QUIÉN ES QUIÉN EN COGEN ESPAÑA 2026



ARTÍCULOS DESTACADOS DEL SECTOR

DIRECTORIO DE SOCIOS PERSONALES Y ASOCIADOS

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

© COGEN ESPAÑA
Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción
total o parcial de esta publicación, ya sea en formato
electrónico o mecánico, sin permiso expreso de COGEN España.
Edición cerrada el 17 de noviembre de 2026. Con posterioridad a la redacción de los artículos, el BOE n.º 283, de 13 de noviembre de 2026, ha publicado la convocatoria de la primera subasta de cogeneración (Resolución de 5 de noviembre de 2026, BOE-A-2026-23813): 650 MW y celebración de la subasta el 23 de febrero de 2027. Las referencias de los artículos a la fecha o al volumen de esa subasta deben entenderse conforme a dicha convocatoria.

COGEN ESPAÑA
Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración
Calle Aragón, 383, 4 Pl.
08013 Barcelona (España)
Tel. +34 615 21 65 05
www.cogenspain.org
cogenspain@cogenspain.org

Coordinación:
Mónica García, Adjunta a Presidencia COGEN España

Maquetación, diseño e impresión:
Love Your Time, S.L.

Dirección de arte:
César Sanz

Índice

ARTÍCULOS

Pág. 4 La cogeneración ante 2027: del marco a la inversión
Julio Artiñano, Presidente de COGEN España
Responsable regulación Iberdrola Cogeneración

Pág. 8 CHP y bomba de calor: la eficiencia ya no está en el equipo, sino en el sistema
Daniel Subirachs Guix, Director General de 2G Energy para España, Portugal y Marruecos

Pág. 12 ¿Estamos pagando a la cogeneración para que deje de funcionar?
Raimon Argemí, Director General de AESA. Vicepresidente de COGEN España

Pág. 14 Highly Efficient Energy Hybrids: Supporting Europe's Competitive, Resilient and Decarbonised Energy Future
Hans Korteweg, Managing Director of COGEN Europe The European Association for the Promotion of Cogeneration

Pág. 18 El carbono a dos velocidades: lo que la cogeneración debe anticipar antes de 2028
Iker Larrea, Iria Peñalva, Noé Morales, Equipo Global Factor

Pág. 22 GE Vernova Aero-derivative gas turbines and their application in flexible CHPs
Javier Yunta Lizán, Aero Service Sales Director Europe. Gas Power. GE Vernova

Pág. 26 Es el momento de la cogeneración+
Javier Rodríguez, Director General de ACOGEN

Pág. 30 Acumulación térmica y cogeneración: cómo el almacenamiento de Brenmiller puede transformar la nueva era de las subastas de cogeneración en España
José Luis Morán González, Energy Solutions Director at Green Enesys and Viridi Managing Director of Brenmiller Europe

Pág. 34 El futuro de los residuos en el nuevo marco retributivo de la cogeneración en España
Alberto Martín García, Socio PwC

Pág. 36 Biometano: de oportunidad energética a realidad industrial
Antonio Bethencourt Alonso. Director de Ventas de Negocio Regulado B2B en Redexis

Pág. 40 La hibridación. Oportunidad y reto para la cogeneración
Oscar Arriero García, Business Development Manager at Siemens Energy

Pág. 44 Aportación de la cogeneración al sistema energético español
Sandra Lloria,Project Manager. Energy & Decarbonization Projects AESA

Pág. 48 Las plantas de purines como biorrefinerías del futuro
Josep Capdevila Boix, Presidente de ADAP

Pág. 50 Cogeneración flexible para integrar más renovables
Esther García Gómez, Coordinación Regulación. COGEN España

Pág. 54 Biometano, una oportunidad para la industria
Raúl Suárez Álvarez, CEO de Nedgia, grupo Naturgy

Pág. 56 1. DIRECTORIO DE ASOCIADOS
Empresas asociadas a COGEN

Pág. 68 2. DIRECTORIO DE SOCIOS PERSONALES



Julio Artiñano

Presidente de COGEN España
Responsable regulación Iberdrola Cogeneración

La cogeneración ante 2027: Del marco a la inversión

Si 2024 fue un año de tránsito y preparación, 2026 ha sido el año del marco. Y 2027 debe ser el año de la inversión: el momento en que las industrias conviertan las subastas en proyectos reales de una cogeneración híbrida, flexible y descarbonizada.

El año pasado escribía en estas mismas páginas que la anunciada subasta de cogeneración debía llegar pronto y servir de palanca para modernizar el parque. Ha tardado más de lo que el sector necesitaba, pero hoy es una realidad normativa. El Real Decreto 530/2026 y la Orden TED/672/2026 completaron en el verano el marco de subastas de 1.200 MW, cinco años después de su primer anuncio.

Lo hemos celebrado sin ingenuidad. La cogeneración ha perdido aproximadamente la mitad de su producción desde 2019, del 12% al 6% de la electricidad nacional, y en 2026 la crisis de Irán la ha empujado todavía más abajo. En Europa, mientras tanto, sigue aportando en torno al 12%. Precisamente por eso, lo que viene en los próximos meses no es un trámite: es una oportunidad real, quizá la más importante de la década, para que la cogeneración siga sirviendo a la industria y al sistema energético español.

LAS SUBASTAS: DE LA NORMA A LA INVERSIÓN

El primer hito está a la vuelta de la esquina. Esperamos la resolución de la primera convocatoria en las próximas semanas, para que las empresas puedan presentar sus ofertas a comienzos de 2027. Son dos subastas de 600 MW, con una inversión estimada de unos 2.200 millones de euros y entre 100 y 200 empresas que previsiblemente competirán por ser adjudicatarias.

El marco acierta en lo esencial: es tecnológicamente abierto y está hecho a la medida de cada industria. Junto a la propia cogeneración, a gas natural preparado para al menos un 10% de hidrógeno o a biomasa, son elegibles el almacenamiento eléctrico y térmico, la electrificación, la descarbonización y la digitalización. Cada fábrica podrá diseñar su propio modelo energético, generando valor cuando la cogeneración está en marcha y también cuando está parada, aprovechando la electricidad barata de la red y la energía almacenada.

Es la «supercogeneración» de la que hablé en la inauguración del XXII Congreso: descarbonizada, híbrida, flexible, integral, competitiva y digital. Ya no se trata de renovar equipos, sino de transformar el modelo energético industrial.

El reto ahora es económico. La retribución a la operación se reduce en más de un 30% respecto a las instalaciones actuales, en buena medida por el nuevo tratamiento del coste del CO_2 asociado al calor.

Nota aclaratoria:
El BOE n.º 283, de 13 de noviembre de 2026, ha publicado la Resolución de 5 de noviembre de 2026, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia (BOE-A-2026-23813). La convocatoria saca a subasta 650 MW y fija su celebración el 23 de febrero de 2027.

La retribución a la inversión que resulte de la subasta será, por tanto, determinante. Mi consejo a las empresas es claro: ganar la subasta no basta, hay que poder ejecutar la inversión y sostener la competitividad de la fábrica durante toda la vida del proyecto. Ofertar con rigor, no con prisa por cinco años de espera, será la mejor garantía de éxito colectivo.

UN NUEVO CICLO POLÍTICO, UN MISMO HORIZONTE INDUSTRIAL

El segundo hito son las elecciones generales del 29 de noviembre. Nos han sorprendido en mitad del proceso administrativo, pero creemos que es factible que el actual Gobierno culmine el marco con la publicación de la convocatoria. El trabajo técnico está hecho y la propuesta de convocatoria ya fue tramitada; dejarla ahora en suspenso solo añadiría otro retraso a un sector que acumula demasiados.

Después llegarán un nuevo ejecutivo y nuevos responsables en el Ministerio. Lo afrontamos con serenidad. Nuestras inversiones se planifican a décadas vista, mucho más allá de cualquier legislatura, y las fábricas operan todos los días al margen del calendario electoral. Además, llegamos con los deberes hechos: análisis técnicos, propuestas concretas y un marco regulatorio muy avanzado respecto al punto de partida de 2021.

A quien asuma la responsabilidad le pediremos lo mismo que hemos pedido siempre: reglas completas, calendarios claros, seguridad jurídica y económica, y plazos adaptados a la realidad de cada industria. La cogeneración no es una cuestión ideológica, sino de política industrial: de mantener producción, exportaciones y empleo en España.

INCERTIDUMBRE GEOPOLÍTICA: LA HIBRIDACIÓN COMO SEGURO

El tercer factor es externo y no lo controlamos. La guerra de Irán ha vuelto a situar la volatilidad de las materias primas energéticas en el centro de la agenda, y todo apunta a que esa incertidumbre nos acompañará en 2027. Para la industria, que compite en mercados globales, la energía sigue siendo un factor decisivo: cuanto más cara e imprevisible, más difícil es producir y exportar desde España.

Esta coyuntura avala el modelo de subastas que el sector y el Ministerio hemos construido juntos. Una planta que solo puede usar un vector energético está expuesta a él por completo. Una planta híbrida puede elegir en cada hora: electricidad de la red y calderas eléctricas o bombas de calor cuando la renovable abarata los precios, incluso hasta valores negativos; cogeneración cuando la electricidad es cara o el sistema necesita respaldo; y almacenamiento térmico para desacoplar ambas decisiones. La hibridación es, en la práctica, un seguro frente a la volatilidad.

En ese modelo la cogeneración tiene un papel central, porque facilita la integración de las renovables en el ámbito industrial. Permite electrificar dentro de la conexión eléctrica existente, sin esperar a ampliaciones de red que pueden tardar años, y aprovecha al máximo el acceso flexible. El estudio de Compass Lexecon para COGEN Europe, que anunciábamos el año pasado y presentamos en el Congreso, lo cuantifica para el caso español: un sistema híbrido con cogeneración reduce el coste nivelado total en torno a un 9% frente a la alternativa sin ella, de 70,3 a 63,7 €/MWh entre 2025 y 2040.

A ello se suma una demanda eléctrica que vuelve a crecer, impulsada por la electrificación y por los centros de datos, y un régimen ETS II cuyo arranque hay que vigilar por su impacto en hogares, transporte y pymes, que son la mitad de nuestra cogeneración instalada.

LA COGENERACIÓN APORTA MÁS DE LO QUE EL SISTEMA LE RETRIBUYE

Conviene recordarlo cada vez que se discute su retribución: la cogeneración devuelve al sistema bastante más de lo que recibe. El informe sobre su aportación entre 2018 y 2025, que se desarrolla en detalle en otro artículo de este número, suma ahorro de energía primaria, emisiones evitadas, menores pérdidas en transporte y distribución, contribución a los peajes de gas y electricidad, seguridad de suministro y contención del precio del mercado mayorista.

El resultado es elocuente. En el periodo analizado, esas aportaciones superan los 19.000 millones de euros, frente a unos 8.100 millones de coste para el sistema: más de dos euros devueltos por cada euro recibido. Y lo hace con un parque que se ha ido reduciendo año tras año.

El verano de 2026 ha añadido un argumento difícil de ignorar. Las repetidas activaciones del servicio de respuesta activa de la demanda han obligado a parar a industrias electrointensivas

para preservar la seguridad del sistema. La potencia firme, síncrona y distribuida que se ha perdido con las plantas paradas habría aliviado esa tensión, y su sustitución por ciclos combinados implica más gas consumido y más emisiones.

UN PUENTE HASTA LAS NUEVAS INVERSIONES

Las subastas resuelven el futuro, pero no el tiempo intermedio. Los proyectos tardarán entre dos y cinco años en materializarse, y entre 2026 y 2029 otras cien instalaciones, con unos 1.000 MW, agotarán su vida útil regulatoria. Sin medidas de continuidad, dos de cada tres cogeneraciones podrían estar paradas en 2029.

Por eso, junto a ACOGEN, ADAP, ANEO y AEVERSU, proponemos habilitar una retribución por extensión de vida útil que permita a estas plantas seguir operando hasta 2031, mientras completan sus inversiones y siempre que mantengan los requisitos de eficiencia. No tiene por qué ser el mismo esquema actual: Alemania ofrece un modelo de referencia, con un pago del operador de red a las cogeneraciones. La disolución de las Cortes interrumpe la tramitación parlamentaria en curso, de modo que será una de las primeras tareas que planteemos a la nueva legislatura.

2027: EL AÑO DE INVERTIR

Si todo avanza como esperamos, 2027 será el año en que las primeras ofertas se presenten, se adjudique la potencia y arranque la ingeniería de una nueva generación de plantas. También será el año de preparar la segunda subasta, consolidar la interlocución con el nuevo Gobierno y asegurar el puente para las instalaciones que no pueden esperar.

No será un camino sencillo, pero tenemos los mimbres. Tenemos industria: papel, cerámica, química, alimentación, refino, automoción, purines y tratamiento de residuos, cada una con su cogeneración hecha a medida. Tenemos tecnología, que nunca ha evolucionado tan rápido, y tenemos proyectos esperando a materializarse.

Desde COGEN España seguiremos acompañando a nuestros socios para que conozcan a fondo el marco, evalúen sus inversiones con rigor y conviertan las adjudicaciones en realidades. Terminaba el año pasado diciendo que el futuro sería híbrido, pero también cogenerado. Hoy, con el marco en la mano, puedo añadir algo más: ese futuro ya ha empezado, y depende de que sepamos aprovecharlo.



IBERDROLA COGENERACIÓN

AHORRO Y SUMINISTROS ENERGÉTICOS PARA LA EMPRESA





Promoción, construcción y operación de plantas de cogeneración para suministro energético a clientes, con la participación 50-50% o 100% Iberdrola Cogeneración.









IBERDROLA COGENERACIÓN S.R.L.U.
Avda. San Adrián, 48 – 48003 Bilbao
José Antonio Castaño
jacastano@iberdrola.es
Teléfono: 944151411

IBERDROLA



Daniel Subirachs Guix

Director General de 2G Energy para España, Portugal y Marruecos

CHP y bomba de calor: la eficiencia ya no está en el equipo, sino en el sistema

La hibridación eléctrica y térmica permite convertir dos tecnologías maduras en un activo energético flexible: capaz de producir, recuperar, almacenar y desplazar energía hacia el momento y el vector de mayor valor.

De maximizar horas a maximizar valor

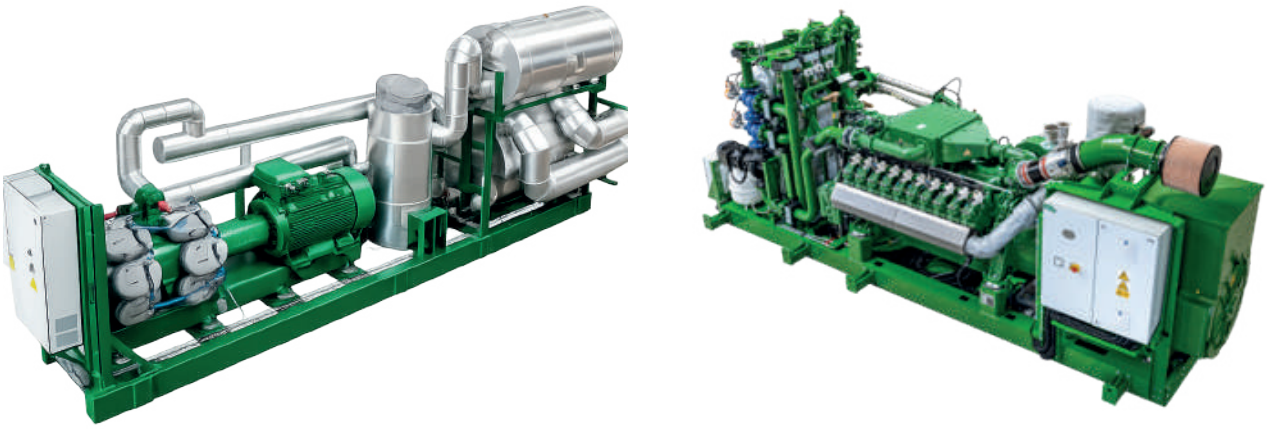
La transición energética industrial no se resolverá eligiendo entre electrificación y combustibles renovables, sino combinando ambas vías con criterio técnico. La cogeneración (CHP) y la bomba de calor industrial no son tecnologías rivales: responden a funciones termodinámicas diferentes y, correctamente integradas, se refuerzan. El CHP transforma un combustible —gas natural durante la transición, y progresivamente biogás, biometano o hidrógeno— en electricidad y calor útil en el punto de consumo. La bomba de calor, por su parte, utiliza electricidad para elevar energía térmica desde un nivel de temperatura bajo hasta otro aprovechable por el proceso o la red de calor.

El cambio de enfoque es importante. Ya no se trata únicamente de maximizar las horas de funcionamiento de un equipo, sino de optimizar el coste marginal, las emisiones, la disponibilidad y el valor de cada MWh eléctrico y térmico en cada intervalo. Esto exige diseñar una planta multivectorial y gobernarla como un solo sistema.

La termodinámica determina dónde está el valor

En una bomba de calor se cumple un balance sencillo: el calor entregado es la suma del calor captado de la fuente y la electricidad consumida por el compresor. Así, con un COP de 4, un MWh eléctrico permite entregar aproximadamente 4 MWh térmicos, de los cuales cerca de 3 MWh proceden de una fuente de baja temperatura. No es energía gratuita: el rendimiento real depende del salto térmico, de las temperaturas de impulsión y retorno, de los acercamientos en los intercambiadores, de la estabilidad de la fuente y del funcionamiento a carga parcial.

Por ello, la primera pregunta de ingeniería no debería ser «¿qué potencia de bomba de calor necesitamos?», sino «¿qué calor estamos desaprovechando y a qué temperatura?». Efluentes industriales, aguas residuales, retornos de redes, circuitos de refrigeración, condensados, calor de centros de datos o corrientes de proceso pueden constituir fuentes mucho más valiosas que el aire exterior. Cuanto menor sea la elevación de temperatura requerida, mayor será normalmente el



Tecnologías 2G para una planta multivectorial: bomba de calor industrial afilia y módulo de cogeneración.

COP y menor el coste eléctrico por MWh térmico. En determinadas aplicaciones también puede emplearse una configuración booster o en cascada para repartir un salto térmico elevado entre etapas.

Las bombas de calor industriales afilia de 2G incluyen soluciones aire-agua y agua-agua. En configuraciones agua-agua de una etapa pueden alcanzarse saltos térmicos de hasta 70 K y, mediante diseños de dos etapas y soluciones específicas de proyecto, temperaturas de impulsión de 90 a 100 °C. La selección debe realizarse siempre sobre el punto de operación real y no sobre un COP nominal aislado.

Cuatro formas de hibridar CHP y bomba de calor

La primera arquitectura es la operación alternativa según el mercado. Cuando existe abundancia renovable y el precio eléctrico es bajo, la bomba de calor asume una mayor parte de la carga térmica. Cuando el precio eléctrico aumenta, el CHP puede priorizarse, cubriendo la demanda de calor y generando electricidad para autoconsumo o exportación. Un acumulador térmico desacopla producción y demanda, evita decisiones binarias y permite desplazar energía entre horas.

La segunda es el acoplamiento eléctrico. Parte de la electricidad del CHP alimenta la bomba de calor, que añade calor recuperado del entorno o de un efluente. La combinación puede multiplicar la producción térmica asociada a cada MWh eléctrico destinado al compresor, pero solo es óptima si se contabilizan simultáneamente el calor propio del CHP, el valor alternativo de exportar electricidad, el coste del combustible y la capacidad real del sumidero térmico. El balance debe cerrarse a nivel de planta, no de componente.

La tercera es la cascada térmica. La bomba de calor recupera corrientes de baja temperatura y atiende la base de una red o precalienta un proceso; el CHP aporta calor de mayor nivel térmico, cubre puntas o garantiza continuidad. Esta estratificación reduce destrucciones de exergía: no tiene sentido consumir calor de alta temperatura donde basta un nivel inferior, ni elevar todo el caudal a la máxima consigna cuando solo una parte del proceso la necesita.

La cuarta es la exportación multivectorial. Según la ubicación, la electricidad puede exportarse a red o compartirse con otras cargas, mientras el calor se suministra a una red urbana, a un proceso vecino o a un consumidor interno. La flexibilidad deja de depender de una única demanda y el activo puede participar en autoconsumo, venta de energía, servicios de ajuste o gestión de picos, siempre dentro del marco regulatorio y contractual aplicable.

El control es el verdadero integrador

La hibridación solo alcanza su potencial si el control decide con información suficiente. Un optimizador debe considerar, como mínimo, demanda prevista de calor y electricidad, precios y señales de red, coste y disponibilidad del combustible, COP esperado en cada punto, temperaturas de fuente y sumidero, estado de carga del almacenamiento, límites de conexión, rampas, arranques, horas equivalentes, emisiones y ventanas de mantenimiento. En términos simplificados, compara el coste marginal del calor de la bomba —precio eléctrico dividido por el COP— con el coste neto del calor del CHP, descontando el valor de la electricidad producida. En la práctica, es un problema dinámico con restricciones, no una consigna fija.

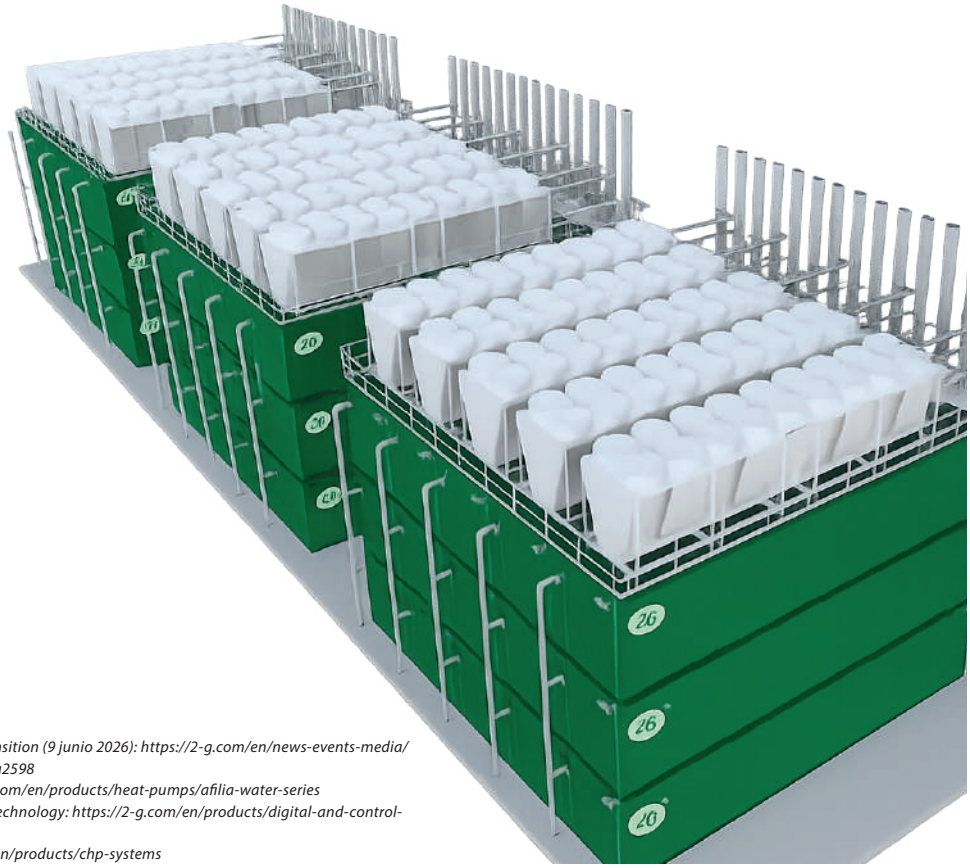
Aquí 2G ocupa una posición singular: integra motores de cogeneración, bombas de calor industriales y control de planta. La gama CHP cubre soluciones desde 20 kW hasta 4.500 kW eléctricos y se apoya en una base mundial declarada de más de 10.000 plantas instaladas. Master Control puede ejercer la supervisión de nivel superior e incorporar equipos auxiliares como bombas, válvulas mezcladoras y la adquisición de datos de las fuentes y sumideros térmicos. La plataforma my2G aporta visibilidad operativa, documentación e informes; I.R.I.S. añade mantenimiento predictivo mediante el análisis automatizado de más de 400 millones de lecturas de sensores por semana procedentes de la flota conectada, para identificar irregularidades antes de que se conviertan en paradas.

De la integración técnica al resultado energético

El proyecto de Erkner, en Alemania, ilustra esta lógica. Una planta CHP 2G agenitor 408 alimentada con biometano —360 kW eléctricos y 400 kW térmicos— se combina con una bomba de calor de dos etapas de 530 kW y almacenamiento térmico. El conjunto eleva agua hasta 80 °C y se opera atendiendo a previsiones y señales de precio: la bomba de calor gana protagonismo con electricidad abundante y el CHP cuando la generación eléctrica adquiere mayor valor. La instalación está concebida para unas 3.500 horas equivalentes de bomba de calor y un suministro anual próximo a 10.000 MWh térmicos.

Este tipo de proyecto demuestra que la ventaja competitiva no reside únicamente en disponer de buenos equipos. Está en caracterizar correctamente los perfiles horarios, localizar las fuentes térmicas recuperables, definir niveles de temperatura, dimensionar almacenamiento e hidráulica, establecer la filosofía de control y mantener el rendimiento durante toda la vida útil. La experiencia industrial, la ingeniería de integración, la monitorización y el servicio son tan determinantes como el COP o la eficiencia eléctrica de catálogo.

La conclusión es clara: CHP y bomba de calor no representan dos futuros incompatibles. Junto con almacenamiento, recuperación de calor y control avanzado, forman una arquitectura flexible para reducir energía primaria, integrar renovables, estabilizar costes y reforzar la resiliencia energética. La eficiencia del futuro no consistirá en que cada equipo opere siempre, sino en que el sistema elija correctamente qué producir, con qué tecnología, en qué momento y hacia qué vector energético dirigirlo.



