

ANÁLISIS ORDEN SUBASTAS COGENERACION – Grupo a

—Sobre la Versión compartida por MITERD el 28 de abril 2026—

6 de mayo de 2026

INTRODUCCION Y RESUMEN EJECUTIVO

En primer lugar, queremos agradecer sinceramente la confianza y colaboración que nos brinda el MITERD al compartir el estado actual en ultimación de la orden de subastas, que hemos tratado con la máxima discreción, con el objetivo de trasladar desde el sector cogenerador una visión final de conjunto para contribuir al éxito del marco de subastas de cogeneración.

Los dos objetivos clave que tenemos actualmente las industrias cogeneratoras son:

- 1) Promulgar las **subastas de 1.200 MW de cogeneración en el primer semestre 2026** para activar un nuevo ciclo de inversión y operación para la transición energética, que es la iniciativa objeto del presente análisis.
- 2) **Prorrogar la operación de las plantas** que finalicen la vida útil para que puedan operar hasta completar inversiones hasta el año 2031, habida cuenta de las circunstancias que han demorado la promulgación de las subastas y las actuales que conllevan mayores tiempos de ejecución de las inversiones. Ello está propuesto a tramitación legislativa en el Congreso de los Diputados.

Queremos mencionar especialmente el difícil contexto general en el que se promulgará el marco de subastas:

- La industria intensiva en energía está muy debilitada tras las crisis sucesivas de COVID y Ucrania con datos del Índice de Producción Industrial en claro retroceso en los últimos dos años.
- La UE no ha logrado avanzar en una armonización y mejora de los marcos de energía, fiscalidad y CO2 tras los informes Draghi y Letta, urgentes para mejorar la competitividad.
- Gran incertidumbre y estrés en los mercados mundiales derivados de la situación en Irán, Israel y las políticas de industrialización/comerciales en China, India y EE.UU.

El marco de subastas de cogeneración es una medida efectiva con carácter horizontal que puede ayudar a múltiples objetivos del país en política energética e industrial. Conviene apoyar las cogeneraciones aún operativas de tal modo que las subastas puedan llegar a celebrarse con éxito, esto es, avanzando en la descarbonización de la economía de forma compatible con la seguridad de suministro y la competitividad industrial:

- Reforzando la seguridad de suministro con cogeneración distribuida síncrona.
- Promoviendo el desarrollo de los gases renovables y su hibridación en cogeneración.
- Incrementando la resiliencia de las industrias ante los escenarios de mayores costes productivos difíciles de trasladar a los clientes.
- Avanzando con paso firme y seguro en la transición energética competitiva con las industrias.

La dirección y sentido de la promulgación del marco de subastas de cogeneración es, sin duda, acertado, muy oportuno y necesario; precisamente por ello instamos al Ministerio a potenciar la oportunidad y conveniencia de la medida, reforzando las señales técnicas y económicas del marco, en la misma línea de evolución en la que ha venido trabajando con el sector para generar confianza inversora.

En relación con la orden de subastas de cogeneración, en lo circunscrito a actuaciones del grupo a), exponen a continuación las siguientes recomendaciones esenciales:

i. Requerimientos Regulatorios y Técnicos: *ajustar enfocando a las actuaciones mayoritariamente previstas que serán renovaciones del parque actual existente.*

De acuerdo con el informe “*Resultado de la Encuesta Subastas Cogeneración*”¹, las respuestas de interés firmes que han manifestado las empresas para las subastas de cogeneración sumarían 1.224 MW, de los cuales el **82 % de la potencia** serían **modificaciones de instalaciones existentes** —sólo un 3% nuevas instalaciones y un 15% cogeneraciones con biomasa—.

Creemos por ello que los requerimientos técnicos y regulatorios deben considerar y orientarse específicamente con mayor intensidad al colectivo de actuaciones de modificaciones de plantas existentes, que es la clave para el éxito de las convocatorias, y para el cual recomendamos ajustar el enfoque general.

- ✓ **Los parámetros técnicos exigidos, en particular el límite de emisiones de 250 gCO₂/kWh que implica rendimientos globales superiores al 80%, no es alcanzable para más del 80% de las instalaciones como referencia.** Esta limitación técnica de las instalaciones de referencia conduce en gran medida a una insuficiencia retributiva operacional.

