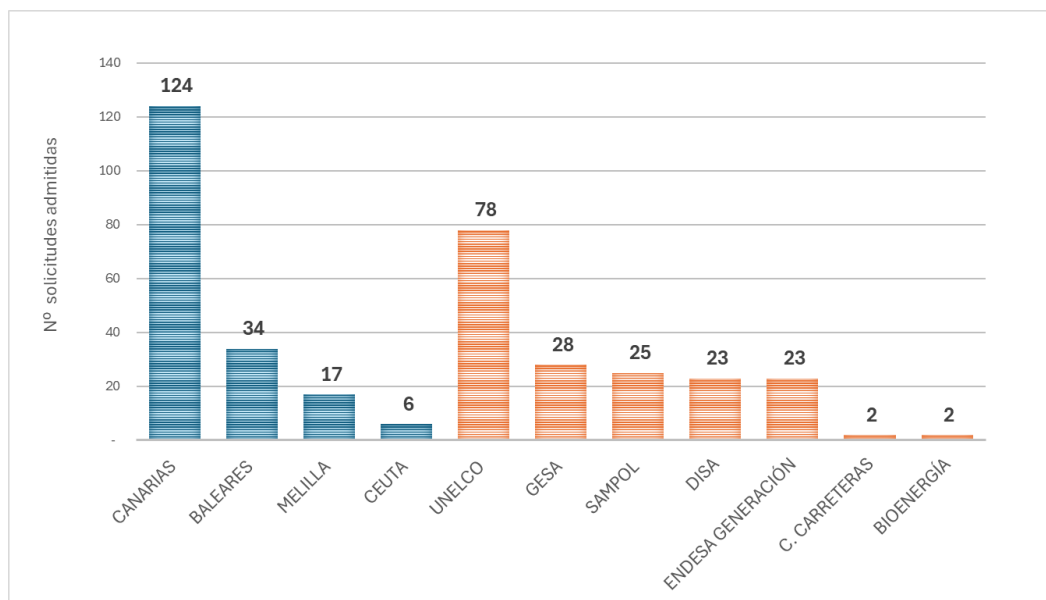
De las 181 solicitudes admitidas, 124 corresponden a Canarias, 34 a Baleares y 23 a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla; han sido presentadas por 5 entidades: Bioenergía Gran Canaria, S.L. (en adelante, BIOENERGÍA), Canary Carreteras, S.L. (C. CARRETERAS), DISA, Sampol Ingeniería y Obras, S.A. (SAMPOL) y el Grupo ENDESA —formado por Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (GESA), UNELCO y Endesa Generación, S.A. (Endesa Generación)—.

Las 11 solicitudes excluidas no acreditaron correctamente uno de los dos siguientes requisitos: el importe de la garantía económica para participar en el PCC —2% del valor estándar de la inversión— o bien la finalización de la VUR

de determinados grupos no se ajusta al horizonte temporal establecido en la Resolución PCC.

A continuación, se muestra un resumen gráfico de las solicitudes admitidas y su potencia asociada, agrupadas por TNP, entidad y modalidad de proyecto.

Gráfico 1. Solicitudes admitidas por TNP y entidad



Fuente: DGPEM

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

El análisis geográfico muestra que, como se ha expuesto, Canarias aglutina el mayor número de solicitudes admitidas (124) —las islas capitalinas y Fuerteventura concentran casi dos terceras partes—, seguida de Baleares (34) —Mallorca e Ibiza acumulan más del 80 %— y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla (23), en línea con la potencia adicional térmica convocada en la Resolución PCC para los TNP: 971 MW, 350 MW y 40 MW, respectivamente.

En lo que se refiere a los agentes, las sociedades del Grupo ENDESA han presentado el mayor número de solicitudes admitidas en todos los TNP, con un total de 129; SAMPOL ocupa el segundo lugar, con 25. Siguen DISA (23), BIOENERGIA (2) y C. CARRETERAS (2); estas últimas compañías han ofertado exclusivamente para el sistema eléctrico canario.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

3.2. Sobre el informe elaborado por el OS

El artículo 48.3 del RD 738/2015 establece que el OS realizará un informe técnico sobre las solicitudes admitidas en el PCC que aborde las siguientes cuestiones especificadas en el Anexo VIII.2 del citado real decreto:

- Si existe algún impedimento técnico para ejecutar las instalaciones en los nudos propuestos, teniendo en cuenta las redes existentes o planificadas.
- Si con las solicitudes admitidas para cada sistema eléctrico aislado se supera la potencia adicional prevista en el PCC para dicho año y sistema¹².
- Una prelación de dichas solicitudes, para cada sistema y año previsto de inscripción definitiva en el RAIPRE, en función de sus favorables características (tecnología, potencia, nudo de conexión) desde el punto de vista de la seguridad de suministro y de la eficiencia técnico-económica, tomando en consideración los criterios técnicos y de seguridad establecidos en el Anexo III del PCC.

Para justificar dicha eficiencia técnico-económica el OS simulará el despacho de producción anual teniendo en cuenta la contribución de cada solicitud a la variación de los costes de generación y de los servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del citado RD 738/2015, así como la energía generada por cada grupo.

Adicionalmente, el artículo 48.4 del repetido RD 738/2015 establece que el informe CNMC deberá analizar los aspectos puestos de manifiesto por el OS, los cuales se resumen a continuación:

3.2.1. Sobre la posible existencia de impedimentos técnicos

El OS ha evaluado la capacidad de acceso a la red disponible en los nudos de conexión de los nuevos grupos de generación de acuerdo con los valores calculados y publicados a la fecha de elaboración de su informe en su calidad de gestor de la red de transporte, conforme a la metodología y criterios dispuestos en las Especificaciones de Detalle (ED) que establece la Resolución de 27 de junio de 2024, de la CNMC¹³, que constituye, junto con la Circular

¹² La norma prevé, en su caso, un análisis análogo al realizado con las solicitudes de instalaciones térmicas para las solicitudes de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes.

¹³ 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.

1/2021 de 20 de enero, de la CNMC¹⁴ y el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre¹⁵, la normativa de referencia a estos efectos.