Fuentes técnicas para revisión editorial

1. 2G Energy – A Pilot Project for the Heat Transition (9 junio 2026): https://2-g.com/en/news-events-media/blog/a-pilot-project-for-the-heat-transition~a2598
2. 2G Energy – Afilia Water Series: https://2-g.com/en/products/heat-pumps/afilia-water-series
3. 2G Energy – Digital Solutions and Control Technology: https://2-g.com/en/products/digital-and-control-solutions
4. 2G Energy – CHP Systems: https://2-g.com/en/products/chp-systems
5. 2G Energy – References: https://2-g.com/de/referenzen


MENOS emisiones de CO_2
MÁS ahorro de energía
Existen soluciones locales disponibles para ayudar a proteger el planeta y ofrecer alternativas a los combustibles fósiles. Juntos podemos afrontar los desafíos de la transformación ecológica y la descarbonización mejorando la eficiencia energética de los edificios y produciendo energía limpia a precios más reducidos.
Conoce más sobre nuestras soluciones en veolia.es
VEOLIA



Raimon Argemí

Director General de AESA
Vicepresidente de COGEN España

¿Estamos pagando a la cogeneración para que deje de funcionar?

1. Una norma muy esperada

El sector llevaba más de una década pidiendo señales de inversión. Desde las reformas de 2013 y el cierre del régimen transitorio, renovar una cogeneración ha sido, puramente, un acto de supervivencia. Por eso la publicación del Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, y de su orden de desarrollo, la Orden TED/672/2026, de 2 de julio, **es, en principio, una buena noticia:** 1.200 MW nuevos, dos convocatorias de 600 MW, ayudas autorizadas por la Comisión Europea y un calendario que permite planificar.

Dicho esto, y tras su lectura atenta, una realidad: lo que la norma dice no es lo que la industria pidió.

2. Un cambio de reglas de juego

El diseño pone el peso de la retribución en la inversión. Se subasta un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial, a sobre cerrado y con precio marginal, y sobre ese valor se calcula una retribución a la inversión (Rinv) y se otorga a los ganadores una vida útil regulatoria de doce años para el gas y veinte para biomasa. La retribución a la operación queda como complemento. Es un giro relevante: se paga el capital, no la generación.

Y ese giro viene acompañado de dos decisiones que merecen atención:

- La inversión elegible ya no es sólo la cogeneración: En el listado del artículo 5.3 de la orden encontramos sistemas de acumulación de calor, acumulación de electricidad, sistemas de captura de CO_2, adecuación a hidrógeno, calderas eléctricas, bombas de calor... Al tiempo, quedan expresamente excluidas las operaciones de overhaul, que son exactamente lo que hoy permite alargar la vida de un equipo con criterio económico.

- El listón de acceso es muy bajo: Para una modificación que se mantiene en el subgrupo a.1.1, la inversión elegible mínima es de 500 €/kW (< 25 MW) y 380 €/kW (> 25 MW). Esto equivale a un tercio del valor estándar de la inversión inicial sobre el que se calcula la retribución. Nadie discute la bondad de facilitar la renovación; la duda qué pasará con la combinación de:

    - un listón situado a casi un cuarto del valor de referencia;
    - precios exorbitados de los equipos de generación y;
    - puerta abierta a la instalación de equipos que no son de cogeneración.

Pronto lo descubriremos.

3. La instalación de referencia (prácticamente) no existe

El otro gran problema es de calibración. Las instalaciones tipo de referencia están calculadas con un factor de emisiones de 250 gCO_2e/kWh. Esto equivale a un rendimiento global operacional (no de diseño) de más del 80%. Esto no es ni una instalación altamente eficiente, es **una instalación de laboratorio.** No existen plantas reales que pueden llegar y sostener estos valores. En la práctica, limita enormemente el número de horas que las plantas pueden funcionar con margen positivo.

A esto se suma que las horas mínimas se fijan en el 40 % de las horas brutas de la referencia (1.565, 1.950 y 2.165 horas equivalentes, según rango) con umbral de funcionamiento cero. Con ello, el mensaje que recibe el inversor es nítido: **se remunera estar y no generar.** Y se penaliza, vía una insuficiente retribución a la operación, producir durante muchas horas. Llamar a todo esto incentivo a la flexibilidad es una generosidad interpretativa: la verdadera flexibilidad debe basarse es un régimen que remunere la disponibilidad y castigue la ineficiencia; lo que tenemos, sin embargo, es la desincentivación de la operación.

4. Los efectos previsibles

Con estas reglas, y lo hemos comprobado en decenas de estudios que AESA ha realizado en los últimos meses, es que, en un número muy elevado de instalaciones:

- Se reducen drásticamente las horas anuales con margen operacional positivo.
- Se podrá renovar una cogeneración sin renovar sus equipos de generación. En un mercado con plazos de entrega de turbinas y motores de varios años y precios coyunturalmente disparados, el parque español seguirá apoyándose en equipos con muchos años a sus espaldas.
- Decoraremos las plantas con equipos —calderas eléctricas, acumulaciones— que justifican la inversión mínima y que, en la práctica, no funcionarán más de 500 horas al año.
- Las horas equivalentes de las cogeneraciones bajarán, en muchos casos, por debajo de las 3.000.

En el límite, el mecanismo se parece poco a una política industrial y mucho a un bono del Estado: invierto en equipos que casi no van a funcionar, cobro una cantidad fija durante doce años que recupera con holgura lo invertido, y mi única preocupación pasa a ser encontrar 2.000 horas al año en las que mi instalación no me haga perder dinero[1].

Nadie invierte así en competitividad. No era esto lo que pedía la industria.

5. Lo que dejaremos de aporta

Nuestro informe de aportación de la cogeneración al sistema 2018-2025 lo cuantifica. La cogeneración española tiene un rendimiento eléctrico equivalente del 65,2 %, frente al 51,7 % del mejor ciclo combinado; genera en bornes de usuario, con pérdidas de transporte y distribución prácticamente nulas; consume un tercio del gas nacional y sostiene la amortización de una red que podrá transportar biometano.

El cierre de la cogeneración encarece el pool entre 4 y 25 €/MWh: con seis activaciones del SRAD el pasado verano y un coste de sustitución de la potencia firme del orden de 100.000 €/MW. El estudio de COGEN Europe sitúa el coste nivelado total del caso español en 63,7 €/MWh con cogeneración frente a 70,3 €/MWh sin ella, un 9 % más barato. Todo eso —eficiencia, emisiones evitadas, potencia firme, producción cerca del consumo— queda en entredicho si las plantas dejan de funcionar.

6. Dos preguntas incómodas y una reflexión

¿Estamos pagando a las cogeneraciones para que dejen de funcionar?

Decimos que ayudamos a la cogeneración, pero ¿no estaremos, con esta excusa, subvencionando equipos de electrificación?

Descarbonizar no es sinónimo de electrificar: la cogeneración ha demostrado sobradamente ser la tecnología de eficiencia energética más relevante para la industria. A ver si, a foto completa, esta nueva normativa lo que producirá es menos competitividad industrial y más emisiones… justo lo contrario de sus objetivos teóricos. ■

1. Hay ciertos proyectos para los que los parámetros de esta subasta son suficientes, y saldrán adelante. Pero a la vista de los que estamos analizando en AESA, se perderá más de la mitad de las oportunidades reales de renovar equipos. La consecuencia es la reducción paulatina de la energía de la cogeneración: ya estamos en niveles testimoniales, por debajo del 5 % de la energía del sistema. Reducirlo a la mitad no es un ajuste sectorial, es una renuncia. Hay dos aspectos fundamentales que tienen un poderoso efecto desincentivador: (a) un rendimiento global del 80% como base para el cálculo de la retribución a la operación; y (b) una retribución a la inversión que no es acorde con la coyuntura del mercado.



Hans Korteweg

Managing Director of
COGEN Europe
The European Association for the Promotion of Cogeneration

Highly Efficient Energy Hybrids: Supporting Europe's Competitive, Resilient and Decarbonised Energy Future

As Europe seeks to reconcile decarbonisation with industrial competitiveness and energy security, a new study commissioned by COGEN Europe and carried out by Compass Lexecon shows how flexible cogeneration can complement electrification, renewables and storage to deliver lower emissions, reduced dependence on fossil fuels, and more competitive energy for Europe's citizens and industries.

The study's finding that cogeneration is a key competitive energy solution in Spain is particularly telling. As one of Europe's frontrunners in renewable energy, energy efficiency and electrification, Spain serves as a test bed for the pathways the rest of the continent will need to follow to meet its ambitious energy and climate objectives while remaining competitive.

Europe's energy transition has entered a decisive phase. Achieving climate neutrality by 2050 remains a central objective of the European Union, but the economic and geopolitical context in which this transition must take place has changed considerably. High and volatile energy prices, growing international competition, security-of-supply concerns and aging energy infrastructure have placed competitiveness and resilience firmly alongside decarbonisation on the European policy agenda.

For European industry, these challenges cannot be addressed separately. Businesses are being asked to reduce their emissions while maintaining international competitiveness, managing energy costs and ensuring reliable access to electricity and heat. Meanwhile, Europe must rapidly expand renewable generation, electrify increasing volumes of demand and invest substantially in electricity grids and other energy infrastructure.

This raises a fundamental policy question: **How can Europe accelerate industrial decarbonisation while safeguarding competitiveness, affordability and security of supply?**

COGEN Europe commissioned Compass Lexecon to provide new evidence to inform this debate. The resulting study, *Hybridised and Flexible Cogeneration – The Impact of Cogeneration on Affordability, Competitiveness and Decarbonisation,* was launched on 23 April 2026 and assesses the contribution that flexible cogeneration can make

		1	2	3	4	5
Country						
Application		Chemical Industry	Pharmaceutical Industry	District heating of Toruń	District heating of Craiova	Pulp & Paper Industry
CHP Technology		Turbine	Engine	Turbine	Engine	Turbine
Other Technologies[1] (in both scenarios)		E-Boiler, Solar PV, Gas boiler, Heat Storage	E-Boiler, Solar PV, Gas boiler, Elec. Chiller, Abs. Chiller	E-Boiler, Heat Pump, Gas boiler, Heat Storage, Geothermal, Biomass	E-Boiler, Heat Pump, Gas boiler, Solar therm., Heat Storage	Gas boiler, Heat Pump, Solar PV
Full-Capacity Electrifi-cation?	CHP	by **2035** *(all hours of the year)*	by **2025** *(all hours of the year)*	by **2025** *(during 98% of the year)*	by **2025** *(all hours of the year)*	**Partially electrified**[2] *(all hours of the year)*
	Non-CHP	by **2025** *(all hours of the year)*	by **2025** *(all hours of the year)*	by **2025** *(during 98% of the year)*	by **2025** *(all hours of the year)*	**Partially electrified**[2] *(all hours of the year)*

Figure: Cogeneration in Hybridised Solutions

in industrial and district heating applications. The study modelled two hybridised asset configurations compared over 2025–2040 on an hourly basis, across five different energy contexts, including Spain.

Its findings support an increasingly important principle for European energy policy: the transition should not be framed as a choice between electrification and cogeneration. Instead, **highly efficient energy hybrids that combine cogeneration, electrification, renewable energy and storage, speed up decarbonisation while ensuring resiliency and lowering costs for energy consumers.**

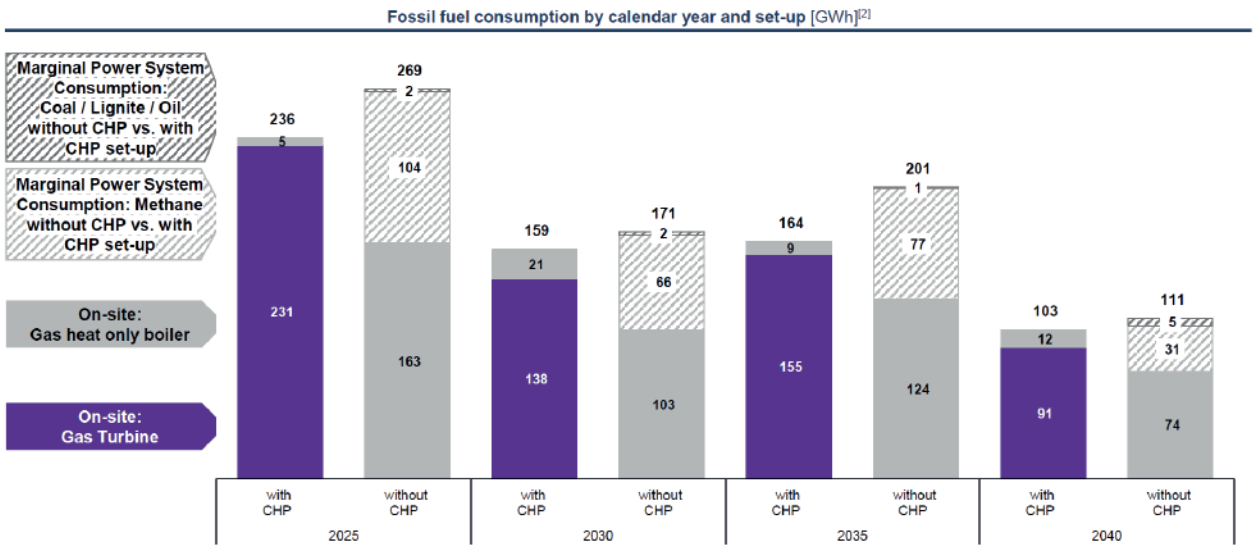
Integrated systems that include cogeneration perform consistently well across different energy contexts and applications, delivering energy and climate benefits that reinforce one another. These results hold even in energy systems that are already highly decarbonised and largely renewables-based, such as Spain's.

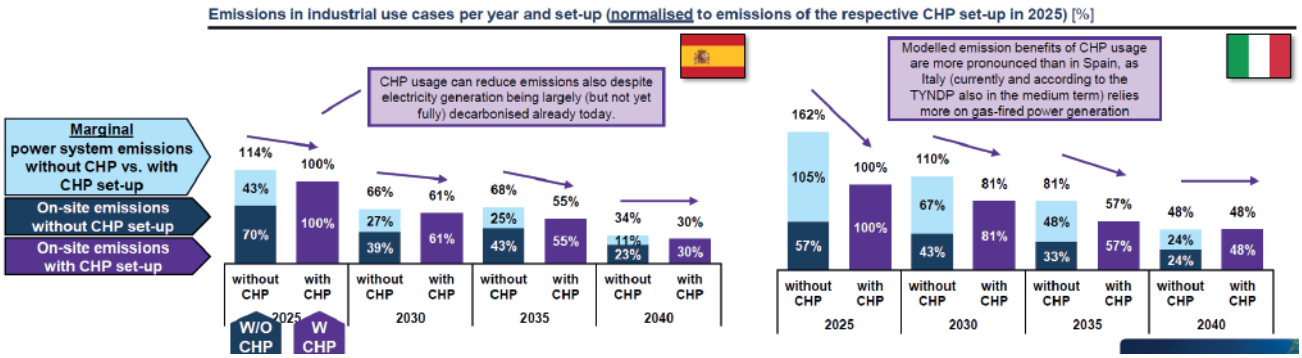
The Spanish use case modelled in the Compass Lexecon study shows that an industrial site combining cogeneration with power-to-heat, heat storage and solar PV can electrify faster while limiting both direct and indirect emissions and containing energy costs.

Putting energy efficiency first

Energy efficiency is what cogeneration does best: by producing heat and electricity simultaneously, it minimises both conversion and grid losses. As Europe moves towards a more electrified, renewables-based energy system, cogeneration will continue to deliver energy savings while adapting to operate more flexibly in response to the needs of the power system.

The Compass Lexecon study finds that cogeneration continues to deliver energy savings when operated more flexibly as part of a hybrid system. In the Spanish use case, a configuration including cogeneration cuts fossil fuel consumption by up to 14% compared with an electrified configuration without it.





Accelerating decarbonisation

In power systems that are not yet fully decarbonised, hybrid CHP set-ups in industry can achieve lower combined direct and indirect CO_2 emissions than an electrified alternative that relies on grid electricity with gas-only backup boilers. The modelled emission benefits are greatest in the early years of the analysis and in markets where power generation is more carbon-intensive, such as Italy.

Even so, the Spanish results show that cogeneration can still contribute to emission reductions where grid emissions are already low thanks to a high share of renewable power. What's more, CHP plants can run on renewable and low-carbon gases, cutting emissions further still.

Bridging the grid connection gap

Grid constraints are a growing barrier to industrial electrification: in Spain, industrial sites currently face waiting times of three to five years for grid connections. The study shows how cogeneration allows these sites to bridge the gap until grid upgrades make full electrification possible, while also helping to optimise dispatch within existing, often constrained, grid connections.

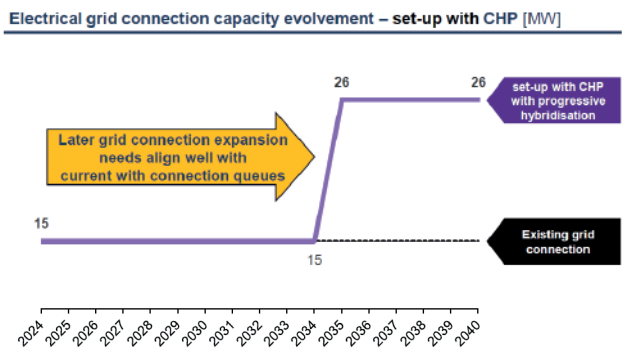
Securing a competitive edge

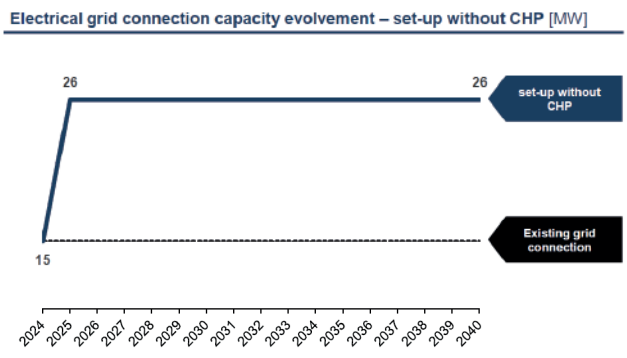
Across all modelled settings, the CHP set-up achieves a lower levelised cost of energy than the fully electrified alternative. This includes a 9% cost reduction in the Spanish use case, a significant advantage for energy-intensive industries competing on global markets.

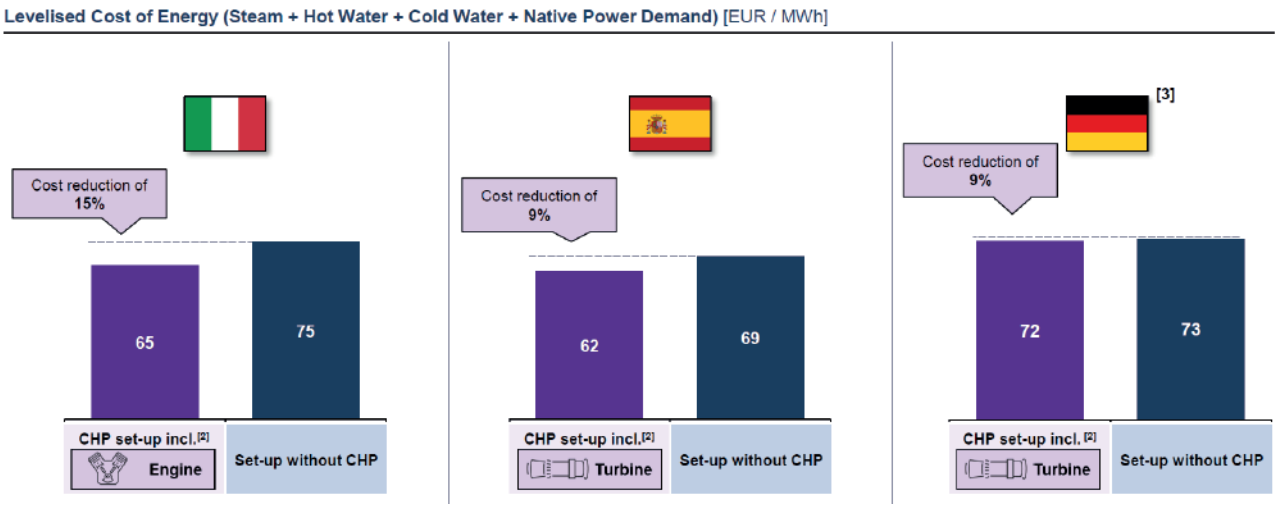
Strengthening system resilience

Beyond its benefits for energy efficiency, decarbonisation and competitiveness, cogeneration can provide ancillary services that support the stability of the power system, including frequency response, frequency restoration, replacement reserves, voltage control, and black-start/system restoration. However, the study finds that several of these services are not currently remunerated in the markets analysed, leaving part of cogeneration's system value unmonetised.

The **Clean Industrial Deal,** presented by the European Commission in February 2025, places decarbonisation and competitiveness within the same policy framework. It recognises the particular challenges facing energy-intensive industries, including chemicals, steel and metals, as they seek to decarbonise while confronted with high energy costs and strong global competition. As electricity becomes ever more central to the European economy, acknowledged in the recently published Electrification Action Plan, the question is no longer simply how to electrify more demand, but how to electrify efficiently: at the lowest overall system cost, and in a way that actively builds synergies across the energy system rather than merely containing its side effects.







The evidence is strong and the political objectives are clear. The future of energy will not be secured by any single technology, but by the efficient integration of complementary ones, designed around the needs of consumers and the requirements of the wider energy system alike. Cogeneration shows what this looks like in practice: faster electrification, lower costs, reduced pressure on the grid, and valuable services for system stability. Policymakers now have the opportunity to recognise and reward that value, and to make integration, flexibility and resiliency guiding principles of Europe's energy transition.

Fuentes técnicas para revisión editorial

Hybridised and Flexible Cogeneration – The Impact of Cogeneration on Affordability, Competitiveness and Decarbonisation

ADAP
Asociación de empresas para el Desimpacto Ambiental de los Purines

Aportamos soluciones técnicas adecuadas para dar una respuesta ambientalmente correcta al problema de los purines.

www.adap.org.es



El carbono a dos velocidades: lo que la cogeneración debe anticipar antes de 2028

Iker Larrea
Iria Peñalva
Noé Morales

Equipo Global Factor
Socio y director de Mercados
Socia y directora
Business Developer

El 2026 está siendo testigo de dos mercados de carbono en momentos opuestos: un ETS1 maduro, marcado por la geopolítica y a las puertas de una reforma que relajará su senda hasta 2040, y un ETS2 que todavía se está construyendo, con un precio de referencia poco fiable y una arquitectura de contención de riesgo aún sin probar. Las cogeneraciones deben aprender a gestionar ambos precios del carbono a la vez. Esa doble lectura del coste del carbono —la primera, directa; la segunda, indirecta, vía combustible— será, de aquí a 2028, la que marque la diferencia entre anticiparse o llegar tarde.

Evolución del mercado ETS1: geopolítica y reforma normativa

El EUA viene firmando en 2026 uno de los recorridos más amplios de los últimos años. En enero, la cotización superó los 90 €/tCO2, impulsada por la entrada masiva de fondos de inversión que apostaban por un déficit estructural del mercado de cara a la próxima década. La escalada se truncó en marzo: el estallido del conflicto con Irán y una clara voluntad política de hacer compatible ambición climática con competitividad llevó al EUA por debajo de los 65 €, en una corrección tan brusca como la subida previa. Desde entonces, la recuperación ha sido progresiva: en septiembre, el EUA ha vuelto a superar los 85 €, empujado por la subida del TTF, la demanda de los actores industriales y el propio consumo energético del verano.

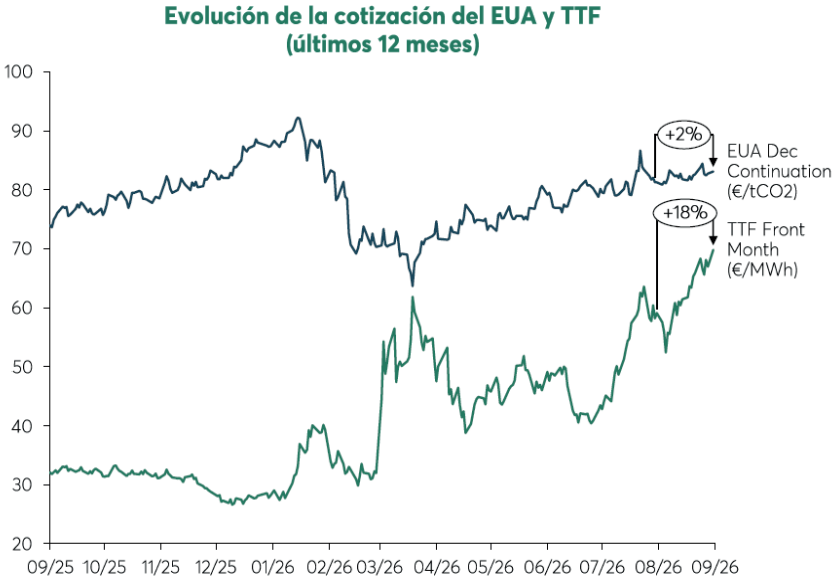


Gráfico 1 — Evolución de la cotización del EUA y el TTF (últimos 12 meses)

El repunte de septiembre, sin embargo, no está siendo un rally especulativo como el de enero: el posicionamiento de los fondos se ha mantenido bajo durante toda la recuperación. El impulso ha venido, en cambio, del lado del compliance. El calor extremo, la menor generación nuclear e hidráulica en varios países y la mayor necesidad de respaldo con ciclos combinados de gas han elevado las emisiones reales del sistema eléctrico, y con ellas la demanda de cobertura de derechos por parte de los propios emisores. El indicador de fuel-switching lo confirma: tras moverse contenido en la primera mitad del año, se disparó desde julio, señal de que el gas volvió a ser marginal en el sistema de forma mucho más intensa.

Para los próximos meses, los analistas no esperan que el EUA recupere los niveles de enero. La última encuesta de Reuters entre analistas de mercado, realizada a finales de julio y ya con la propuesta de reforma de la Comisión Europea sobre la mesa, sitúa el precio medio esperado en torno a los 80 €/tCO2 para el conjunto de 2026 y algo por encima de los 89 €/tCO2 para 2027, cifras revisadas a la baja frente a los sondeos de comienzos de año. El argumento es el mismo que sostiene la reforma: una oferta de derechos que crecerá más de lo previsto reduce la presión alcista de fondo, aunque no despeja al mercado de sobresaltos puntuales ligados al compliance o a la geopolítica, como los vividos este mismo año. Salvo un nuevo episodio de tensión como el de marzo, el consenso apunta a que el EUA se mueva en una banda relativamente estable en el entorno de los 80-90 €/tCO2 hasta que arranquen las primeras subastas del ETS2 en 2027, momento en el que ambos mercados empezarán a interactuar de forma más directa.

