

Alegaciones de la Fundación Renovables al proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español

Don Ismael Morales López, en representación de la Fundación Renovables, con CIF G86028800, domicilio en Santa Engracia, 108, 5º Int. Izda. 28003 Madrid y email a efectos de notificaciones fundacion@fundacionrenovables.org, mediante el presente documento procede a formular **ESCRITO DE ALEGACIONES** al trámite de envío de aportaciones a la Consulta pública al proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español.

Que, mediante este escrito y dentro del trámite de consulta pública previa, la Fundación Renovables realiza las siguientes aportaciones.

Preámbulo y motivación de la Fundación Renovables

El proyecto de orden ministerial publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), abierto a audiencia e información pública, promueve la creación de un nuevo mercado de capacidad en el sistema peninsular español. No obstante, las diferentes tipologías de subastas que se incluyen constarán de una convocatoria individual, definida según los parámetros que sean necesarios, dentro del marco de esta propuesta de orden.

El diseño y la creación de mecanismos de capacidad está supeditado a las disposiciones comprendidas en el Capítulo IV del [Reglamento 2019/943](#) del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, relativo al mercado interior de electricidad, cuyo art. 21.1 señala que *“Para eliminar los problemas residuales de cobertura, los Estados miembros podrán, en última instancia y durante la ejecución de las medidas a que se refiere el artículo 20, apartado 3, y de conformidad con los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, introducir mecanismos de capacidad”*.

Tales mecanismos aparecen configurados como instrumentos temporales y coyunturales, de último recurso, cuyo objeto es la resolución de problemas residuales de cobertura y déficit de suministro eléctrico o elevado riesgo de este, estando sometidos a la normativa propia de las ayudas del Estado. El proyecto de orden está lejos de cumplir previsiones imperativas del Reglamento 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al mercado interior de electricidad.

Si analizamos la demanda en barras de central de la península vemos que se ha mostrado prácticamente invariable en los últimos 4 años, incluso ha decrecido entre 2019 (264.664 GWh) y 2023 (244.665 GWh) en un 7,6%, y solo ha aumentado en 2024 (247.038 GWh). Esto, además de reflejar una contracción en el consumo eléctrico y un retraso en la electrificación, refleja que existe un sistema eléctrico sobredimensionado, en el que la potencia instalada y su generación sobrepasa la demanda. En 2019 la potencia instalada total era de 103,2 GW, en

2023 de 124,2 GW y en 2024 de 130,9 GW. Si analizamos la demanda máxima anual instantánea, la histórica fue de 45,4 GW, mientras que en 2023 se redujo el pico a 39,1 GW.


Por otro lado, además de la sobrecapacidad del sistema que no conlleva una carencia en el suministro, los mercados secundarios y terciarios han aumentado su volumen de electricidad negociada y han sufrido un incremento en los precios por gestión y ajustes. Así, se puede observar como la energía gestionada se incrementó en 2023 (20,5 GWh de subida y 9,4 GWh de bajada) respecto a 2022 (12,6 GWh de subida y 7,4 GWh de bajada), lo que indica un mayor volumen de energía comerciada en los mercados secundarios y terciarios, que en ningún caso supuso un riesgo de suministro. En 2023, la repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía fue de 10,87 €/MWh, valor superior a los 7,33 €/MWh del año 2022. El peso de este servicio sobre el precio medio final fue de un 10,9%. Durante el año 2023 el coste de los servicios de ajuste ha sido de 2.502 millones de euros (M€), un 44,7% superior al año anterior. El precio medio ponderado de los servicios de ajuste, en regulación terciaria y secundaria, superaron, sobre todo en subida, los 100 €/MWh.