La propuesta no resulta compatible con una modificación técnica de las plantas existentes, que no pueden adaptarse a los criterios propuestos, muy superiores a los actuales y a los de sus homólogos europeos, sin recurrir a plantas totalmente nuevas, lo que no es factible.

ii. Retribuciones Económicas: *insuficientes para cubrir los costes*

Las retribuciones a la operación de las plantas se reducen entre un 40-60% frente a las existentes, lo que a nuestro parecer no alcanza el equilibrio económico dispuesto en la Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014, haciendo inviable el cubrir los costes de operación. Se adjunta como ANEXO I el Estudio “*Comparativa Retribución a la Operación IT actuales vs. ITR subastas – mayo 2026*”² que es parte fundamental de este documento, donde se analizan pormenorizadamente las comparativas retributivas y de rendimiento, algunas de cuyas tablas se muestran en el texto de este informe.

- ✓ **Las retribuciones a la operación** resultantes de la modelización **no deberían alejarse significativamente de los valores actuales:** no existe razón técnica ni económica para ello, como refrenda el hecho de que con las retribuciones actuales de referencia en 2026, en los escenarios previstos de volatilidad y flexibilidad en los mercados, se viene registrando durante este año una caída interanual de la producción en cogeneración de más del 30%.

¹ ANEXO II: Resultado Encuesta Subasta Cogeneración 2025-2027, 3 de julio 2025, COGEN y ACOGEN para MITERD e IDAE

² ANEXO I: Comparativa Retribución a la Operación IT actuales vs. ITR subastas.

TURBINAS

IT actual	Tecnología y potencia actual	Ro actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	Ro subasta	% Ro subasta vs. actual
IT-01057	Turbina $P \leq 0,5$ MW	116,13	ITR-0106	$P < 1$ MW	45,95	-60%
IT-01080	Turbina $0,5 < P \leq 1$ MW	88,75	ITR-0106	$P < 1$ MW	45,95	-47%
IT-01104	Turbina $1 < P \leq 10$ MW	68,07	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	38,09	-44%
IT-01128	Turbina $10 < P \leq 25$ MW	60,15	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	38,09	-37%
IT-01147	Turbina $25 < P \leq 50$ MW	53,71	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	30,65	-43%
IT-01455	Turbina $50 < P \leq 100$ MW	48,83	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	30,65	-37%

MOTORES

IT actual	Tecnología y potencia actual	Ro actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	Ro subasta	% Ro subasta vs. actual
IT-01163	Motor $P \leq 0,5$ MW	113,39	ITR-0106	$P < 1$ MW	45,95	-59%
IT-01187	Motor $0,5 < P \leq 1$ MW	85,92	ITR-0106	$P < 1$ MW	45,95	-47%
IT-01211	Motor $1 < P \leq 10$ MW	72,80	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	38,09	-48%
IT-01233	Motor $10 < P \leq 25$ MW	68,61	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	38,09	-44%
IT-01252	Motor $25 < P \leq 50$ MW	67,39	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	30,65	-55%

Anexo I – Comparativa Retribución IT actuales vs. subastas

Este desajuste retributivo se produce por efecto acumulativo al modificar parámetros de forma individual, pendiente de equilibrar el resultado en conjunto del modelo, en el que se identifican costes infravalorados o ingresos de oportunidad/alternativos excesivos.

A ello se añade la parametrización de rendimientos extremos difícilmente alcanzables, así como un incremento del número de horas de funcionamiento respecto a las consideradas en las IT del próximo periodo regulatorio, que no es esperable especialmente teniendo en cuenta que estas plantas deberán realizar inversiones precisamente orientadas a aumentar su flexibilidad asociada a menores horas de funcionamiento y mayor número de arranques y paradas.

Especialmente relevantes son los exiguos valores estándar de las inversiones iniciales. El informe “Plazos de entrega y costes Equipos de Cogeneración”³ remitido a MITERD ha puesto de manifiesto las dificultades globales de suministro y la escalada de precios de los equipos principales en los mercados impulsados por la gran demanda en centros de datos, aviación, naval y defensa.

- ✓ **Los valores estándar de las inversiones iniciales son del orden de un 40-50% inferiores a los de una planta nueva y no alcanzan a cubrir el cambio de equipo principal en plantas existentes; ello hace prácticamente inviable en la mayor parte de las actuaciones lograr una rentabilidad razonable a la inversión antes incluso de ofertar cualquier porcentaje de reducción.**

En las mencionadas condiciones esenciales —especialmente considerando el contexto de incertidumbre industrial inversora— que requiere de mayor impulso para promover la confianza inversora de los decisores empresariales, **el esquema de subastas, tal y como está propuesto en el momento actual, tememos no sea suficientemente efectivo para movilizar la mayor parte de las inversiones interesadas.**

Animamos al equipo del MITERD a intensificar decididamente las señales económicas y técnicas para solventar las barreras identificadas en este documento y aplicar una combinación acertada de las medidas que proponemos.