Adicionalmente, el OS ha considerado las siguientes especificidades establecidas para la generación en los TNP:

- Emplea únicamente el criterio de comportamiento estático, en cumplimiento de lo dispuesto en la disposición transitoria quinta¹⁶ del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre¹⁷ (RDL 8/2023).
- La capacidad de acceso ocupada incluye las instalaciones de generación de categoría A que conforman el “*must-run*”¹⁸ en el escenario resultante de incorporar la nueva generación adjudicataria en el PCC, en virtud de lo dispuesto en el apartado 4.1 del Anexo 1¹⁹ de las precitadas ED.

En cuanto a la evaluación de la viabilidad de conexión, el informe del OS analiza entre otros aspectos la disponibilidad de posiciones de reserva o la reutilización de posiciones existentes en las subestaciones correspondientes a los nudos de conexión propuestos, así como la viabilidad de ampliar dichas subestaciones, en su caso.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

¹⁴ Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

¹⁵ Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

¹⁶ La disposición transitoria quinta del RDL 8/2023 establece que «A aquellas instalaciones que resulten adjudicatarias en un procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad celebrado al amparo de lo previsto en el artículo 46 del [Real Decreto 738/2015] y que no dispusieran de permisos de acceso y conexión, solo les serán de aplicación los criterios de comportamiento estático a los que se refiere la [Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CNMC].»

¹⁷ Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

¹⁸ La generación síncrona mínima (GSM, o «*must-run* síncrono») es aquella que es necesario acoplar para garantizar la estabilidad y correcto funcionamiento del sistema eléctrico; viene determinada por la potencia, ubicación y tecnología de los grupos síncronos acoplados en los escenarios de estudio, la problemática a resolver, la red y las capacidades técnicas de todos los generadores acoplados (síncronos y no síncronos).

¹⁹ El apartado 4.1 del Anexo 1 establece que «En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares no se considerará la simultaneidad entre la energía eléctrica generada por las instalaciones clasificadas como categoría A en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio y por el resto de la producción renovable en el nudo correspondiente, con la excepción de aquella generación eléctrica de las instalaciones clasificadas como categoría A que fuera necesaria como ‘*must run*’ para estabilidad y aportación de reservas.»

3.2.2. Sobre la potencia de las instalaciones térmicas

El OS confirma que, en primera aproximación, es posible cubrir la potencia convocada en la Resolución PCC con las solicitudes de instalaciones térmicas presentadas en cada uno de los sistemas eléctricos aislados para el horizonte 2028.

Ahora bien, considera que las solicitudes de extensión de VUR²⁰ sujetas dentro del horizonte 2028 a una limitación de horas de funcionamiento máximo anual (500 o 1.500 horas/año) por cumplimiento de la normativa ambiental, ya sea comunitaria o estatal²¹, no deberían ser contempladas a efectos de la adjudicación del RRA previsto en el PCC

[INICIO CONFIDENCIAL].

[FIN CONFIDENCIAL]

3.2.3. Prelación de las instalaciones para cada sistema eléctrico. Valoración técnica y económica

Tal y como prevé el anexo III de la Resolución PCC y el propio RD 738/2015, para la determinación de los grupos a los que procede el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad la DGPEM atenderá a la minimización a largo plazo de los costes del sistema eléctrico y al fomento de la eficiencia energética, de acuerdo con los criterios técnicos aplicables a esta convocatoria —entre otros, empleo de combustibles de origen renovable, ubicación y tamaño.

Valoración técnica

Teniendo esto en cuenta, el OS presenta en primer lugar la valoración técnica de cada una de las solicitudes admitidas²² conforme a los criterios definidos en el anexo III.2 de la repetida resolución; en segundo lugar, muestra la evaluación de su impacto económico, obtenida mediante simulaciones de despacho tanto de los costes de generación como de la energía generada.

²⁰ **[CONFIDENCIAL]**

²¹ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).

Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017, por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre, sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas y por el que se actualiza el anexo IV de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

²² **[CONFIDENCIAL]**

Las bases reguladoras de la convocatoria exigen al menos 30 puntos en la evaluación técnica si la resolución favorable de compatibilidad se concede únicamente por la potencia convocada, priorizando aquellas solicitudes que minimicen los costes del sistema eléctrico en el largo plazo y garanticen el cumplimiento de unos estándares técnicos mínimos.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Valoración económica

En cuanto a la valoración de las solicitudes por criterios económicos, el OS realiza simulaciones de despacho²³ anuales de los costes de generación y de servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del RD 738/2015, así como de la energía generada, basándose, entre otras, en las hipótesis —demanda, unidades de generación categoría A, precio de combustibles y, en su caso, interconexiones— consideradas en el informe de cobertura de la demanda en los TNP para el horizonte 2026-2030 realizado en enero 2025.

Para cada solicitud se presenta el impacto económico por unidad de potencia y año estimado en tres ‘etapas’: primero, solo en términos de costes variables de generación —esto es, costes de combustibles, emisiones y operación y mantenimiento variable—; luego, sumando a dichos costes variables de generación los costes de operación y mantenimiento fijos (O&MF) y, por último, los costes totales, que suman a los anteriores, en su caso, la anualidad de la inversión **[CONFIDENCIAL]**.

Prelación técnico-económica

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el informe del OS establece una prelación técnico-económica para cada sistema eléctrico, ordenando las solicitudes con al menos 30 puntos técnicos de menor a mayor coste total (es decir, por ahorros descendentes), de conformidad con lo dispuesto en el Anexo III.3 de la Resolución PCC y en el propio RD 738/2015. Adicionalmente ofrece la clasificación económica de las solicitudes que han obtenido menos de 30 puntos técnicos.

Limitaciones ambientales, tamaño y concentración por nudos

Como se ha expuesto en el punto anterior, el OS considera que las solicitudes afectadas por limitaciones ambientales en el horizonte 2028 deberían quedar excluidas del proceso de valoración **[CONFIDENCIAL]**.

²³ **[CONFIDENCIAL]**

Adicionalmente, el OS desaconseja considerar proyectos que superen determinados tamaños máximos de potencia **[CONFIDENCIAL]**. Subraya que el tamaño de los grupos y su distribución geográfica son factores fundamentales para garantizar la estabilidad y la seguridad del suministro eléctrico en los TNP.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

3.2.4. Conclusiones y recomendaciones

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

3.3. Sobre el análisis económico efectuado por la CNMC

Se ha de señalar que la clasificación técnico-económica que ha elaborado el OS ha tenido en cuenta los parámetros de las ofertas presentadas al concurso y que estos no servirán para retribuir a las instalaciones finalmente por lo que es posible que el análisis haya establecido un orden de mérito que no coincida finalmente con el impacto real de la prelación.