Comienza la reforma para la Fase V del mercado (2031-2040)

Como se ha visto, la geopolítica también está detrás de las reformas que plantea la Comisión Europea para la Fase V del mercado (2031-2040).

El eje central de la reforma apunta en una única dirección: más oferta de derechos y un techo de emisiones que baja más despacio de lo previsto. A partir de 2031, el ritmo de recorte anual del límite de emisiones se suaviza de forma notable frente a la senda actual, alargando la vida del sistema varios años más allá de 2040. En paralelo, se revisan las reglas de la Reserva de Estabilidad del Mercado para que retire del excedente una proporción menor de derechos, de modo que una parte mayor de ellos siga circulando durante más tiempo. Ninguna de las dos palancas actúa por separado: combinadas, dibujan un mercado con más margen de oferta hasta 2040 que el que manejaban las previsiones anteriores a la reforma.

En el lado del alcance, la reforma suma de forma gradual las incineradoras de residuos municipales, un sector que empezará a computar sus emisiones dentro del ETS1; de forma mucho más marginal para la cogeneración, también amplía el alcance a la aviación de largo radio y a una parte del transporte marítimo. Y, como contrapartida a esa relajación del techo de emisiones, refuerza el apoyo a la industria por dos vías. La primera, unos valores de referencia (benchmarks) menos ambiciosos para calcular la asignación gratuita, que permiten mantener más derechos gratuitos de los que estaban previstos para los sectores expuestos a la competencia internacional. La segunda, la puesta en marcha del Banco para la Descarbonización Industrial (IDB), que aspira a movilizar unos 100.000 millones de euros entre 2028 y 2040, financiados con derechos de emisión repartidos en dos fases: la primera, entre 2028 y 2031, como una prima fija por reducción de emisiones verificada y concedida por orden de llegada; la segunda, a partir de 2031, mediante subasta competitiva y contratos por diferencia de carbono.

El calendario apunta a posiciones cerradas de Parlamento y Consejo antes de fin de 2026, con trílogos en el primer trimestre de 2027.

Evolución del ETS2 en 2026

Si el ETS1 afronta su próxima reforma después de veinte años de funcionamiento, el ETS2 se encuentra justo en el extremo contrario: todavía no ha comenzado su fase de cumplimiento y su diseño continúa ajustándose antes del lanzamiento.

La primera gran modificación llegó a finales de 2025. La Unión Europea decidió retrasar un año la entrada en funcionamiento del nuevo sistema, de 2027 a 2028. Para las entidades reguladas, la primera obligación de entrega llegará por tanto el 31 de mayo de 2029, correspondiente a las emisiones de 2028. El retraso no elimina el trabajo preparatorio: autorización, seguimiento, reporte y verificación ya están construyendo la infraestructura sobre la que operará el nuevo mercado.

Pero probablemente el cambio más relevante para entender el futuro precio del EUA2 sea el refuerzo de sus mecanismos de estabilidad. El acuerdo alcanzado en 2026 duplica, de 20 a 40 millones, el

volumen de derechos que podrá liberarse cuando el EUA2 supere el umbral de 45 €/tCO2, expresado a precios de 2020. También refuerza el funcionamiento de la reserva de estabilidad del mercado. El objetivo político es claro: mantener una señal de precio capaz de inducir reducciones de emisiones, pero evitando que el arranque del sistema genere episodios de tensión difíciles de absorber por hogares y empresas.

Este cambio de diseño ha tenido ya un reflejo en el mercado. Cuando comenzaron a negociarse futuros de EUA2 en mayo de 2025, el nuevo derecho cotizaba con prima frente al EUA1. El mercado estaba descontando un sistema nuevo, con menor visibilidad sobre la oferta, menos liquidez y una trayectoria de reducción relativamente exigente.

A partir de finales de 2025, sin embargo, la relación se invirtió. El retraso de la entrada en funcionamiento, unido a la expectativa de mecanismos de contención de precio más potentes, redujo la prima de riesgo incorporada inicialmente al EUA2. Desde entonces, el nuevo derecho ha pasado a cotizar con descuento frente al EUA1.

Novedades del ETS2 para 2027

Aunque el ETS2 no comenzará su fase de cumplimiento hasta 2028, las primeras subastas de EUA2 están previstas para 2027.

Además, el diseño incorpora un frontloading de derechos durante la fase inicial. La lógica es sencilla: aumentar temporalmente la oferta disponible y permitir que las entidades reguladas construyan posiciones antes de afrontar sus primeras obligaciones de entrega. A diferencia del ETS1, el ETS2 no contempla asignación gratuita, por lo que el acceso a subastas y al mercado secundario será esencial desde el principio.

Será probablemente entonces cuando el precio empiece a ser realmente representativo. La entrada de oferta primaria recurrente, junto con una base más amplia de participantes y una mayor necesidad de cobertura, debería incrementar la liquidez y permitir comprobar hasta qué punto el descuento actual frente al EUA1 responde a los fundamentales del sistema o simplemente a las características de un mercado todavía embrionario.

El ETS2 nace con un diseño explícitamente más sensible al riesgo de precios elevados que el ETS1. Eso puede reducir la probabilidad de episodios extremos, pero al mismo tiempo introduce un elemento nuevo para el mercado: los participantes deberán valorar no solo la escasez de derechos, sino también la probabilidad de intervención de los mecanismos de contención.

Implicaciones para la cogeneración

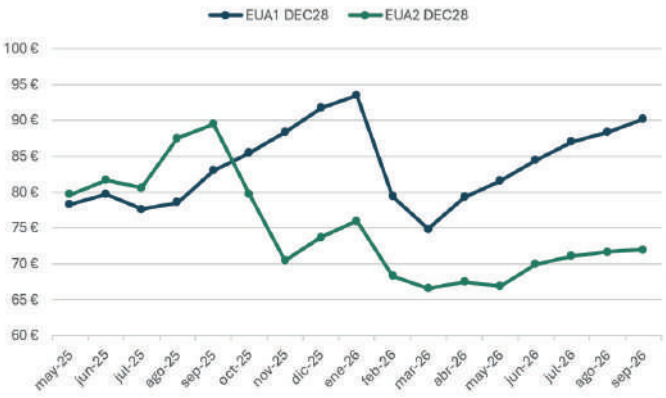
Para una cogeneración, la coexistencia de ETS1 y ETS2 puede parecer a primera vista una elección entre dos mercados de carbono. No lo es.

Una cogeneración incluida en ETS1 seguirá respondiendo directamente por sus emisiones bajo ese sistema. El ETS2 funciona, en cambio, upstream: el sujeto obligado es normalmente quien despacha el combustible a consumo, no la instalación que finalmente lo utiliza. El diseño prevé además evitar que un mismo consumo quede sometido simultáneamente a ambos sistemas.

Esta frontera entre ETS1 y ETS2 será especialmente relevante para instalaciones próximas a los umbrales del ETS1 o para aquellas que, por sus características, puedan quedar fuera de su ámbito. Salir del ETS1 no significa necesariamente salir del precio del carbono. Dependiendo del régimen aplicable, el combustible consumido puede pasar a soportar indirectamente el coste del EUA2 a través de su suministrador.

Y tampoco basta con comparar las dos cotizaciones. ETS1 y ETS2 tendrán derechos distintos, mercados distintos y mecanismos de formación de precio diferentes. Además, una instalación industrial bajo ETS1 puede disponer de asignación gratuita, mientras que en ETS2 no existe ese mecanismo.

Por eso, la preferencia entre un mercado u otro no la dará simplemente cuál de los dos derechos sea más barato. Habrá que analizar, instalación por instalación, el régimen aplicable, la asignación gratuita disponible, el coste efectivo del carbono trasladado en el combustible y la exposición real al mercado.



SIEMENS energy



Descarbonizar

nuestros sistemas energéticos es un viaje por etapas

Mejorar la eficiencia de nuestras instalaciones.
Reemplazar combustibles convencionales por opciones más limpias.
Construir sistemas híbridos altamente flexibles.
Lideramos el camino para reducir el impacto ambiental.

HAGAMOS HOY UN MAÑANA DIFERENTE

siemens-energy.com/decarbonization

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.



Javier
Yunta Lizán

Aero Service Sales Director Europe
Gas Power
GE Vernova

GE Vernova Aero-derivative gas turbines and their application in flexible CHPs

In today's dynamic energy production landscape the "single operation profile" plant is challenged to adapt to changing needs. With high renewable energy penetration and more extreme temperature changes, many district heating and cogeneration plant operators consult GE Vernova for plant upgrades targeting less carbon emissions and more flexible operation.

GE Vernova´s Aeroderivative gas turbine solutions are the default choice when the load profile requires high simple cycle efficiency and superior cyclic component life. In contrast, industrial type gas turbines have been typically chosen for combined cycle operation or combined heat & power applications, which traditionally followed a baseload operating profile where low start-stop cycles did not impact the unit life. However, the demand curves of those power plants have drastically changed over the past years which pushed the operating envelope of the industrial gas turbines to their technical limits. A major consequence of this change is the fact that these plants cannot always follow their originally planned maintenance schedule anymore, which can result in increased service costs and downtime (more frequent outages). At the same time, their traditional drum type boilers are usually not engineered for multiple start-stop cycles and do not always provide the fast start capabilities that are demanded today.

More than 20 years ago, GE Vernova put the first aeroderivative gas turbine in service mated to Once Through Steam Generators (OSTGs)

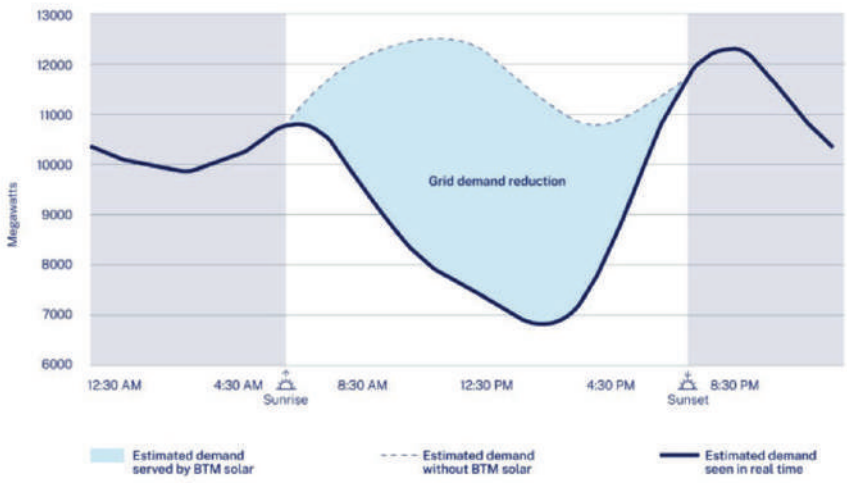


Figure 1: Typical duck-curve of a grid with high renewable penetration
source: https://www.imd.org/ibyimd/industry/energy/riding-the-duck-curve-a-strategic-guide-for-companies-in-the-evolving-energy-landscape/news-events-media/

for peaking applications. With over 30 units installed worldwide, the operating profile of these units has evolved into a hybrid type operation profile in which baseload operation has been replaced by intermittent operation due to the renewable energy penetration in the energy mix. This change can cause our customers to start-stop as much as twice per day to meet the demand of the duck curve (Figure 1).

Figure 1: Typical duck-curve of a grid with high renewable penetration

So, how can operators meet today's mix of energy dispatch needs while maintaining their maintenance schedule and CHP customer commitments? GE Vernova´s one stop solution is the selection of our aeroderivative gas turbine packages, engineered for flexible operation and reduced operating costs (Figure 2).

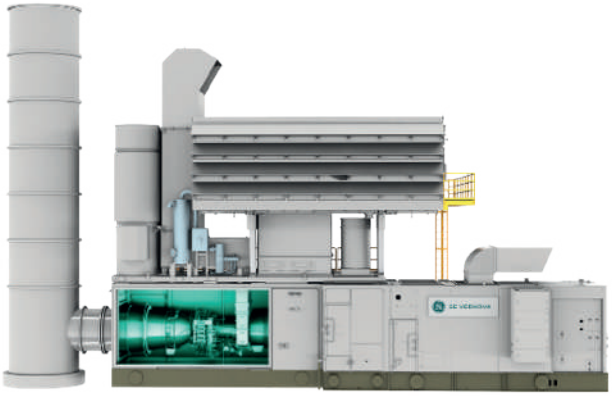


Figure 2: Typical LM6000VELOX gas turbine generator package

A 57MW LM6000VELOX* Dry-Low-Emission (DLE) gas turbine generator set, as shown in Figure 2, consists of the following equipment and auxiliary systems:

1. LM6000 Gas Turbine
   - Air Filtration System (Chilling / Heating / Pulse System as needed)
   - Fuel System (Gas, Dual Fuel, DLE)
   - Water Injection for NOx System (SAC)
   - SPRINT System Combustion Exhaust System Flange

2. Reduction Gearbox Module

3. Generator Module
   - Generator excitation and regulation
   - Line side and Neutral side cubicles
   - Generator Lube Oil (GLO) System
   - Generator Cooling/Ventilation System

4. Power Control Module (PCM)
   - HMI Motor Control Center (MCC)
   - Gas Turbine Control Panel (GTCP)
   - Generator Control Panel (GTP)
   - Vibrations Monitoring System
   - Battery System
   - Fire Control System

5. Auxiliary Skids
   - Turbine Lubel Oil System
   - Generator Lube Oil System
   - Hydraulic Start System
   - Compressor Water Wash
   - Anchor Bolts

The LM6000VELOX* package is engineered for fast installation and commissioning which reduces total installation cost and simplifies maintenance. It is engineered with a factory prefabricated based mounted turbine, generator and gearbox which reduces footprint and foundation labor. This latest iteration has half the number of shipped loose accessories to site compared to previous designs, reducing the number of required lifts. The roof skid is factory assembled and pre-wired, shipped as one piece, to allow for its installation with a single lift. All factory assembled ship loose skids are pre-flushed and capped off minimizing site flushing activities.

The package modules are built in GE Vernova´s Hungary facility and are mated to the LM6000* gas turbines built and factory tested prior to delivery. Due to this prefabricated engineered philosophy, a LM6000VELOX* gas turbine package in a simple cycle application can be installed in less than three months.

There are significant potential installation savings given the modular configuration of GE Vernova's aeroderivative package. However, one key question is, how can this advantage be extended to the rest of the plant? Most OTSGs are engineered in five modules; each of them is shop fabricated and can be delivered to the point of erection by rail, road or ocean vessel. The modular configuration and manufacturing facilitate rapid construction and reduce crane requirements as well as workhours at the erection sites. The duration of a typical aeroderivative sized OTSG takes approximately three weeks to complete and is approximately 25% the cost of a drum type heat-recovery-steam-generator (HRSG). Together with the reduced installation cost of the LM6000VELOX* gas turbine package, these costs must be considered in the project evaluation formula and economics.

OTSGs are ideally suited for cyclic applications due

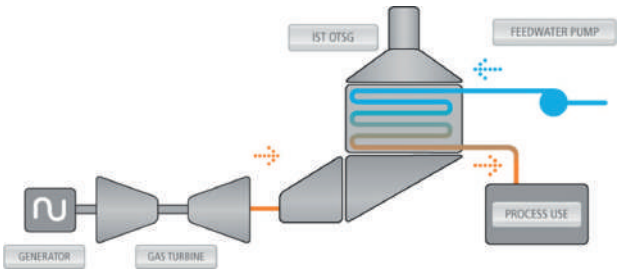


Figure 3: Typical diagram of a 1x1 CHP application
source: https://otsg.com/industries/powergen/combined-cycle/project-for-the-heat-transition~a259

to the elimination of drums and other thick-walled pressure parts. These features are a good match with the lower exhaust temperature and high efficiency of the aeroderivative gas turbines, allowing for regular start-stop operation without the thermal stress concerns usually associated with drum-type HRSGs (Figure 3). Most of these installed units accommodate exhaust gases that flow vertically upward, as the water flow enters at the top and flows downward through the serpentine tube bundle to exit at the bottom as superheated steam. Every few feet flexible tube sheets support the bundle. These sheets are hung from the top by cross beams mounted on side pads that compensate for the structure of differential thermal growth. A thermally matched spreader system adjusts the support beam position to compensate for thermal expansion by allowing the tubes to slide freely within the tube sheets and the tube sheets can flex with the entire bundle. This construction provides a high degree of thermal flexibility and is needed for dry operating capabilities and cyclic duty applications.

The ramp rates of OTSG systems are considerably faster than drum-type HRSG systems, typically in the order of 1/3 of the time. The OTSG contains significantly less water than a drum type unit and in fact the OTSG is started dry. Therefore, the unit does not have to wait until the large volumes of water contained within the drum heats up and begins to evaporate. This causes the OTSG to be better suited for combined heat and power applications where cycling or daily start-up and shutdowns are required or in case seasonal operation is performed (heat and power in winter, peaking electricity supply in summer). The cyclic load does not mechanically affect the OTSG because, as mentioned before, all the tubes and headers have a relatively thin wall. This means that the material is geometrically better suited than HRSGs under these loading scenarios.

What are the cost implications of choosing this technology?

- Reduced cost because NO bypass stack & damper are needed.
- Reduced footprint due to reduced size (NO bypass).
- Fast installation as the unit is preassembled and delivered in five modules.
- A high efficiency module can be added in an extra module.

The OTSG can be operated dry, meaning without supplying heat or steam, which decouples power and heat production. While, for example, in winter a district heating system can be operated in baseload mode, the same plant can be used as a simple cycle peaker in summer. Therefore, an aero-derivative gas turbine installed with an OTSG provides a unique combination of a high fuel-efficient cogeneration plant with a high efficient fast starting and cycling peaking plant. This provides operators with the possibility to address heating sector and electricity demand with the same asset. By adding a heat storage to the overall facility, the flexibility between heat and power production can be even further improved.

The estimated main performance parameters of above-described available technology setups (GE Vernova aero-derivative gas turbine package with OTSG) are shown in Table 1.

As the wind isn't always blowing and the sun isn't always shining, power providers are thinking more about energy security, dispatchability, and reliability. GE Vernova aeroderivative packages address these requirements, empowering customers through leading technologies to expand their plant capabilities and adapt to changes in the load demand.

Product	Gross electric output	Gross electric heat rate	Gross electric efficiency	Net thermal output	Net fuel efficiency	CO_2 emission
	MW	kJ/kWh	%	MW	%	g/kWh
LM2500XPRESS*	34	9178	39.2	45.3	90.5	<< 270
LM6000VELOX*	57	8749	41.1	65.4	87.6	<<270

Table 1: Key performance estimators for 1 x LM25000XPRESS and 1 x LM6000VELOX* with OTSG*

En los últimos cinco años, hemos reducido nuestra huella de carbono en un 24%.

Esto ha sido posible gracias al equilibrio de nuestro mix energético. Un paso más hacia la neutralidad climática en 2050.

Naturgy





Javier Rodríguez

Director General de ACOGEN

Es el momento de la cogeneración+

Estamos ante una oportunidad energética e industrial para reforzar la competitividad de nuestras empresas. Las subastas de 1.200 MW abren un ciclo de inversión que movilizará más de 2.200 millones de euros para transformar la energía de nuestras industrias, que podrán renovar sus sistemas energéticos y ganar competitividad energética y autonomía estratégica en un momento especialmente exigente para el futuro de la producción industrial en nuestro país. El reto: convertir esa oportunidad en proyectos viables y competitivos.

La cogeneración no es solo una tecnología, es una infraestructura industrial y energética que conecta el futuro de nuestras fábricas con el del sistema eléctrico, aunando futuro industrial y transición energética.

Hablamos de industrias papeleras, alimentarias, químicas, cerámicas, de refino y muchas otras, que generan el 20% del PIB industrial, producen, exportan y mantienen empleo. Sus cogeneraciones, al producir conjuntamente calor y electricidad, ahorran energía y aportan generación gestionable y distribuida, próxima a los centros de consumo e idónea para una operación eficiente y segura del sistema eléctrico.

Sin embargo, a pesar de todos los beneficios que la cogeneración aporta al sistema, el retraso del marco para su renovación ha afectado de manera estrepitosa a la producción. Entre 2019 y 2025, la producción con cogeneración cayó a la mitad y su aportación pasó del 12 al 6 % de la electricidad nacional. En lo que llevamos de 2026, ha descendido por debajo del 5 %, mientras en la Unión Europea se sitúa en el 12 %.

Entre 2020 y 2025 pararon unas 300 cogeneraciones, con 2.300 MW, al agotar su vida retributiva mientras esperaban el marco para su renovación, publicado finalmente en el BOE el pasado mes de julio.

Nuestras estimaciones sitúan la pérdida de facturación energética industrial asociada a la cogeneración en 1.800 millones de euros anuales. También se han perdido ahorros de energía primaria equivalentes a incrementar en un 4 % el consumo de gas de todo el país, con un aumento de emisiones estimado de tres millones de toneladas de CO_2 anuales.

España ha perdido una producción eléctrica con cogeneración equivalente al 33% de la producción nuclear de nuestro país. Se trata de generación síncrona y firme, distribuida por todo el territorio y con capacidad para aportar servicios de control de tensión y frecuencia. Su pérdida conlleva importantes perjuicios y costes para la operación del sistema y compromete la seguridad de suministro. Pero estas instalaciones continúan vinculadas a sus centros productivos y con las condiciones adecuadas pueden aportar valor a las industrias

y capacidad al sistema eléctrico cuando este la necesite.

Ante esta situación, ACOGEN y COGEN España hemos promovido dos medidas que resultan complementarias: las subastas para renovar las cogeneraciones y una solución transitoria para mantener su operación mientras llegan las inversiones.

Marco de inversión: La confianza inversora necesita certezas para decidir

El pasado 15 de septiembre finalizó el plazo de alegaciones a la propuesta de resolución de la primera subasta de cogeneración, tras la publicación en julio del marco de inversión, muy esperado por las industrias tras cinco años de retraso. El Real Decreto 530/2026 y la Orden TED/672/2026 abrieron el camino para adjudicar un nuevo régimen retributivo a 1.200 MW. Posteriormente, la propuesta de resolución de la primera convocatoria concretó el reparto de los primeros 600 MW y fijó el 10 de diciembre como fecha prevista para su celebración. El sector está pendiente de la publicación definitiva en el BOE de la convocatoria y la fecha firme de la primera subasta. Las industrias necesitan conocer las condiciones definitivas para decidir sus inversiones. Por fin, llega la hora de decidir e invertir.

El marco aprobado contempla dos convocatorias de 600 MW cada una, para 2026 y 2027, que movilizarán una inversión estimada de unos 2.200 millones de euros para la implantación de nuevas cogeneraciones y modernización de las existentes: plantas de gas natural preparadas para utilizar hidrógeno y plantas de biomasa. Una transformación clave para modernizar el parque cogenerador y acelerar la competitividad industrial y la descarbonización de la industria calorintensiva.

Marco tecnológico óptimo

El marco tecnológico de las subastas es idóneo y abre nuevas posibilidades a las empresas. Permite combinar flexibilidad, hibridación, eficiencia, descarbonización y digitalización a la medida de cada fábrica. Cada industria podrá elegir una combinación tecnológica adaptada a sus procesos y necesidades, integrando la cogeneración con almacenamiento eléctrico y térmico, equipos de electrificación, captura de CO_2 y herramientas de gestión operativa.

No se trata de invertir sólo en cogeneración, sino en añadir más activos energéticos —almacenamiento térmico y eléctrico, tecnologías de electrificación del calor, captura de CO_2, hidrógeno, etc.—, hibridando tecnologías y combustibles para configurar un sistema de generación y suministro capaz de adaptarse a cada escenario de los mercados energéticos y generar el máximo valor para la industria. Por eso nos referimos a ello como cogeneración+.

Se trata de generar valor cuando la cogeneración funciona, pero también cuando está parada: aprovechar electricidad competitiva para producir calor, emplear energía térmica y eléctrica almacenada y gestionar con flexibilidad el suministro a la fábrica y a la red, modulando autoconsumo y exportación. Cada industria podrá configurar un modelo energético propio, con más opciones de suministro y mayor capacidad de adaptación a los distintos escenarios, para mantener su competitividad a lo largo de la transición energética.

Esta flexibilidad y adaptabilidad técnica serán fundamentales para afrontar los múltiples escenarios energéticos y ampliarán las opciones de descarbonización y competitividad para la industria. Es un modelo tecnológicamente óptimo y ambicioso para la industria y para el sistema eléctrico, que requerirá de altos niveles de inversión para alcanzar mayor diversificación tecnológica y resiliencia competitiva.

Modelo económico "arriesgado"

El modelo económico planteado en el nuevo marco, exige atención por parte de las industrias, pues estamos ante un cambio estructural importante. Según nuestro análisis, la Retribución a la Operación se reduce en más de un 30 % respecto a las instalaciones actuales, en buena medida por el nuevo tratamiento del coste del CO_2 asociado al calor. Una medida contraproducente que acarrea riesgos.

El modelo tecnológico+ es intensivo en capital. La Retribución a la Inversión —cuya cuantía resultará de la subasta— es imprescindible para la viabilidad de las inversiones y la competitividad de la industria. Si las industrias ofertan elevados porcentajes de descuento sobre la inversión de referencia para intentar asegurarse la adjudicación —dado el elevado número de proyectos en espera tras cinco años y los escasos cupos de potencia ofertados—, se puede producir una debacle: insuficiencia retributiva y pérdida de competitividad, o recortes de inversión y de ambición tecnológica.

Siendo el 70% de los proyectos modificaciones de plantas existentes, resulta cuando menos un reto explicar a un consejo de administración que hay que invertir fuertemente con una retribución a la operación más de un 30% inferior a la actual. No encontramos justificación ni sentido a esta imposición del Ministerio.

Es por ello que la Retribución a la Inversión que resulte de la subasta tendrá un papel determinante para el equilibrio económico de las plantas. Los descuentos deberán preservar la viabilidad de cada proyecto. Ganar una subasta no basta: la inversión tiene que poder ejecutarse y sostener la competitividad del proyecto asociado a la fábrica.