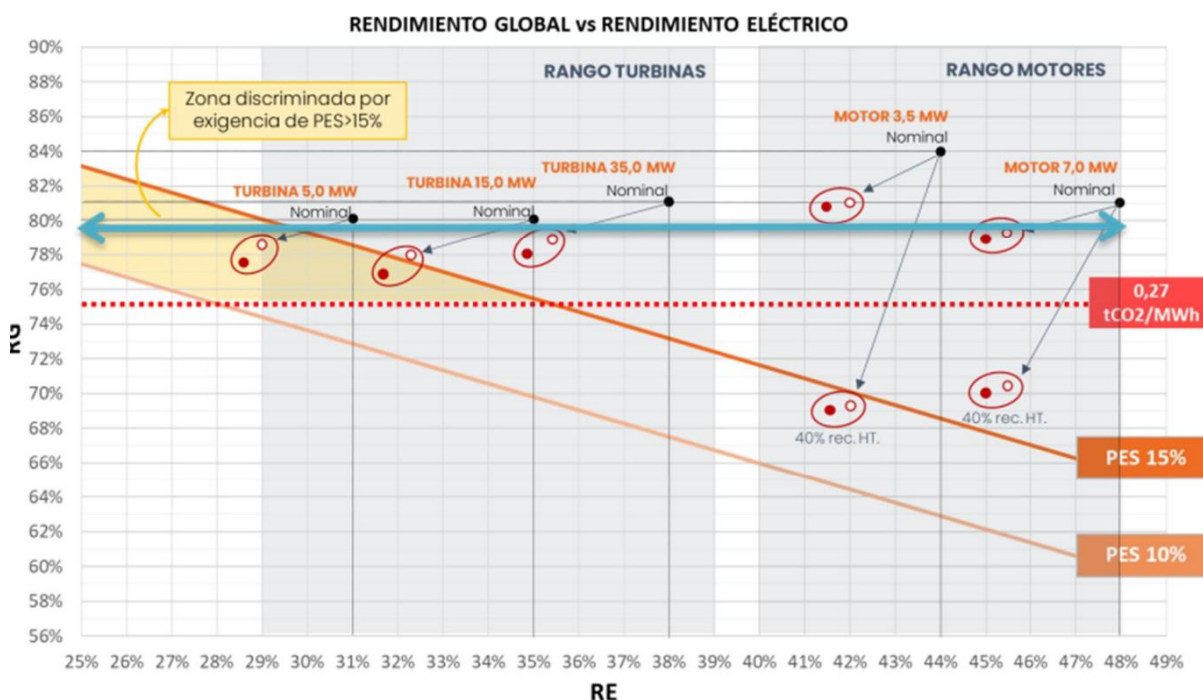
³ ANEXO III: “Cuestionario sobre plazos de entrega y costes Equipos de Cogeneración Subasta 2026-2031”, marzo 2026, COGEN y ACOGEN

RECOMENDACIONES GENERALES

1. Situar el límite de emisiones en $270 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ como establece la Directiva Europea y la normativa en vigor (RD 616/2007).

Las consecuencias de aplicar al modelo el límite propuesto en **$250 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$** implica superar rendimientos globales $> 80\%$ que estimamos únicamente serían alcanzables en menos de un 20% de las actuaciones previstas en la subasta. Este límite conlleva una sobreponderación extrema de los ingresos por calor, siendo un factor clave para la insuficiencia económica retributiva detectada en el modelo propuesto.

La siguiente gráfica, con origen en el “Estudio de AESA” remitido a MITERD por Cogen y ACOGEN en el proceso de alegaciones, muestra claramente que con un Rendimiento Global del 80% ($0,25 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$; línea azul) se deja fuera a casi todas las tecnologías según sus valores nominales, y operativamente a todas, que, con el funcionamiento flexible, y un número de arranques y paradas mayores, se verán más exigidas en rendimientos que actualmente.



El concepto de “*muy alta eficiencia*”—inexistente en la legislación europea— que la propuesta asocia con una modificación de los límites de emisiones de CO₂, va más allá del estándar europeo de emisiones ya muy exigente, además de conllevar también un incremento de los límites asociados de ahorros y eficiencias energéticas.

