QUIÉN ES QUIÉN EN COGEN ESPAÑA 2025

NUEVAS PLANTAS

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.
Impreso en España, Ooctubre del 2025

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 un futuro híbrido, flexible y descarbonizado
Julio Artiñano, Presidente de COGEN España
Responsable regulación Iberdrola Cogeneración

Pág. 6 Política vs termodinámica
Raimon Argemí, Director General de AESA.Vicepresidente de COGEN España

Pág. 8 Hablemos de Purines
Jorge Tinas Gálvez, Asesor ambiental independiente

Pág. 10 ETS1 y ETS2
Iker Larrea, Partner. Head of Markets Division. Factor CO2

Pág. 14 El ritmo acelerado de la electrificación global requiere seguridad energética, capacidad de gestión y fiabilidad
Javier Yunta Lizán. Director de Ventas de Servicios para Europa- Turbinas aeroderivadas GE Vernova.

Pág. 18 El camino hacia la descarbonización de la cogeneración a gas.
Óscar Arriero, Director de Desarrollo de Negocio en Siemens Energy

Pág. 22 Gas Verde: Un vector energético que no podemos ignorar
Elvira García Márquez. Directora Operaciones Gases Renovables. Nortegas
Antonio Bueno Vázquez. Director de Estrategia. Nortegas

Pág. 24 Futuro de los residuos en el marco actual
Alejandro Martín García, Socio Director de PWC

Pág. 28 La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados
Ricard Vila, Director de Consultoría de AESA

Pág. 32 The Vision of Cogeneration in 2040–2050
Hans Korteweg, Managing Director of COGEN Europe
The European Association for the Promotion of Cogeneration

Pág. 36 Cogeneración: del declive a la oportunidad industrial
Javier Rodríguez, Director General de ACOGEN

Pág. 40 El gas natural como combustible de transición
Pablo García Arruga, Jefe Departamento Cogeneración Naturgy

Pág. 42 1. DIRECTORIO DE ASOCIADOS
Empresas asociadas a COGEN

Pág. 58 2. FICHAS DE PLANTAS
Plantas de cogeneración principalmente desarrolladas recientemente por los asociados de COGEN España.

Pág. 60 3. DIRECTORIO DE SOCIOS PERSONALES



Julio Artiñano

Presidente de COGEN España
Responsable regulación Iberdrola Cogeneración

La cogeneración ante un futuro híbrido, flexible y descarbonizado

2024 ha sido un año de tránsito y preparación para el future de la cogeneración. En un contexto energético cada vez más complejo y cambiante, la cogeneración demuestra no solo su vigencia, sino su capacidad para adaptarse y liderar la transición energética desde la industria. Su futuro, sin duda, pasa por la hibridación tecnológica como mejor solución para abastecer la demanda térmica industrial, de forma eficiente y descarbonizada. La progresiva penetración de renovables en el sistema eléctrico conlleva un número menor de horas de operación rentable para nuestras instalaciones —unas 2000 horas menos al año o más— y la aparición frecuente de precios eléctricos deprimidos, incluso negativos. Esto impulsa el uso de tecnologías eléctricas como bombas de calor o calderas eléctricas, que, combinadas con almacenamiento térmico y eléctrico, dibujan un nuevo mapa de oportunidades. La anunciada subasta de cogeneración debe servir como palanca para activar esta modernización del parque y permitir dar el salto inversor que el sector necesita. No podemos permitirnos desaprovechar esta oportunidad, y debe llegar pronto.

Más allá del precio del gas o de la coyuntura macroeconómica, la cogeneración aporta un valor estructural: eficiencia energética, ahorro de energía primaria y reducción de emisiones, especialmente frente a tecnologías como el ciclo combinado (y electricidad de red). Además, su carácter de energía firme, síncrona y distribuida la convierte en un pilar clave para sostener y desarrollar las energías renovables. Es una tecnología que no solo mejora la competitividad de nuestras industrias, sino que optimiza el uso de las infraestructuras de red. En este mismo número de "Quién es Quién" se detallan las aportaciones concretas de la cogeneración a lo largo del último año, epígrafe por epígrafe.

Hablar de hibridación tecnológica es también hablar de flexibilidad. La participación activa de la cogeneración en los servicios de ajuste, en las restricciones técnicas y, próximamente, en los nuevos mercados de control de tensión, refuerza su papel como agente clave de refuerzo y respaldo del sistema energético. La Comisión Europea ha reconocido el papel del gas como vector de transición energética, y la cogeneración permite utilizarlo de forma racional y eficiente en la industria. Mientras otros países europeos, como Italia o Alemania, integran la cogeneración en sus respectivos modelos energéticos, con distintos grados de interconexión y penetración renovable, España debe aprovechar su potencial para mantener la competitividad. La energía sigue siendo un factor determinante en la economía global: cuanto más barata y accesible, más competitiva es la industria que la utiliza.

La tecnología que emplea la cogeneración es puntera y continúa evolucionando. Hoy, nunca antes se habían vendido tantos equipos de generación y cogeneración como en este momento (especialmente en USA), impulsados por sectores como los centros de datos, que necesitan energía abundante y segura, y encuentran en la cogeneración una ventaja adicional en eficiencia y fiabilidad. Lo mismo ocurre en sectores como la defensa, cuyas inversiones en nuevas tecnologías aeronáuticas, y bajo nuestra óptica en propulsión se traducen en mejoras transferibles a los equipos estacionarios. Además, la cogeneración se complementa perfectamente con las tecnologías de descarbonización y con los gases renovables: aporta el foco frío a las bombas de calor, calor al tratamiento del digestato en plantas de biometano y flexibilidad a las instalaciones híbridas. Está preparada también para el hidrógeno, tanto en autoconsumo como en instalaciones aisladas o con difícil conexión a red. Las nuevas plantas que surgirán del proceso de renovación y subastas estarán listas para este tipo de vectores energéticos.