Ante este contexto, el presente apartado pretende proporcionar información adicional que contribuya a una evaluación más completa del impacto económico que supondrían las ofertas sobre los costes de generación en los SENP en el medio y largo plazo, así como contrastar las conclusiones que se deducen del repetido Informe del OS.

El RD 738/2015 establece, para las instalaciones categoría A, un esquema retributivo con una componente de costes fijos —que contempla los costes de inversión, así como los de operación y mantenimiento de naturaleza fija²⁴— y otra de costes variables, que incluye el combustible, los costes variables de operación y mantenimiento, los derechos de emisión de CO₂, y también los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como la financiación del OS.

Este apartado se centra en analizar los datos técnicos y económicos incluidos en las solicitudes presentadas, es decir, los valores de inversión ofertados para nuevos grupos y nuevas inversiones, y los parámetros empleados asociados al consumo de combustible; esta última constituye la partida más importante dentro de los costes variables de generación.

²⁴ Costes de personal, mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

Para ello, se comparan los datos ofertados —de inversión y asociados al combustible— con los reconocidos en la normativa hoy vigente²⁵ para grupos análogos existentes —misma tecnología, parecido tamaño y ubicados en el mismo subsistema eléctrico— (también con los valores obtenidos en las pruebas de rendimiento (para el caso de los parámetros asociados al combustible), con objeto de identificar aquellos proyectos que puedan presentar un mayor coste con impacto en el medio y largo plazo. Adicionalmente, se han identificado posibles singularidades en casos concretos.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

3.3.1. Sobre los valores unitarios de la inversión

La retribución por costes fijos incluye la retribución por inversión, que se determina a partir del valor de la inversión reconocida, de acuerdo con lo establecido en el artículo 26 del RD 738/2015. El valor de la inversión reconocida a efectos retributivos²⁶ para nuevos grupos se calcula sumando a la inversión auditada de la instalación²⁷ (con un tope del 125% del valor estándar de inversión) la mitad de la diferencia existente entre el valor estándar de inversión y el valor auditado de la inversión. De esta manera valores de inversión auditada por encima del valor estándar son corregidos a la baja, y valores de inversión auditada por debajo del valor estándar son corregidos al alza.

Este modelo permite adaptarse a las condiciones locales que pueden inducir diseconomías de escala, reflejadas en el valor auditado, asegurando por otra parte que la inversión reconocida esté dentro de márgenes establecidos administrativamente.

Para el cálculo del valor estándar de la inversión resulta necesario establecer valores unitarios de referencia (en €/kW), los cuales representan el valor medio de la inversión en cada sistema eléctrico aislado, desglosado en función de la tecnología y potencia del grupo.

²⁵ En el momento de redactar este informe se encuentra en desarrollo la actualización de los parámetros técnicos y económicos de liquidación por IT del RRA para el próximo periodo regulatorio 2026-2031 prevista en el artículo 21 del RD 738/2015. Esos parámetros serán de aplicación durante aproximadamente la segunda mitad del periodo regulatorio a las instalaciones que resulten adjudicatarias del PCC, y hasta una subsiguiente actualización, ya en el periodo 2032-2037.

²⁶ El valor de la inversión reconocida se recoge en la correspondiente resolución de reconocimiento del RRA de cada instalación, según lo establecido por el artículo 57 del RD 738/2015, y representa la mayor parte de la retribución por costes fijos de la instalación.

²⁷ El valor auditado de la inversión de los nuevos grupos ofertados en el PCC solo estará disponible de 2028 en adelante, una vez estén construidos.

Determinación de los valores unitarios de referencia

El artículo 27 de la Orden TEC/1315/2022, de 23 de diciembre²⁸, establece cómo determinar esos valores unitarios de referencia para cada tecnología, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 26 del RD 738/2015; se calculan a partir de la potencia neta en MW de cada grupo, afectada por dos parámetros²⁹ (k y l) que pueden variar en función de la tecnología y el territorio, según lo establecido en el anexo V de la antedicha orden.

En particular, la fórmula de cálculo es la siguiente: $I_u = kP^l$ donde P es la potencia neta de la instalación (en MW), y los parámetros k y l son coeficientes que ajustan el coste unitario según la tecnología, el rango de potencia del grupo y el sistema eléctrico en el que se ubica la instalación (Canarias, Baleares o Ceuta y Melilla).

Esta fórmula no proporciona, por tanto, resultados uniformes para una misma tecnología y territorio, ya que depende de la potencia neta del grupo, de acuerdo con los valores de k y l establecidos normativamente.

Esta relación pone de manifiesto un claro efecto de economía de escala en sistemas eléctricos aislados: cuando el exponente l es inferior a 1, el coste unitario disminuye conforme aumenta la potencia instalada. Por tanto, dentro de un mismo entorno regulatorio, las instalaciones de mayor tamaño presentan una mayor eficiencia económica.

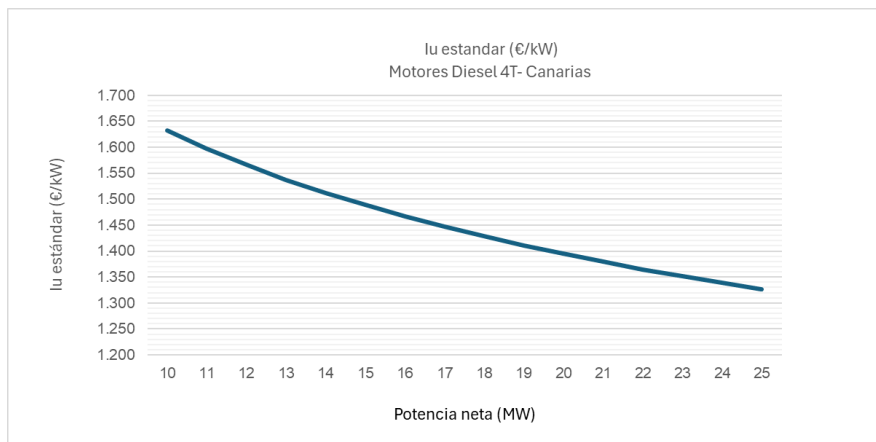
La siguiente gráfica ilustra este efecto de economía de escala, mostrando cómo el coste estándar de inversión por kW disminuye a medida que aumenta la potencia del grupo, en el caso de la tecnología Motores Diésel 4T instalada en Canarias, según los parámetros normativos en la Orden correspondiente.