Nótese que el límite establecido en la Directiva 2023/1791 de Eficiencia Energética y en su transposición mediante el RD 616/2007 es de **$270 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$** y se refiere

“a 270 g CO_2 por cada kWh de producción de energía mediante generación combinada (incluida la calefacción, la refrigeración, la energía eléctrica y la mecánica)”

lo que no se expresa en la orden de subastas y aconsejamos se explicita. Abundando en lo exigente de este límite, también las mencionadas regulaciones permiten por ello la exención temporal del mismo:

“No obstante lo anterior, las instalaciones de cogeneración con autorización administrativa de explotación anterior al 10 de octubre de 2023 que sean renovadas sustancialmente y les resulte de aplicación este requisito podrán estar exentas del mismo hasta el 1 de enero de 2034, siempre que tengan un plan para reducir progresivamente las emisiones hasta alcanzar el umbral de menos de 270 g CO₂/kWh a más tardar el 1 de enero de 2034 y que hayan notificado dicho plan a los gestores pertinentes y a las autoridades competentes.”

Así pues, siendo el límite en vigor de **270 gCO₂/kWh** MUY exigente, incluso eximible hasta 2034, el propuesto de **250 gCO₂/kWh** en la orden de subastas resulta inalcanzable recurriendo únicamente a eficiencias por mayores rendimientos termodinámicos.

Sin duda, la incorporación y desarrollo futuro de gases renovables e hidrógeno en el sistema español permitirá lograr menores límites de emisión de CO₂, pero no actualmente de manera general en el estado actual de la técnica por la vía de rendimientos y especialmente considerando el funcionamiento operativo flexible.

La subida generalizada de rendimientos globales del 10-16% aplicada en el modelo, que conlleva el incremento del límite de emisiones, como se muestra a continuación en la tabla, creemos es inalcanzable y contraproducente.

TURBINAS

IT actual	Tecnología y potencia actual	η global actual	η global subasta	Δ η global
IT-01057	Turbina $P \leq 0,5$ MW	75%	83%	11%
IT-01080	Turbina $0,5 < P \leq 1$ MW	73%	83%	12%
IT-01104	Turbina $1 < P \leq 10$ MW	77%	83%	8%
IT-01128	Turbina $10 < P \leq 25$ MW	77%	83%	8%
IT-01147	Turbina $25 < P \leq 50$ MW	75%	82%	10%
IT-01455	Turbina $50 < P \leq 100$ MW	75%	82%	10%

MOTORES

IT actual	Tecnología y potencia actual	η global actual	η global subasta	Δ η global
IT-01163	Motor $P \leq 0,5$ MW	74%	83%	12%
IT-01187	Motor $0,5 < P \leq 1$ MW	73%	83%	14%
IT-01211	Motor $1 < P \leq 10$ MW	73%	83%	15%
IT-01233	Motor $10 < P \leq 25$ MW	71%	83%	16%
IT-01252	Motor $25 < P \leq 50$ MW	72%	82%	14%

Anexo I – Comparativa Retribución IT actuales vs. subastas

2. **El cálculo del PES del 10% debe realizarse con los mismos criterios y opciones en vigor de las directivas europeas y la actual normativa** española, incluyendo los métodos con base en el ratio “C”.

Cualquier otro enfoque es discriminatorio y rompe la deseable uniformidad e igualdad de aplicación del acervo regulatorio europeo en eficiencia energética y cogeneración en perjuicio de la industria en España.

Adjuntamos como Anexo IV la nota técnica “Sobre la necesidad de mantener el parámetro “C” en el cálculo del PES para las subastas de cogeneración”⁴ realizada por EFITEKNA y remitida al MITERD que expone en detalle la cuestión.

⁴ ANEXO IV – Nota Técnica “Sobre la necesidad de mantener el parámetro “C” en el cálculo del PES para las subastas de cogeneración” por EFITEKNA, marzo 2026.

3. **Modificar sustancialmente el modelo propuesto de parametrización técnica y establecer unos niveles asociados de retribución a la operación que cubran los costes.**

Las reducciones propuestas del 40-60% de la retribución a la operación de las plantas existentes que se renueven en las subastas al acabar su vida útil implican incurrir en pérdidas operativas.