El marco regulatorio es un aspecto clave. Toda la energía está regulada, y la cogeneración no es una excepción, ni en España ni en ningún otro país europeo. Es más, allí donde la política energética es coherente y estable, como en Estados Unidos, la cogeneración está creciendo con fuerza. No se trata solo de acceso a recursos, sino de competitividad, previsibilidad y estabilidad regulatoria. En España, necesitamos un entorno normativo que permita planificar e invertir a medio y largo plazo, más allá de ideologías, con visión industrial y compromiso con el tejido productivo.

Otro reto que se aproxima es la implantación del régimen ETS II, prevista para 2027 (o 2028), que afectará directamente a los hogares, al transporte y también a las pymes, que constituyen la base de nuestra industria y representan aproximadamente el 50 % de la cogeneración instalada. El coste del CO_2 asociado a los combustibles impactará en la factura energética de todos los ciudadanos, y será necesario vigilar especialmente la sensibilidad social y económica de esta medida.

La mirada al horizonte 2040 y 2050 nos exige una visión renovada de la cogeneración. No hablamos de la tecnología tal como la conocemos hoy, sino de una cogeneración 2.0: híbrida, flexible, complementada con tecnologías eléctricas y alimentada con gases renovables en cuanto estén disponibles. Frente a soluciones 100 % electrificadas, esta combinación puede ofrecer un equilibrio entre descarbonización y competitividad industrial. Las tecnologías que triunfen serán aquellas que se impongan por puro sentido económico. En pocos meses conoceremos los resultados del estudio que estamos desarrollando junto a Cogen Europe y Compass Lexecon, y que presentaremos en el próximo Congreso de Cogeneración, que tendrá lugar en Madrid los días 13 y 14 de octubre de 2025. Será una ocasión excelente para reflexionar en profundidad sobre el futuro del sector.

Cada sector industrial tiene sus propias necesidades térmicas: desde el papel (kraft, tisú, cartón,…) hasta la cerámica, la automoción, la química o la alimentación, todas han adaptado la cogeneración como un "traje a medida" que encaja con sus procesos. No existe una configuración única, y en algunos procesos dentro de estos sectores, la cogeneración forma parte estructural del diseño de planta como mejor tecnología disponible, fruto de años de experiencia.

La integración del biometano en plantas de tratamiento de purines con cogeneración representa otra gran oportunidad. Muchas de estas plantas ya llevan dos décadas produciendo biogás como parte de su mejora en eficiencia. Aunque el 95 % del purín es agua, estas instalaciones cumplen una función clave: fijar nitrógeno, higienizar y recuperar agua, para finalmente producir fertilizantes. Las sinergias con las plantas de biometano son claras: el calor recuperado ayuda al tratamiento de los residuos y del digestato, reduciendo costes operativos y mejorando la logística del producto final, que se transporta con mayor eficiencia.

Por último, en el tratamiento térmico de residuos —ya sean urbanos, agrícolas o ganaderos— la cogeneración continúa siendo una solución insustituible. Existen tecnologías emergentes como la gasificación o la solar térmica, que pueden tener sentido en casos puntuales, pero a nivel nacional, el sistema actual de tratamiento mediante cogeneración es, por ahora, el más viable. Mientras estas nuevas opciones se desarrollan y maduran, la cogeneración seguirá siendo una tecnología clave para este tránsito energético.

En definitiva, la cogeneración sigue demostrando su capacidad para adaptarse a un entorno energético cambiante, aportando soluciones reales, competitivas y sostenibles. En Cogen España trabajamos para que esta tecnología siga evolucionando y ofreciendo valor a la industria, a la economía y al conjunto del país. El futuro será híbrido, pero también será cogenerado.



Raimon Argemí

Director General de AESA
Vicepresidente de COGEN España

Política vs termodinámica

El 17 de junio de 2025, el Consejo de Ministros resumía las conclusiones preliminares de la investigación sobre el blackout del pasado 28 de abril apuntando "un problema de sobretensión con un origen multifactorial (…) capacidad de control de tensión insuficiente (…) oscilaciones que condicionaron la operación del sistema y se desconectaron instalaciones de generación, en algunos casos de un modo aparentemente indebido. Igualmente anunció un paquete de medidas para incrementar la robustez del sistema eléctrico".

El 24 de junio, el RDL 7/2025 mandata al operador a realizar modificaciones normativas para reforzar la resiliencia del sistema, amortiguamiento frente a oscilaciones, velocidad de cambios de tensión, calidad en la inyección de potencia, funcionamiento de los servicios de ajuste…; indica que los objetivos de descarbonización de la economía requerirán un importante esfuerzo inversor en redes; obliga a un acuerdo que recoja el reparto de responsabilidades entre los distintos productores que compartan la infraestructura; y anuncia que "los mecanismos para el control dinámico de tensión como la programación de centrales térmicas por restricciones técnicas (…) conllevan unos costes que son trasladados al conjunto de los consumidores, menguando el ahorro en costes energéticos que supone el creciente despliegue renovable en nuestro país".

Creo que hubiera sido más honesto decir "menguando el ahorro en costes energéticos que, equivocadamente, pensábamos que produciría el creciente despliegue renovable en nuestro país".

Cualquier ingeniero medianamente documentado, riguroso y, sobre todo, desideologizado, sabe que las energías renovables no se pueden comparar con las energías convencionales. Una energía intermitente, sin inercia, sin garantías, no es igual a la que produce una central térmica, nuclear, hidráulica de embalse o de una cogeneración. Así, aunque el ciudadano lleva décadas siendo adoctrinado en la creencia que el desarrollo de la energía renovables reduciría los costes energéticos, está descubriendo que no es así: las EERR no son, al final, más baratas que las convencionales. Y estamos ahora en un punto límite por encima del cual todo incremento en energías intermitentes va a costar un dinero que no se había explicado, no sé intencionadamente o por pura ignorancia (el refuerzo de redes, las restricciones técnicas, el almacenamiento… por no hablar del desarrollo del hidrógeno verde, obra cumbre del político metido a ingeniero termodinámico, van a suponer inevitables incrementos en el precio de la energía y penosas pérdidas de competividad).