Informar y acompañar a las industrias para que conozcan las posibilidades del marco, despejen sus dudas y evalúen sus proyectos con rigor es primordial para que las inversiones se materialicen. Confiamos en que el Ministerio, desde sus máximos responsables hasta sus equipos técnicos, se implique públicamente en presentar el nuevo marco y acompañar al sector en jornadas y encuentros con las empresas, explicando sus oportunidades y aclarando las condiciones de participación. Esa presencia y ese diálogo son fundamentales para generar confianza inversora.

Necesidad de habilitar una REVU para evitar el cierre de más plantas

El retraso de cinco años en la publicación de las subastas, el tiempo requerido para materializar los proyectos -cuatro años aproximadamente- y la alta demanda de equipos en el mercado de la aviación, defensa y data centers, demandan tomar decisiones para evitar el riesgo de más cierres.

Según datos sectoriales, otras 100 instalaciones, con 1.000 MW, agotarán su vida retributiva entre 2026 y 2029. Si no se completan las inversiones y no se establecen medidas de continuidad, dos de cada tres cogeneraciones podrían estar paradas en 2029. Es un riesgo que hemos trasladado al Gobierno y a los grupos parlamentarios y que obliga a actuar.

Por ello, proponemos habilitar una Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU), como ya se contempla en la regulación de otros activos energéticos, que permita seguir operando hasta 2031 a las plantas que hayan agotado o agoten su vida útil retributiva, mientras completan sus inversiones, siempre que mantengan los requisitos de eficiencia energética.

Es una iniciativa de ACOGEN y COGEN España compartida con ADAP, ANEO y AEVERSU, que contaba con amplio apoyo parlamentario y que deberá retomar el Gobierno que surja de las elecciones. Una medida justa y necesaria para preservar actividad industrial, empleo y generación distribuida, contribuyendo a la seguridad de suministro.

En conjunción, tanto las subastas de cogeneración como la medida de continuidad atienden a dos tiempos de una misma transformación: invertir para renovar y mantener la actividad mientras se renueva.

La industria atraviesa momentos de profunda incertidumbre, pero si quiere sobrevivir, debe invertir para poder competir. La inversión en cogeneración y en las diferentes tecnologías e hibridaciones que contempla el marco de subastas es la mejor oportunidad para capacitarse ante cualquier escenario y abordar de manera competitiva el mantenimiento de la producción industrial en España. Un modelo propio de inversión y gestión bien diseñado permitirá afrontar mejor la volatilidad y los diferenciales de precios de los mercados energéticos, aprovechando sus oportunidades y respondiendo a las necesidades reales de cada fábrica.

Es el momento de la cogeneración+. Ha llegado la hora de que las industrias decidan su participación en unas subastas con un modelo tecnológico óptimo, pero un modelo económico arriesgado, que lleva al límite la viabilidad de los proyectos y se aleja de las propuestas fundamentadas de las asociaciones.

La participación de las empresas y los descuentos sobre las inversiones de referencia que resulten de las subastas permitirán valorar los logros reales de este marco para cientos de industrias cogeneradoras tras cinco años de martirial espera. Ojalá se compita en descuentos, sin subastar el futuro industrial de España.

MWM

Energy. Efficiency. Environment.

READY.

to power tomorrow



Tu partner en soluciones energéticas avanzadas

MWM ofrece soluciones integrales para proyectos energéticos complejos en todo el mundo, desde la planificación hasta la operación. Como experto en redes inteligentes y microgrids, MWM es tu partner de confianza para soluciones energéticas fiables.

- Microgrid
- Cogeneración y Trigeneración
- Productor independiente de energía
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

mwm.net



José Luis Morán González

Energy Solutions Director at Green Enesys and Viridi. Managing Director of Brenmiller Europe

Acumulación térmica y cogeneración: cómo el almacenamiento de Brenmiller puede transformar la nueva era de las subastas de cogeneración en España

La cogeneración sigue ocupando una posición singular en la industria española: produce simultáneamente electricidad y calor útil, de modo que, allí donde existe una demanda térmica, puede consumir menos energía primaria que la generación separada. Ese principio continúa plenamente vigente en el marco regulatorio español, que define la cogeneración de alta eficiencia a partir del ahorro de energía primaria, el conocido PES (Primary Energy Savings), y del aprovechamiento real del calor útil.

Pero su papel está cambiando. En un sistema con una penetración renovable creciente, la cuestión ya no es sólo cuánto combustible ahorra una cogeneración, sino cuánta flexibilidad puede aportar sin perder eficiencia industrial. El PNIEC 2023-2030 actualizado prevé, entre otros objetivos, una reducción del 32% de las emisiones respecto a 1990 y un 81% de generación eléctrica renovable en 2030; además, contempla expresamente la renovación o nueva implantación de cogeneración de alta eficiencia.

Aquí aparece una tecnología especialmente relevante: el almacenamiento térmico o TES (Thermal Energy Storage). Incorporado entre la cogeneración y el proceso industrial, permite almacenar calor en el momento en que se produce y utilizarlo cuando la industria realmente lo necesita. El resultado es una planta en la que generación eléctrica y consumo térmico dejan de estar obligados a coincidir minuto a minuto.

Qué aporta la acumulación térmica a una planta de cogeneración

Una cogeneración convencional está condicionada por dos curvas distintas: el valor económico de producir electricidad y la demanda de vapor, agua caliente, aceite térmico o aire caliente del proceso. Sin almacenamiento, una caída de la demanda térmica puede obligar a bajar carga o incluso parar cuando producir electricidad sería conveniente; a la inversa, una punta térmica puede exigir una caldera auxiliar cuando no sea conveniente que el motor o la turbina aumenten su producción.

Un TES introduce un “buffer” energético entre ambas curvas. Cuando sobra calor recuperable, lo almacena; cuando la demanda

industrial supera la producción instantánea de la cogeneración, lo envía al proceso. En una configuración correctamente dimensionada esto puede reducir vertidos térmicos, arranques y paradas, facilitar el funcionamiento cerca del punto de mayor rendimiento y aumentar la capacidad para modular la producción eléctrica independientemente de la demanda de calor.

Empresas como Brenmiller Europe, con su tecnología bGen™ de almacenamiento en roca volcánica triturada, están demostrando en proyectos que esta combinación de cogeneración y TES no es un



Figura 1

concepto teórico, sino una solución ya operativa y replicable. (Fig 1)La tecnología bGen™ de Brenmiller es un sistema modular basado en rocas trituradas que absorben y liberan calor, y es capaz de generar temperaturas de hasta 650 °C mediante resistencias eléctricas embebidas, con capacidad de generación de vapor integrada. Su diseño modular permite dimensionar el sistema para adaptarlo a las necesidades de cada industria, desde 10 MWh hasta centenas de MWh de capacidad térmica, sin perder eficiencia. Es, además, una solución segura y sostenible: no emplea químicos, no presenta riesgo de incendio, no tiene partes móviles y no tiene ninguna degradación independientemente del número de ciclos.

El nuevo marco regulatorio español: una oportunidad

La base general continúa siendo el Real Decreto 413/2014, que fue modificada por el Real Decreto 917/2025 pero la gran novedad es el Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, desarrollado por la Orden TED/672/2026, de 2 de julio. El Gobierno ha establecido un marco para adjudicar 1.200 MW, en dos subastas de 600 MW previstas para 2026 y 2027, destinadas a instalaciones nuevas o modificaciones de cogeneraciones de alta eficiencia de gas natural y biomasa.

Conviene precisar que la primera subasta que será de 600 MW todavía no está definitivamente convocada; MITECO tiene previsto celebrarla en diciembre de 2026.

Para las soluciones de almacenamiento térmico, una disposición especialmente relevante, el artículo 5 de la Orden TED/672/2026 incluye expresamente entre las inversiones elegibles de una modificación tanto los "equipos de transformación de energía eléctrica en calor" como el "sistema de acumulación de calor" y el almacenamiento eléctrico. Es una señal regulatoria muy clara de



Figura 2

que el legislador considera la electrificación y el almacenamiento herramientas compatibles con la modernización de la cogeneración.

Varias referencias internacionales

NYPA, Nueva York, Estados Unidos (Fig 2). La New York Power Authority y Brenmiller instalaron en 2023 un bGen™ en el edificio de educación física de Purchase College, una instalación de 10.845 m2 con gimnasio y piscina. El proyecto, de 2,5 millones de dólares, combina una microturbina CHP Capstone con un TES de 450 kW térmicos y 400 kWh de capacidad. Durante periodos de demanda alta, el calor de escape de la microturbina se envía directamente al edificio; cuando la demanda baja, el excedente se acumula para utilizarlo después. El sistema dispone además de resistencias eléctricas internas para cubrir episodios de elevada demanda.

La instalación fue diseñada para atender prácticamente el 100% de las necesidades de calefacción del edificio y de la piscina climatizada y evitar aproximadamente 550 tCO_2e/año. Una lección particularmente útil es que el almacenamiento permite dimensionar la cogeneración según criterios eléctricos y de eficiencia sin obligarla a seguir instantáneamente las puntas térmicas.



Figura 3

Enel, Santa Barbara, Toscana, Italia (Fig. 3). El proyecto piloto desarrollado por Enel y Brenmiller aborda otra escala y otro régimen de operación. Se trata de un proyecto first-of-a-kind de almacenamiento térmico integrado en un ciclo combinado, concebido como un auténtico ensayo de alta temperatura y presión. En carga, vapor del HRSG a unos 550 °C transfiere calor al almacenamiento; en descarga, el TES permite generar vapor a unos 360 °C hacia una etapa intermedia del HRSG, con agua de alimentación precalentada a unos 150 °C.

El TES tiene una capacidad de 24 MWh térmicos. La función principal no es una cogeneración industrial convencional, sino desacoplar parcialmente los ciclos de vapor y de generación eléctrica, reduciendo tiempos de arranque y aumentando la velocidad de variación de carga. Este proyecto tiene una importancia empírica y conceptual: demuestra que el TES puede transformar el calor en una variable gestionable y permitir que una instalación térmica responda mejor a un sistema eléctrico dominado por renovables.

Tempo Beverages, Netanya, Israel (Fig. 4). Este proyecto es probablemente el caso más directamente extrapolable a la industria española. El TES tiene 32 MWh de capacidad térmica y 5,76 MW eléctricos de



Figura 4

carga. Produce vapor a 7 bara y 168 °C; el diseño contempla hasta 7 t/h de descarga nominal y 14 t/h de punta, mientras que el perfil operativo habitual es de 4-5 t/h, con cinco o seis picos diarios de unos 30 minutos asociados al proceso cervecero.
El sistema tiene previsto cargar de una planta fotovoltaica de 1,5 MWp existente y de la red cuando la electricidad tiene precios más bajos, evitando las horas de precios altos. La instalación está diseñada para sustituir la producción de vapor generada con calderas diésel; se evitarán unas 6.200 toneladas anuales de emisiones de carbono y unos 2.000 t/año de diésel, con un ahorro económico estimado de 7,5 millones de dólares en 15 años.

Tempo demuestra algo particularmente relevante: el valor del TES no depende únicamente del ahorro energético, sino que también proviene del arbitraje temporal del precio eléctrico y de la capacidad de satisfacer un perfil de vapor muy variable a partir de una carga eléctrica mucho más estable.

Aplicación al mercado español: dónde encaja bGen™

El nuevo marco legislativo español permite plantear dos arquitecturas diferentes. La primera es cogeneración + recuperación térmica + TES en la que el bGenTM almacena calor que de otro modo no sería útil en el momento de producirse y lo devuelve cuando el proceso lo necesita. Esta configuración es la más favorable al PES porque puede incrementar la fracción de calor realmente aprovechada sin atribuir al proceso cogenerador calor de origen eléctrico. La segunda es una arquitectura híbrida cogeneración + TES eléctrico + renovables, en la que el almacenamiento cubre una parte creciente de la demanda térmica utilizando electricidad de bajo coste o baja huella de carbono y reserva la cogeneración para los periodos en que aporta mayor valor.

El potencial es especialmente interesante en industrias con muchas horas de demanda de vapor o calor pero con perfiles intradiarios variables: alimentación y bebidas, papel y celulosa, química, textil, cerámica y determinados procesos de refino.

Un diseño del TES bien optimizado puede, por tanto, mejorar el factor de utilización y reducir restricciones térmicas que de otro modo limitarían el despacho de la cogeneración. La clave del éxito está en diseñar conjuntamente motor o turbina, almacenamiento, producción

eléctrica de calor, medición fiscal-regulatoria y estrategia de mercado, y no añadir un TES al final de la ingeniería como un equipo accesorio.

Conclusión

La nueva etapa de la cogeneración española no consiste simplemente en sustituir motores antiguos por nuevos. El Real Decreto 530/2026 y la Orden TED/672/2026 están abriendo una ventana para rediseñar plantas industriales capaces de combinar alta eficiencia, flexibilidad eléctrica, recuperación de calor, electrificación y almacenamiento. Que la normativa haya incorporado explícitamente los equipos *power-to-heat* y los sistemas de acumulación de calor entre las inversiones elegibles es, en este contexto, una señal especialmente significativa.

Los proyectos de NYPA, Enel y Tempo ilustran tres funciones distintas del mismo activo: desacoplar una CHP de la demanda térmica instantánea, flexibilizar una planta de generación y desplazar combustibles fósiles mediante almacenamiento de electricidad barata en forma de calor.

Para la industria española, la oportunidad está en combinar esas tres ideas. El TES no elimina la necesidad de demostrar PES, ni convierte automáticamente el calor eléctrico en calor de cogeneración; de hecho, la normativa exige separar ambos. Precisamente por eso, los proyectos más competitivos serán los que optimicen el sistema energético completo y puedan demostrar, con datos horarios, qué parte del calor conviene cogenerar, cuál almacenar y cuál electrificar.

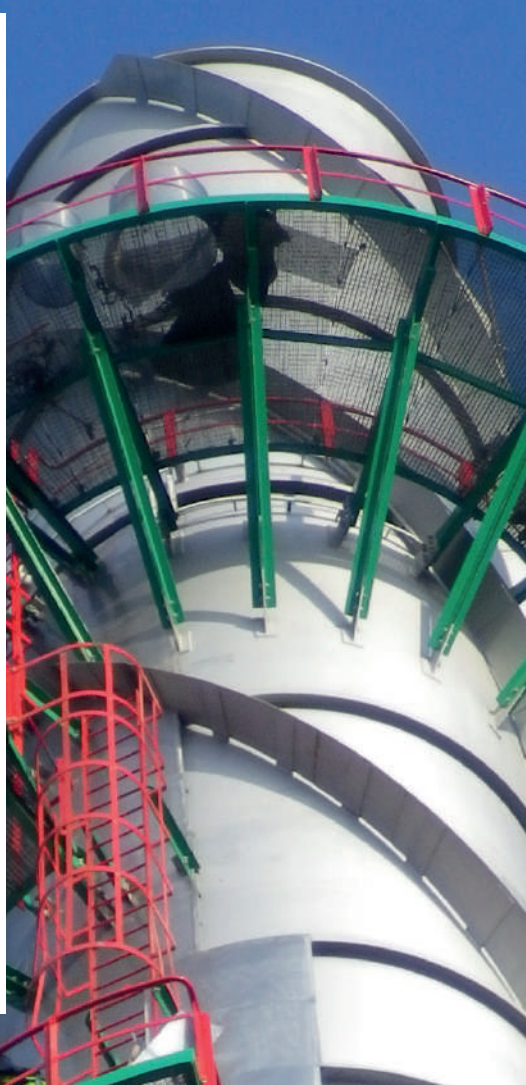
En la carrera hacia las subastas de cogeneración de 2026-2027 y la subasta de calor IF26 europea, el almacenamiento térmico puede convertirse no tanto en un complemento de la cogeneración como en la pieza clave que permita a ésta adaptarse a un sistema energético radicalmente más flexible y renovable.

Probablemente hemos diseñado y fabricado tu caldera
¿Quién mejor para optimizarla?

Wood, anteriormente Foster Wheeler, cuenta con más de 140 calderas instaladas en plantas de cogeneración en toda Europa. Con más de un siglo de experiencia, estamos altamente capacitados para ofrecer servicios posventa rápidos, cualificados y competitivos, que incluyen desde asesoramiento e ingeniería, a repuestos, reparaciones, mantenimiento y modificaciones de caldera y sistemas de control.

Nuestra trayectoria nos permite también diseñar y suministrar nuevas calderas de recuperación de calor y calderas de biomasa con tecnología FW, ofreciendo lo mejor de la industria. Ya sea instalada o nueva, puedes confiar en nosotros para optimizar el rendimiento de tu caldera; después de todo, probablemente la construimos nosotros.

wood.





El futuro de los residuos en el nuevo marco retributivo de la cogeneración en España

Alberto Martín García

Socio | Consultoria | Energia | PwC

La publicación del Borrador de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia marca un punto de inflexión para el sector. Al amparo del Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, y de la Orden TED/672/2026, de 2 de julio, se pone en marcha un mecanismo que otorgará régimen retributivo específico a 1.200 MW de potencia en dos subastas. En esta primera convocatoria se subastarán 600 MW, repartidos en diez productos asociados a instalaciones tipo de referencia (de ITR-0106 a ITR-0117), con cupos que van desde los 2 MW hasta los 210 MW.

Esta subasta da respuesta (parcial) a una necesidad que viene contemplada en la propia ley del sector eléctrico del 2013, en su disposición adicional vigésima, "Plan Renove instalaciones de cogeneración y residuos". La realidad es que no da respuesta ni a toda la cogeneración ni al parque de valorización de residuos. El propio PNIEC 23-30 propone como objetivo que debe haber

Cuadro 1: Potencia de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta [MW]

Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1009	1409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	**5.446**	**5.276**	**4.068**	**3.784**
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	**600**	**609**	**470**	**342**
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	6.413	6.413	9.289	18.913
Total	**111.100**	**115.015**	**151.173**	**214.236**

más de 3.700 MW de cogeneración, que incluye el tratamiento de residuos, y más de 300 MW de valoración de residuos.

Pues bien, en cuanto al sector de tratamiento de residuos, lo relevante es quién puede participar en este mecanismo. El ámbito de aplicación de esta convocatoria se limita a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia del subgrupo a.1.1 y de los grupos b.6 y b.8 del Real Decreto 413/2014.

El grupo b.6 agrupa las centrales que utilizan como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, actividades agrícolas, ganaderas, de jardinería o aprovechamientos forestales. El grupo b.8 incluye las centrales que emplean biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal.

El marco de las subastas sí que permite que en este segundo grupo se pudieran encuadrar las plantas de tratamiento de alperujo, subproducto industrial de la extracción del aceite de oliva. Su inclusión dentro del régimen retributivo específico convocado para 2026 supone un reconocimiento explícito de estas instalaciones como piezas clave de la valorización energética de subproductos agroindustriales, y les abre la puerta a competir por alguno de los diez productos subastados, dentro de un esquema tecnológico complejo y exigente, por lo que está por ver el nivel de conversión que habrá de esta tecnología.

Sin embargo, las plantas de tratamiento de purines no están incluidas entre los grupos habilitados para participar en esta subasta. ¿Como vamos a dar respuesta a los casi 200 MW de esta tecnología que no tiene amparo regulatorio?

Estas instalaciones no son solo generadoras de energía renovable, sino infraestructuras esenciales para la sostenibilidad ambiental de las zonas ganaderas más intensivas del país: contribuyen a la reducción de excedentes de nitrógeno, al cumplimiento de la Directiva de Nitratos, a la mitigación de emisiones y a la generación de fertilizantes orgánicos de calidad a partir de un subproducto que, sin tratamiento adecuado, representa un pasivo ambiental para el territorio.
Por otro lado, si nada cambia, esos 300 MW de residuos y su contribución van a quedar igualmente fuera de la subasta, pese a que hay amparo legal por la Ley del Sector eléctrico y por el propio PNIEC. Este tipo de plantas cierran el ciclo de materiales que de otro modo acabarían en vertedero y reducen significativamente las emisiones de metano asociadas a su descomposición no controlada. Además, generan un valor territorial al dar servicio a los municipios y mantener un empleo industrial cualificado en aquellas zonas en las que se localizan.

A pesar de estos argumentos, la convocatoria de 2026 mantiene fuera del régimen retributivo específico a estas dos tecnologías. Lo cual son malas noticias para el sector energético y los sectores industriales asociados.

En este contexto, el sector tiene una doble tarea. Por un lado, apoyar y acompañar a aquellas tecnologías, como las plantas de alperujo, que ya tienen reconocido su acceso al régimen retributivo, y, por otro, continuar la labor de interlocución técnica e institucional para que el tratamiento de purines y de valoración de residuos, con toda su carga de beneficio ambiental y territorial, sea reconocido en próximas convocatorias con la misma lógica que hoy se aplica a otros subproductos agroindustriales.

La primera subasta de cogeneración de 2026 es una buena noticia parcial para el sector de los residuos: reconoce el papel del alperujo dentro del marco de la biomasa industrial agrícola, pero deja fuera, al menos por ahora, a las plantas de tratamiento de purines y de valorización de residuos. El reto para el futuro será seguir defendiendo que la coherencia regulatoria y los objetivos de sostenibilidad ambiental y economía circular exigen que estas instalaciones tengan también su lugar en el régimen retributivo específico. El futuro de la gestión de residuos pasa por reconocer, con criterios homogéneos, el valor energético y ambiental de todos los subproductos que hoy contribuyen a la transición ecológica del sector agroganadero español.



Antonio Bethencourt Alonso

Director de Ventas de Negocio Regulado B2B en Redexis

Biometano: de oportunidad energética a realidad industrial

Durante años hemos hablado del potencial del biometano en España. Hoy el debate ya no gira en torno a los recursos disponibles o la viabilidad tecnológica. El verdadero reto consiste en transformar esa oportunidad en plantas operativas, producción renovable y valor económico para el territorio. Estamos entrando en una etapa en la que el biometano tiene que dejar de ser una promesa para convertirse en una industria.

La transición energética española ha avanzado de manera extraordinaria en el ámbito de la generación eléctrica renovable. Eólica y fotovoltaica son hoy realidades industriales plenamente consolidadas. Sin embargo, cuando ampliamos la mirada desde la electricidad hacia el conjunto de las necesidades energéticas de la industria, aparecen retos diferentes: calor de media y alta temperatura, demandas estacionales, procesos difícilmente electrificables, almacenamiento o gestión de residuos, etc.

Es precisamente ahí donde, en mi opinión, debemos situar el papel del biometano, porque para descarbonizar no todo es electrificación.

Muchos de nosotros conocemos ya la capacidad que tiene España para desarrollar una industria del biometano, con un potencial de producción superior a los 160 TWh anuales.

Ese potencial se sustenta fundamentalmente en la gran cantidad de materia orgánica generada por nuestro sector agrícola y ganadero, la industria agroalimentaria y las actividades ligadas al tratamiento de aguas y residuos urbanos. Y tiene una gran virtud: nos permite abordar simultáneamente tres cuestiones que muchas veces analizamos por separado: energía, residuos y desarrollo territorial.

De producir biogás a construir una cadena de valor

Quienes conocemos este sector sabemos que el biogás no nació ayer. Durante años, numerosas instalaciones lo han utilizado para producir electricidad y calor mediante cogeneración. Ese primer paso ha sido fundamental para adquirir experiencia y crear conocimiento técnico, operadores especializados y una primera cultura industrial alrededor de la valorización energética de los residuos. Pero ahora aparece una nueva dimensión.

Mediante su depuración o *upgrading*, el biogás puede transformarse en biometano con características que permiten incorporarlo a la infraestructura gasista. Esto amplía enormemente el radio de utilización de la molécula renovable: ya no es necesario consumir

la energía exclusivamente donde se produce, sino que puede transportarse a través de una red existente hasta allí donde realmente se necesita.

Pero esto no significa que todo el biogás deba dejar de consumirse localmente para convertirse en biometano. **Cada proyecto debe encontrar la solución que maximice su eficiencia energética, ambiental y económica.**

Habrá instalaciones donde tenga pleno sentido transformar el biogás localmente en electricidad y calor, mientras que, en otras, la conexión a la red permitirá valorizar mejor el recurso mediante su conversión en biometano. Incluso encontraremos modelos híbridos en los que la producción de gas renovable, el aprovechamiento térmico, la generación eléctrica, la recuperación de CO_2 biogénico y la valorización del digestato formen parte de una misma ecuación.

Este aspecto representa uno de los cambios más relevantes del sector. Estas plantas ya no deben considerarse únicamente instalaciones energéticas, sino centros de creación de valor capaces de gestionar residuos, producir energía renovable y recuperar recursos aprovechables. Son, cada vez más, **instalaciones de economía circular.**

De la planta aislada al sistema energético

La segunda transformación que estamos viviendo consiste en pasar de proyectos individuales a pensar en términos de sistema.

Desde el punto de vista energético, el biometano, CH_4, puede utilizarse de forma equivalente al gas natural. Una vez tratado y certificado, puede transportarse a través de la red existente y emplearse en los mismos usos energéticos. Ahí reside una de sus grandes ventajas: **podemos introducir una molécula renovable en una infraestructura energética que ya existe y llevarla hasta los puntos de consumo.**

España cuenta con cerca de 100.000 kilómetros de infraestructura gasista. Se trata de un activo estratégico desarrollado durante décadas que puede facilitar la incorporación de gases renovables sin tener que desarrollar desde cero toda una nueva cadena logística energética. El biometano puede aprovechar esta infraestructura para llegar hasta industrias, hogares y servicios y, además, beneficiarse de la capacidad de almacenamiento asociada al propio sistema gasista.

Este aspecto forma parte lógica de la visión que venimos defendiendo desde REDEXIS: la descarbonización no debería obligarnos a elegir entre lo nuevo y lo existente, sino a preguntarnos **cómo aprovechamos y adaptamos las infraestructuras existentes para acelerar la descarbonización y conseguir el nuevo sistema energético que queremos**

La red gasista evoluciona así desde una infraestructura diseñada fundamentalmente para distribuir gas natural hacia una plataforma capaz de integrar progresivamente gases renovables de producción descentralizada.