²⁸ Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas.

²⁹ Estos mismos parámetros fueron empleados en la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, para definir los valores unitarios máximos de inversión (en €/kW) para el segundo periodo regulatorio 2020-2025.

Los valores unitarios de inversión del primer periodo regulatorio son objeto de la disposición adicional segunda del RD 738/2015, que remite a su vez al anexo XII de dicha norma ('Parámetros técnicos y económicos de retribución para el primer periodo regulatorio').

Gráfico 2. Variación con la potencia instalada del valor unitario de inversión estándar de 'Motores Diésel 4T' en Canarias (en €/kW)



Fuente. CNMC

Por su parte, el anexo II de la Orden TED/430/2024³⁰ establece los parámetros k y l aplicables a las nuevas instalaciones tipo de la tecnología "Motores de Gas", para la que no se habían definido hasta entonces.

De otro lado, y una vez expuesto el método de cálculo de la inversión reconocida, se señala que la normativa vigente no prevé una vinculación entre el valor de la inversión que figura en cada una de las ofertas y el valor que finalmente se reconocerá a efectos retributivos a los proyectos ³¹; este último se establecerá, entre otros, a partir de los costes de inversión auditados al término de la construcción de los proyectos (que es probable que sufran modificaciones respecto a los inicialmente ofertados).

En consecuencia, los valores de inversión ofertados no son determinantes para fijar el importe que finalmente será reconocido a efectos retributivos, pero sí lo son para establecer el orden de prelación económica del PCC (dado que es el único disponible, al no estar construidos los grupos o efectuadas las nuevas inversiones).

³⁰ Orden TED/430/2024, de 8 de mayo, por la que se establece el método de cálculo del precio de los gases licuados del petróleo como combustible y se definen nuevas instalaciones tipo a efectos del régimen retributivo adicional de las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares.

La correspondiente propuesta fue objeto del informe IPN/CNMC/033/23, aprobado por esta Sala el 9 de enero de 2024 (<https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc03323>).

³¹ Ello contrasta con otras situaciones para las que el Real Decreto 738/2015 sí contempla penalizaciones o impone límites en el caso de que el ofertante se desvíe en lo construido frente a lo ofertado y autorizado. Así en su Anexo VIII ('procedimiento para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad') se establecen diversos factores de corrección que minoran la retribución por RRA para aquellas instalaciones que, por ejemplo, una vez construidas tienen una potencia neta inscrita en el registro distinta de la potencia por la que se les otorgó el RRA.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Por ello, se sugiere que, para futuras convocatorias del PCC, se estudie la posibilidad de implementar un mecanismo que asegure que el valor auditado de la inversión esté acotado frente a incrementos al alza respecto al valor ofertado, para de esa manera asegurar la alineación entre el valor ofertado y el finalmente reconocido.

Una falta de vinculación entre los antedichos valores —ofertado y auditado— puede inducir estrategias competitivas orientadas, por ejemplo, a subestimar las ofertas sin que exista una correspondencia con valores reales de ejecución de los proyectos; se corre el riesgo, por tanto, de que un supuesto ahorro inicial desemboque en una menor eficiencia económica tras la construcción, en detrimento en última instancia de los ahorros efectivos para el consumidor final.

En este apartado se comparan los valores unitarios de inversión ofertados al PCC para cada nuevo grupo y nueva inversión con los valores unitarios estándar de inversión correspondientes, de acuerdo con los parámetros establecidos en la normativa vigente —para cada tecnología y territorio— y con la fórmula anteriormente expuesta.

Así, para cada subsistema se presenta, en primer lugar, una gráfica que muestra la media de los valores unitarios de inversión ofertados por agente y tecnología, junto con la media³² del correspondiente valor unitario estándar de inversión vigente. Esto ofrece una perspectiva global sobre el grado de ajuste de las ofertas presentadas por cada promotor a los valores de referencia establecidos que sirven actualmente para retribuir la inversión de la generación ya instalada en los TNP. En segundo lugar, un cuadro muestra para cada solicitud, el valor unitario de inversión ofertado junto con el valor unitario estándar de inversión vigente y el % que estaría la oferta por debajo o por encima de dicho valor estándar; si la oferta se sitúa por debajo de su valor estándar (ahorro), se identifica con fondo color verde y valor negativo, mientras que si se sitúa por encima (sobrecoste), se marca con fondo color rojo y valor positivo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

³² La inversión media estándar se corresponde con el promedio de los valores unitarios estándar de inversión calculados a partir de las características de cada oferta (ubicación, tecnología y potencia).

3.3.1.1. Nuevos grupos

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.3.1.2. Nuevas inversiones

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.3.2. Sobre los costes variables de generación.

Los costes variables de generación³³ se basan en parámetros técnicos y económicos detallados por tecnologías, cuyo reconocimiento está recogido en los artículos 11³⁴ y 12³⁵, respectivamente, del RD 738/2015, el cual establece que serán aprobados por resolución de la DGPEM.

Dichos parámetros contemplan, entre otros, los relativos al despacho de producción: técnicos ($A_{(i)}$, $B_{(i)}$, $C_{(i)}$ ³⁶, $A'_{(i)}$ y $B'_{(i)}$ ³⁷) y económicos ($D_{(i)}$ ³⁸ y $O\&M_{VDi}$ ³⁹), definidos, a su vez, en los artículos 62 y 63 y en el anexo II.2 del antedicho real decreto. En particular, los parámetros A, B y C definen la curva de consumo de combustible reconocido a efectos de despacho por el funcionamiento de un grupo (en termias/hora, para cada potencia de funcionamiento).

³³ Los costes variables de generación, que en la actualidad representan en torno al 85 % del total, contemplan los costes de combustible (que a su vez comprenden los costes variables de funcionamiento, los de arranque asociados al combustible, y los de regulación) y otros costes variables de operación y mantenimiento (los cuales comprenden a su vez los debidos al arranque y otros costes operativos de la central, así como los derechos de emisión).

El coste reconocido a los combustibles constituye asimismo la mayor parte de los costes variables de generación.