Hemos avanzado en la descarbonización, cierto, pero el precio de nuestra energía se sitúa al mismo nivel que el de otros países con una penetración renovable muy inferior (la figura nº1 es auto explicativa: más renovables no es sinónimo de menor precio de la energía). Mientras

tanto, otras regiones tienen distintas prioridades: América Latina ha aumentado sus emisiones de CO2 un 73% desde la Convención del Clima de Rio (1992), en el mismo periodo, África lo ha hecho un 93%, la India un 280%, China un 311 y Vietnam un 1380%. En Europa hemos reducido nuestras emisiones un 23%. Resultado final: el incremento de emisiones a nivel global ha sido del 59%. Y no, no podemos culpar a las economías emergentes de tener aspiraciones de desarrollarse del mismo modo que hemos hecho nosotros.

La Unión Europea ha empleado alrededor de 1 billón de € (un billón de los nuestros, no de los anglosajones) en promover EERR intermitentes. Probablemente hubiera sido mucho más efectivo para la reducción de emisiones gastárselos en desarrollo sostenible en países emergentes. ¿No sería este el camino que debería seguirse a partir de ahora?
Figura 1 Precios domésticos de electricidad en función del % de energía renovable intermitente (Fuente: Eurostat 2023)

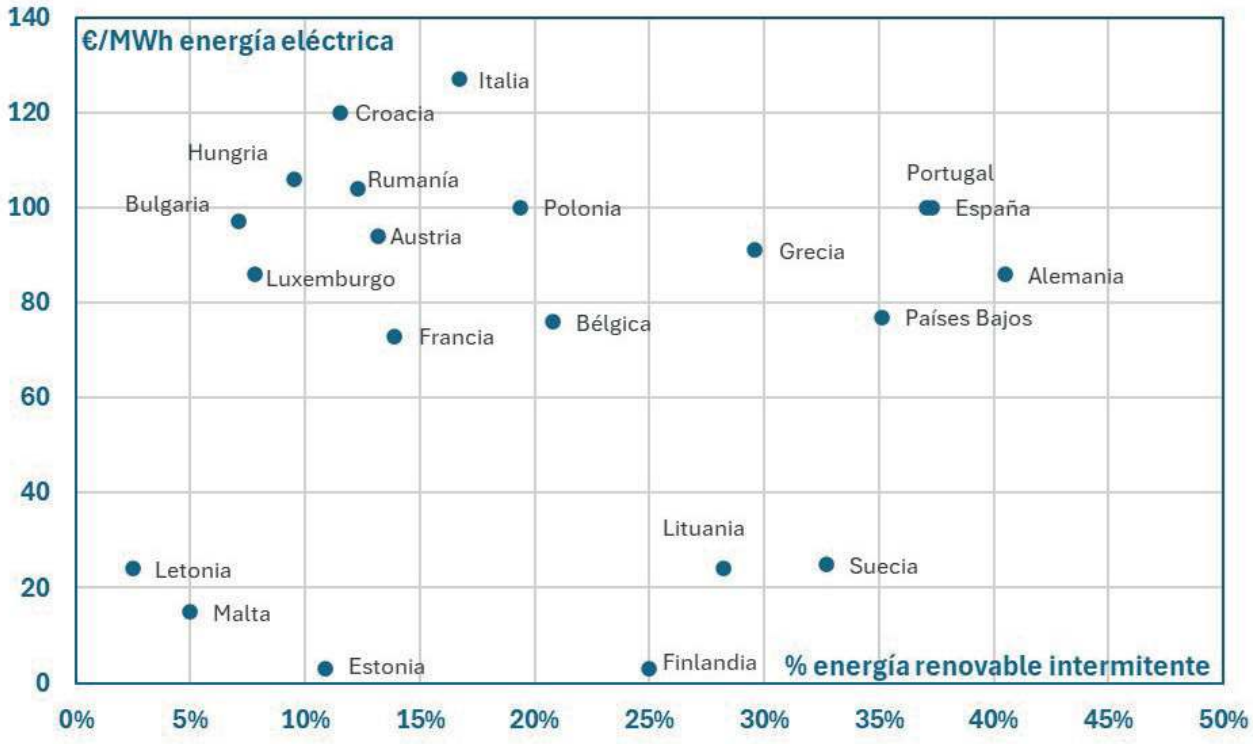
Estamos volviendo a una situación en la que el gas natural tiene de nuevo el protagonismo en la generación energética y en la formación del precio de la energía. Y, siendo así, la cogeneración está otra vez en condiciones de ser clave para la sostenibilidad, la competitividad y la fiabilidad de la industria europea.

¿Qué cogeneración?

Lamentablemente, los sucesivos Gobiernos no han creído en la cogeneración (¿recuerdan el título del artículo?) y han ido dejando que su participación en el sector energético fuera disminuyendo. Todavía hoy dudo que exista una voluntad cierta y mayoritaria para fomentar su recuperación y que se decida a apoyar una tecnología en cierto modo incómoda y que quita clientes a las grandes compañías energéticas (las más beneficiadas, por cierto, por las grandes inversiones en EERR y, ahora, también por las restricciones técnicas del sistema).

La cogeneración, lo sabemos todos, deberá ser eficiente (mínimas emisiones), flexible (debe responder a las señales de los precios horarios del mercado), hibridable (con tecnologías que pueden ser intermitentes) y aportar seguridad al sistema (debe poder actuar ante situaciones de inestabilidad de la red). Fomentar estas soluciones con apoyos dirigidos, honestos, intencionados y fiscalizables sería una excelente actuación de gobierno.

La industria, el sector energético y la sociedad la esperan.





Jorge Tinas Gálvez

Asesor ambiental independiente

Hablemos de Purines

Un asunto tan desconocido para la mayoría de la población se ha convertido en tema de debate y de frecuente aparición en los medios, por la importancia del sector porcino en España y como consecuencia el enorme volumen de excrementos y otros residuos que se generan por este sector.