El mensaje que se traslada al empresario industrial para realizar fuertes inversiones que modifiquen sustancialmente las plantas existentes para a resultas cobrar la mitad en retribuciones reguladas creemos debe revertirse. **Las retribuciones a la operación de las plantas adjudicatarias de las subastas no deberían alejarse significativamente de los valores retributivos de las plantas actuales.**

Se recomienda partir de las modelizaciones de plantas existentes e incorporar evoluciones graduales viables de rendimientos en su parametrización técnica, compatibles con la realidad operativa y los nuevos escenarios de operación flexible.

4. **Incrementar las inversiones de referencia al menos un 40-50%.**

Las inversiones indicativas para modificar plantas están alejadas del mercado, no se aproxima siquiera al coste del equipo principal generador, tampoco posibilita inversiones adicionales en flexibilidad, eficiencia o descarbonización.

A la vista del nivel de las inversiones de referencia, **no hay un incentivo suficiente a invertir en el enfoque flexible y de múltiples inversiones elegibles. El valor de la inversión reconocida no cubre el 50-60% de una planta nueva, en modificaciones ni siquiera se aproxima al coste real del equipo principal, y menos aún de las inversiones adicionales objetivo (flexibilidad, eficiencia, descarbonización, etc.) para conseguir una nueva operativa.**

Somos conscientes del equilibrio entre reconocer el nivel del valor real de mercado de las inversiones dado el enorme incremento sufrido por la demanda global y —como nos ha venido exponiendo el MITERD— las dificultades que podrían surgir en los % de descuento en las ofertas por las plantas existentes al incrementarse en gran medida los niveles de inversión de referencia. Considerando y comprendiendo el equilibrio deseable, creemos que incrementar las inversiones de referencia al menos en un 40-50% es la mejor decisión.

RECOMENDACIONES DE DETALLE.

5. **El parámetro V_{CO_2} (Coste por adquisición de derechos de emisión de CO₂) debe mantenerse en valores similares a los establecidos en vigor en la Orden TED/53/2026 de parámetros retributivos para el periodo 2026-2031.**

La gradualidad en la evolución razonable del modelo retributivo debe prevalecer para no romper el equilibrio económico e interés de las instalaciones actuales a renovar, entendiéndose el coste por adquisición de derechos de emisión de CO₂ como parte inherente estructural del modelo retributivo, que sirve también de compensación/equilibrio por otros factores. Este ingreso de oportunidad no se dará si la cogeneración para y con ella la demanda del industrial que necesita de la cogeneración, evolucionada con criterios de flexibilidad y competitividad. Cuando las directivas europeas de comercio de emisiones se traspongan a España, y Europa tome decisiones finales sobre el esquema del comercio de

emisiones para todos los tamaños de consumidores, será el momento adecuado de revisar el equilibrio actual, con los programas de apoyo a la industria que en su momento se establezcan.

La reducción del parámetro V_{CO_2} resulta en un recorte retributivo del 14% al 25% a las instalaciones adjudicatarias de las subastas comparadas con sus instalaciones existentes equivalentes. **Este recorte debe evitarse, manteniendo el parámetro V_{CO_2} en valores similares a los establecidos en vigor.**

Hacemos notar que los valores de V_{CO_2} han sido revisados en febrero de 2026 y establecidos en la **Orden TED/53/2026** estando en vigor para el periodo 2026-2031. No existe fundamento para acometer este cambio especialmente en el contexto actual de reducción de asignaciones gratuitas asociadas al Esquema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión y sus “benchmarks” aún en fase de propuesta a nivel UE, lo que requeriría ajustes metodológicos futuros como ya ha ocurrido en el pasado.

Por ello, es **imprescindible mantener la metodología en vigor establecida en la reciente Orden TED/53/2026** para la parte del coste evitado de derechos de emisión de CO₂ por el aprovechamiento del calor útil que ***“adoptará valor nulo hasta que se acometa una modificación de la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, que incorpore este coste evitado en la fórmula de cálculo de la retribución a la operación.”***

El hecho de que desaparezca la diferenciación de instalaciones fuga/no fuga en las ITR es compatible con aplicar un valor ponderado 80%/20% para la determinación del V_{CO_2} común de acuerdo con el sector cogenerador y máxime considerando que las ITs establecidas en la orden de subastas alcanzan hasta el año 2031, en el que se tendrán que revisar nuevamente los costes del periodo regulatorio de 6 años establecido en la Ley 24/2013.

En general, el parámetro V_{CO_2} debe situarse en los entornos de 0,45.