³⁴ El artículo 11 ('Reconocimiento de los datos técnicos de las instalaciones de producción') del RD 738/2015 establece que los datos técnicos de las instalaciones de categoría A que precisan de aprobación de la DGPEM son los siguientes: potencia bruta, potencia neta, mínimo técnico ordinario y extraordinario, rampas de subida y bajada de potencia, tiempos de arranque y, en su caso, datos técnicos de despacho.

³⁵ El artículo 12 ('Reconocimiento de los datos económicos y mezclas de combustibles') del RD 738/2015 se refiere a los datos económicos de despacho definidos en su Anexo II.2 (véanse más adelante las definiciones de $D_{(i)}$ y $O\&M_{VDi}$).

³⁶ $A_{(i)}$, $B_{(i)}$, $C_{(i)}$ son los datos técnicos de despacho expresados en th/h, th/h.MW y th/h.MW², respectivamente, que corresponden a los coeficientes de la curva de funcionamiento de cada grupo i según su nivel de carga; sus valores constan en el RAIPREE.

³⁷ $A'_{(i)}$ y $B'_{(i)}$ son los datos técnicos de despacho expresados en th y h, respectivamente, que corresponden a los coeficientes de la curva de arranque de cada grupo i ; sus valores constan en el RAIPREE.

³⁸ $D_{(i)}$ son los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de despacho de cada grupo i , valorados en €/arranque.

³⁹ $O\&M_{VDi}$ son los costes de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo i , expresados en €/MWh.

Los últimos valores aprobados para los parámetros de despacho a la redacción de este informe son los establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2021, de la DGPEM⁴⁰ (en adelante, Resolución 19 mayo 2021); estos valores son coherentes con sus homólogos a emplear en la liquidación durante el periodo regulatorio 2020-2025, que establece la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre⁴¹.

Parámetros de liquidación y de despacho

Los parámetros (técnicos y económicos) de liquidación son los empleados para calcular el RRA de las instalaciones Categoría A y se establecen por estándar o IT; es decir, todas las plantas asignadas a una misma IT perciben la retribución en función de unos mismos parámetros que tienen en cuenta su tecnología, rango de potencia neta y territorio.

Por su parte, los parámetros de despacho —que se corresponden con los establecidos en la Resolución de 19 mayo de 2021— se establecen individualmente para todos y cada uno de los grupos de generación de la Categoría A, y es conforme a ellos que el OS realiza el despacho de las unidades de generación no peninsulares, compaginando viabilidad técnica con optimización económica (minimización de costes).

El Anexo III.1 del RD 738/2015 especifica que la revisión de los parámetros de despacho deberá realizarse:

- a) Para los datos técnicos, a partir de los resultados de las pruebas de rendimiento⁴² efectuadas por el titular de las instalaciones y supervisadas por el OS⁴³, realizadas durante los 6 años anteriores al 30 de septiembre del penúltimo año del periodo regulatorio actual, esto es, entre septiembre de 2019 y 2025 y,
- b) Para los parámetros económicos, a partir de los datos que figuran en las auditorias de costes presentadas por el titular de las plantas.

⁴⁰ Resolución de 19 de mayo de 2021, de la DGPEM, por la que se revisan los parámetros técnicos y económicos de despacho de las instalaciones categoría A que ejercen su actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁴¹ Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre⁴¹, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.

⁴² Las pruebas de rendimiento son el instrumento esencial para medir los parámetros de funcionamiento de las instalaciones en servicio: permiten contar con la mejor información disponible a partir de la cual deducir el consumo de combustible que se debería reconocer a una instalación tipo operada por una empresa eficiente y bien gestionada.

⁴³ **[CONFIDENCIAL]**

Las ofertas incluyen, entre otros, los valores de los parámetros de despacho para cada proyecto en cumplimiento de lo dispuesto en los Anexos V y VIII.1 de la Resolución PCC y del RD 738/2015, respectivamente.

Por otra parte, se indica que la normativa vigente no prevé una vinculación entre los parámetros de despacho que figuran en cada una de las ofertas y los que finalmente se reconocerán a efectos retributivos a los proyectos; estos últimos serán aprobados por resolución de la DGPEM, con carácter previo o simultáneo, a la inscripción definitiva en el RAIPEE, de acuerdo con el procedimiento previsto en el Anexo II del RD 738/2015. En consecuencia, se sugiere que, para futuras convocatorias del PCC, se estudie la posibilidad de implementar un mecanismo que asegure que los parámetros de despacho aprobados por la DGPEM estén acotados frente a incrementos al alza respecto a los valores ofertados, para de esa manera asegurar la alineación entre el valor ofertado y el finalmente reconocido.

Para comprobar la coherencia y razonabilidad de los datos propuestos para cada grupo, verificar su posible contribución a la reducción de los costes variables de generación totales en el medio y largo plazo, y contrastar los resultados expuestos en el Informe del OS, se han realizado a continuación distintos análisis comparativos con el objetivo de evaluar la eficiencia de los proyectos —que pasan por la minoración del consumo de combustible y de los costes de operación y mantenimiento variables— mediante su contraste con el grupo más eficiente de aquellos técnicamente similares y ubicados en un mismo sistema eléctrico aislado, todo ello con base en la metodología de revisión anteriormente expuesta.

3.3.2.1. Sobre los parámetros técnicos de despacho

En lo que se refiere a la revisión los parámetros técnicos propuestos ($A_{(i)}$, $B_{(i)}$, $C_{(i)}$, $A'_{(i)}$, $B'_{(i)}$), se ha realizado una comparativa entre el consumo de combustible de cada nuevo grupo o nueva inversión y los consumos reconocidos a efectos de despacho en la Resolución de 19 mayo 2021⁴⁴ a aquellos grupos preexistentes con idéntico código IT (es decir, misma tecnología, similar tamaño⁴⁵ y ubicados en el mismo sistema eléctrico aislado⁴⁶).

⁴⁴ En el caso de la recientemente introducida tecnología de 'Motores de Gas', y ante la ausencia de parámetros de despacho, se han empleado los parámetros retributivos a efectos de liquidación de la Orden TED/430/2024, de 8 de mayo, en lugar de los valores de despacho de la tecnología más parecida ('Motores Diésel 4T'), por considerarse que representan mejor el funcionamiento de estos nuevos grupos.

⁴⁵ Dado que las ITs se definen para un rango de potencias, se ha considerado la potencia del nuevo grupo o nueva inversión como ilustrativa de la IT que se toma como referencia.