España ha alcanzado el primer puesto en la producción de ganado porcino en Europa con casi 90.000 explotaciones, lo que determina una generación de purines de más de 60 millones de toneladas al año, volumen que bajo ningún concepto puede ser gestionado mediante su aplicación directa en tierras de cultivo, como se hacía antes de la producción industrial de este ganado. Esta situación no es nueva y en algunas Comunidades Autónomas como: Cataluña, Aragón, Castilla-León y Murcia, la elevadísima concentración de granjas viene generando excedentes de purín desde hace muchos años y cuando los excedentes se vierten de forma incontrolada se provoca una contaminación de los acuíferos perfectamente conocida.

El origen del problema está en la elevada concentración de nitrógeno que contienen los purines (aprox. 5KgN /m3) de los cuales el 75% está en forma amoniacal , cuando este N no puede ser absorbido por las tierras de cultivo próximas a las granjas se generan esos excedentes y crean un grave problema de contaminación por nitratos de las aguas superficiales y subterráneas.

Tras la aprobación de la Directiva 91/676/CEE para la protección de las aguas de la contaminación por nitratos procedentes de fuentes agrícolas y ganaderas, se aprobaron en nuestro país los decretos (RD261/1996 y RD 47/2022), acompañados del establecimiento de las denominadas Zonas Vulnerables (ZVN), en las cuales la máxima cantidad de nitrógeno permitido es de 170 kg por hectárea y año. Para que podamos hacernos una idea de lo que esta limitación significa, en el supuesto de una concentración ganadera que genere 100.000 m3 / año de purín, estos producirán 500t/año de N, cuya aplicación según la norma requeriría casi 3000 Has de terreno apto, en proximidad, situación absolutamente inviable en muchos lugares.

La consecuencia fue el reiterado incumplimiento de la Directiva en ciertas zonas lo que determinó sanciones al Estado español. Ante esta situación El Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD) para responder a las demandas por infracción viene haciendo Informes desde 2016, habiéndose actualizado con el reciente Informe de Seguimiento de la Directiva 91/676/CEE durante el periodo (2020-2023) . Para la ejecución del mismo se han analizado todas las aguas afectadas y se han seguido las metodologías de análisis establecidas por los organismos internacionales. La conclusión final es que la

situación general no ha mejorado y las ZVN han crecido en todas las CCAA.

Como el problema no es nuevo, ni exclusivamente de España , conviene revisar las soluciones que se dan en otros países de la UE que también tienen problemas de purines y se comprueba que además del aprovechamiento agrícola de los mismos , cuyo uso no se discute, cuando este no es posible directamente se hace necesario su tratamiento, por medios físicos, químicos, biológicos o térmicos, única forma de evitar los impactos negativos , consiguiendo que los ganaderos cumplan con las normativas ambientales sin poner en riesgo la viabilidad de su actividad.

En la mayoría de esos países se optó por la tecnología de biodigestión, por su madurez y su posible aplicación al caso de los purines, para ello en los diversos países dónde se aplicó se establecieron modelos de ayuda que hicieran económicamente viables las instalaciones. Por ello en la U.E en la actualidad hay miles de plantas en operación. En España nunca se dieron las ayudas necesarias a la biodigestión y por ello el número actual de plantas es marginal.

Ante las nuevas exigencias de descarbonización y necesidad de desarrollar las energías renovables han tomado relevancia el biogás y el biometano derivado del mismo, así tras la aprobación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la posterior publicación de la Hoja de Ruta del Biogás ha nacido una fuerte apuesta por la biodigestión de purines con la que se pretenden resolver todos los problemas ya citados. La importancia de esta apuesta requiere de un análisis detallado que no es el objeto de este artículo, pero si se deben adelantar algunas de sus limitaciones, desde la necesidad de mezclar los purines con otros residuos o subproductos a la exigencia de tratar los digeridos del proceso para evitar los problemas con el N que contienen cuando se usan purines en la mezcla.

Cuando la U.E inició los procesos de sanción al Estado español por causa de los nitratos la situación recomendó al Gobierno alcanzar alguna solución, para ello se buscó una alternativa, equivalente a la usada para otros residuos, con la aprobación del RD 2818/1998,que establecía unas primas para las plantas de cogeneración destinadas al tratamiento de los purines . Al amparo de la citada norma, a partir del año 2000 se establecieron una serie de instalaciones en las zonas más críticas, que sin resolver el problema en su totalidad lo paliaron, al eliminar parte de los excedentes . En este sector llegaron a operar 29 plantas, integradas en la asociación de empresas de tratamiento,ADAP, estas instalaciones tuvieron que ir cerrando paulatinamente su actividad a partir de la reforma del sector eléctrico de 2012, hasta la parada de la totalidad de ellas. Tras la sentencia favorable de los Tribunales, 25 de ellas volvieron a operar y en la actualidad siguen dando solución a casi dos millones de toneladas año de purines excedentarios.

No obstante, el sector se enfrenta hoy al grave problema derivado del fin de la vida útil regulatoria de esta plantas de cogeneración de purines , dos de las cuales ya debieron cesar su actividad el primero del año 2025, situación a la que están condenadas todas las demás en los próximos años. Ante esta encrucijada la respuesta del sector, representado por ADAP, ha sido presentar alternativas a la Administración, aportando algunas mejoras técnicas y energéticas de las instalaciones, para acercarlas a las nuevas exigencias y así permitir la continuidad de las mismas, cuya eficacia para eliminar el principal problema, el de los nitratos, ha sido demostrada durante años, contribuyendo asimismo a ayudar al sector porcino a llevar su actividad bajo las mejores garantías ambientales.