Si analizamos los resultados de los reguladores externos europeos, las últimas predicciones de idoneidad a medio plazo o MAF (*Mid-term Adequacy Forecast*) elaboradas por ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, por sus siglas en inglés) para evaluar los riesgos para la seguridad del suministro existentes en diferentes horizontes temporales en cada Estado miembro (o zonas de oferta dentro de un Estado miembro, en concreto, las ediciones publicadas en [2019](#) y en [2020](#)), descartan la existencia de riesgos sustanciales para la seguridad del suministro en España en los años 2021, 2025 y 2030. En el caso del MAF de 2019, tal conclusión se alcanza aun asumiendo que desaparece más de la mitad de capacidad de generación de carbón, que se mantienen los porcentajes de energía nuclear y ciclos combinados y que la capacidad instalada de energías renovables aumenta considerablemente. El MAF 2020 ha actualizado los datos y asume la desaparición de la generación con carbón y una disminución de la capacidad de generación nuclear para 2030, teniendo en cuenta los planes de desmantelamiento vigentes en la actualidad. Así mismo, en la memoria justificativa del proyecto de Orden, en los escenarios e índices de cobertura predichos a 2030 para España, según [REE](#) y ENTSO-E, el LOLE (horas de pérdida de carga/año o energía no suministrada, medidas en GWh/año) decrece aproximadamente en 3 horas/año y en 6 GWh/año.

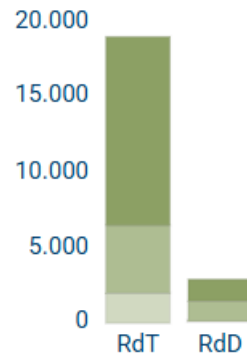
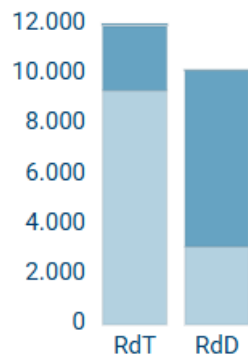
Tabla 1. Resumen de años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	5,63	9,38
2025	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	6,7	11,10
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	6,26	12,90
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
2027	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
	post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	3,83	8,24
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	7,14	15,68
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	4,76	10,12
2030	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,5	2,3
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	2,34	5,65

Esto teniendo en cuenta la implantación de nuevo almacenamiento, como ya se está observando con la tramitación de nuevas plantas híbridadas y el crecimiento del *stand alone*. Según los datos de acceso y conexión de [REE a finales de 2024](#), hay un total de 15,5 GW de baterías (en curso de aprobación y con permisos de acceso) y 18,9 GW de plantas híbridadas, de las cuales 12,4 GW se encuentran en puesta en servicio.

 Baterías

 Hibridación



ID		RdT	RdD		RdT	RdD
28	● Puesta en servicio	41	11	● Puesta en servicio	12.450	1.479
45	● Con permisos	2.557	6.981	● Con permisos	4.526	1.345
24	● En curso	9.298	3.077	● En curso	1.963	98
97	total	11.896	10.069	total	18.939	2.922

En suma, y con las perspectivas de idoneidad de los recursos energéticos existentes, se demuestra claramente que no hay necesidad de intervenir el mercado a través de un Mecanismo de Capacidad para asegurar la seguridad del suministro. Los generadores de combustibles fósiles, en particular, se han beneficiado sustancialmente de la implementación de los MRCs (Mecanismos de Remuneración de Capacidad) durante más de una década. Estos mecanismos han retenido plantas de combustibles fósiles en el sistema que eran innecesarias, perjudicando así la eficacia del mercado de energía mayorista y sobrecargando a los consumidores con facturas de electricidad más elevadas. Como se observa en las liquidaciones del sistema eléctrico de años pasados, realizadas por la CNMC, en [2022](#) los pagos por capacidad fueron de 86 M€ y en [2023](#) de 58 M€, subvenciones indirectas a tecnologías emisoras.

La adopción de un MRC y la dotación de neutralidad tecnológica (subsidiando plantas de tecnologías fósiles), incluyendo cualquier retraso en la eliminación de mecanismos existentes, estaría en oposición al conjunto de medidas aprobados por la UE (*Fit for 55*). Prolongar innecesariamente el problema de la sobrecapacidad sólo agravaría las distorsiones del mercado y la creación de un mecanismo de capacidad debería aplicarse de forma temporal, solo en caso de existir un riesgo de suministro real y no tendría que ser tecnológicamente neutro.