TURBINAS

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	V_{CO_2} (tCO ₂ /MWhE)
IT-01057	Turbina $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-60%	-19%
IT-01080	Turbina $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-23%
IT-01104	Turbina $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-25%
IT-01128	Turbina $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-37%	-23%
IT-01147	Turbina $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-43%	-22%
IT-01455	Turbina $50 < P \leq 100$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-37%	-24%

MOTORES

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	V_{CO_2} (tCO ₂ /MWhE)
IT-01163	Motor $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-59%	-14%
IT-01187	Motor $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-16%
IT-01211	Motor $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-48%	-18%
IT-01233	Motor $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-19%
IT-01252	Motor $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-55%	-20%

Anexo I – Comparativa Retribución IT actuales vs. subastas

Más allá de no introducir nuevos cambios reductivos en las subastas frente a la regulación en vigor, el concepto de coste evitado de derechos de emisión de CO₂ por el aprovechamiento del calor útil se debe desarrollar con un enfoque destino en la nueva realidad operativa de las plantas y los modos de operación descarbonizada que se pretenden potenciar con las subastas. El enfoque aplicado al ciclo de las plantas existentes no es

aplicable al nuevo ciclo de plantas resultantes de las subastas, antes bien debería evolucionar por las razones que se exponen a continuación.

En primer lugar, el 80% de las 863 cogeneraciones instaladas en España —de 0 a 10 MW_e de potencia— están en el comercio de emisiones por el hecho de ser cogeneraciones, ya que su producción de calor en calderas o quemadores convencionales no superarían en ningún caso los 20 MW_t que obligan a la inclusión en el esquema de emisiones, por tanto, no existe el coste evitado de derechos por la generación alternativa de calor convencional para el 80% de las cogeneraciones, y sí existe el coste por la compra de derechos de emisión de CO₂ no asignados gratuitamente.

En segundo lugar, en las industrias que sólo operan cuando se opera la cogeneración, tampoco existiría el supuesto coste evitado.

Adicional y de manera determinante e inequívoca, en industrias en las que el modo de operación flexible de la cogeneración se alterne con generación térmica con biomasa u otros combustibles renovables, o mediante calderas eléctricas, bombas de calor o almacenamiento térmico, tampoco existe el supuesto coste evitado de derechos de emisión.

Hacemos notar que el enfoque de considerar otras tecnologías alternativas de mayor competitividad en la valoración del calor ya ha sido aplicado en nuestra regulación, por ejemplo, en las plantas de cogeneración del olivar, donde la generación de calor alternativa de referencia es la biomasa, no el gas. Este es un enfoque conveniente de futuro.

Queremos con todo lo anterior animar al Ministerio a establecer una valoración del calor basada en la incorporación gradual de estas nuevas tecnologías renovables alternativas que promueven las subastas —electrificación, biomasa, almacenamiento, etc. (*i.e. que resultasen en un 75-80% del valor, consistente además con la praxis de Servicios Energéticos establecida en el sector*)— y que son ya parte de la realidad industrial en curso.

La generación alternativa convencional a gas no es el modelo absoluto de referencia de valoración de ingresos por calor de la cogeneración, antes bien contraproducente para los objetivos de la subasta, por lo que el MITERD puede valorar equilibradamente este factor en base a las tecnologías y consideraciones expuestas.

- 6. El parámetro C_{O&M y Otros} (€/MWh de Coste de operación y mantenimiento y otros) debe mantenerse como mínimo en los niveles establecidos para las plantas actuales, recomendándose un incremento adicional del orden de 8-10 €/MWh.**

En promedio, un 14% del recorte retributivo propuesto a las instalaciones adjudicatarias de las subastas comparadas con sus instalaciones existentes equivalentes, se origina por una reducción de los Costes de Operación y Mantenimiento y Otros (C_{O&M y Otros}) frente a los valores en vigor para el periodo 2026-2031 establecidos en la Orden TED/53/2026.

Hacemos notar que los valores establecidos en la Orden TED/53/2026 ya estaban gravemente minorados frente a la realidad y evolución de los mismos desde 2020, como se demostró mediante estudios sectoriales con cuentas auditadas remitidos a MITERD. La dispersión de estos valores entre instalaciones es enorme (*desde reducciones del -28% hasta un incremento del 1%*). La orden de subastas es la norma adecuada y oportuna para ajustar a la realidad los costes de operación y mantenimiento específicamente para las cogeneraciones resultantes de las subastas, una actualización necesaria.