Iker Larrea

Partner. Head of Markets Division.
Factor CO2

ETS1 y ETS2: Confluencia y retos

Un año más, el CO2 se perfila como un coste operativo relevante para la cogeneración. En la cogeneración que da servicio a los sectores ya cubiertos por el mercado de derechos de emisión (ETS1), la redefinición de la política climática de la UE a la luz de la competitividad y de la seguridad energética augura precios contenidos en los próximos meses. En las cogeneraciones de menor tamaño, la entrada en vigor del nuevo mercado de derechos de emisión (ETS2) a partir del 1 de enero de 2027 (o 2028) introduce varias cuestiones pendientes de resolver, como la limitada visibilidad sobre el precio del EUA2, su debido reflejo en las diferentes tecnologías de generación térmica (y eléctrica), y la necesidad de abordar aspectos prácticos como el cumplimiento normativo o la compra de EUA2.

ETS1: precios contenidos por cambio en el sentimiento a largo plazo

En lo que va de 2025, el derecho de emisión europeo (EUA) ha promediado los 71 €, con una mínima en 60 €, y una máxima en 85 €. Se trata de valores algo superiores a los observados en 2024, año en el que se promediaron los 65 €, pero inferiores a los esperados por los analistas. Las razones para la contención del precio son técnicas, como el incremento de las subastas de EUA1 derivadas del REPowerEU aprobado en 2022, como sobre todo políticas, por la redefinición de la política climática de la UE y la ambición a 2040 a la luz de la competitividad y de la seguridad energética.

Gráfico 1 - ETS1: evolución de precios (12 últimos meses)



En este contexto, las previsiones de precio del EUA1 para los próximos 24 meses incluyen un aumento progresivo de la cotización a medida que las restricciones en la oferta del EUA se vayan haciendo evidentes a lo largo del periodo 2026-2030. Aunque esa sea la dirección general, es previsible que ese viaje incluya episodios de alta volatilidad, asociada al impacto de la inestabilidad geopolítica sobre los precios de la energía,

o a vaivenes relacionado con la guerra arancelaria al otro lado del atlántico -sin menospreciar presiones en el consumo de combustibles que viene de ese lado del mundo-. Tampoco será despreciable el impacto de la estacionalidad sobre la cotización del EUA, como las compras asociadas a la entrega del 30 de septiembre, o el cierre de libros de diciembre de cada año.

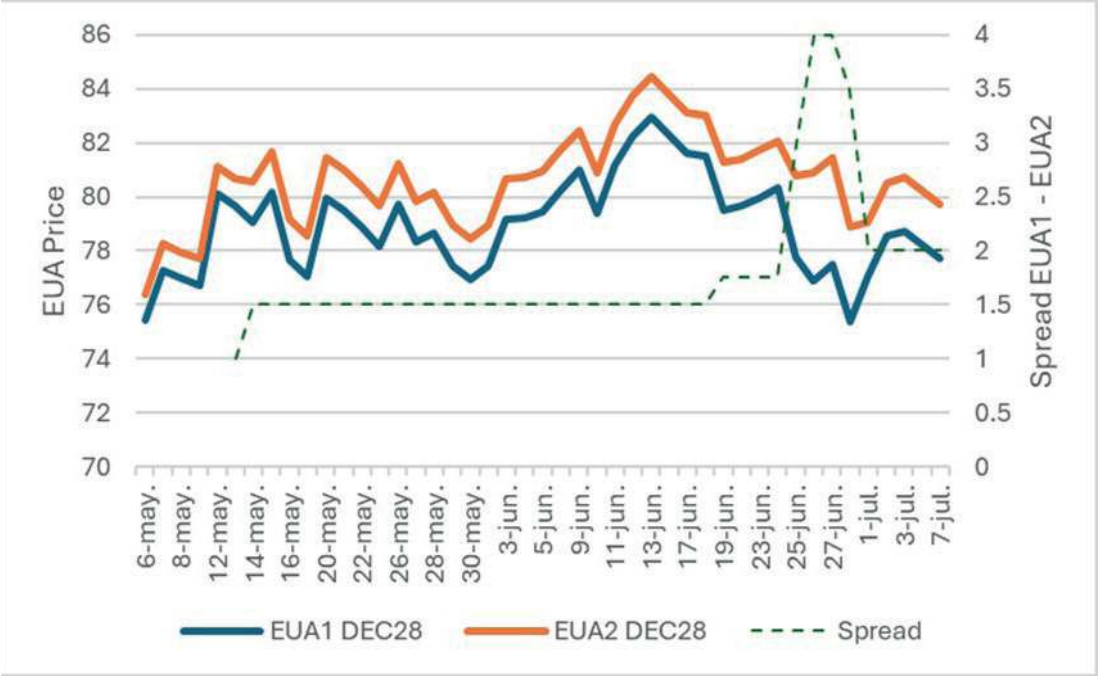
ETS2: Impacto económico incierto a partir de 2027

El ETS2, diseñado como complemento al esquema vigente (ETS1), constituirá un nuevo mercado de derechos de emisión centrado en las emisiones de CO_2 generadas por el transporte por carretera, los edificios y los usos comerciales y residenciales de la energía. Su entrada en vigor está prevista para el 1 de enero de 2027, salvo que, durante el primer semestre de 2026, los precios de la energía superen niveles considerados anómalamente altos (o más de 100 €/MWh en el caso del gas natural, o más de 150 USD /barril en el caso del petróleo). Se observan tres diferencias respecto al ETS1: (1) el esquema afecta a quien despacha a consumo el combustible fósil para usos en transporte, edificios o pequeña industria, y no a los consumidores finales; (2) las entregas de derechos de emisión (los EUA2) deberán realizarse antes del 31 de mayo, a partir del 2028; y (3) no habrá asignación gratuita de derechos de emisión, sino que todos los EUA2 se subastarán a partir de 2027.