⁴⁶ Cuando no existen grupos de características similares en un mismo sistema eléctrico (es decir, en una misma isla o ciudad autónoma, salvo en los casos de Ibiza-Formentera y Lanzarote-Fuerteventura, respectivamente consideradas como sendos sistemas que comprenden dos islas) se han equiparado con grupos análogos ubicados en el mismo TNP.

Adicionalmente, y con el fin de completar este estudio, se han tenido en cuenta también los consumos reales (en termias por MWh generado) de grupos con la misma IT y características para los que se disponga de pruebas de rendimiento realizadas por el OS entre 2019 y 2025⁴⁷, con objeto de comprobar si serían o no más eficientes que los grupos existentes.

Se presenta, a continuación, un resumen del resultado obtenido para todos los nuevos grupos y nuevas inversiones **[CONFIDENCIAL]**, desagregado por sistema y familia tecnológica, con independencia de la puntuación técnica obtenida en el Informe del OS. Los anexos 2 y 3 de este informe incluyen el detalle de la comparativa gráfica de las referidas curvas de consumo de combustible para cada proyecto de nuevo grupo y nueva inversión.

[CONFIDENCIAL]

3.3.2.1.1. Nuevos grupos

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.3.2.1.2. Nuevas inversiones

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.3.2.2. Sobre los parámetros económicos de despacho

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.3.3. Sobre la necesidad de priorizar los nuevos grupos y nuevas inversiones de generación

Como ha puesto de manifiesto esta Comisión desde hace años en informes previos [por ejemplo, IPN/CNMC/052/21⁴⁸], el parque de generación eléctrica existente en los TNP está poco diversificado —con fuerte predominio de centrales térmicas convencionales— y envejecido, con un grado de obsolescencia elevado, particularmente en las islas Canarias.

⁴⁷ El RD 738/2015 establece que para la revisión de los parámetros de despacho se tendrán en cuenta las pruebas de rendimiento remitidas a la DGPEM y a la CNMC durante los 6 años anteriores al 30 de septiembre del penúltimo año del periodo regulatorio.

Así, en la valoración de los parámetros de despacho para el segundo periodo regulatorio (2020-2025), se tuvieron en cuenta los informes de supervisión de pruebas de rendimiento remitidos entre 2014 y septiembre de 2019, y en la revisión previa al inicio del tercer periodo regulatorio (2026-2031), se considerarán los remitidos entre los años 2019 y 2025.

En el presente análisis (y en lo que sigue), solo en un número muy reducido de casos, en ausencia de pruebas de rendimiento recientes se han considerado las anteriores a 2019.

⁴⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc05221>

Si bien en los últimos años la implantación de generación renovable ha experimentado una importante evolución en estos territorios, especialmente en lo que se refiere a energía solar fotovoltaica y energía eólica debido a los abundantes recursos explotables que presentan los mismos, la penetración de generación renovable en el *mix* actual de los TNP es aún reducida y muy inferior a la de la Península.

Además, los SENP son sistemas pequeños que necesitan un respaldo superior y redundante —mayores márgenes de reserva— que el sistema peninsular. A la fecha, y hasta la entrada en servicio de la central de bombeo de Chira-Soria o de nuevas conexiones interinsulares o con la península, este mayor respaldo que garantice una adecuada seguridad del suministro y cobertura de la demanda en los TNP solo es proporcionado por las centrales térmicas convencionales.

Por otro lado, la retribución de dichas instalaciones convencionales establecida en el RD 738/2015 se fundamenta en un modelo que prioriza la eficiencia tecnológica y de gestión, y que incentiva la mejora continua de las instalaciones, bien mediante su continuo mantenimiento, bien mediante la renovación de las menos eficientes, a través de nuevas inversiones, o siendo sustituidas por centrales nuevas, más modernas.

Tomando como base lo anteriormente expuesto, se presume que el objeto del PCC para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad no debería ser otro que alcanzar nuevas soluciones de generación convencional que modernicen el parque generador de los TNP, mejorando su capacidad de generación y garantizando un suministro más eficiente y sostenible en el tiempo, en un entorno competitivo que asegure la reducción de los costes del sistema eléctrico a largo plazo.

Los proyectos ofertados que, a priori, mejor se acomodarían a este propósito serían aquellos correspondientes a ‘nuevos grupos’ y ‘nuevas inversiones’, por su vocación de permanencia y sostenibilidad en el medio y largo plazo y por garantizar una operatividad más fácilmente adaptable a escenarios futuros. La extensión de la VUR de las plantas busca esencialmente prolongar la operación de plantas existentes en el corto plazo, sin efectuar apenas modificaciones; la producción y la eficiencia energética se mantienen pues estables.

No obstante lo anterior, el capítulo IV (‘Procedimientos relativos al otorgamiento y revocaciones del régimen retributivo adicional’) del Título IV del RD 738/2015, así como su Anexo VIII —que regulan el referido PCC—, no priorizan en su redacción los ‘nuevos grupos’ o las ‘nuevas inversiones’ respecto a las ‘extensiones de VUR’. El probable motivo es que, hace casi una década, cuando se publicó el RD 738/2015, no se contemplaba que la implementación del PCC se demoraría tanto en el tiempo y que, como consecuencia, aumentaría significativamente el número de grupos próximos a alcanzar el fin de su VUR que pueden presentarse ahora al PCC. **[CONFIDENCIAL]**

Si bien la extensión de la VUR asegura el funcionamiento de antiguas instalaciones, que tienen aún valor operativo durante un periodo de tiempo adicional⁴⁹ y pueden facilitar una solución transitoria adecuada mientras se despliegan nuevos grupos o nuevas inversiones en los TNP, no debería consolidarse como una práctica recurrente en estos sistemas, sino únicamente complementaria.

Teniendo esto en cuenta, y conscientes de la necesidad de nueva generación térmica en estos territorios, se sugiere al MITERD que considere revisar el PCC para la concesión del RRA a las instalaciones Categoría A (por ejemplo, segregándolo en función de las distintas modalidades de ofertas) con objeto de priorizar los proyectos de nuevos grupos de generación y nuevas inversiones frente a las extensiones de la VUR que deberían considerarse soluciones complementarias y transitorias (comparables, a estos efectos, al concurso de emergencia energética canario⁵⁰) y no convertirse en el resultado final del PCC, todo ello con objeto de mejorar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad del sistema eléctrico no peninsular en el medio y largo plazo, así como facilitar la entrada de nuevos actores en el mercado eléctrico y promover un mayor grado de competencia.