TURBINAS

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	CO&MyOtros (€/MWhE)
IT-01057	Turbina $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-60%	-23%
IT-01080	Turbina $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-12%
IT-01104	Turbina $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-10%
IT-01128	Turbina $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-37%	-6%
IT-01147	Turbina $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-43%	-9%
IT-01455	Turbina $50 < P \leq 100$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-37%	1%

MOTORES

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	CO&MyOtros (€/MWhE)
IT-01163	Motor $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-59%	-28%
IT-01187	Motor $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-17%
IT-01211	Motor $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-48%	-17%
IT-01233	Motor $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-13%
IT-01252	Motor $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-55%	-19%

Anexo I – Comparativa Retribución IT actuales vs. subastas

Como mínimo deben mantenerse los niveles de costes de operación y mantenimiento de las instalaciones existentes y no reducirse en mayor medida para las instalaciones adjudicatarias de las subastas, que sin duda soportarán costes mayores a los establecidos dado el régimen de operación objetivo flexible, con mayor regulación y número de arranques y paradas. La propia Orden de subastas busca promover inversiones para adaptarse a un funcionamiento flexible, en un mercado muy volátil con muy alta integración de renovables y que las cogeneraciones participen en los mercados y servicios de ajuste y control, lo que inexorablemente resulta en mayores costes operativos, no menores.

En síntesis, el coste reconocido es muy inferior al real, incluso con ajuste de horas introducido, no refleja la subida de costes de O&M del periodo 2020-2026 y tampoco las tensiones actuales en los mercados de equipos que son notorias y públicas a nivel global, como hemos venido informando a MITERD.

Por todo ello, se recomienda, adicionalmente a reconocer para las instalaciones adjudicatarias de la subasta unos niveles de costes de operación, mantenimiento y otros similares a los reconocidos para las instalaciones existentes en la Orden TED/53/2026, se **incrementen adicionalmente los mismos del orden de 8-10 €/MWh**.

7. Sobre la elección de rangos de potencia de las ITR propuestos por MITERD <1 MW, 1-25 MW, 25-100 MW frente a los más homogéneos <1 MW, 1-10 MW, 10-100 MW

La subasta aplica criterios de neutralidad tecnológica (mismas IT para turbinas y motores) y establece tres rangos de potencia para instalaciones <1 MW, 1-25 MW y de 25-100 MW. Como se ha expuesto a MITERD en las alegaciones, creemos hubiera sido más conveniente establecer los rangos en <1 MW, 1-10 MW y 10-100 MW, para mantener factores de escala semejantes (x10) entre las instalaciones más pequeñas y mayores en cada rango.

El hecho de tener que establecer los parámetros técnicos en un rango muy amplio de potencias 1-25 MW conduce a un compromiso que genera gran dispersión de tratamiento en las instalaciones basadas en turbinas y en motores, como se expone a continuación, con incidencias claves en los costes de combustibles e ingresos por calor —que son los fundamentales de mayor peso del régimen retributivo operativo—, que perjudican las retribuciones en la mayor parte de las casuísticas.

La aplicación de los rangos debe ponderarse para aplicar el principio de precaución de menores ingresos y garantía de cobertura de costes de entre las casuísticas más desfavorecidas incluidas en el mismo.

8. Los parámetros V_c (Estimación del coste del combustible—rendimiento eléctrico) y V_{HV} (Estimación del coste evitado por aprovechamiento de calor—rendimiento térmico) deben reajustarse conjunta y armónicamente.

Los parámetros esenciales y con mayor peso en la retribución a la operación son el reconocimiento de los costes de combustibles asociados a la producción de electricidad y la valoración de los ingresos por el aprovechamiento del calor útil, ambos relacionados a través del rendimiento global = rendimiento eléctrico + rendimiento térmico.

Como consecuencia de una aplicación de mayores rendimientos globales —como se ha expuesto en el apartado 3— y de los rangos de potencia —expuestos en el apartado 7— se producen distorsiones combinadas al alza y a la baja en las componentes retributivas individuales asociadas a los parámetros V_c y V_{HV} , que **una vez sumadas conducen a bajadas retributivas en todos los casos.**

Es especialmente inconsistente el incremento de rendimientos térmicos asociados a los motores, del orden del 45% en las actuaciones más frecuentes de 1 a 25 MW; ello no se corresponde con la evolución tecnológica de los motores hacia mayores rendimientos eléctricos y resulta en modelizaciones irreales y especialmente lesivas para estas tipologías de plantas.