Desde el punto de vista económico, el ETS2 tendrá un impacto general sobre la economía, ya que aumentará los costes de la energía de actividades que hasta ahora no habían estado bajo el ETS, como el transporte por carretera, el sector terciario y la pequeña industria. Aunque el esquema se diseñó para mantener el precio del EUA2 en niveles de precio aceptables (45 euros a precios de 2020), los analistas auguran precios mayores al propio EUA1, debido a los pocos avances en la electrificación del transporte por carretera, que terminará llegando. El problema es que, asumiendo un precio de 100 € por tonelada de CO2, el ETS2 haría aumentar el gas natural del orden de 20 € por MWh, y, la gasolina, en unos 25 céntimos por litro. Conscientes de esta situación, los principales Estados Miembros de la Unión Europea, entre los que se encuentra España, han propuesto varias reformas al ETS2, tendentes a aumentar la oferta de EUA2 en sus primeros años de existencia.

Entre tanto, los sujetos obligados al ETS2, entre los que se encuentran las comercializadoras de gas natural, deberán seguir de cerca el desarrollo de la infraestructura de mercado. La demora en la transposición nacional añade incertidumbre sobre los plazos de registro, asignación de cuentas y obligaciones formales, lo que podría generar desventajas competitivas frente a otros Estados Miembros con marcos regulatorios ya

Gráfico 2 - evolución de precios del EUA1 y del EUA2 DEC28



definidos. Concretamente, los aspectos que deben desarrollarse antes de enero de 2027 son estos:

- Trasposición de la normativa (actualmente en situación de bloqueo legislativo en Cortes) y publicación del listado de los sujetos obligados.
- Apertura de cuentas en el registro de derechos de emisión, que probablemente aprovechará la infraestructura ya desarrollada para el ETS1.
- Desarrollo de las subastas EUA2, que prevé sean celebradas en la plataforma EEX, que actualmente alberga las subastas de EUA.
- Desarrollo del mercado secundario sobre el EUA2 y sus derivados, tanto en las plataformas de intercambio (THE ICE y EEX), como fuera de ellas (transacciones "Over The Counter").

Implicaciones para la cogeneración

En el caso de la cogeneración, el arranque del ETS2 supondrá una señal general de precio para todo el sector, con independencia del tamaño de la instalación. Aunque las cogeneraciones inferiores a los 20 MW de potencia térmica nominal instalada no sean sujetos obligados bajo el ETS2, la internalización del EUA2 en el precio del combustible hará necesario revisar los mecanismos retributivos que aseguren la recuperación de costes en todos los segmentos y tamaños, especialmente las pymes que son siempre muy sensibles por nuestra estructura como país. Los plazos retributivos (2026) y los del comercio de emisiones (2027/2028) no siempre coinciden, y esto generara un sobre esfuerzo adicional a los sectores implicados.

Cabe señalar, además, que la actual exclusión de las instalaciones con una potencia térmica nominal total inferior a 20 MW del régimen general de comercio de derechos de emisión (ETS 1) podría ser objeto de revisión. Esta posibilidad está contemplada en el informe que la Comisión Europea debe presentar antes del 31 de julio de 2026, conforme al artículo 30, apartado 5, letra b), de la Directiva 2003/87/CE, en su versión modificada por la Directiva (UE) 2023/959. En dicho informe se evaluará la viabilidad de reducir ese umbral a partir de 2031. De prosperar dicha modificación, el cambio afectaría directamente a la frontera entre los regímenes ETS 1 y ETS 2, trasladando instalaciones hoy consideradas consumidores finales bajo el ETS 2 al ámbito de aplicación directa del ETS 1, con implicaciones significativas en materia de obligaciones de reporte, cumplimiento y coste regulatorio.

Por Iker Larrea, Iria Flavia Peñalva y Noé Javier Morales, Global Factor

Flexible power generation combined with efficient heat

Wärtsilä's fuel-efficient plants help to reduce carbon emissions and increase profitability by using waste heat streams from reciprocating internal combustion engines.

Learn more at www.wartsila.com/energy



WÄRTSILÄ



Javier Yunta Lizán

Director de Ventas de Servicios para Europa - Turbinas Aeroderivadas
GE Vernova

El ritmo acelerado de la electrificación global requiere seguridad energética, capacidad de gestión y fiabilidad

El ritmo de la electrificación global es, cada vez, más multidimensional: se desarrolla de forma diferente en distintas partes del mundo, a distintos ritmos, con distintas combinaciones de combustibles y tecnologías, sujeto a prioridades contrapuestas y determinado por gobiernos y empresas que establecen sus propios caminos.

Si analizamos la situación global, observamos que el panorama energético está experimentando un cambio fundamental impulsado por el insaciable apetito por la energía. Pensemos en los 750 millones de personas (1 de cada 10) que aún carecen de acceso a la electricidad; en la electrificación de nuestro entorno, desde los automóviles hasta las industrias; o, más recientemente, en la energía necesaria para abastecer los centros de datos. La creciente demanda de energía será un catalizador del cambio, y somos inexorablemente optimistas sobre el futuro.

Con la creación de GE Vernova, hemos lanzado una empresa de innovación con un propósito específico, centrada en las necesidades del mundo actual y futuro: una nueva empresa dedicada a electrificar y descarbonizar el sistema energético y a proporcionar la infraestructura esencial necesaria para un futuro próspero y sostenible.

Vemos que el gas, como combustible, desempeña un papel fundamental al proporcionar energía despachable y asequible, con la capacidad de fortalecer la red eléctrica para permitir una mayor integración de las energías eólica y solar. GE Vernova está ayudando a sacar el máximo partido a nuestro sistema eléctrico mediante el crecimiento y la transformación de la infraestructura existente, ya de por sí obsoleta, para satisfacer las necesidades de una mayor demanda mediante la integración de soluciones avanzadas de generación y almacenamiento. En las regiones donde los grandes centros de datos se están desarrollando rápidamente, se prioriza cada vez más el gas natural sobre las alternativas renovables ya que las redes hoy no tienen la capacidad de ofrecer puntos de conexión para las potencias demandadas con perfiles de operación extraordinarios. Por este motivo, los operadores de centros de datos han comenzado a firmar acuerdos con productores de gas para instalar nueva generación de energía in situ que les permita impulsar sus operaciones cumpliendo con los niveles de fiabilidad y disponibilidad demandados. Están

construyendo esos centros de datos con la sola expectativa de disponer de energía 24/7 y el gas es ideal para eso con un suministro fiable y niveles de emisiones por debajo de los recursos tradicionales que en muchos casos suministran potencia base a la red.