Pero ese cambio tampoco sucede automáticamente. Una red que recibe producción desde decenas o centenares de instalaciones necesita nuevas capacidades de medición, control, trazabilidad y digitalización y, allí donde sea necesario, soluciones que permitan gestionar flujos en distintas direcciones.

Es una transformación menos visible que la construcción de una planta, pero igualmente importante para conseguir acercar el biometano al consumidor final.

España ha entrado en una fase decisiva

Si hacemos una fotografía del momento actual, encontramos una circunstancia que me parece especialmente interesante: **hay mucha más actividad en desarrollo que capacidad realmente operativa.**

Los propios datos que venimos observando reflejan esa asimetría. Mientras España cuenta todavía con unas pocas decenas de plantas de biometano en operación, existen alrededor de 150 contratos de inyección en cartera y numerosos proyectos en distintas fases de desarrollo.

Este contraste refleja que el desafío principal ya no es tecnológico, sino de ejecución.

El problema español ya no parece ser convencer al mercado de que existe una oportunidad. Hay promotores, financiación, tecnología, materias primas y capacidad industrial. El cuello de botella está cada vez más en **cómo convertimos las carteras de proyectos en instalaciones construidas y funcionando.**

Otros países europeos han recorrido ese camino antes. Mientras España mantiene todavía

una importante de desarrollo sin materializar, mercados como Francia han desarrollado centenares de instalaciones en pocos años. Entre 2019 y 2024, Francia incorporó más de 600 plantas, mientras que Italia pasó de 12 a 115 instalaciones operativas.

No creo que debamos copiar modelos sin considerar las particularidades españolas. Pero sí aprender una lección: cuando existe una señal clara de mercado y un marco suficientemente estable, **la industria responde.**

Necesitamos procedimientos administrativos más ágiles, mayor coordinación entre las distintas administraciones y reglas suficientemente estables para inversiones que tienen horizontes de varias décadas. Pero, y esto es importante, sin descuidar que las plantas deberán ser excelentes desde el punto de vista ambiental, controlar sus emisiones y olores, minimizar el tráfico asociado al transporte de materias primas, gestionar adecuadamente el digestato e integrarse en su entorno.

Solo así la aceptación social dejará de percibirse como un riesgo para convertirse en un factor de viabilidad y competitividad para los proyectos.

Un proyecto de biometano que llega a un territorio debe ser percibido como, **una solución útil para las necesidades de su entorno,** no simplemente como una instalación energética.

De gestionar residuos a producir recursos

Ahí reside, probablemente, una de las mayores aportaciones estratégicas del biometano.

Durante mucho tiempo hemos tratado los residuos como algo que había que eliminar. La economía circular nos obliga a cambiar completamente esa mirada. Un residuo ganadero, agrícola, agroindustrial o urbano puede contener energía, nutrientes y carbono aprovechables.

El biometano permite recuperar buena parte de ese valor.

Esto introduce, además, una característica diferencial respecto a otras tecnologías renovables: una planta está inevitablemente vinculada a su entorno. Necesita materias primas cercanas, operadores, transportistas, mantenimiento, servicios auxiliares y relaciones estables con agricultores, ganaderos, industrias y administraciones.

Por eso, cuando hablamos de biometano nacional, hablamos también de energía, **energía producida localmente a partir de recursos disponibles en el entorno pero que,** gracias a la red gasista, puede llevarse hasta donde se consume.

En un escenario europeo donde la seguridad energética, la competitividad industrial y la autonomía estratégica han adquirido tanta relevancia como la reducción de emisiones, esta circunstancia tiene un valor creciente.

No creo que exista una única tecnología que vaya a resolver la transición energética. **El futuro será necesariamente plural:** electrificación, generación renovable, almacenamiento, eficiencia energética, cogeneración eficiente y gases renovables tendrán que complementarse allí donde cada solución aporte mayor valor.

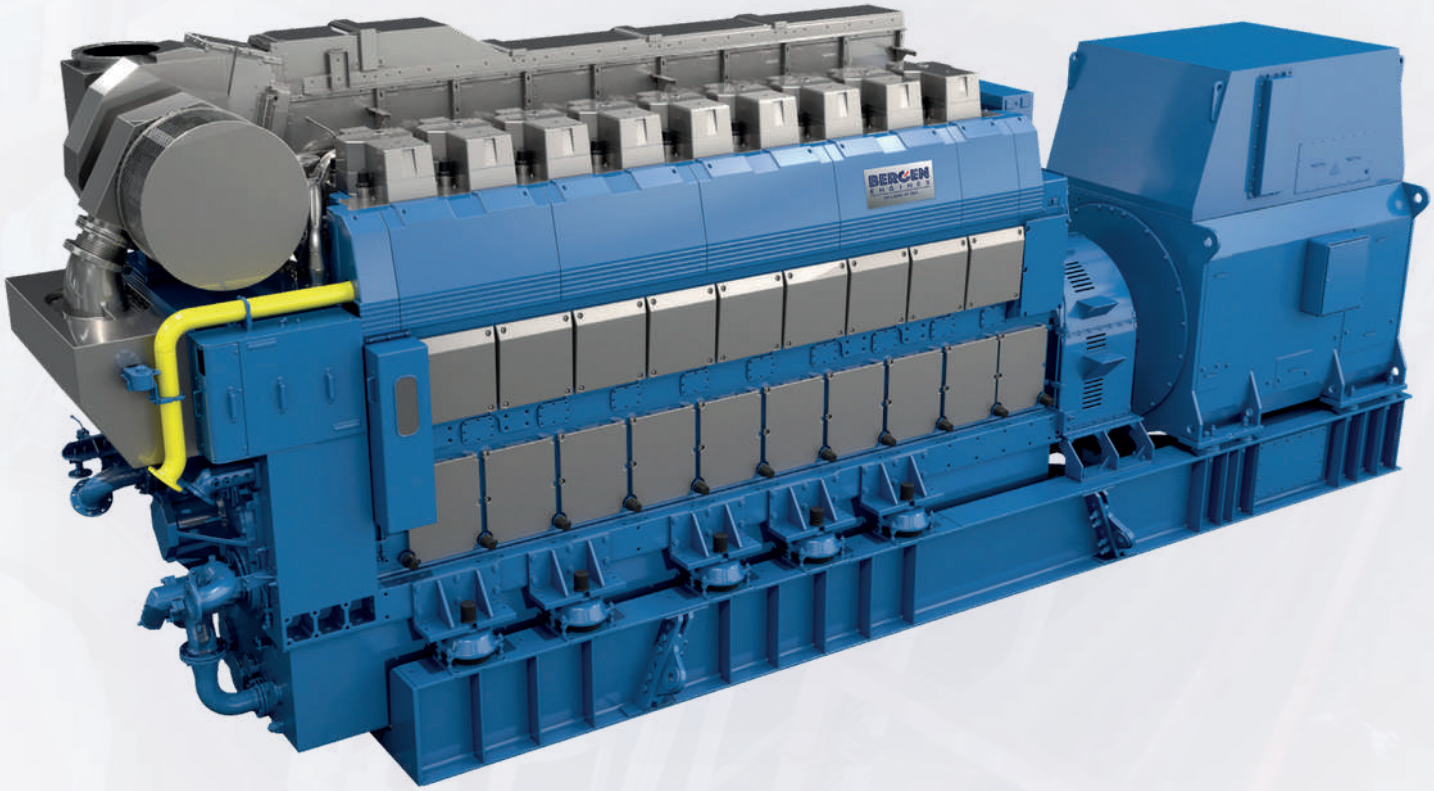
La cuestión ya no es si España dispone de recursos para liderar el desarrollo del biometano. Los recursos existen. La verdadera pregunta es si **seremos capaces de convertir esa ventaja en proyectos operativos, inversión productiva, empleo y descarbonización al ritmo que demanda el actual contexto energético europeo.**

BERGEN ENGINES

ON LAND. AT SEA.

H_2 READY

Fabricante líder de motores alternativos de velocidad media de gas y combustible líquido para aplicaciones terrestres y marinas.



Rango de potencia 3.370 - 12.500 kW
Rendimiento hasta 50%
Excelencia en servicio técnico

bergenengines.com

A Langley Holdings Company



Oscar Arriero García

Business Development Manager at Siemens Energy

La hibridación. Oportunidad y reto para la cogeneración

El consenso mundial es claro: la transición hacia la generación de energía verde es crucial, urgente y ya está en marcha. El cambio desde las fuentes de energía tradicionales hacia alternativas renovables y respetuosas con el medio ambiente es imparable.

Por otra parte, todos los países se enfrentan al doble desafío de reducir drásticamente las emisiones de carbono mientras la demanda energética continúa aumentando debido al crecimiento económico y a la aparición de nuevas tecnologías, como la inteligencia artificial.

Para afrontar este desafío, las industrias y empresas energéticas tratan de aprovechar las mejores características de múltiples tecnologías de generación y almacenamiento de energía para proporcionar una producción eléctrica renovable, eficiente y fiable. Esto convierte a las centrales de energía tradicionales en instalaciones híbridas, cada vez más complejas, que plantean desafíos importantes tanto en el diseño como en la operación.

A medida que evolucionan las políticas energéticas y climáticas en numerosos países, la relevancia de las plantas híbridas aumenta de forma significativa, lo que permite a los operadores responder mejor al doble objetivo de reducir emisiones y mantener la fiabilidad del suministro. En este sentido, el futuro de la cogeneración pasa por integrarse en instalaciones híbridas compuestas de múltiples tecnologías.

Aprovechando los beneficios de la flexibilidad de las plantas híbridas

Las plantas híbridas ofrecen una mayor flexibilidad y permiten aplicar múltiples estrategias para abordar los problemas asociados a la intermitencia de las energías renovables. Además, ayudan a reducir costes mediante el uso compartido de infraestructuras, disminuyen los costes de combustible y las emisiones, y/o permiten adaptar la generación y el consumo de energía a la demanda.

En conjunto, estos beneficios contribuyen a cumplir los objetivos de reducción de emisiones, al tiempo que garantizan el suministro eléctrico necesario.

Desafíos en el diseño y la operación de plantas híbridas

Es muy importante optimizar la integración de todas las tecnologías que conforman una planta híbrida durante todo el ciclo de vida del proyecto. Dependiendo de los objetivos y necesidades del cliente, hay que optimizar el diseño, la implementación, la operación y el

mantenimiento de la instalación.

Siemens Energy puede ayudar en todas las fases del proyecto y usar simulaciones numéricas avanzadas para desarrollar el sistema de control de las plantas híbridas:

1. Energy System Design

El diseño del sistema energético suele abarcar numerosas decisiones técnicas. Desde la selección tecnológica hasta el dimensionamiento de los equipos principales (como sistemas de almacenamiento o compensadores síncronos), para cumplir con los requisitos del código de red en el punto de conexión.

También son importantes decisiones adicionales para lograr un sistema coherente, como alinear todos los componentes con el dimensionamiento del equipo principal, definir una estrategia de control y establecer el comportamiento deseado de los sistemas en escenarios críticos.

Las simulaciones avanzadas permiten probar estrategias de control para respaldar y validar las decisiones técnicas.

2. Estudio de estabilidad eléctrica

El objetivo de estos estudios es demostrar y definir cómo el proyecto garantizará la estabilidad de la red.

Tanto los análisis estáticos como los dinámicos son necesarios para responder cuestiones clave relacionadas con el tamaño de la red, el impacto de la generación renovable intermitente sobre su estabilidad y las interacciones entre los distintos componentes de la red eléctrica.

3. Validación del sistema

Una vez definido e implantado el modelo de negocio, se debe asegurar que los equipos funcionarán según lo previsto.

4. Implementación del Energy Management System (EMS)

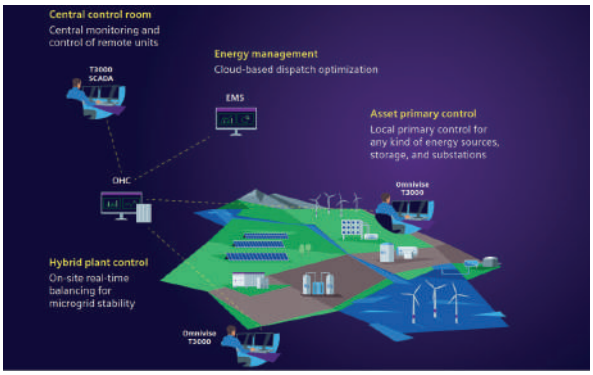
Establecer todos los sistemas de previsión y control necesarios para optimizar la operación del cliente.

5. Mantenimiento y adaptabilidad.

A medida que los mercados energéticos evolucionan, la forma óptima de operar una planta híbrida puede cambiar. Pueden surgir nuevas oportunidades para vender electricidad o prestar servicios complementarios. También pueden aparecer nuevas tecnologías para la gestión de activos energéticos. Asimismo, es casi seguro que se introducirán nuevos requisitos regulatorios. La cartera de soluciones Omnivise de Siemens Energy está diseñada para adaptarse a estos cambios, con la flexibilidad necesaria para ajustar las estrategias de control, incorporar nuevas tecnologías y cumplir con las nuevas exigencias normativas.

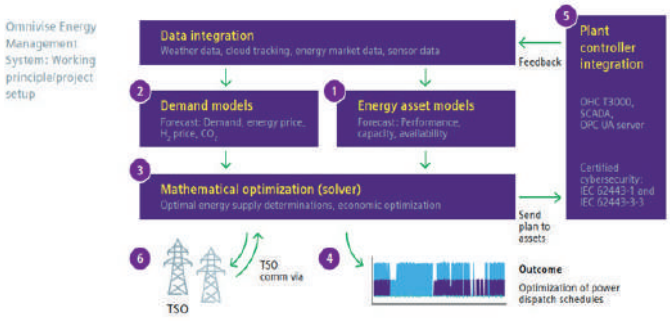
Energy Management System (EMS) para plantas híbridas

A medida que las energías renovables representan una proporción cada vez mayor de la producción eléctrica, los productores necesitarán capas adicionales de control para gestionar mejor la disminución de potencia firme. Los operadores deben prever tanto la demanda como las curvas de producción y, basándose en esas previsiones, ajustar la generación, el almacenamiento y el suministro para alinearlos con la demanda esperada y la demanda real.



Se necesitan soluciones de última generación diseñadas para optimizar y simplificar la producción y distribución de energía, con capacidades avanzadas de control para aumentar la flexibilidad operativa. Por su diseño, el Omnivise EMS de Siemens Energy permite a los operadores gestionar la variabilidad de todas las fuentes de energía integradas en las plantas híbridas y coordinar su funcionamiento con los sistemas de almacenamiento.

Previsión de la producción



El EMS integra datos procedentes de las diversas fuentes de energía y sistemas de almacenamiento. Utiliza algoritmos avanzados de predicción para anticipar la producción futura de energía basándose en factores como las condiciones meteorológicas, especialmente para la energía eólica y solar.

Paralelamente, el sistema también pronostica la demanda energética mediante el análisis de datos históricos y datos operativos en tiempo real

Optimización de la rentabilidad

Al combinar información sobre la disponibilidad de recursos y previsiones de demanda del mercado, los operadores pueden maximizar el rendimiento económico de las plantas híbridas.

Los productores pueden decidir cuándo suministrar electricidad desde cada fuente de energía disponible para maximizar los ingresos, minimizar los costes y utilizar los recursos de forma eficiente. Cuando existe capacidad de almacenamiento, estas previsiones ayudan a determinar:

- Cuándo generar y almacenar electricidad.
- Cuándo generar para consumo inmediato.
- Cuándo inyectar en la red la energía previamente almacenada.

Estas decisiones pueden automatizarse parcial o totalmente para alinearse con la estrategia global del negocio.

Cumplimiento de compromisos

El EMS garantiza que los generadores cumplan de forma continua con sus compromisos de entrega de energía en el punto de conexión a la red.

Para ello, supervisa permanentemente la producción energética y ajusta el despacho o reparto de generación entre las distintas fuentes de energía cuando es necesario.

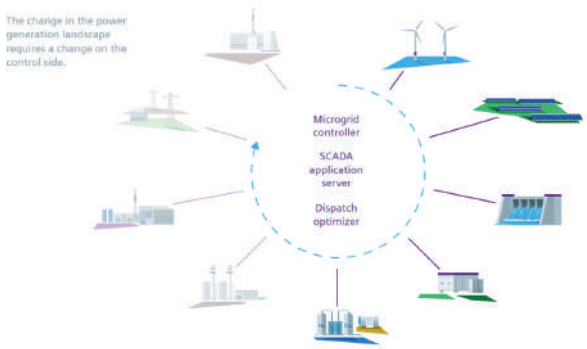
Controlador para plantas híbridas

El Controlador Híbrido de Siemens Energy (Omnivise Hybrid Control) amplía las funcionalidades del sistema EMS, permitiendo la gestión y sincronización automática del suministro energético en tiempo real.

El Controlador Híbrido recibe consignas del EMS. Estas consignas se basan en las previsiones y optimizaciones realizadas por el sistema EMS y sirven como directrices para la producción y distribución de energía.

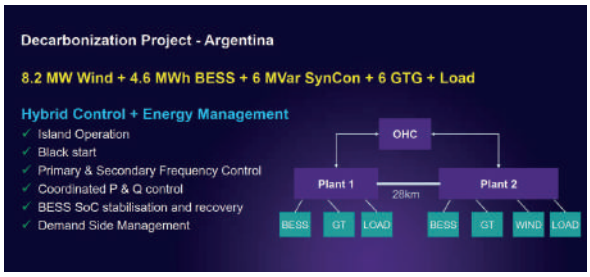
Por otro lado, el Controlador Híbrido garantiza la estabilidad del sistema respondiendo a las fluctuaciones de frecuencia o tensión en tiempo real. Puede adaptarse rápidamente a estos cambios ajustando la potencia suministrada por las distintas fuentes energéticas para mantener condiciones de operación seguras.

Esto ayuda a los operadores a cumplir sus compromisos de suministro energético y a garantizar una red eléctrica estable y fiable, incluso cuando se producen cambios inesperados en la demanda o en las condiciones de generación.



Conclusión

El desarrollo optimizado de plantas híbridas, integrando instalaciones convencionales como la cogeneración con renovables y almacenamiento, puede generar mayores ingresos, reducir el riesgo asociado a los activos y optimizar el aprovechamiento de las conexiones a la red, al tiempo que disminuye los costes globales del sistema.
Las plantas híbridas representan una forma eficaz



de optimizar tanto las nuevas instalaciones de generación como las ya existentes, mejorando su rentabilidad económica y contribuyendo al mismo tiempo a los esfuerzos mundiales de descarbonización.

Los equipos de Siemens Energy están preparados para acompañar a desarrolladores y operadores en la gestión de las complejidades adicionales asociadas a las plantas híbridas, tanto en el presente como en el futuro.



Trazando el camino hacia una
industria competitiva y sin emisiones

Consultoría, Estudios y Proyectos orientados a resolver las necesidades energéticas y de descarbonización: biocombustibles, cogeneración, solar de concentración, almacenamiento, bombas de calor.

Asesoramos y acompañamos a nuestros clientes en su estrategia de transición energética.

AESA

ASESORÍA ENERGÉTICA - INGENIERÍA, CONSULTORÍA Y PROYECTOS

AE,SA · ARAGÓ 383, 4a PLANTA · 08013 BARCELONA · T +34 934 449 300
MÁS INFORMACIÓN EN WWW.AESA.NET · INFO@AESA.NET



Sandra Lloria

Project Manager | Energy & Decarbonization Projects
AESA

Aportación de la cogeneración al sistema energético español

¿Qué perdería el sistema energético español si desapareciera la cogeneración?

La cogeneración es una tecnología que no sólo permite a las industrias producir su propia electricidad, sino que su principal ventaja va mucho más allá: permite aprovechar el calor generado durante la producción eléctrica para cubrir las necesidades térmicas de los procesos industriales. La electricidad producida puede venderse íntegramente a la red (modalidad todo-todo) o consumirse dentro de la propia industria (autoconsumos).

De esta forma, en lugar de producir electricidad en una central y calor en una caldera de manera independiente, se pueden obtener ambos vectores energéticos aprovechando mejor el mismo combustible. Esta mayor eficiencia reduce el consumo energético, las emisiones y los costes del conjunto del sistema.

Pero ¿cuánto ahorra realmente la cogeneración a España? Para responder a esta pregunta no hay que considerar únicamente el combustible que deja de consumirse, sino también otros beneficios que habitualmente pasan desapercibidos:

- Ahorro de energía primaria | Si una industria dejara de utilizar cogeneración, tendría que obtener la electricidad de otras centrales y producir el calor necesario mediante calderas convencionales. La cogeneración permite reducir aproximadamente un 14,2% el consumo de energía primaria respecto a la producción convencional. Esto significa que, para obtener la misma cantidad de electricidad y calor útil, el país necesita consumir menos combustible.
- Aportación en peajes de gas | La cogeneración consume aproximadamente un tercio del gas nacional. Si la cogeneración cerrase se reduciría el consumo de gas. Consecuentemente, para mantener las redes actuales, se deberían subir los peajes, repercutiendo el coste al resto de los consumidores.
- Reducción de emisiones de CO2 | La reducción del consumo de gas lleva asociada otra ventaja: menos emisiones de CO_2 y, por tanto, un menor coste ambiental y económico.
- Ahorro en pérdidas en T&D | Al producirse la energía cerca del consumidor también hay que considerar las pérdidas de electricidad evitadas en las redes de transporte y distribución.
- Potencia firme y seguridad de suministro | La cogeneración

Referencia 1:
PwC (2025). Precio de la electricidad y energía nuclear: ¿Cómo impacta el parque nuclear en el precio de la electricidad?:
https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/decalogo-energia-nuclear/precio-electricidad-energia-nuclear.html

también aporta seguridad al sistema eléctrico al generar electricidad cuando y donde se necesita, independientemente de la disponibilidad de recurso renovable. Si estas instalaciones dejaran de funcionar, sería necesario sustituir su capacidad de generación mediante otras centrales o mecanismos alternativos, lo que supondría un coste adicional. Disponer de esta capacidad es clave para el sistema. De hecho, durante el verano de 2026 ha sido necesario activar hasta en seis ocasiones el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), un mecanismo que permite reducir temporalmente el consumo eléctrico de determinados usuarios para garantizar el equilibrio del sistema.

- Aportación en contener la subida del pool | Además, la cogeneración también contribuye a contener el precio de la electricidad. Cuando estas instalaciones dejan de producir, otras centrales deben aumentar su generación para cubrir la demanda. En determinadas horas, esto obliga a recurrir a centrales con mayores costes de producción, que pueden acabar marcando el precio del mercado eléctrico y encareciendo la electricidad para el conjunto de los consumidores. Para valorar este efecto, se ha calculado el incremento del precio de pool ponderado del estudio de PwC donde se evalúa el impacto por cierre de nucleares[1].

Evolución de la Cogeneración en el periodo 2018-2025

Durante los últimos años, la cogeneración ha ido reduciendo considerablemente su presencia en España. Cada vez hay menos instalaciones de cogeneración en funcionamiento y también ha disminuido la generación eléctrica: (Gráfico 1)

Entre los años 2018 y 2025, la potencia operativa de cogeneración ha caído de 4.526 a 3.388 MW, lo que significa una reducción del 25%. Además, la generación eléctrica en modalidad todo-todo se ha reducido prácticamente a la mitad.

Este descenso refleja, sobre todo, la contracción de la actividad del parque de cogeneración español y su contribución agregada. **Con menos horas de funcionamiento y menos instalaciones operativas, también disminuyen los ahorros que proporciona al conjunto del sistema.**

La Cogeneración sí que aporta ahorro económico al Sistema Español

Existe un sistema retributivo para las instalaciones de cogeneración que se compone principalmente de dos conceptos: la retribución a la inversión, que permite recuperar parte de la inversión realizada en las instalaciones, y la retribución a la operación, que compensa la diferencia entre los costes de funcionamiento y los ingresos obtenidos por la venta de electricidad.

Esta retribución supone un coste para el sistema eléctrico, que debe compararse con el aporte total que genera la cogeneración. Sin embargo, los ahorros derivados de su mayor eficiencia, la reducción de emisiones, las menores pérdidas en las redes, el

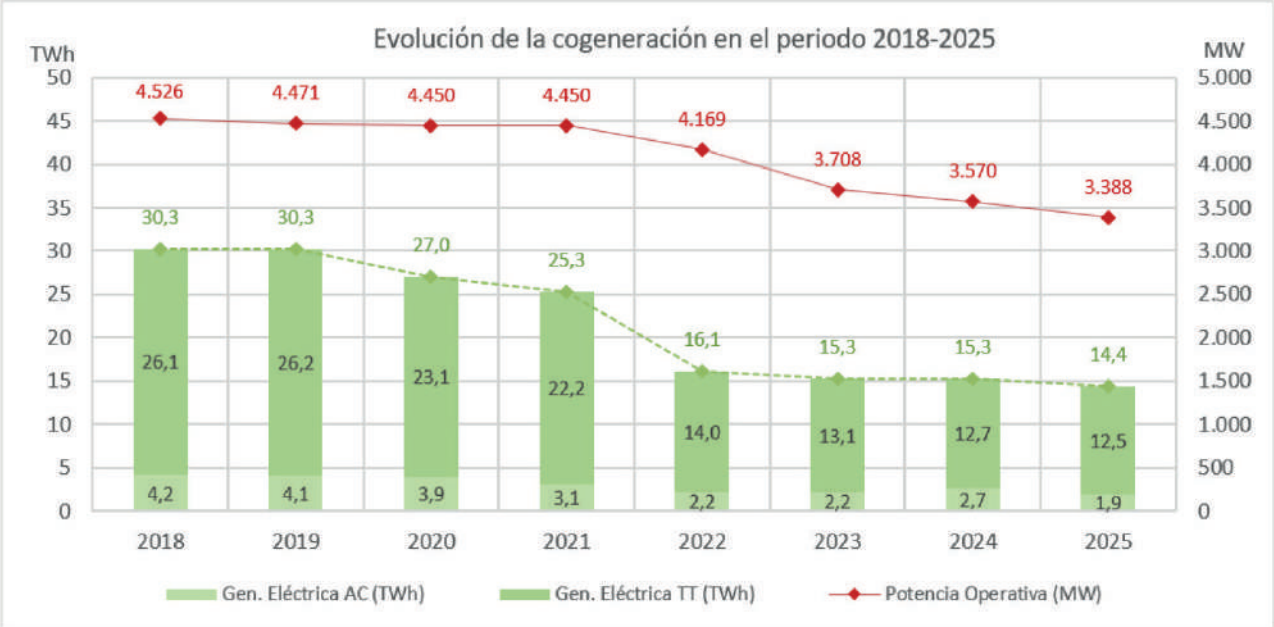


Gráfico 1. Evolución de la generación eléctrica y de la potencia operativa de la cogeneración, 2018-2025. Fuente: AE,S.A.