El objetivo económico de cualquier procedimiento de concurrencia debe ser aflorar aquellas ofertas con costes más competitivos, lo que requiere garantizar que las condiciones iniciales de las distintas modalidades que compiten entre sí sean equitativas; no deberían, por tanto, mezclarse en un mismo procedimiento las solicitudes (ofertas) de nuevos grupos (accesibles a cualquier agente) con las solicitudes de nuevas inversiones o extensión de VUR (que en esta primera concurrencia pueden ser presentadas por un solo grupo empresarial). Para que la concurrencia cumpla su objetivo económico, se considera necesario diseñar procedimientos separados —por ejemplo, uno para nuevos grupos y otro para nuevas inversiones y extensiones de VUR— que respondan a las características particulares de cada modalidad ofertada.

En el caso de que se optara por no revisar el referido procedimiento, se recomienda, al menos, prevenir que un mismo ofertante pueda presentar más de una solicitud relativa a un mismo grupo generador existente, con el fin de evitar que, por ejemplo, solicitudes de extensión de VUR puedan desplazar a solicitudes de nuevos grupos en el orden de prelación (incluso siendo presentadas para un mismo proyecto y por un mismo agente). Alternativamente podrían asignarse puntos adicionales a los proyectos de nuevos grupos (o

⁴⁹ Para estos casos, el Anexo I.5 de la Resolución PCC extiende el derecho para percibir RRA 5 años más, a contar desde la fecha de resolución de la convocatoria.

⁵⁰ Orden TED/433/2024, de 8 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura.

nuevas inversiones) frente a los de extensiones de VUR, con base en una redefinición de los criterios técnicos

Se trata, en definitiva, de alcanzar un mejor equilibrio entre la necesaria sustitución y modernización de las instalaciones actuales, compaginándola con la operación de aquellos equipos todavía necesarios, de forma complementaria y transitoria, hasta la plena entrada en operación de los nuevos grupos.

De otro lado, se sugiere que las convocatorias de futuros procedimientos de concurrencia competitiva contemplen también la participación de tecnologías renovables gestionables⁵¹, además de las vinculadas a la generación térmica convencional.

Esto requeriría no obstante la previa definición de los correspondientes estándares o Instalaciones Tipo, de forma análoga a como el Capítulo III de la TED/430/2024 introdujo once nuevas ITs correspondientes a la tecnología 'Motores de gas' (también en las islas Canarias, con la incorporación de los gases licuados del petróleo como combustible en ese territorio).

Se hace ver además que en la presente concurrencia la utilización de combustibles de origen renovable se valora únicamente con un máximo de 10 puntos técnicos sobre un total de 100 posibles.

4. CONCLUSIÓN

La Sala de Supervisión Regulatoria ha evaluado el desarrollo de esta primera convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva (PCC) para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad —necesaria para el reconocimiento del régimen retributivo adicional (RRA) en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP)— aprobada mediante Resolución de 21 de junio de 2024 (Resolución PCC), de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), cuyo objetivo es cubrir las necesidades de generación identificadas en estos territorios mediante la progresiva renovación de su parque de generación

⁵¹ A este respecto, el artículo 2 del RD 738/2015 incluye entre las tecnologías contempladas en la 'categoría A' *«los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales [...]»*.

El desarrollo de hidroeléctrica no fluyente en los TNP está en la práctica limitada a instalaciones de bombeo que son objeto de un tratamiento singular (véase artículo 56 y Título VII del RD 738/2015), y los sondeos geotérmicos de alta entalpía para aprovechamiento eléctrico no han resultado exitosos hasta la fecha (tampoco en las islas Canarias, pese a su origen volcánico). Por otra parte, el aprovechamiento y valorización energética de biomasa, biogás y residuos presenta posibilidades análogas a las existentes en territorio peninsular.

No obstante, son pocas las instalaciones encuadradas en estas tecnologías en los TNP y, o bien no perciben ya régimen retributivo alguno, o bien están acogidas al régimen retributivo específico en virtud de lo dispuesto en la disposición transitoria undécima.2 del RD 738/2015, y son tratadas a estos efectos como si fueran instalaciones categoría B (esta excepción de carácter transitorio no sería extensible a instalaciones de nueva construcción).

térmica convencional, favoreciendo el desarrollo de la competencia y la entrada de nuevos agentes.

Se convocan 1.361 MW; de ellos, 379 MW en Tenerife, 350 MW en las Baleares, 330 MW en Gran Canaria y 215 MW en Lanzarote-Fuerteventura. Según lo previsto en la Resolución PCC, estos valores corresponden estrictamente a la *«potencia adicional térmica que deba ser instalada para asegurar la cobertura de la demanda en cada uno de los sistemas eléctricos aislados para cada uno de los siguientes 5 años»*, pero no contemplan las necesidades de reserva de potencia, también relevantes para asegurar la garantía del suministro.

Se han admitido 181 proyectos (formalmente denominadas ‘solicitudes’ de resolución favorable de compatibilidad) de 8 sociedades pertenecientes a 5 grupos empresariales. Dos terceras partes se concentran en Canarias.

[CONFIDENCIAL]

El orden de prelación de las solicitudes se basa en nueve criterios técnicos (los de mayor peso son ubicación y tamaño, con 30/100 puntos como máximo cada uno), seguidos de una ordenación económica, preservando la seguridad de suministro y minimizando los costes para el conjunto del sistema a largo plazo.