Para ayudar a satisfacer la creciente demanda actual de electricidad en todo el mundo, a principios de este año GE Vernova anunció una inversión de casi 600 millones de dólares en sus fábricas e instalaciones en EE. UU. durante los próximos dos años. Esta inversión incluye una partida de 300 millones de dólares en nuestro negocio de turbinas de gas a nivel mundial para aumentar la capacidad de fabricación y satisfacer las necesidades del mercado. Esto incluye planes para producir de 70 a 80 unidades heavy-duty al año a partir del segundo semestre de 2026 y poder asi despachar aproximadamente 20 gigavatios anuales a partir de 2027.

Además de las turbinas de gas heavy-duty, seguimos observando un aumento en la demanda de generación despachable flexible, un mercado donde las soluciones aeroderivadas de GE Vernova se adaptan perfectamente gracias a su alta eficiencia y capacidad de respuesta rápida.

Durante la primera ola de crecimiento de los centros de datos, las grandes empresas conocidas como hyperscalers, como Facebook (Meta) y Google construyeron sus centros de datos, se conectaron a la red eléctrica y emparejaron sus operaciones a un simple generador de respaldo o grupo electrógeno, generalmente impulsado por diésel. "Esa configuración ya no es viable", en palabras de Midhat Mirabi, director general del negocio de Nuevas Unidades Aeroderivadas de GE Vernova. "Con la entrada en juego de la IA, no solo necesitan más energía, sino que también piensan en el mañana. Quieren preparar estas instalaciones para el futuro". Según Mirabi, la nueva ola de centros de datos necesitará una energía de respaldo mucho mejor para garantizar la fiabilidad y la disponibilidad, en parte porque los propios centros de datos representan una nueva y enorme demanda de energía de la red eléctrica en general.

Un ejemplo pionero de esta preparación para el futuro ya está en marcha en el oeste de Texas, donde GE Vernova está suministrando una serie de turbinas de gas natural aeroderivadas LM2500XPRESS para su instalación en los centros de datos de Crusoe. Estas turbinas de alta tecnología son modulares, fáciles de instalar, con flexibilidad en el consumo de combustibles y con alta densidad de potencia por metro cuadrado. En algunos entornos, incluso pueden ser móviles. Una unidad aeroderivada LM2500XPRESS típica, con unos 35 megavatios, puede sustituir a 11 o 12 grupos electrógenos diésel, según un informe técnico de GE Vernova, escrito por Ihab Chaaban,



Mediante el uso de una turbina de gas aeroderivada GE Vernova LM2500XPRESS, un centro de datos puede reemplazar hasta una docena de grupos electrógenos diésel para reducir su huella de carbono. Crédito: GE Vernova

director global de desarrollo comercial, titulado "The Data Centers AI and ML Trilemma ". (*) Con este único cambio, los centros de datos pueden ahorrar en emisiones, espacio, transformadores y en su huella ambiental general.

Además, al incorporar un respaldo tan robusto a la capacidad de cada centro de datos, las turbinas de gas heavy-duty o una serie de turbinas aeroderivadas pueden alcanzar la masa crítica necesaria para ejecutar la computación de IA completamente fuera de la red eléctrica, o incluso vender energía a la propia red. "Esta es la evolución que estamos experimentando, junto con nuestros clientes, para impulsar el crecimiento futuro", citando de nuevo a Mirabi. Cabe destacar también que GE Vernova actualmente proporciona ya energía a centros de datos con sus turbinas de gas heavy-duty.

Las turbinas aeroderivadas pueden funcionar juntas como un sistema de suministro de energía flexible, con gas o combustible líquido y poseen hasta un 100 % de capacidad de funcionar con hidrógeno en algunos de sus modelos consiguiendouna mayor flexibilidad de combustible y la reducción de emisiones de CO2: Gracias a sus caracteristicas de diseño,pueden arrancarse y pararse tan rápidamente que funcionan virtualmente como una batería.

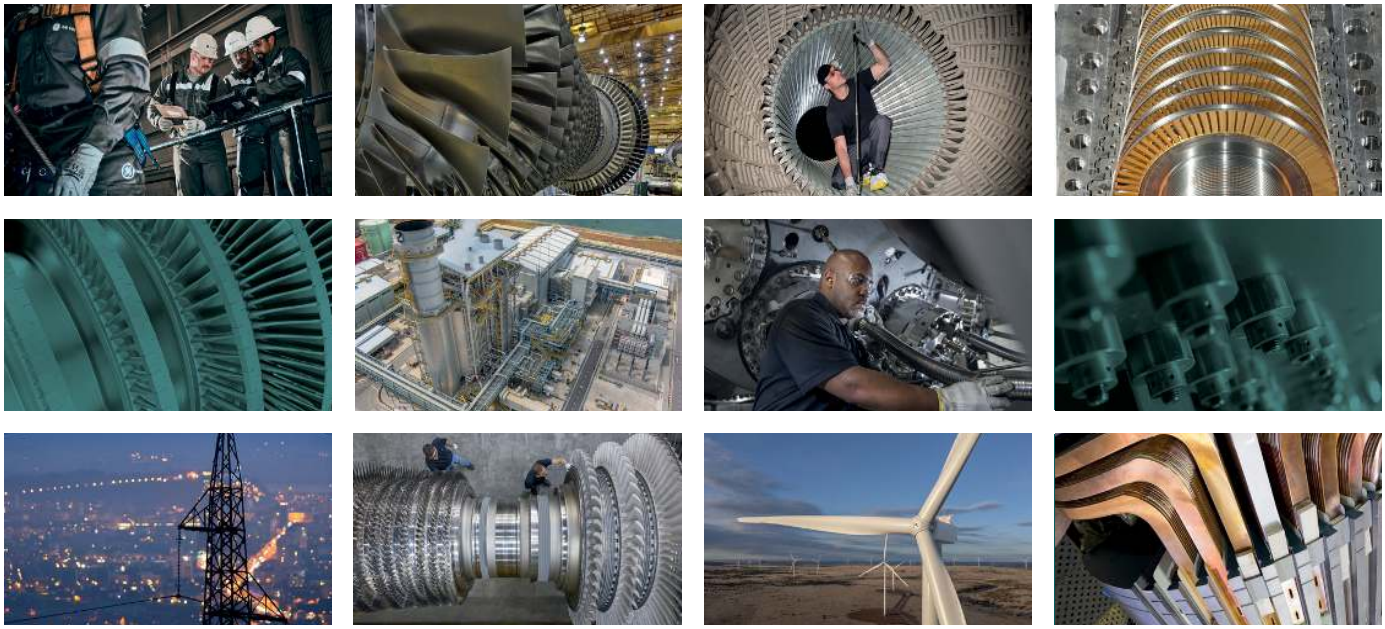
Esta es precisamente la ventaja de estas unidades. Existe mucha incertidumbre sobre el funcionamiento de los centros de datos y su perfil de operación futuro. Por lo tanto, la industria necesita una solución que pueda realizar ambas funciones: respaldo puro o proporcionar energía permanente a toda la instalación. La característica crucial es que esta configuración es muy diferente a tener un solo bloque de suministro de energía. Las unidades pueden actuar como un bloque grande, pero por separado también pueden actuar como pequeñas unidades individualizadas, arrancando y parando rápidamente para proporcionar bloques de energía rápida conforme a la demanda del centro de datos en cada momento. Esta flexibilidad también puede ayudar a reducir las emisiones de los centros de datos.