Otro concepto que destacar del contenido de la propuesta es el de los coeficientes de firmeza y de flexibilidad. El diseño actual del sistema parece priorizar exclusivamente la energía firme, dejando de lado la flexibilidad, un atributo esencial para sistemas con alta penetración de energías renovables como es el español. Recomendamos que se adopten mecanismos que incentiven la flexibilidad de forma explícita, ya sea mediante una diferenciación clara en los mercados de ajuste o a través de subastas que valoren tanto la firmeza como la capacidad de respuesta en situaciones de alta variabilidad. Además, resulta fundamental definir previamente las horas de estrés energético y comunicar esta información antes de las subastas, permitiendo a los ofertantes ajustar sus propuestas de manera más eficiente y evitando posibles resultados no deseados, como el sesgo hacia tecnologías menos flexibles.

Conjuntamente, el establecimiento de coeficientes de firmeza prefijados limita el incentivo a la innovación tecnológica y de modelos de negocio, especialmente en áreas como la activación de la demanda o el almacenamiento energético. Proponemos que estos coeficientes se definan con criterios dinámicos que consideren factores como la disponibilidad firme de combustible, el historial operativo y la capacidad de carga previa en el caso del almacenamiento. Además, se deben introducir ajustes periódicos basados en datos operativos reales para garantizar un equilibrio adecuado entre tecnologías, evitando el riesgo de que el sistema favorezca de forma desproporcionada la generación convencional.

El diseño actual podría conducir a un exceso de potencia firme contratada, aumentando innecesariamente los costes para los consumidores. Sugerimos establecer mecanismos que ajusten la contratación a la demanda real y a escenarios operativos dinámicos y explorar un diseño más orientado a las opciones de fiabilidad, en el que el mercado asuma un rol más destacado en la toma de decisiones relacionadas con la asignación de recursos. Este enfoque podría mejorar la eficiencia en la contratación y reducir la carga regulatoria, permitiendo un sistema más robusto, competitivo y adaptado a las necesidades reales del sistema eléctrico.

De acuerdo con lo anterior, a la vista del proyecto de Orden, por medio del presente escrito les hacemos llegar las alegaciones de la Fundación Renovables:

Alegaciones al texto

Artículo 4

Texto original

- e) El régimen retributivo asociado a la prestación del servicio de capacidad se fijará por medio de un procedimiento de concurrencia competitiva.
- f) Las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad se establecerán con carácter previo a la celebración del procedimiento de concurrencia competitiva.
- g) Será tecnológicamente neutro.

Modificación

- e) El régimen retributivo asociado a la prestación del servicio de capacidad se fijará por medio de un procedimiento de concurrencia competitiva, **aplicando un coeficiente de descuento del 0,6 a las ofertas de las tecnologías con 0 grCO₂/kWh que concurren a las subastas.**
- f) Las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad se establecerán con carácter previo a la celebración del procedimiento de concurrencia competitiva.
- g) **No** será tecnológicamente neutro y priorizará las tecnologías sin emisiones netas, **como el almacenamiento (hibridación sobre stand alone), el bombeo, la agregación y sistemas de flexibilidad de la demanda.**

Justificación

Si buscamos dar seguridad de suministro a un sistema eléctrico que tiende a la descarbonización, no puede ser tecnológicamente neutro porque dejaría de lado las emisiones de CO₂. Así mismo, es necesario crear y aplicar una tasa de descuento del 60% a la oferta, en €/MW, a las tecnologías sin emisiones netas, que permitirá que puedan competir en la subasta y aventajarse respecto a tecnologías más maduras y contaminantes en el cupo ofertado de capacidad.

Permitir la neutralidad tecnológica es continuar financiando ciclos combinados en reserva y el fin de esta medida es subsanarlo para que tecnologías sin emisiones netas puedan competir en precio con las ofertas de plantas de cogeneración y ciclo combinado.