Tabla 1. Evolución de la aportación económica anual de la cogeneración frente a los costes al sistema, 2018-2025. Fuente: AE,S.A.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO	ACUMULADO
TODO-TODO	Ahorro de energía primaria (M€)	486	303	133	808	1.043	356	282	288	462	3.699
	Ahorro de emisiones (M€)	57	89	80	166	155	139	96	108	111	891
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	159	130	109	274	237	98	37	42	136	1.086
	Seguridad de suministro (M€)	304	300	299	299	280	249	243	436	301	2.410
	Aportación en peajes de Gas (M€)	137	138	121	116	73	69	67	66	98	787
	Aportación en peajes de red (M€)	339	337	233	224	146	134	123	115	206	1.651
	TOTAL	1.482	1.298	975	1.889	1.934	1.045	848	1.055	1.316	10.525
AUTOCONSUMO	Ahorro de energía primaria (M€)	66	40	77	111	137	63	56	47	75	596
	Ahorro de emisiones (M€)	8	12	12	23	20	25	19	17	17	136
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	13	10	10	35	17	20	9	8	15	122
	Aportación en peajes de Gas (M€)	22	21	20	16	11	12	13	10	16	125
	TOTAL	109	83	119	185	186	120	96	82	122	980
Coste al Sistema (M€)		1.433	1.566	1.078	750	508	844	973	970	1.015	8.122
Ahorro en contener la subida del pool (M€)		1.026	980	849	737 – 6.413	905 – 9.052	959 – 5.904	992 – 2.289	976 – 2.252	928 – 3.596	7.424 – 28.769
APORTE TOTAL (M€)		2.617	2.361	1.943	2.811	3.024	2.124	1.935	2.113	2.366	18.928

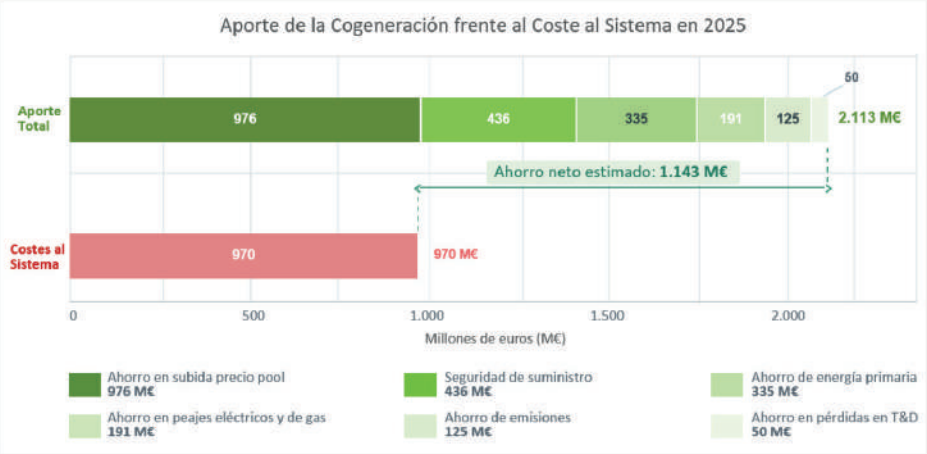


Gráfico 2. Estimación de aporte de la cogeneración al sistema en el año 2025. Fuente: AE,S.A.

ahorro en peajes de gas, la seguridad de suministro y la contención del precio eléctrico superan ampliamente los costes asociados a su retribución. Por tanto, el balance económico resulta favorable para el conjunto del sistema energético español.

La importancia del contexto energético

La aportación anual también depende del precio de los recursos que se evitan. Por ejemplo, el año 2022, marcado por la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, sufrió la subida del precio del gas natural y de la electricidad, lo que elevó considerablemente los ahorros generados por la cogeneración. Con un precio medio del gas de 98,65 €/MWh, la aportación económica alcanzó los 3.024 millones de euros, el máximo del período analizado. En este contexto, a pesar de la reducción de la actividad de las instalaciones de cogeneración, los ahorros obtenidos adquirieron un valor económico especialmente elevado, resaltando la importancia de esta tecnología en momentos de crisis energética. (Tabla 1)

De hecho, al valorar conjuntamente estos beneficios, la estimación de la aportación económica de la cogeneración al sistema energético español supera los 2.000 millones de euros en 2025, frente a unos costes (retribución a la inversión y a la operación) que no llegan a los 1.000 millones. Esto significa que, su contribución va mucho más allá del suministro de energía a la industria: (Gráfico 2).

Los cálculos se han realizado, entre otros, a partir de datos publicados por Red Eléctrica (REE), relativos a la generación y demanda eléctrica; la CNMC, para la potencia instalada, energía vendida y retribución regulada; MIBGAS y OMIE, para los precios del gas natural y la electricidad; y SENDECO$_2$ y MITECO, para los precios de los derechos de emisión y los factores de emisión de CO$_2$. Se han utilizado también las referencias de eficiencia de la normativa europea, así como estudios de PwC para la valoración del impacto sobre el mercado eléctrico y Lazard para la valoración de la seguridad de suministro.

Fuente: elaboración propia de AE,S.A., a partir de las referencias anteriores y de estimaciones técnicas y económicas para el período 2018-2025.

Más información: El estudio completo, con la metodología de cálculo, hipótesis y resultados detallados, estará disponible para su consulta en la página web de COGEN España.

Convertimos la **transición energética** en una oportunidad para tu negocio: optimizando la **flexibilidad** y gestionando el **acceso al mercado.**

Cogeneración y Competitividad empiezan igual

En Axpo llevamos más de 100 años transformando la energía en competitividad.

Axpo Iberia
91 594 7170
info.es@axpo.com
www.axpo.com

EnergyRisk Commodity Rankings 2026 WINNER

Premio Cinco Estrellas 2026



Las plantas de purines como biorrefinerías del futuro

Josep Capdevila Boix

Presidente de ADAP

La industria petrolera extrae una materia prima formada a partir de organismos que vivieron hace millones de años. La transformación geológica de aquella materia orgánica dio lugar al petróleo, que las refinerías convierten en combustibles y materias primas para fabricar productos cotidianos. Hoy podemos desarrollar otra vía: aprovechar la materia orgánica que nuestra sociedad genera continuamente. Los purines y otros residuos agroalimentarios contienen energía, carbono y nutrientes que, mediante procesos adecuados, pueden regresar al sistema productivo.

Esta comparación ayuda a entender el potencial de las biorrefinerías. La biometanización permite obtener un combustible renovable, mientras otras tecnologías complementarias pueden recuperar fertilizantes y producir materias primas para la industria química. Algunas moléculas y funciones que hoy proporcionan los recursos fósiles pueden obtenerse también de recursos biológicos. Alcanzar ese potencial exige combinar procesos, seleccionar los residuos y asegurar la viabilidad económica. Las plantas de tratamiento de purines con cogeneración asociada pueden ser una base para esa transformación industrial.

Desde ADAP defendemos una evolución que conecte la producción de energía con la gestión integral de los excedentes ganaderos. Nuestra experiencia, vinculada a la cogeneración y al aprovechamiento de su calor útil, ofrece un punto de partida para incorporar nuevas tecnologías. El objetivo debe ser transformar cada instalación en un centro de valorización adaptado a las necesidades de su territorio, capaz de recuperar recursos y prestar un servicio ambiental medible.

El purín tiene valor fertilizante. Su aprovechamiento agrícola, ajustado a las necesidades de los cultivos, forma parte de una gestión eficiente de los recursos. Sin embargo, cuando la concentración ganadera genera más nutrientes de los que pueden absorber las tierras próximas, aparece un desequilibrio. Transportar grandes volúmenes de agua encarece la salida de esos excedentes y dificulta su aprovechamiento en otras zonas. Resolver esa limitación es esencial para proteger las aguas y sostener la actividad ganadera.

La protección del agua está adquiriendo un protagonismo creciente. El Gobierno de Aragón, a través de la Dirección General de Desarrollo Rural, está trabajando en la elaboración del VI Programa de Actuación en Zonas Vulnerables a la contaminación por nitratos de origen agrario, que debe someterse a Evaluación Ambiental

Estratégica. Este proceso ofrece una oportunidad para evaluar conjuntamente la prevención, las prácticas de fertilización y las infraestructuras necesarias para gestionar los excedentes donde se producen.
El debate danés aporta otra referencia. Un grupo internacional de expertos convocado por su Ministerio de Medio Ambiente ha recomendado reducir de 50 a 6 miligramos por litro el límite de nitratos en agua potable, y el Gobierno ha iniciado el estudio de las medidas necesarias. Su alcance invita a anticipar soluciones que reduzcan la presión sobre los recursos hídricos.

La planificación debe acompañar las exigencias ambientales con alternativas técnicamente solventes y económicamente accesibles. En territorios excedentarios, el tratamiento permite concentrar o recuperar nutrientes y facilitar su traslado hacia superficies agrícolas que puedan aprovecharlos. Para el ganadero, disponer de una salida estable y trazable para sus deyecciones constituye una condición de continuidad. Para la administración, disponer de esa capacidad facilita que los objetivos de protección del agua puedan traducirse en resultados verificables.

La cogeneración aporta electricidad y calor útil a estos procesos. El aprovechamiento térmico puede facilitar la concentración y el secado de determinadas corrientes, reducir el volumen que debe transportarse y mejorar la logística de los productos fertilizantes. Su papel debe evaluarse dentro del conjunto de la instalación, atendiendo a la eficiencia, las emisiones y los costes. La modernización de las plantas permite integrar ese servicio térmico con nuevas opciones de producción y utilización de energía renovable.

La biometanización amplía las posibilidades al transformar parte de la materia orgánica en biogás, utilizable en cogeneración o depurable para obtener biometano. Esa recuperación energética debe ir acompañada de una gestión completa del digestato. La digestión anaerobia conserva gran parte del nitrógeno y del fósforo de los materiales de entrada: **producir gas renovable no resuelve por sí solo el excedente de nutrientes.** Cada proyecto debe acreditar desde su diseño cómo se gestionarán sus corrientes de salida.

Aquí reside la oportunidad de avanzar hacia biorrefinerías territoriales. Según las características de cada emplazamiento, pueden combinarse separación de fases, recuperación de nutrientes, elaboración de fertilizantes, compostaje y tratamiento del agua. A más largo plazo, otras rutas de transformación pueden abrir mercados para compuestos químicos y materiales de origen biológico. Su incorporación dependerá de la madurez tecnológica y de la demanda. El desarrollo debe ser progresivo, con balances de masas y energía que permitan demostrar sus ventajas.

La ventaja climática de esta industria debe acreditarse a lo largo de toda la cadena. La recogida y el almacenamiento de los purines, el control de las fugas de metano y la gestión de las emisiones de amoníaco son aspectos decisivos. También debe elegirse el destino energético más adecuado según la demanda de calor y las posibilidades de conexión a las redes.

El Observatorio del Sector de Tratamiento de Purines, impulsado por ADAP, ofrece un espacio para compartir conocimiento, contrastar tecnologías y acercar a ganaderos, industria y administraciones. Debemos utilizar esa colaboración para construir proyectos capaces de integrar energía y gestión de nutrientes, con información transparente sobre sus resultados y sus costes.

Las plantas de ADAP pueden contribuir a una nueva industria basada en los recursos orgánicos que generamos cada día. Convertirlas en biorrefinerías significa aprovechar su experiencia y preparar su siguiente etapa. La oportunidad consiste en producir energía y materias primas renovables mientras protegemos el agua y reforzamos la viabilidad del sector agroganadero. Esa es la transformación que proponemos impulsar y para ello **requerimos de unas subastas que contemplen los residuos y una extensión temporal de la vida útil regulatoria de las instalaciones actuales** para consolidar futuros proyectos.



Esther García Gómez

Coordinación Regulación.
COGEN España

Cogeneración flexible para integrar más renovables

Oportunidades en los servicios de ajuste, el control de tensión y el mercado de capacidad

La cogeneración puede aportar al sistema eléctrico algo más que electricidad eficiente. Su capacidad para regular la producción, responder a instrucciones y contribuir al control de tensión puede ayudar a integrar más generación renovable y a resolver necesidades concretas de la red. Para convertir ese potencial en ingresos, cada planta debe compatibilizar las obligaciones eléctricas con el suministro de calor a su industria y valorar qué inversiones y servicios resultan viables.

Las subastas de cogeneración previstas para 2026 y 2027 ofrecen una ocasión para incorporar equipos que amplíen esa flexibilidad. La Orden TED/672/2026 considera elegibles, entre otras actuaciones, los sistemas de control, los equipos de conexión y medida, la transformación de electricidad en calor, el almacenamiento térmico o eléctrico y las adaptaciones para cumplir consignas de tensión y reactiva y prestar el servicio voluntario y zonal de control de tensión. La inclusión de estos equipos en el proyecto puede facilitar la participación futura, aunque no garantiza por sí sola la habilitación ni la obtención de ingresos [5].

Una participación que ya existe, pero muy moderada

La cogeneración ya participa en los servicios de balance. El Informe bienal de balance de Red Eléctrica cifra en 586 MW la potencia de instalaciones de cogeneración preclasificadas para mFRR y en 279 MW la preclasificada para aFRR, sobre 4.478 MW de potencia instalada total. Son datos de enero de 2026: muestran capacidad habilitada para prestar esos servicios, pero que no siempre se concreta en energía ofertada o activada.

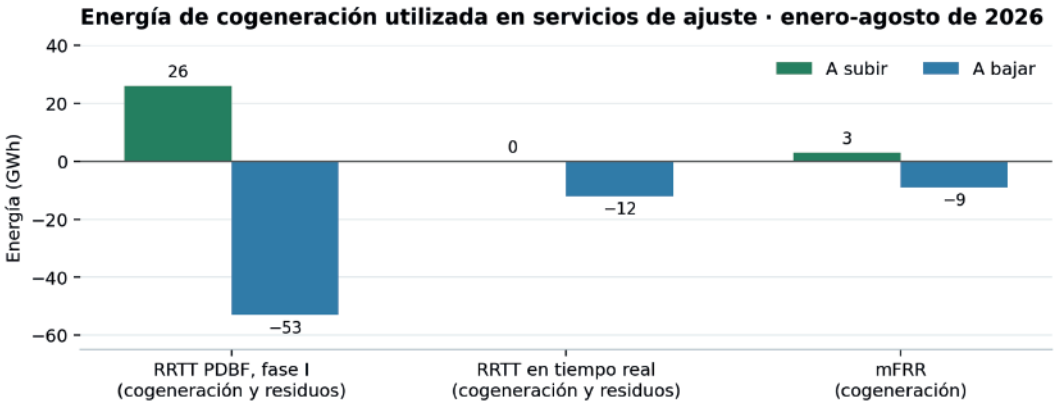


Figura 1. Energía de cogeneración utilizada en los servicios de ajuste. Fuente: REE, Resultados de los mercados de operación, septiembre de 2026, datos enero-agosto de 2026 [2].

El informe mensual del CTSOSEI permite completar esa imagen con energía utilizada. Entre enero y agosto de 2026, la categoría conjunta «Cogeneración y residuos» registró 26 GWh a subir y 53 GWh a bajar en las restricciones técnicas del PDBF, fase I; en tiempo real, registró 12 GWh a bajar.

En mFRR, la cogeneración se concreta en 3 GWh a subir y 9 GWh a bajar. Por tanto, las cifras confirman una participación efectiva, aunque muy modesta [2].

Restricciones técnicas y flexibilidad local

Las restricciones técnicas son una señal de que el sistema necesita recursos en momentos y localizaciones concretos para mantener la seguridad y viabilizar el programa de mercado. El informe de septiembre de 2026 sitúa en 334,1 millones de euros el coste mensual medio de las restricciones del PDBF durante enero-agosto de 2026. [2].

El mismo informe desglosa las causas de la energía asignada a subir en el PDBF durante 2026 hasta agosto. El control de tensión (COT) representa el 22 % y la sobretensión (SOT), el 20 %. En conjunto, las dos categorías asociadas a tensión suponen el 42 % de esa energía a subir. El dato ayuda a identificar la importancia de las necesidades de tensión en la operación [2].

Para las cogeneraciones, la pregunta práctica es si pueden ofrecer potencia en las horas y zonas donde se requieren restricciones y hacerlo a un coste competitivo. La acumulación de calor, las calderas eléctricas de apoyo, el almacenamiento térmico y otros equipos de respaldo pueden permitir modificar temporalmente la producción eléctrica sin interrumpir el proceso industrial. El análisis debe partir de la planta y de la fábrica asociada: potencia disponible, rampas, duración de la respuesta, combustible, coste de arranque y restricciones del suministro térmico.

Control de tensión de obligación a oportunidad

El control de tensión se ha convertido en un elemento clave. Actualmente, como hemos comentado el operador del sistema resuelve los requerimientos adicionales de control de tensión en los mercados de RRTT, pero la prestación de estos requerimientos debería empezará a gestionarse en los mercados de control de tensión.

Para las cogeneraciones, el P.O. 7.4, aprobado en 2025 y modificado en junio de 2026, distingue entre una prestación básica obligatoria, el seguimiento de consignas fijas y el seguimiento de consignas en tiempo real. También establece la posibilidad de establecer os mercados zonales para adquirir capacidad reactiva adicional. La prestación básica general para las instalaciones bajo el Real Decreto 413/2014 consiste en mantenerse dentro de la capacidad reactiva obligatoria. No lleva derecho de cobro, aunque su incumplimiento puede generar penalizaciones [3].

El Real Decreto-ley 25/2026 modificó el régimen de control de tensión del Real Decreto 413/2014. Los cambios sobre el rango de factor de potencia y las penalizaciones entrarán en vigor el 30 de diciembre de 2026 y las plantas deberán revisar el marco aplicable a su instalación y coordinar cualquier adaptación con el operador del sistema y, cuando estén conectadas a distribución, con su gestor de red [4].

La modalidad de consigna fija permite seguir una consigna estable de tensión o potencia reactiva. Está abierta a instalaciones de al menos 1 MW conectadas tanto a transporte como a distribución, previa aceptación y habilitación. Esta modalidad

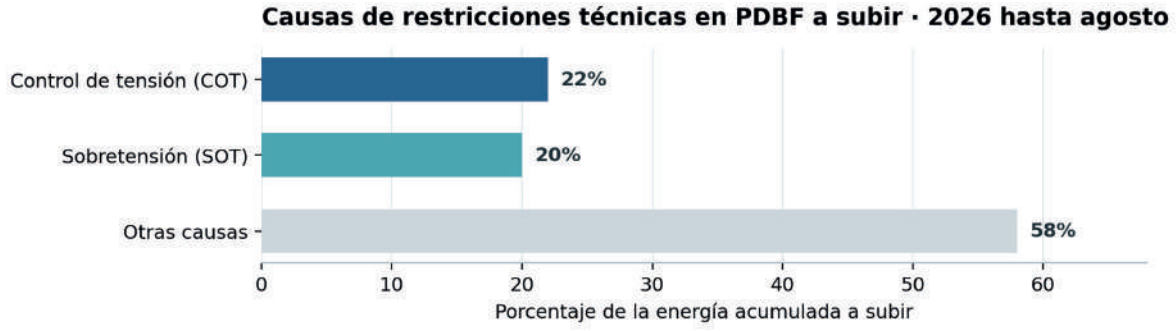


Figura 2. Distribución de causas de las restricciones técnicas a subir en PDBF. Fuente: elaboración propia a partir de REE, Resultados de los mercados de operación, septiembre de 2026 [2].

lleva asociados derechos de cobro conforme al P.O. 7.4. En distribución, el gestor de red define la consigna y realiza las pruebas de habilitación [3].

La prestación más dinámica requiere seguir consignas que pueden cambiar en tiempo real. Para participar individualmente y acceder a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional, el P.O. 7.4 establece, con carácter general, conexión a la red de transporte, una potencia instalada o contratada mínima de 5 MW y la superación de las pruebas de habilitación.

La participación en los mercados zonales será una oportunidad; el operador del sistema definirá las zonas y los requerimientos, y asigna las ofertas de capacidad adicional que resulten necesarias al precio de ofertas. Su implementación se ha retrasado y ahora está prevista para junio de 2027.

La extensión de los mercados zonales, a las instalaciones conectadas a distribución, requeriría cambios en el diseño actual para bajar a distribución. La CNMC ha señalado que sigue pendiente el trabajo para aprovechar mejor los recursos de control de tensión de las redes de distribución. Si ese marco evoluciona y las condiciones económicas son adecuadas, todas las cogeneraciones podrían contribuir a este servicio desde un abanico más amplio de puntos de conexión.

La tecnología síncrona de las cogeneraciones debería favorecer su aportación de potencia reactiva a estos mercados, para ello debería realizarse un análisis de capacidad del alternador, sistemas de excitación y control, comunicaciones y consignas. Las subastas de cogeneración podrían facilitar que esas adaptaciones se incorporen a los proyectos de renovación. En todo caso, habrá que comparar la inversión y el coste de prestar el servicio con las retribuciones previstas y las penalizaciones por incumplimiento.

Regulación secundaria y otros servicios de balance

La regulación secundaria (aFRR) contribuye a corregir desviaciones de frecuencia y potencia mediante consignas automáticas. No responde a una necesidad local de red como las restricciones técnicas o el control zonal de tensión, pero exige una respuesta rápida, telemedida y control en tiempo real, además de superar las pruebas de habilitación. Los 279 MW de cogeneración preclasificados para aFRR que recoge el informe bienal demuestran que algunas instalaciones ya han resuelto esos requisitos [1].

La regulación terciaria (mFRR) ofrece otra vía para modificar la producción cuando el operador necesita recuperar reservas o equilibrar el sistema. El informe bienal registra 586 MW de cogeneración preclasificados y el CTSOSEI contabiliza 12 GWh de energía mFRR de cogeneración entre enero y agosto de 2026, sumando ambos sentidos. Las cifras de potencia y energía miden cosas distintas: la primera refleja capacidad habilitada; la segunda, energía utilizada en el periodo [1, 2].

La adecuación puede requerir cambios en automatización, telemedida, comunicaciones y operación industrial. Equipos como calderas eléctricas, sistemas de postcombustión o almacenamiento térmico pueden ampliar el margen de respuesta. Para cada planta, el caso de negocio debe considerar no solo el precio del servicio, sino también la frecuencia probable de activación, las horas disponibles y el coste de mantener el proceso térmico dentro de sus condiciones de operación.

Precios de referencia en los servicios de ajuste

Para tener una idea de los precios que se barajan en los mercados, se muestran los precios medios ponderados del sistema que publica el operador

Servicio	Unidad de precio	Precio medio ponderado 2026
aFRR · reserva	€/MW por cuarto de hora	5,75 a subir; 2,93 a bajar
aFRR · energía activada	€/MWh	113,40 a subir; −3,51 a bajar
mFRR programada · energía	€/MWh	127,45 a subir; 2,67 a bajar
mFRR directa · energía	€/MWh	140,59 a subir; −44,39 a bajar
RRTT PDBF fase I · energía	€/MWh	195,42 a subir; 37,25 a bajar
RRTT en tiempo real · energía	€/MWh	257,33 a subir; −80,95 a bajar

Son referencias agregadas y dependen del sentido, el producto y el periodo. [2].

del sistema y que permiten ver el orden de magnitud y la diferencia entre remunerar reserva disponible y energía activada. Los datos siguientes corresponden a enero-agosto de 2026; [2].

Mercado de capacidad una oportunidad condicionada

La Orden TED/966/2026 crea un mercado de capacidad para el sistema peninsular, pendiente de convocar. Su objetivo es remunerar la disponibilidad de potencia firme cuando el sistema la necesite, especialmente en las horas de estrés definidas por el operador. El proveedor adjudicatario recibe una retribución por MW firme y asume obligaciones de disponibilidad, verificación y pruebas; el pago remunera disponibilidad, no la energía producida [6].

Hay una condición decisiva para el sector: las instalaciones de generación que tengan reconocido, total o parcialmente, un régimen retributivo específico de los previstos en el artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico no pueden participar como generadoras en el mercado de capacidad.

Por tanto, la vía potencial para la cogeneración se dirige a instalaciones existentes que no perciban esa retribución y que cumplan los demás requisitos. Entre ellos figuran disponer de permisos de acceso y conexión, contar con una potencia firme mínima de 1 MW y superar el umbral de flexibilidad que se establezca en la convocatoria. Adicionalmente, se establece un límite de emisiones de 550 g de CO_2 fósil por kWh eléctrico, para el caso de cogeneraciones, calculado considerando únicamente las emisiones atribuibles a la electricidad mediante el rendimiento eléctrico equivalente.

El mercado prevé dos modalidades ordinarias —principal y de ajuste— y una transitoria. La subasta principal cubrirá necesidades de firmeza a medio plazo: el servicio puede comenzar hasta cinco años después de la adjudicación. Su duración será de doce meses para la generación —incluida la cogeneración— y el almacenamiento existente, de hasta quince años para nuevas inversiones y de uno a diez años para la demanda. La subasta de ajuste atenderá a necesidades no cubiertas por la principal, se limita a instalaciones ya en servicio y ofrece un periodo de doce meses que comienza dentro del año siguiente a la adjudicación. Hasta que se inicie el primer periodo adjudicado mediante una subasta principal, se celebrarían subastas transitorias anuales, por lo general sujetas a las mismas reglas.

Por tanto, una cogeneración existente podría presentarse a la principal y a las transitorias; también a la de ajuste si está operativa en la fecha de convocatoria. No podría no obstante concurrir como nueva inversión de generación en las subastas principales, reservadas en ese supuesto a renovables, almacenamiento y demanda. Su encaje dependerá de que se definan coeficientes de firmeza y de que cumpla el umbral de flexibilidad y las demás condiciones de cada convocatoria.