Las bajadas por la aplicación combinada son del -15% de la retribución en el caso de todas las instalaciones basadas en turbinas y del -12 al -18% en el caso de todas las instalaciones basadas en motores. No existe justificación técnica razonable para estas bajadas retributivas.

TURBINAS

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	$V_c + V_{HV}$ (MWhpci/M WhE)
IT-01057	Turbina $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-60%	-14%
IT-01080	Turbina $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-16%
IT-01104	Turbina $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-12%
IT-01128	Turbina $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-37%	-11%
IT-01147	Turbina $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-43%	-15%
IT-01455	Turbina $50 < P \leq 100$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-37%	-17%

MOTORES

IT actual	Tecnología y potencia actual	ITR subasta	Tecnología y potencia subasta	% Ro subasta vs. actual	$V_c + V_{HV}$ (MWhpci/M WhE)
IT-01163	Motor $P \leq 0,5$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-59%	-12%
IT-01187	Motor $0,5 < P \leq 1$ MW	ITR-0106	$P < 1$ MW	-47%	-13%
IT-01211	Motor $1 < P \leq 10$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-48%	-15%
IT-01233	Motor $10 < P \leq 25$ MW	ITR-0107	$1 \text{ MW} \leq P < 25$ MW	-44%	-16%
IT-01252	Motor $25 < P \leq 50$ MW	ITR-0108	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100$ MW	-55%	-18%

Anexo I – Comparativa Retribución IT actuales vs. subastas

9. Otras recomendaciones específicas

10.1. **Criterios de máximo descuento en las ofertas:**

Se considera adecuado introducir un **descuento máximo del 50%** en las ofertas sobre las inversiones de referencia al menos en la primera subasta, ya que a nuestro parecer serían de carácter temerario e insostenible.

10.2. **Tipologías de actuaciones de la subasta de cogeneración:** criterio de potencia instalada y configuración de consumo otros sistemas de descarbonización.

Los textos de comentarios remitidos en abril a MITERD por las asociaciones en este punto creemos no han sido aun considerados en la versión de la orden remitida que es anterior a los mismos, probablemente por las fechas de su recepción, por lo que se muestran nuevamente a continuación.

“En el caso de modificación de instalaciones existentes en el alcance de este real decreto, a los efectos de acceso y conexión regulada en el Real Decreto 1183/2020 y de las autorizaciones administrativas reguladas en el título VII del Real Decreto 1955/2000, cuando sea necesario calcular la variación de potencia de estas instalaciones se empleará la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en la configuración anterior y posterior a la realización de la modificación.

También a los efectos de acceso y conexión, podrán establecerse configuraciones singulares de medida que permitan, diferenciar los consumos auxiliares de las cogeneraciones, de los consumos de los equipos de transformación de energía eléctrica en calor para su uso en el proceso industrial. Asimismo, aquellas instalaciones que tuvieran concedida una configuración singular de medida podrán seguir aplicando la misma, abriéndose un periodo para adaptación previo el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.”

10.3. **Artículo 28 remisión de información**

Ibid.

10.4. **Calificación de las empresas ofertantes.**

Se considera imprescindible que la calificación de las empresas ofertantes en el caso de actuaciones de modificaciones de plantas cuenten en todo caso con la identificación de la actuación/emplazamiento y autorización del consumidor de calor útil. Creemos el MITERD nos ha confirmado está trabajando en ello, ya que ha sido un punto clave en las aportaciones del sector para el funcionamiento acertado del mecanismo de subastas.

En el caso de nuevas instalaciones, también la identificación del proyecto para evitar multiplicidades de ofertas sobre la misma instalación debería de contar con la autorización del consumidor de calor útil, como se ha venido conviniendo en los diálogos con MITERD.

ANEXOS

ANEXO I: Comparativa Retribución a la Operación IT actuales vs. ITR subastas.

ANEXO II: “Resultado Encuesta Subasta Cogeneración 2025-2027”, 3 de julio 2025, COGEN y ACOGEN para MITERD e IDAE

ANEXO III: “Cuestionario sobre plazos de entrega y costes Equipos de Cogeneración Subasta 2026-2031”, marzo 2026, COGEN y ACOGEN

ANEXO IV – Nota Técnica “Sobre la necesidad de mantener el parámetro “C” en el cálculo del PES para las subastas de cogeneración” por EFITEKNA, marzo 2026