La regulación vigente para baterías e hibridación, reflejada en el [RDL 23/2020](#) y el RD [1183/2020](#), establece que las instalaciones híbridas no pueden incrementar la capacidad de acceso en más del 5% ni variar su ubicación en más de 10 km. Estas restricciones resultan demasiado rígidas para muchos proyectos que requieren ajustes mayores para ser viables técnica y económicamente. Ampliar estos límites, siempre que se justifiquen mediante estudios técnicos, permitiría un desarrollo más amplio y adaptado a las condiciones reales de los emplazamientos. Además, considerando que el almacenamiento es esencial para garantizar

la estabilidad de la red y maximizar el aprovechamiento de la generación renovable, la tasa de descuento tiene que aplicarse también a baterías híbridadas con renovables para mejorar y priorizar su aceptación en la subasta.

Artículo 7

Texto original

ii. Para nuevas inversiones de generación y almacenamiento, los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a 15 años.

Modificación

ii. Para nuevas inversiones de generación y almacenamiento (**priorizando hibridación sobre stand alone**), los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a 15 años.

Justificación

La regulación vigente para baterías e hibridación, reflejada en el RDL 23/20 y el RD 1183/20, establece que las instalaciones híbridadas no pueden incrementar la capacidad de acceso en más del 5% ni variar su ubicación en más de 10 km. Estas restricciones, resultan demasiado rígidas para muchos proyectos que requieren ajustes mayores para ser viables técnica y económicamente, además de poder ser competitivas. Ampliar estos límites, siempre que se justifiquen mediante estudios técnicos, permitiría un desarrollo más amplio y adaptado a las condiciones reales de los emplazamientos. Es necesario favorecer explícitamente a las plantas de generación eléctrica de renovables híbridadas con almacenamiento, y así aprovechar la capacidad de evacuación de una misma planta, aumentando la rentabilidad sin demandar más potencia de acceso.

Además, considerando que el almacenamiento es esencial para garantizar la estabilidad de la red, el suministro y maximizar el aprovechamiento de la generación renovable, la tasa de descuento que proponemos tiene que aplicarse también a baterías híbridadas con renovables para mejorar y priorizar su aceptación en la subasta.

Artículo 11

Texto original

c) Acreditar, en el caso de titulares de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), que la instalación cumple con un límite máximo de emisiones de 550 gr. de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad, calculado sobre la base de la eficiencia del diseño de la unidad de generación, esto es, la eficiencia neta a capacidad nominal conforme a las normas previstas por la Organización Internacional de Normalización.

Modificación

c) Acreditar, en el caso de titulares de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), que la instalación cumple con un límite máximo de emisiones de **374 gr. de CO₂** procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad, calculado sobre la base de la eficiencia del diseño de la unidad de generación, esto es, la eficiencia neta a capacidad

nominal conforme a las normas previstas por la Organización Internacional de Normalización. **Ese límite se fija para la primera subasta. En las siguientes tiene que reducirse el límite máximo en un 20%, progresivamente, llegando a 0 grCO₂/kWh antes de 2030.**

Justificación

Desde la Fundación Renovables proponemos que, aunque la recomendación europea sea de 550 grCO₂/kWh, se disminuya el límite máximo a 374 grCO₂/kWh, para evitar la entrada de tecnologías más contaminantes que los ciclos combinados en el mecanismo de capacidad y las subastas asociadas. Es necesario que el límite sea vinculante para las nuevas subastas, además de ir decreciendo un 20% con cada convocatoria consecutiva, ya que España irá instalando almacenamiento anualmente y hay que ir expulsando tecnologías emisoras antes de 2030.

Conjuntamente, proponemos crear unos escalones de prioridad para entrar en las subastas, en función, no solo del precio a ofertar, sino de las emisiones de cada tecnología, con el fin de que el mecanismo de capacidad permita descarbonizar el sistema. De esa manera, se definen los siguientes escalones de priorización o jerarquías de aceptación de ofertas en la capacidad de reserva subastada:

- De 0 a 260 gCO₂/kWh. Permitiría priorizar sistemas de almacenamiento *stand alone*, hibridación, bombeo y agregación de la demanda.
- Desde 260 a 374 gCO₂/kWh, siendo este el límite máximo de las emisiones calculadas para los ciclos combinados de gas natural.

Se ha seleccionado 260 g CO₂eq/kWh por ser el factor de emisión de la red eléctrica de España durante 2023, según la CNMC.