En las subastas de capacidad, la oferta económica se expresa en €/MW firme y año. Por ahora no puede anticiparse el precio: se conocerá en cada convocatoria y dependerá también de la potencia firme que se subaste y de los coeficientes aplicables.

Una oportunidad que exige decisiones coordinadas

La cogeneración ya está presente en mFRR y aFRR y ha aportado energía en restricciones técnicas. El nuevo marco de control de tensión abre modalidades remuneradas y, cuando se implanten, mercados zonales de capacidad reactiva adicional. Las subastas de cogeneración pueden ayudar a financiar parte de los equipos que permiten prestar estos servicios, mientras que el mercado de capacidad podría ofrecer una vía distinta a algunas plantas existentes sin régimen retributivo específico.

Cada instalación debe evaluar sus límites técnicos, las necesidades de calor, la ubicación de red, las condiciones de habilitación, las reglas de cada mercado y la compatibilidad entre retribuciones. Con reglas más concretas y señales económicas estables, la cogeneración renovada e hibridada puede contribuir a la flexibilidad del sistema y reforzar, al mismo tiempo, la competitividad de la industria.

Fuentes técnicas para revisión editorial

[1] Red Eléctrica, Informe bienal de balance 2026, tabla de participación de unidades en balance; datos de preclasificación actualizados a enero de 2026.
[2] Red Eléctrica, Resultados de los mercados de operación, septiembre de 2026; datos de energía y causas de restricciones técnicas acumulados hasta agosto de 2026.
[3] Resoluciones de la CNMC de 12 de junio de 2025 y 30 de junio de 2026, por las que se aprueba y modifica el P.O. 7.4 (BOE-A-2025-13076 y BOE-A-2026-15127).
[4] Real Decreto-ley 25/2026, de 29 de septiembre (BOE-A-2026-20265); modificaciones del Real Decreto 413/2014 con efectos desde el 30 de diciembre de 2026.
[5] Orden TED/672/2026, de 2 de julio, en particular artículo 5, inversiones elegibles para las subastas de cogeneración (BOE-A-2026-14501).
[6] Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español (BOE-A-2026-19329).



Raúl Suárez Alvarez

CEO de Nedgia, grupo Naturgy

Biometano, una oportunidad para la industria

La transición energética nos plantea un desafío que va mucho más allá de sustituir unas tecnologías por otras. Se trata de construir un sistema capaz de reducir emisiones manteniendo la seguridad de suministro, la competitividad de nuestra industria y la asequibilidad para los consumidores.

Para abordar este reto hay que partir de dos cuestiones básicas que en ocasiones se obvian: la demanda es el factor determinante de cualquier sistema energético y cada tipo de energía tiene características diferentes.

El objetivo del sistema es satisfacer una demanda que, en muchos casos, tiene una flexibilidad limitada. En general, la demanda refleja necesidades concretas de las cadenas de producción (temperaturas, continuidad de los procesos, etc.) o estacionalidad por clima, y es el sistema energético el que debe adaptarse.

Para ello, la flexibilidad de las infraestructuras resulta determinante. En España, la relación entre la demanda horaria punta y valle es de 2,5 en el caso de la electricidad y de 17 en el del gas. Esta diferencia muestra la capacidad del sistema gasista para adaptarse y responder a fluctuaciones importantes de la demanda, especialmente en consumos como la calefacción o en industrias con ciclos productivos que no pueden alterarse fácilmente o que requieren grandes temperaturas.

Aplicar la neutralidad tecnológica significa utilizar cada energía allí donde aporte mayor valor. En un país cuya demanda de gas es 1,6 veces superior a la eléctrica, tratar de cubrirla íntegramente con electricidad exigiría enormes inversiones en generación y redes que se utilizarían únicamente durante las horas de mayor consumo del año, incrementando de forma exponencial el precio medio de la electricidad.

La solución pasa, por tanto, por contar con todas las energías renovables disponibles, electrones y moléculas, combinadas de la manera más eficiente. El objetivo debe ser descarbonizar garantizando el menor coste posible para el conjunto del sistema.

En esta ecuación, el biometano aporta tres elementos fundamentales: potencial, competitividad y estabilidad.

España dispone de un potencial de producción de biometano estimado en 160 TWh anuales, equivalente aproximadamente al 50% del consumo actual de gas. Es una magnitud suficiente para influir de forma decidida en nuestra matriz energética.

También es una alternativa competitiva. Aunque su precio se sitúa en el rango alto del gas natural, al incorporar el coste de los derechos de emisión puede resultar equivalente o incluso inferior. Además, su uso no repercutirá en peajes mucho más caros porque su integración requiere inversiones relativamente pequeñas en el sistema gasista, ya que aprovecha las redes existentes.
A ello se suma una menor exposición a la volatilidad. Al producirse localmente a partir de materias primas de nuestro territorio, su coste no está condicionado

Fuentes técnicas para revisión editorial

1. Gases renovables reducen el coste de descarbonizar España (Informe de PWC)
2. https://www.naturgy.com/notas-de-prensa/la-eficiencia-del-sistema-energetico-de-cero-emisiones-requiere-de-todas-las-soluciones-disponibles-segun-los-diferentes-usos-de-la-energia/ (Informe Deloitte / Fundación Naturgy)



Planta de biometano Montes de Toledo (Noez - Toledo)

por las contingencias geopolíticas y contribuye a reforzar la seguridad de suministro. Además, se apoya en la infraestructura gasista, que ha demostrado ser la más resiliente de nuestro sistema energético.

En definitiva, el biometano permite dar una respuesta descarbonizada y competitiva a nuestra demanda. Es una energía renovable, autóctona y almacenable, basada en una tecnología madura, que convierte residuos orgánicos en una oportunidad energética, económica y territorial. Puede integrarse en las redes existentes sin necesidad de grandes inversiones adicionales y llegar a hogares e industrias aprovechando equipos e infraestructuras ya disponibles.

Una oportunidad que va más allá de la energía

Una de las grandes fortalezas del biometano es su capacidad para responder simultáneamente a diferentes retos. España cuenta con un importante potencial asociado a la actividad agroganadera, la industria alimentaria, los residuos urbanos y las estaciones depuradoras. Transformar estos recursos en energía permite darles una segunda vida, reducir su impacto medioambiental y avanzar hacia un modelo de economía circular.

Su desarrollo genera actividad económica y empleo en zonas rurales, contribuye a la cohesión territorial y reduce nuestra dependencia energética exterior. El biometano es, por tanto, mucho más que una fuente de energía: es una oportunidad industrial y de país.

Descarbonizar preservando la competitividad industrial

La industria es probablemente el mejor ejemplo de por qué la transición energética necesita neutralidad tecnológica. No todos los procesos productivos tienen las mismas necesidades de continuidad, flexibilidad, temperatura o intensidad energética. Difícilmente habrá una única solución válida para todos.

El informe New Deal para España, elaborado por PwC, compara diferentes escenarios de descarbonización. Su conclusión es clara: el escenario basado en la combinación de electricidad renovable y gas verde es el que permite avanzar con un menor coste y una mayor velocidad de reducción de emisiones. Según sus estimaciones, este enfoque podría reducir el sobrecoste para el usuario final en un 32% hasta 2035 y en un 56% hasta 2050, frente a un escenario enfocado fundamentalmente en la electrificación.

Esta reflexión es especialmente relevante para la industria española. La transición debe permitir reducir emisiones sin poner en riesgo la competitividad de nuestros procesos productivos.

En la misma línea, el informe Un sistema gasista net-zero. Una pieza clave en un modelo energético descarbonizado a 2050, elaborado por Deloitte y publicado por Fundación Naturgy, subraya la necesidad de combinar distintas soluciones energéticas. También identifica el biometano como una vía eficiente para descarbonizar consumos aprovechando infraestructuras y equipos existentes.

Biometano, eficiencia y cogeneración

Esta lógica resulta particularmente aplicable a sectores en los que la cogeneración ha demostrado durante años su capacidad para hacer un uso eficiente de la energía.

Biometano, eficiencia y cogeneración deben formar parte de una misma evolución hacia procesos industriales cada vez más descarbonizados y competitivos. La incorporación progresiva del gas verde abre nuevas posibilidades para reducir la huella de carbono de los procesos existentes, preservando al mismo tiempo la eficiencia, la flexibilidad y la competitividad industrial.

El reto: convertir el potencial en realidad

Tener un enorme potencial no significa que este vaya a materializarse automáticamente.

España dispone de recursos, conocimiento industrial, tecnología e infraestructuras para desarrollar una verdadera economía del biometano. Para hacerlo posible necesitamos certidumbre regulatoria para invertir, agilidad en la tramitación y señales que impulsen progresivamente la demanda.

Administraciones, productores, compañías energéticas, consumidores industriales y sectores como el de la cogeneración compartimos un interés común: construir un sistema energético descarbonizado, competitivo y seguro, utilizando de forma inteligente todas las opciones disponibles.
El biometano ya está aquí. Tenemos el potencial y las capacidades, la tecnología existe y las infraestructuras están preparadas. Nuestra responsabilidad es pasar a la acción y convertir el potencial en realidad.

1 Directorio de asociados

A E S.A.

I&C

Dirección:	C/ Aragó 383, 4º, 08013 Barcelona
Teléfono / Fax:	+34 93 444 93 00 / +34 93 444 93 01
Contacto Principal:	Lorena Arimón
Cargo:	Responsable de desarrollo de negocio
E-mail:	larimon@aesa.net
Web Site:	aesa.net
Facturación:	5 M€
Nº de empleados:	40
Países de Actuación:	Unión Europea, Latinoamérica, Norte de África
I&C	Ingeniería y Consultoría + EPC

FACTOR ENERGÍA ESPAÑA S.A.U. (AME)

COM

Dirección:	C/ Orense 68, 9º izda., 28020 Madrid Av. Diagonal 575, Módulo II Planta 2, Barcelona
Teléfono:	+34 91 193 50 85 / +34 93 362 15 60
Fax:	+34 902 80 81 73 / +34 93 209 73 74
Contacto Principal:	Albert Balsells
Cargo:	Director del departamento de mercados
E-mail:	ame@ame-sa.net
Web Site:	www.ame-sa.net
Facturación:	158,1M€
Países de Actuación:	España
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

AMEC FOSTER WHEELER ENERGÍA, SLU (WOOD PLC)

EIT, I&C, M&O

Dirección:	C/ Gabriel García Márquez, 2, 28232 Las Rozas, Madrid
Teléfono:	+34 91 336 2400
Contacto Principal:	Juan Carlos Velazquez Herraez
Cargo:	Head Of Commercial
E-mail:	JuanCarlos.VelazquezHerraez@woodplc.com
Web Site:	https://www.woodplc.com/capabilities/consulting/industrial-power
Facturación:	6.000M€
Nº de empleados:	25000
Países de Actuación:	A nivel mundial
EIT	Equipos de Intercambio Térmico
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación

AZNAR ASSETS MANAGEMENT S.L.

I&C, EPC

Dirección:	C/ Calleja, 8. 50513 Tarazona. Zaragoza
Teléfono:	+34 675 663 670
Contacto Principal:	Enrique Aznar
Cargo:	CEO
E-mail:	eaznar@aam-global.com
Web Site:	aam-global.com
Países de Actuación:	Toda Europa, América del norte, Centroamérica, América del Sur, Parte de Asia
I&C, EPC	Ingeniería y Consultoría / llave en mano

APROVIS ENERGY SYSTEMS GmbH

EIT

Dirección:	Ornbauer Strasse 10, D-91746 Weidenbach, Alemania
Teléfono:	+49 9826 6583 364
Fax:	+49 9826 6583 270
Contacto Principal:	Hernán Carenzo
Cargo:	Project / Sales Engineer
E-mail:	hernan.carenzo@aprovis.com
Web Site:	www.aprovis.com
Facturación:	90 M€
Nº de empleados:	300
Países de Actuación:	A nivel mundial
EIT	Equipos de Intercambio Térmico

AXPO IBERIA S.L. (GRUPO AXPO)

COM

Dirección:	Paseo de la Castellana 95, planta 20, 28046 Madrid
Teléfono:	+34 91 594 71 70
Fax:	+34 91 594 71 71
Contacto Principal:	Gabriel Aguiló Zapatero
Cargo:	Head Energy Management & Renewables
E-mail:	gabriel.aguilozapatero@axpo.com
Web Site:	www.axpo.com
Nº de empleados:	320
Países de Actuación:	España y Portugal
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

AT

B2Z (BUILD TO ZERO)

Dirección:	C/ Gonzalo Jiménez de Quesada, 2 Torre Sevilla Planta 1. Seville, 41092
Teléfono:	+34 699 806 440
Contacto Principal:	Valentín Gago
Cargo:	Head of Commercial and Business Development
E-mail:	valentin.gago@b2z.es
Web Site:	www.buildtozero.es
Facturación:	Más de 1 M€
Nº de empleados:	20
Países de Actuación:	EUROPA
AT	Almacenamiento Térmico

M&O, TG, TV

BAKER HUGHES

Dirección:	Plaza del Gas, 1, Ciutat Vella 08003 Barcelona España
Teléfono:	+34 936 09 31 45
Contacto Principal:	Eugenio Muñoz
Cargo:	Senior Sales Manager
E-mail:	eugenio.munoz@bakerhughes.com
Web Site:	www.bakerhughes.com
Facturación:	25.500 millones de USD
Nº de empleados:	58.000
Países de Actuación:	Todo el mundo
M&O	Mantenimiento y Operación
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor / Fabricantes de turbinas

MCI

BERGEN ENGINES IBÉRICA - A LANGLEY HOLDINGS COMPANY

Dirección:	C/ Dinamarca, s/n. Polígono Industrial de Constantí. 43120 Constantí , Tarragona
Teléfono:	+34 97 729 64 44
Fax:	+34 97 729 64 50
Contacto Principal:	Roberto Camarasa
Cargo:	Aftermarket & New Sales Manager
E-mail:	roberto.camarasa@bergenengines.com
Web Site:	www.bergenengines.com
Países de Actuación:	España, Portugal
MCI	Motores de Combustión interna

SCOG

BONNYSA AGROALIMENTARIA, S.A.

Dirección:	La Font, 1, 03550 San Juan de Alicante
Teléfono:	+34 965 65 37 00
Contacto Principal:	Rafael Alberola
Cargo:	Director Logística y Energía
E-mail:	rafaelalberola@bonnysa.es
Web Site:	www.bonnysa.es
Nº de empleados:	3000
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

SCOG, ESCO, COM

CAPWATT

Dirección:	Lugar do Espido – Via Norte, Apartado 3053, 4471-907 Maia
Teléfono:	+351 220 11 00 55
Contacto Principal:	Sérgio Rocha
Cargo:	CEO
E-mail:	capwatt@capwatt.com
Web Site:	www.capwatt.com
Facturación:	264 M€
Nº de empleados:	215
Países de Actuación:	Portugal, España y México
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

MCI, EPC, M&O, I&C

CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS, S.A

Dirección:	Avda. de los Artesanos 50, 28760 Tres Cantos, Madrid
Teléfono:	+34 91 807 45 47
Fax:	+34 91 807 45 47
Contacto Principal:	José Antonio Fernández
Cargo:	Consejero Delegado
E-mail:	jose-antonio.fernandez@mwm.net
Web Site:	www.mwm.net
Nº de empleados:	170
Países de Actuación:	España, Portugal y Latam
MCI	Motores de Combustión Interna, Sistemas de Almacenamiento, MMC (Micorgrid Master) Controller

EPC, MCI, MICRO, M&O SCOG

2G SOLUTIONS S.L. (PART OF 2G ENERGY AG)

Dirección:	C/ Anselm Clavé, 2 4-3, 08500 Vic (Barcelona)
Teléfono:	+34 93 883 22 05
Contacto Principal:	Daniel Subirachs Guix
Cargo:	Managing Director Spain, Portugal, Morocco
E-mail:	d.Subirachs@2-g.es
Web Site:	www.2-g.com
Países de Actuación:	Spain, Portugal, Morocco
EPC	Llave en mano
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
MCI	Motores de Combustión interna
MICRO	Microcogeneración
M&O	Mantenimiento y Operación
Bomba de Calor	Bomba de calor 2G de alta temperatura, con soluciones aire-agua y agua-agua
DC	Soluciones de generación de energía para Data Centers.

AT, ESCO, M&O, SCOG

COGEN ENERGÍA ESPAÑA, S.L.U.

Dirección:	Cólquide 6 Portal 1, 1ª 28231 Las Rozas (Madrid)
Teléfono:	+34 91 634 75 84
Contacto Principal:	José Luis Morente González
Cargo:	CEO
E-mail:	joseluis.morente@cogen-energia.com
Web Site:	www.cogen-energia.com
Facturación:	64 MEUR (2023)
Nº de empleados:	69
Países de Actuación:	España

ESCO

EDP ESPAÑA S.A.U.

Dirección:	Plaza del Fresno, 2 - 33007 Oviedo
Teléfono:	+34 90 283 01 00
Fax:	+34 98 527 15 44
Contacto Principal:	Roberto Sagrado Fernández
E-mail:	rsagrado@edp.com
Web Site:	https://espana.edp.com/es
Facturación:	40 M€
Nº de empleados:	50
Países de Actuación:	España
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos

I&C

EFITEKNA, CONS. S.L.

Dirección:	Pasaje La Pau, 10 bis, entlo. 1ª, 08002 Barcelona
Teléfono:	+34 932 692 733
Contacto Principal:	Maurici Cruzate
Cargo:	Gerente
E-mail:	efitekna@efitekna.com
Web Site:	http:/efitekna.com
I&C	Ingeniería y Consultoría

ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

PRINCIPAL TRANSPORTISTA Y GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA GASISTA SGE

Dirección:	Paseo de los Olmos, 19. - 28005 Madrid
Teléfono:	+34 91 709 92 30
Contacto Principal:	Begoña García
Cargo:	Gerente de Inteligencia y Desarrollo Comercial
E-mail:	bgarciavi@enagas.es
Web Site:	www.enagas.es
Nº de empleados:	1362
Países de Actuación:	España, México, Perú, Alemania, Albania, Grecia, Italia.
M&O	Desarrollo, operación y mantenimiento de Infraestructuras
	Principal transportista y Gestor Técnico del Sistema Gasista. Gestor provisional de la red de hidrógeno española.

ENERGYNEST

AT, EIT, ELEC, EPC, ESCO, M&O, I&C

Dirección:	Avda. República Argentina 24 | 41011 Seville | Spain
Teléfono:	+34 657523315
Contacto Principal:	Alberto Crespo Iniesta
Cargo:	Director Project Development
E-mail:	aci@energy-nest.com
Web Site:	https://energy-nest.com/
Nº de empleados:	40
Países de Actuación:	Global
Códigos actividad	AT / EIT / ELEC / EPC / ESCO / M&O/ I&C

ENGIE

ESCO, I&C

Dirección:	Ribera del Loira 28 - 28042 Madrid
	Pl. Europa, 41-43, 08908 L'Hospitalet de Llobregat
Teléfono:	+34 93 363 86 86
Fax:	+34 93 439 95 52
Contacto Principal:	Daniel Toro / Carolina Ubis
Cargo:	Director de Utilities / Head of Communication
E-mail:	daniel.toro@engie.com / carolina.ubis@engie.com
Web Site:	www.engie.es
Nº de empleados:	2300
Países de Actuación:	España
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
I&C	Ingeniería y Consultoría

FINANZAUTO S.A.U. (GRUPO TESYA)

MCI, I&C, M&O, EPC

Dirección:	C/ Latón 2, 28500 Arganda del Rey (Madrid)
Teléfono:	+34 91 874 00 00
Fax:	+34 91 872 05 22
Contacto Principal:	Malaquías J. Mangas
Cargo:	Electric Power Manager
E-mail:	mmangas@finanzauto.es
Web Site:	www.finanzauto.es
Facturación:	527 M€
Nº de empleados:	1.031
Países de Actuación:	España
MCI	Motores de Combustión interna
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación
EPC	Llave en mano

GE VERNOVA

TG, M&O

Dirección:	C/ Osiris, 11-15, Edificio Osiris, Calle Osiris 11-15, 28037 Madrid
Teléfono:	+34 91 587 05 00 / + 34 91 658 68 00
Fax:	+34 91 575 49 63 / + 34 91 652 26 59
Contacto Principal:	Alessandro Rovida/ Javier Yunta
Cargo:	Sales Director South Europe (Services HD) /Service Sales Director Europe (Aero)
E-mail:	alessandro.rovida@gevernova.com / javier.yunta@gevernova.com.
Web Site:	www.gevernova.com
Países de Actuación:	Europa, Israel y Turquía
TG	Turbina de Gas
M&O	Mantenimiento y Operación

GUASCOR ENERGY

Dirección:	Barrio de Oikia Auz, 44 20750 Zumaia Guipuzcoa
Teléfono:	943865200
Contacto Principal:	Carlos Zubizarreta
Cargo:	Director comercial
E-mail:	info@guascor-energy.com
Web Site:	www.guascor-energy.com
Países de Actuación:	Todo el mundo

EPC, I&C, SCOG

EMPRESARIOS AGRUPADOS INTERNACIONAL, S.A.

Dirección:	C/ Magallanes, 3. 28015, Madrid
Teléfono:	+34 91 309 81 00
Fax:	+34 91 594 24 28
Contacto Principal:	Joaquín Ángel Gómez León
Cargo:	Director de desarrollo de negocio
E-mail:	jagomez@empre.es
Web Site:	www.empresariosagrupados.es
Facturación:	130 M€
Nº de empleados:	1400
Países de Actuación:	Alcance global
EPC	Llave en mano
I&C	Ingeniería y Consultoría
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

EIT con almacenamiento térmico

BRENMILLER EUROPE

Dirección:	Paseo de la Castellana 140, 15ªA, 28046 Madrid
Teléfono:	+ 34 606 344 994
Contacto Principal:	José Luis Morán
Cargo:	Managing Director
E-mail:	joseluis.moran@bren-europe.com
Web Site:	www.bren-europe.com
Nº de empleados:	<50
Países de Actuación:	UE (España, Portugal, Alemania, Francia, Bélgica y Hungría)
EIT	EIT con almacenamiento térmico
AT	Almacenamiento Térmico
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
EPC	Llave en mano
M&O	Mantenimiento y Operación
ELEC	Sistemas Eléctricos
I&C	Ingeniería y Consultoría

ESCO

AL SHARIF CONTRACTING EUROPE SL / NEOELECTRA

Dirección:	C/ Frederic Mompou 5, 3º 4ª, 08960 Sant Just Desvern, Barcelona
Teléfono:	+ 34 93 480 31 31
Fax:	+ 34 93 372 72 73
Contacto Principal:	Oscar Soca
Cargo:	Director de Proyectos
E-mail:	osoca@neoelectra.es
Web Site:	www.neoelectra.es
Nº de empleados:	300
Países de Actuación:	Europa y LatAm
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
EI	Empresas Instaladoras
ELEC	Sistemas Eléctricos
EPC	Llave en mano
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
I&C	Ingeniería y Consultoría
MCI	Motores de Combustión interna
MICRO	Microcogeneración
M&O	Mantenimiento y Operación
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor

IBERDROLA COGENERACIÓN, S.R.L.U.

ESCO

Dirección:	Avda. de San Adrián, 48. 48003 Bilbao
Teléfono:	+34 944 151 411
Contacto Principal:	José Antonio Castaño / Julio Artiñano Pascual
Cargo:	Director General / Responsable regulación
E-mail:	jacastano@iberdrola.es / jarti@iberdrola.es
Web Site:	www.iberdrola.es
Facturación:	340 M€
Nº de empleados:	70
Países de Actuación:	Europa
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos

IDOM CONSULTING, ENGINEERING, ARCHITECTURE, S.A.U

I&C

Dirección:	Avda. Monasterio de El Escorial, 4, 28049 Madrid
Teléfono:	+34 91 444 11 55
Contacto Principal:	Francisco García
Cargo:	Thermal Power Generation Director
E-mail:	fgd@idom.com
Web Site:	www.idom.com
Facturación:	320 M€
Nº de empleados:	3000
Países de Actuación:	A nivel mundial (proyectos en 125 países)
I&C	Ingeniería y Consultoría

IGNIS ENERGÍA, S.L.

COM, I&C, M&O, SCOG

Dirección:	C/ Cardenal Marcelo Spínola 4, 1º D, 28016 Madrid
Teléfono:	+ 34 91 005 97 75 / + 34 91 599 49 39
Contacto Principal:	Pilar Gracia
Cargo:	Asesoría Jurídica
E-mail:	pilar.gracia@ignisenergia.es
Web Site:	www.ignis.es
Facturación:	15 M€
Nº de empleados:	11
Países de Actuación:	España
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

INGETEAM INDAR MACHINES

ELEC, I&C, M&O

Dirección:	Barrio Altamira, Pol. Industrial Txara s/n, 20200 Beasain, Guipúzcoa
Teléfono:	+ 34 94 302 82 00
Fax:	+ 34 94 302 82 04
Contacto Principal:	Jon Mikel Pardo
Cargo:	Director Comercial - Flexible Power Generation
E-mail:	jonmikel.pardo@ingeteam.com
Web Site:	www.indar.net
Nº de empleados:	>900
Países de Actuación:	A nivel mundial
ELEC	Sistemas Eléctricos
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación

INTERMALTA S.A.