Compiten entre sí tres modalidades de actuaciones que difieren en el esfuerzo inversor requerido y la vida útil regulatoria (VUR) del equipo resultante:

1. Nuevos grupos: completamente nuevos; VUR de 25 años.
2. Nuevas inversiones: renovación de grupos existentes; VUR propuesta por el promotor en su solicitud.
3. Extensiones de VUR: no comportan reconocimiento de inversión alguna; RRA a percibir por 5 años a contar desde la fecha de resolución de la convocatoria.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Esta Comisión comparte las recomendaciones del Operador del Sistema (OS) en cuanto a la exclusión de aquellos proyectos cuyas horas de funcionamiento se verían limitadas por restricciones ambientales (normativa comunitaria de bajas emisiones de CO₂) ya en el horizonte 2028, así como respecto a la importancia de respetar un tamaño máximo que salvaguarde la modularidad en la operación de los grupos y garantice su adecuada distribución geográfica. (Aunque estos aspectos son evaluados mediante los criterios técnicos, es posible que una solicitud supere el umbral de al menos 30 puntos técnicos, pese a que sus emisiones o su potencia instalada sean relativamente elevadas, porque lo compense con una mejor puntuación en otros criterios.)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

De otro lado, se hace ver que, para cubrir la potencia convocada, una vez superado el umbral técnico requerido, la prelación que resulta de la minimización

de costes favorece la asignación de solicitudes de extensión de VUR, sin inversión asociada, lo que retrasaría la renovación del actual parque generador, particularmente obsoleto en Canarias.

De acuerdo con lo previamente expuesto, se recomienda no demorar la convocatoria de próximos procedimientos de concurrencia, en los cuales sería necesario contemplar procesos ágiles que permitieran un ajuste rápido a las necesidades de los sistemas.

En particular, se propone revisar el procedimiento en futuras convocatorias, de modo que modalidades distintas en cuanto a sus necesidades (y costes asociados) de inversión no compitan entre sí.

El objetivo económico de cualquier procedimiento de concurrencia debe ser aflorar aquellas ofertas con costes más competitivos, lo que requiere garantizar que las condiciones iniciales de las distintas modalidades sean equitativas; no deberían, por tanto, mezclarse en un mismo procedimiento las solicitudes de nuevos grupos (accesibles a cualquier agente) con las de nuevas inversiones o extensión de VUR.

Una perspectiva de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental a largo plazo se compadece mal con una metodología que favorece la selección de meras extensiones de VUR, por solo 5 años, en detrimento de instalaciones completamente nuevas, más eficientes y con 25 años de vida útil. Las extensiones de VUR deberían contemplarse como soluciones complementarias y transitorias hasta que los nuevos grupos (o, en su defecto, las nuevas inversiones entendidas como repotenciación o reacondicionamiento de las existentes) entraran en servicio, no como alternativas sustitutivas casi por completo equiparables, y esto último es lo que en la práctica resulta del actual diseño del PCC.

De otro lado, se sugiere que las próximas convocatorias contemplen la participación de tecnologías renovables gestionables. Esto requeriría la previa definición de los correspondientes estándares o Instalaciones Tipo. Se hace ver además que en la presente concurrencia la utilización de combustibles de origen renovable se valora únicamente con un máximo de 10 puntos técnicos sobre un total de 100 posibles.

Por otra parte, y aunque el análisis económico efectuado por la CNMC no cuestiona la prelación técnico-económica obtenida por el OS en su informe revisado mediante la aplicación de las reglas y criterios de la Resolución PCC para cada TNP, se advierte que la utilización de los parámetros ofertados para la realización de las simulaciones de despacho que soportan dicho análisis pudiera no corresponderse fielmente con su impacto económico futuro una vez fijada la retribución de los grupos seleccionados, y esto es así porque la normativa vigente no prevé una vinculación biunívoca entre los valores de

inversión y parámetros de despacho reflejados en cada una de las ofertas y los que finalmente se reconocerán a efectos retributivos a esos mismos proyectos.

Se considera conveniente que exista algún grado de compromiso entre los parámetros ofertados en el procedimiento y aquellos que sean de aplicación tras la construcción, para su retribución. Una falta de vinculación entre los mismos puede inducir estrategias competitivas en los agentes como, por ejemplo, subestimar inicialmente sus ofertas, sin que exista una correspondencia directa con valores reales de ejecución de los proyectos. Un supuesto ahorro inicial podría desembocar en una menor eficiencia económica tras la construcción, en detrimento en última instancia del consumidor final.

Conforme a lo anterior, se sugiere adaptar la norma reglamentaria de aplicación para asegurar una completa alineación entre los valores ofertados en concurrencia (primero) y retributivamente reconocidos (después), al menos dentro un determinado rango y con una apropiada compartición de riesgos entre promotores y consumidores finales ante posibles desviaciones futuras.

En cuanto al análisis de detalle de las ofertas presentadas, desde el punto de vista de los valores de inversión para nuevos grupos, **[CONFIDENCIAL]**

En cuanto a los parámetros técnicos de despacho empleados en el cálculo de los costes variables asociados al combustible, una amplia mayoría de los nuevos grupos **[CONFIDENCIAL]**

En cuanto a los parámetros económicos de despacho, aquellos ofertados para los nuevos grupos supondrían en general **[CONFIDENCIAL]**

Notifíquese el presente informe a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

ANEXO 1. INFORME DEL OS SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA COMPETITIVA, REVISIÓN JUNIO 2025.

[CONFIDENCIAL]

ANEXO 2. ANÁLISIS SOLICITUDES ADMITIDAS POR ISLAS, ENTIDAD Y MODALIDAD DE PROYECTO

Este anexo presenta los resultados del análisis de las solicitudes admitidas en el PCC por TNP, entidad y modalidad de proyecto, en número y en potencia neta, (en MW). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

ANEXO 3: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE DE CADA NUEVO GRUPO

En este Anexo (así como en el subsiguiente Anexo 4 para nuevas inversiones, en lugar de nuevos grupos) se muestra una comparativa entre los consumos de combustible propuestos para cada nuevo grupo según las ofertas presentadas y los consumos reconocidos a su estándar a efectos de despacho en la Resolución de 19 de mayo de 2021, así como, cuando se disponga de las correspondientes pruebas de rendimiento, los consumos reales de plantas análogas preexistentes.

- En línea continua y trazo grueso se representan los consumos de combustible (en termias por MWh generado) de cada nuevo grupo según las ofertas presentadas,
- En línea discontinua en color rojo (o en amarillo, de existir más de una curva), se muestran los consumos reconocidos a efectos de despacho en la Resolución de 19 de mayo de 2021.
- En línea continua y trazo fino se representan los consumos reales de grupos análogos preexistentes obtenidos de las pruebas de rendimiento.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

ANEXO 4: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS DE COMBUSTIBLE DE CADA NUEVA INVERSIÓN

[CONFIDENCIAL]

ANEXO 5: VARIACIONES DE LOS VALORES DE LOS DATOS ECONÓMICOS DE DESPACHO

[CONFIDENCIAL]