Artículo 11

Texto original

g) En el caso de subastas de capacidad principal, de conformidad con el artículo 7.1.a), y cuando se trate de nuevas inversiones, estas solo pueden corresponder con tecnologías renovables, almacenamiento o demanda.

Modificación

g) En el caso de subastas de capacidad principal, de conformidad con el artículo 7.1.a), y cuando se trate de nuevas inversiones, estas solo pueden corresponder con tecnologías renovables **de emisiones netas cero**, almacenamiento **(priorizando hibridación sobre *stand alone*), bombeos** o demanda.

Justificación

La regulación vigente para baterías e hibridación, reflejada en el RDL 23/20 y el RD 1183/20, establece que las instalaciones híbridas no pueden incrementar la capacidad de acceso en más del 5% ni variar su ubicación en más de 10 km. Estas restricciones, resultan demasiado rígidas para muchos proyectos que requieren ajustes mayores para ser viables técnica y económicamente, además de poder ser competitivas. Ampliar estos límites, siempre que se justifiquen mediante estudios técnicos, permitiría un desarrollo más amplio y adaptado a las condiciones reales de los emplazamientos. Es necesario favorecer explícitamente a las plantas de generación eléctrica de renovables hibridadas con almacenamiento y así aprovechar la

capacidad de evacuación de una misma planta, aumentando la rentabilidad sin demandar más potencia de acceso.

Además, considerando que el almacenamiento es esencial para garantizar la estabilidad de la red, el suministro y maximizar el aprovechamiento de la generación renovable, la tasa de descuento que proponemos tiene que aplicarse también a baterías híbridadas con renovables para mejorar y priorizar su aceptación en la subasta.

Artículo 12

Texto original

j) Las Reglas de Subastas del Mercado de Capacidad a aplicar a la subasta.

k) El coste estimado, por €/MW firme adjudicado, que deberá pagar cada titular adjudicatario para hacer frente al coste de la subasta.

Modificación

j) Las Reglas de Subastas del Mercado de Capacidad a aplicar a la subasta.

k) El coste estimado, por €/MW firme adjudicado, que deberá pagar cada titular adjudicatario para hacer frente al coste de la subasta.

l) El tope de emisiones máximas definido para aplicar en la subasta no será superior a 374 grCO₂/kWh.

Justificación

Desde la Fundación Renovables proponemos, aunque la recomendación europea sea de 550 grCO₂/kWh, disminuir el límite máximo a 374 grCO₂/kWh, para evitar la entrada en el mecanismo de capacidad y las subastas asociadas de tecnologías más contaminantes que los ciclos combinados.

Es necesario que el límite sea vinculante para las nuevas subastas, además de ir decreciendo un 20% con cada convocatoria, dado que España irá instalando almacenamiento anualmente y hay que ir expulsando tecnologías emisoras antes de 2030.

Disposición adicional segunda. Criterio medioambiental en la determinación de los adjudicatarios de las subastas de capacidad.

Texto original

1. Excepcionalmente, la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas. A tal fin, para cada tecnología emisora de referencia podrán definirse niveles de emisiones de CO₂ equivalente de tal forma que, en conjunto, el volumen de las emisiones de CO₂ asociadas a las instalaciones adjudicatarias no supere el referido umbral

Modificación

1. Excepcionalmente, la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones **de 374 gCO₂/kWh, reduciéndose un 20% con cada subasta**, que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas. A tal fin, para cada tecnología emisora de referencia podrán definirse niveles de emisiones de CO₂

equivalente de tal forma que, en conjunto, el volumen de las emisiones de CO₂ asociadas a las instalaciones adjudicatarias no supere el referido umbral.

Justificación

Desde la Fundación Renovables proponemos, aunque la recomendación europea sea de 550 grCO₂/kWh, disminuir el límite máximo a 374 grCO₂/kWh, para evitar la entrada en el mecanismo de capacidad y las subastas asociadas de tecnologías más contaminantes que los ciclos combinados.

Es necesario que el límite sea vinculante para las nuevas subastas, además de ir decreciendo un 20% con cada convocatoria, dado que España irá instalando almacenamiento anualmente y hay que ir expulsando tecnologías emisoras antes de 2030.