SCOG

Dirección:	Paraje La Cerrada s/n 31570 San Adrián (Navarra)
Teléfono:	948 23 92 12
Contacto Principal:	Carlos Álvarez Fernández
Cargo:	Director General
E-mail:	info@intermalta.es
Web Site:	https://www.malteurop.com/es/intermalta
Facturación:	202 M €
Nº de empleados:	94
SCOG	Sociedades de Cogeneración

INERCO

AT, EPC, ESCO, I&C

Dirección:	Tomás Alba Edison, 2, TechPark, 41092 Sevilla
Telefono	+34 954468100
Contacto Principal:	Miguel Morales Rodríguez / Francisco Rodríguez Barea
Cargo:	Dtor. de Desarrollo de N. / Dtor de Tec. Energéticas y de Descarb.
E-mail:	mmorales@inerco.com / frodriguez@inerco.com
Web Site:	www.inerco.com
Facturación:	80 Millones euro
Nº de empleados:	1000
Países de Actuación:	Europa, Latam, USA-Canadá, India, EAU
	Almacenamiento Térmico / Servicios Energéticos / Ingeniería y Consultoría

JENBACHER S.L. (INNIO)

MCI, M&O

Dirección:	Paseo de la Castellana 200, 28046 Madrid
Teléfono:	+ 34 91 904 72 90 /+ 34 609 218 665
Contacto Principal:	Jesus Ballesteros Marcos
Cargo:	Country Leader
E-mail:	jesus.ballesteros@innio.com
Web Site:	innio.com/es
Nº de empleados:	aprox. 70
Países de Actuación:	España, Portugal y paises de influencia
MCI	Motores de Combustión interna
M&O	Mantenimiento y Operación

KYOTO GROUP AS

AT, EPC, EI

Dirección:	Av. San Francisco Javier 15, planta 5 41005 Sevilla
Teléfono:	+34 617251226
Contacto Principal:	Pedro Montoro Sánchez
Cargo:	Director Comercial Iberia
E-mail:	pedro.montoro@kyotogroup.es
Web Site:	www.kyotogroup.es
Nº de empleados:	+40
Países de Actuación:	España, Holanda, Noruega, Dinamarca, Inglaterra, Hungría, Alemania
AT	Almacenamiento Térmico
EPC	Llave en mano
EI	Empresas Instaladoras

LOINTEK

AT, EIT, EPC, I&C, CAL

Dirección:	Aita Gotzon Kalea, 37, 48610 Urduliz, Bizkaia
Teléfono:	+34 94 431 66 58 / +34629 327 750 +34 606 157 389 / +34 610 408 866
Contacto Principal:	Joseba Uriarte/Mikel Garate/ Iñigo Aguirre
Cargo:	Director Comercial /Director Comercial/Director desarrollo de negocio
E-mail:	j.uriarte@lointek.com/m.garate@lointek.com/i.aguirre@lointek.comWeb
Site:	https://www.lointek.com/
Facturación:	60 M€ (2023)
Nº de empleados:	245 empleados (2023)

LUMENION GMBH

Dirección:	Ella-Barowsky-Str. 11, 10829 Berlin Deutschland
Teléfono:	+49 30 555 705 10
Contacto Principal:	Santiago Falla
Cargo:	Head of Project Development
E-mail:	santiago.falla@lumenion.com
Web Site:	https://lumenion.com/en/
Nº de empleados:	23
Países de Actuación:	Alemania, España, Portugal, Austria, Francia, Reino Unido, Estados Unidos, Sudáfrica

LU-VE IBÉRICA

EIT

Dirección:	C/ Sierra de Guadarrama,14, 28830, San Fernando de Henares, Madrid
Teléfono:	+34 91 721 63 10
Fax:	+34 91 721 91 92
Contacto Principal:	César Aparicio Calvo
Cargo:	Reponsable Power Gen Ibérica
E-mail:	cesar.aparicio@luvegroup.com
Web Site:	www.luve.it
Facturación:	13 M €
Nº de empleados:	12
Países de Actuación:	España, Portugal y Latam
EIT	Equipos de Intercambio Térmico

MAN ENERGY SOLUTIONS IBERIA

MCI / M&O TG / TV

Dirección:	C/ Pedro Teixeira, 8, planta 10ª - 28020, Madrid
Teléfono / Fax:	+34 91 411 14 13 / +34 91 411 72 76
Contacto Principal:	Miguel Moreno / Javier López
Cargo:	Managing Director / Sales Manager
E-mail:	sales-spain@man-es.com
Web Site:	https://www.man-es.com/global/spain
Nº de empleados:	85
Países de Actuación:	Internacional
MCI	Motores de Combustión interna
M&O / TG	Mantenimiento y Operación / Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor / Fabricación de electrolizadores y equipos para desarrollo de combustibles verdes (metanol o metano)

NATURGY RENOVABLES, S.L.U.

ESCO

Dirección:	Avda. de América, 38 28028 Madrid
Teléfono:	+34 91 201 56 64
Fax:	+34 91 589 31 95
Contacto Principal:	Jorge Barredo / Jesús San Emeterio / Pablo García
Cargo:	Director General de Generación Renovable / Director de Renovables España / Jefe Departamento de Cogeneración
E-mail:	pgarciaa@naturgy.com
Web Site:	www.naturgy.com
Facturación:	255 M€
Nº de empleados:	300
Países de Actuación:	Internacional
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos

NORTEGAS

Dirección:	Plaza Euskadi 5 - Planta 23- 48009 Bilbao. Bizkaia, Spain
Teléfono:	+34 94 403 57 71 - 94 614 00 20
Contacto Principal:	Nicanor Acebal
Cargo:	Jefe de B2B
E-mail:	nacebal@nortegas.es
Web Site:	www.nortegas.es
Países de Actuación:	España

PASCH

I&C, TG, TV, MCI, MICRO

Dirección:	Campo Volantín, 24. - 48007 Bilbao
Teléfono / Fax:	+34 94 413 26 60 / +34 94 413 26 62
Contacto Principal:	Ricardo Pasch
Cargo:	Director
E-mail:	rpasch@pasch.es
Web Site:	www.pasch.es
Facturación:	62 Mio Euros
Nº de empleados:	87
Países de Actuación:	España. Portugal y resto EU, Latinoamérica, Marruecos
I&C	Ingeniería y Consultoría
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor
MCI	Motores de Combustión interna
MICRO	Microcogeneración

REDEXIS

C&L y COM

Dirección:	C/Mahonia, 2 Ed. Pórtico-planta 4 28043 Madrid
Teléfono:	910054325
Contacto Principal:	Antonio Tomás Bethencourt Alonso
Cargo:	Director de Ventas de Negocio Regulado B2B
Web Site:	https://www.redexis.es/
Facturación:	245 mill de ingresos
Nº de empleados:	250 empleos directos y 3.000 indirectos
Países de Actuación:	España

REPSOL

C&L y COM

Dirección:	C/. Méndez Alvaro, 44. 28045 Madrid
Teléfono:	+34 91 753 65 14
Fax:	+34 91 549 81 56
Contacto Principal:	José Manuel Campos
Cargo:	Coor. Tca. de Proyectos y Soluciones Energéticas
E-mail:	jmcamposr@repsol.com
Web Site:	www.repsol.com
Facturación:	55.000 M€
Nº de empleados:	35000
Países de Actuación:	Ámbito Mundial
C&L	Combustibles y Lubricantes
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad

RONDO THERMAL ENERGY SPAIN, S.L

AT

Dirección:	Paseo de la Castellana, 143, 28046 Madrid
Contacto Principal:	Alberto Toril
Cargo:	Director Comercial
E-mail:	alberto.toril@rondo.com
Web Site:	https://www.rondo.com

ROFEIKA ENERGIA SA

MICRO

Dirección:	Creueta, 9. 08787 La Pobla de Claramunt (Barcelona)
Teléfono:	34 938086152
Contacto Principal:	Joan Romaní
Cargo:	General manager
E-mail:	jra@novaliasinergie.com
Web Site:	www.grouprenerbio.com
Facturación:	50.000.000 €
Nº de empleados:	10
Países de Actuación:	España

SACYR INDUSTRIAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, S.L. (GRUPO SACYR)

M&O

Dirección:	C/ Condesa de Venadito, 7. Planta 4ª, 28027 Madrid
Teléfono:	+34 91 545 50 00
Fax:	+34 91 545 54 35
Contacto Principal:	Jorge Montes Bello
Cargo:	Responsable Gestión de la Energía
E-mail:	jmontes@sacyr.com
Web Site:	www.sacyr.com
Facturación:	20M€
Nº de empleados:	212
Países de Actuación:	Ámbito mundial
M&O	Mantenimiento y operación

SEEIT OLIVA (SDCL EE CO (IBERIA)

SCOG

Dirección:	Paseo de la Castellana 74 1ºa 28046 Madrid
Teléfono:	+34607161025/+34660918364
Contacto Principal:	Pedro Porres Astolfi
Cargo:	Operations Manager
E-mail:	Pedro Porres <pedro.porres@sdcl-iberia.com>
Web Site:	www.sdcl-ib.com
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

SENER ENGINEERING

I&C, M&O

Dirección:	Avda. de Zugazarte, 56, 48930 Getxo, Vizcaya
Teléfono:	+34 94 481 81 39
Fax:	+34 94 481 75 01
Contacto Principal:	Javier González Castaño
Cargo:	Director de Negocio de Power de SENER Energy
E-mail:	energy@sener.es
Web Site:	www.energy.sener/es
Facturación:	433,7 M€
Nº de empleados:	2.300
Países de Actuación:	SENER cuenta con oficinas en Argelia, Argentina, Brasil, Canadá, Colombia, Corea del Sur, Chile, China, Emiratos Árabes Unidos, España, Estados Unidos, Marruecos, México, Polonia, Portugal, Reino Unido y Sudáfrica, y está también presente, a través de sus proyectos, en Bélgica, Bolivia, China, Francia, Holanda, Omán, Uruguay y Venezuela.
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación

SIEMENS ENERGY S.A.

TG, TV, ELEC, C-RES

Dirección:	Ronda de Europa, 5 -28760 Tres Cantos (Madrid)
Teléfono:	+34 91 514 80 00
Contacto Principal:	José Miguel Macho
Cargo:	Director Business Development.
Email:	josem.macho@siemens-energy.com
Web site:	www.siemens-energy.com
Países de actuación:	Siemens Energy está presente en más de 90 países.
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor
ELEC	Sistemas Eléctricos
C-RES	Combustibles renovables/Producción combustibles renovables

SOLAR TURBINES (CATERPILLAR)

TG

Dirección:	Av. Diagonal 593 - 08014 Barcelona
Teléfono:	+34 696 933 784
Contacto Principal:	Raquel Pubill
Cargo:	Spain, Portugal and Southern Africa Sales Manager
E-mail:	raquel_pubill@solarturbines.com
Web Site:	www.solarturbines.com
TG	Turbina de Gas

SURPLEX IBÉRICA SLU

MCI

Dirección:	Avinguda Cerdanyola 79, Planta 5 Puerta 9; 08172 Sant Cugat del Vallés (BCN)
Teléfono:	936 39 38 95
Contacto Principal:	Miguel Carrascosa
Cargo:	Area Manager West at Surplex Continental
E-mail:	miguel.carrascosa@surplex.com
Web Site:	https://www.surplex.com/

TELAM PARTNERS

Dirección:	Av. Diagonal, 463 bis 08037, Barcelona (Barcelona)
Teléfono:	932 38 77 11
E-mail:	info@telampartners.com
Web Site:	https://www.telampartners.com/
Países de Actuación:	Global

VEOLIA ESPAÑA, S.L.U. (VEOLIA ENVIRONMENT)

EI, EPC, SSCO, M&O

Dirección:	C/ Serrano Galvache, 56, Edificio La Encina, 28033 Madrid
Teléfono:	+34 91 515 36 00
Contacto Principal:	Silvia Alonso Santos
Cargo:	Responsable de comunicación Veolia España
E-mail:	silvia.alonso@veolia.com
Web Site:	www.veolia.es
Facturación:	44.400 millones de euros de facturación a nivel mundial en 2025
Nº de empleados:	18.000 empleados en España / 215.000 empleados en el mundo
Países de Actuación:	Presencia en 56 países en los cinco continentes
EI	Empresas Instaladoras
EPC	Llave en mano
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
M&O	Mantenimiento y Operación

WÄRTSILÄ IBÉRICA, S.A.

MCI

Dirección:	Polígono Industrial Landabaso. - 48370 Bermeo, Vizcaya
Teléfono:	+34 91 458 98 48 / +34 94 617 01 00
Contacto Principal:	Juan Velasco
Cargo:	Business Development Manager
E-mail:	juan.velasco@wartsila.com
Web Site:	www.wartsila.com
Facturación:	6.914 millones € (Grupo a nivel mundial)
Nº de empleados:	17.900 (Grupo a nivel mundial)
Países de Actuación:	Centrales eléctricas y sistemas de almacenamiento entregados en 180 países
MCI	Motores de Combustión interna

SC ZERO WASTE ENERGY, S.L

M&O, SCOG, MCI, TG, TV

Dirección:	Marqués de Larios, 8 - 29005 Málaga
Teléfono:	+34 951 95 44 06
Contacto Principal:	Oscar Sacristán Colmenarejo
Cargo:	Director General
E-mail:	osacristan@zwenergy.eu
Web Site:	www.zwenergy.eu
Nº de empleados:	160
Países de Actuación:	España
M&O	Mantenimiento y Operación
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
MCI	Motores de Combustión interna
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor

Códigos de Actividad

AT	Almacenamiento Térmico
C&L	Combustibles y Lubricantes
COM	Comercializadoras de Gas y/o Electricidad
C-RES	Combustibles renovables/Producción combustibles renovables
EI	Empresas Instaladoras
EIT	Equipos de Intercambio Térmico
ELEC	Sistemas Eléctricos
EPC	Llave en Mano
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
I&C	Ingeniería y Consultoría
MCI	Motores de Combustión interna
MMC	Micorgrid Master Controller
MICRO	Microcogeneración
M&O	Mantenimiento y Operación
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor

Cogeneración en Europa

Belgium
Cogen Europe
Hans Korteweg
Managing Director
Rue d'Arlon 80
1040 Brussels, Belgium
Tel: +32 2 772 8290
Fax: +32 2 772 5044
Email: info@cogeneurope.eu
Website : www.cogeneurope.eu

Belgium
Cogen Vlaanderen
Daan Curvers
Director
Zwartzustersstraat 16/9
3000 Leuven
Tel: +32 16 58599

Czech Republic
Cogen Czech
Tomáš Bičák
Chief Executive Officer
Jičínská 226/17
130 00 Praha 3 - Žižkov

France
ATEE - Association Technique Energie Environment
Patrick Canal
47, Avenue Laplace, Arcueil,
94117 CEDEX, France
Tel: +33 1 46 56 91 43
Fax: +33 1 49 85 06 27
Website: www.atee.fr

Germany
BKWK - Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
Wulf Binde
Director
Markgrafenstraße 56,
D-10117 Berlin
Tel: +49 30 270 192 810
Fax: +49 30 270 192 8199
Website: www.bkwk.de

Greece
HACHP - Hellenic Association for the Cogeneration of Heat & Power
Costas Theofylaktos
President
Ioustinianou 7,
114 73 Athens, Greece
Tel: +30 21 08 21 91 18
Fax: +30 21 08 82 19 17

Hungary
COGEN Hungary
Rudolf Viktor
President
1117 Budapest, Budafoki út 95.
Tel: (1) 382-4740; (1) 382-4836
Fax: (1) 204-4198
Email: mket@erbe.hu

Italy
Italcogen
Marco Golinelli
President
Wartsila Italia Spa
Via Scarsellini, 13
20161 Milano (Italy)
Tel: +39 02.45418.550
Fax: +39 02.45418.545

Netherlands
Cogen Nederland
Kees den Blanken
Director
Princenhof Park 10, Postbus 197
3970 AD Driebergen
Tel: 030 - 693 6768
Email: cogen.nl@cogen.nl

Poland
Kogen Polska
Janusz Ryk
Director
6/14 Krucza, 00-537
Warsaw, Poland
Tel: +48 22 693 23 68
Fax: +48 22 628 69 93

Portugal
Cogen Portugal
Miguel Gil Mata
Managing Director
Rua de Salazares, 842
4149 - 002 Porto
Tel: +351 22 532 20 18
Email: cogen.portugal@cogenportugal.com

Slovenia
Jožef Stefan Institut
Stane Merse
Jožef Stefan Institute
Jamova 39, 1000 Ljubljana, Slovenia
Tel: +386 1 477 39 00

Spain
COGEN España
Julio Artiñano
President
C/Aragó 383, 4ª planta
08013 Barcelona
Tel: + 34 93 444 93 11
Email: cogenspain@cogenspain.org
Website: www.cogenspain.org

Turkey
Turkish Cogeneration and Clean Energy Technologies Association
Yavuz Aydin
Chairman
Yýldýzposta Caddesi Akýn Sitesi A Blok Kat:6 Daire:12 Gayrettepe
Istanbul, Turkey
Tel: +90 212 347 30 61
Fax: +90 212 347 21 52

United Kingdom
ADE - Association for Decentralised Energy
Tim Rotheray
Director
The Association for Decentralised Energy
6th Floor, 10 Dean Farrar Street
London SW1H 0DX
Tel: +44 (0)20 3031 8740
Email: info@theade.co.uk

2 Directorio de Socios Personales

JUAN ANTONIO ALONSO

INGENIERO QUÍMICO



Es Licenciado en Ciencias Químicas especialidad de Ingeniería Química (UCM 1976), realizó los Cursos de Doctorado en Química Industria entre 1977 y 1979.
Tiene más 40 años de experiencia profesional en el sector de la energía, habiendo desarrollado su carrera tanto en el sector público como privado, con amplia experiencia en el campo técnico (Ingeniería APLESA) y de gestión. Durante 26 años formó parte del equipo Directivo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Posteriormente fue Director de Servicios Energéticos del GRUPO ORTIZ. Actualmente consultor.

Ha desempeñado diversos cargos en entidades relacionadas con el sector de la energía y, compaginado su actividad laboral con la docencia, habiendo sido profesor de master en materia energética de la EOI, CSIC y Enerclub.

FRANCISCO AZARA

INGENIERO INDUSTRIAL



Es Ingeniero Industrial, acapara una experiencia profesional de 23 años, dando los primeros pasos en el sector energético desde Unión Fenosa Ingeniería, pasando por la industria auxiliar del automóvil dirigiendo proyectos internacionales de desarrollo hasta llegar en el 2007 a Azigrene Consultores como Director General de la empresa, dirigiendo, coordinando y controlando el funcionamiento general de la empresa, el desarrollo de los proyectos y objetivos comerciales de ésta. Por otro lado, Francisco ha cursado el Master Ejecutivo Gestor de Proyectos e Instalaciones Energéticas del ITE en 2008, es CMVP (Certified Measurement & Verification Professional) desde 2012 y también cursó el PDD IESE en 2011.

NAIARA ROMERO

DOCTORA EN EFICIENCIA ENERGÉTICA



Doctora en Eficiencia Energética y Sostenibilidad en Ingeniería y Arquitectura en la Escuela de Ingeniería de Bilbao, UPV/EHU (2020). Máster Universitario en Investigación en Eficiencia Energética y Sostenibilidad en Industria, Transporte, Edificación y Urbanismo, UPV/EHU (2012). Ingeniería Industrial en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao, UPV/EHU (2011).

Líneas de trabajo: Simulación del comportamiento de fluidos y procesos de transmisión de calor mediante aplicación de la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD). Diseño y optimización de instalaciones térmicas. Estrategias de funcionamiento de calderas. Análisis y simulación de combustión mediante Dinámica de Fluidos Computacional (CFD).

FERNANDO ORTEGA

CONSULTOR SENIOR SECTOR ENERGÍA



Ingeniero Superior Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid y Six Sigma Black Belt, ha sido Vice-Presidente y miembro de la Junta Directiva de Cogen España, con la que continúa colaborando con informes mensuales. Con +30 años de experiencia como líder de negocio en el sector energético, atesora un profundo conocimiento y probada experiencia internacional, comercial, técnica, mejora de procesos y optimización de negocio.

Actualmente colabora con Ábaco, compañía líder en el sector de seguros, en el ajuste de siniestros complejos del segmento de Energía, tanto en España como fuera. Ha trabajado +20 años para General Electric con crecientes responsabilidades, desde Director de clientes estratégicos, Director Comercial para el Sur de Europa de soluciones de generación térmica y renovable, Customer Quality Manager y Director Técnico de Servicios nucleares. Inició su carrera profesional en Tecnatom en programas de entrenamiento y liderando Planes Integrales como el de C.N. Laguna Verde para CFE (México).

JOSÉ MARÍA ROQUETA

DR. INGENIERO INDUSTRIAL. COLEGIADO Nº 1802 DEL COEIC



José María Roqueta. Presidente Honorífico de COGEN España y Ex Vicepresidente de COGEN Europe. Es Doctor Ingeniero Industrial. En 1965 inició su vida profesional en Catalana de Gas (Empresa de suministro del gas en Barcelona) donde fue Subdirector General de Planificación para la introducción del gas natural en España. Desde 1965 actuó como Profesor de Proyectos de Ingeniería en la Escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona, donde fue profesor titular de la asignatura hasta 2005, compatibilizando la docencia con su actividad profesional al frente de AESA. En 1975 fue Director General de Servicios Energéticos (empresa de ingeniería del Grupo Gas Natural). En 1982 creó la empresa AESA (Asesoría Energética) que introdujo la moderna cogeneración en España. En 2001 promovió la creación de COGEN España, como asociación para la promoción de la cogeneración. Ha sido Presidente de COGEN España hasta 2014. Actualmente es presidente de AESA, que como empresa de Ingeniería ha diseñado y construido más de 150 plantas de cogeneración en España, Portugal, Colombia y México.

ELECTRIFYING A SUSTAINABLE FUTURE

FLEXIBLE POWER

Los generadores INDAR más eficientes de su categoría, tan robustos como siempre y con la posibilidad de acompañarlos del servicio de certificación de la planta en cumplimiento de los códigos de red.

Ponemos a su disposición todo nuestro conocimiento y experiencia en el cumplimiento con los códigos de red (RfG y su implementación en España), guiando o liderando la certificación de la planta.

Queremos ser un actor clave en impulsar la cogeneración como solución clave en la transición energética para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

VISITA NUESTRA WEB

+80 años

De experiencia en el sector

110 GVA

De potencia instalada a nivel mundial



IGNACIO TOBARUELA DELGADO

INGENIERO NAVAL. COLEGIADO Nº 2001 DEL COIN



Es profesor asociado en la Universidad Complutense de Madrid y de la Universidad Autónoma de Madrid (Dpto. Organización de empresas, Dirección de la Producción). Actúa como consultor y asesor para el sector estacionario y naval en los campos de generación y eficiencia energética y también como perito forense.

En 2007 fue Director de Ventas del Departamento de Plantas Estacionarias en MAN Diesel &Turbo SE (MAN Group). Anteriormente, en 1997, fue Director del Área de Energía y posteriormente Jefe de Ingeniería de la empresa Servicios y Proyectos Avanzados, S.A. (S.P.A.), que proyectó y construyó la primera planta de cogeneración en el sector de la Defensa (UTE La Energía – SPA). Con anterioridad fue Jefe de Diseño en Wärtsilä NSD Ibérica S.A (1992). Entre las actividades en I+D+i en Medio ambiente, y que han sido reconocidas en proyectos Clima y CDTI: Horizonte 2020 "SME instrument" fase 2 "Swine-farm revolution – Depurgan". CDTI, "Valorización de purines con reducción de nitrógeno, dióxido de carbono y obtención de biomasa" (CDTI - IDI-20141088). Proyectos Clima: OECC: Varios sobre "REDUCCION DE CO2 EN TRATAMIENTO DE DEPURACIÓN DE PURINES PORCINOS EN GRANJAS."

RAFAEL URIBARRI

ABOGADO ESPECIALISTA EN ENERGÍA



Ha sido Jefe del Servicio Jurídico de Energías Especiales y Cogeneración (2006-2020), Director del Servicio Jurídico de Gas (2001-2006) y Jefe Jurídico de nuevos negocios de Generación (1998-2001), así como coordinador de los programas de compliance penal en Iberdrola. Anteriormente trabajó en el sector financiero y para diversas instituciones europeas. Ha sido consejero y/o secretario de numerosas sociedades del sector, como Peninsular Cogeneración, IESA, Fudepor, Tarragona Power o Saggas, entre otras, y participado en diversas fusiones y adquisiciones en el sector.

Es Abogado Empresarial por ICADE, Diplomado en Asesoría de Empresas y Derecho Comunitario por la UCM y Administrador Concursal por el ICAM.

CONRAD MESEGUER

INGENIERO INDUSTRIAL



Consultor de ingeniería. Cofundador de Cogen España y ex Secretario. En el ámbito de la cogeneración, y como Jefe del Área de industria del ICAEN, fue promotor y consejero de cogeneraciones industriales, hospitalarias y de secado de fangos de EDAR, con un total de 69 sociedades participadas. Ex Consejero y Director general del fondo de inversión en energías renovables Novenergia II e & e España SA.
En el sector sanitario fue Director de Infraestructuras y Servicios Técnicos del Instituto Catalán de la Salud (ICS) y Director de Servicios Generales del Hospital Universitario de Bellvitge.

Coordinador de proyectos de cooperación internacional de la Comisión Europea en Latinoamérica, países del Este y del Magreb.
Fue cofundador de la empresa fabricante de aerogeneradores Ecotècnia (actual GE/ AlstomWind), del Grup de Gestors Energètics y de Actecir.
Profesor colaborador de la ETSEITB en Cogeneración, ETSAB y la UOC. Fue autor del primer Atlas Eólico de Catalunya.

ALBERT NIN LUMBIARRES

INGENIERO INDUSTRIAL EN TÉCNICAS ENERGÉTICAS, POR LA ETSEIB-UPC.



Durante ocho años recogió experiencia en la ingeniería AESA (1995-2003), donde fue el Ingeniero Jefe del Servicio para Clientes con plantas de cogeneración en explotación. En conjunto asesoró a un total de 51 MW en siete proyectos. A partir de 2003, ya en Banco Sabadell (BS), fue Director residente para 5 centrales de trigeneración en el sector turístico de República Dominicana (7.000 habitaciones) con 30 MW en modalidad de district heating and cooling y seguimiento en isla de la demanda eléctrica (sin interconexión a la red).

Desde 2009 desarrolla su trabajo orientado a inversiones directas en capital en proyectos de energías renovables (eólica, fotovoltaica y minihidráulica). Destaca la inclusión en el mercado de regulación secundaria del mercado ibérico del primer parque eólico en Burgos. Actualmente sigue ejerciendo como Director, gestionando la inversión en capital (equity) de una cartera con unos 330 MW y más de 1000 GWh de generación renovable en España y México, a través de Sinia Renovables.

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Trazando juntos el camino de la cogeneración en España.