Además, las emisiones de NOx de las unidades de turbinas de gas aeroderivadas DLE (dry low emissions) son menores que las de los motores alternativos tradicionales de gas o diésel, con una pérdida de metano mínima o nula.
Como el viento no siempre sopla ni el sol siempre brilla, los proveedores de energía están pensando más en la seguridad energética, la capacidad de despacho y la disponibilidad; Las turbinas de gas pueden contribuir a ello, a la vez que ayudan a lograr un mayor respeto por el medio ambiente.



https://www.gevernova.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/industries/GEA35355-Data-Centers-AI-ML-Trilemma-WP.pdf

GE VERNOVA



THE ENERGY TO CHANGE THE WORLD

Addressing the climate crisis is an urgent global priority. If we want our energy future to be different...we must be different. That is our singular mission.

GE, the 130-year-old energy pioneer. Our unwavering commitment to powering the planet, now fully focused on the energy transition. No company has the unique combination to pioneer what's next—just as we have before. As we answer the call with renewed purpose and vigor, we have moved our GE energy businesses—including Renewables, Power, Digital and Energy Financial Services—under one banner to deliver a united, focused, one-of-a-kind force: GE Vernova. Together, with our customers and partners, we will chart the course to a better future.

Our mission is embedded in our new name. We retain our treasured birthright, "GE," in our name as an enduring and hard-earned badge of quality and ingenuity. "Ver," "verde," "verdant," all signal Earth's verdant and lush ecosystems. "Nova," from the Latin "novus," nods to a new, innovative era of lower carbon energy that GE Vernova will help deliver.

Our new name sounds different, because it is. GE Vernova will act swiftly and surely to help build a cleaner, better future. This is not business as usual: this is business purpose-built to lead the new era of energy.

Visit GEVernova.com to learn more.



Óscar Arriero

Director de Desarrollo de Negocio en Siemens Energy

El camino hacia la descarbonización de la cogeneración a gas.

En el camino hacia un mundo totalmente descarbonizado, además de todas las tecnologías enfocadas a la electrificación del calor, el panorama energético seguirá dependiendo de las turbinas y en general de la generación de gas para proporcionar energía ininterrumpida y compensar la intermitencia de las energías renovables. Aunque las centrales eléctricas de ciclo combinado y las cogeneraciones de gas, altamente eficientes y flexibles, están reduciendo las emisiones de CO2 respecto a otras tecnologías con combustibles más contaminantes, debemos tomar más medidas para descarbonizar en un futuro próximo o medio. Varias tecnologías están disponibles en el mercado o en proceso de desarrollo, desde la captura, utilización y almacenamiento de carbono hasta el uso de combustibles sostenibles como el hidrógeno, los biocombustibles o los derivados del hidrógeno. En Siemens Energy, estamos trabajando junto con nuestros clientes para encontrar nuevas formas de satisfacer las demandas de hoy, al tiempo que preparamos nuestras turbinas para el futuro. Ya se han logrado grandes éxitos como la prueba de nuestra turbina de gas SGT-400 impulsada por hidrógeno 100% verde, así como pruebas exitosas con otros combustibles sostenibles como el amoníaco, el HVO y el metanol. Aun así, sabemos que se puede hacer mucho más. El camino hacia la descarbonización no es uno, sino muchos caminos diferentes, y las condiciones locales juegan un papel importante para responder a la pregunta de qué tecnología prevalecerá en cada sitio.

Descarbonización de las turbinas de gas.

La descarbonización de las turbinas de gas se puede lograr mediante la sustitución del combustible, así como con la incorporación de sistemas de captura de carbono.

Dependiendo de factores como los requisitos de modificaciones en el diseño de la cámara de combustión, los costos de combustible, los volúmenes de suministro y la infraestructura para el transporte y el almacenamiento, estos combustibles pueden ser más atractivos como combustible primario o de respaldo.

El hidrógeno sostenible se ha convertido en un candidato pionero para las aplicaciones de descarbonización de turbinas de gas en determinadas regiones.

El amoníaco tiene un alto potencial como vector energético libre de carbono (portador de hidrógeno) en virtud de su densidad energética, facilidad de almacenamiento, prácticas de manipulación maduras y cadena de suministro. Se deben desarrollar procesos eficientes para la recuperación de hidrógeno a partir de amoníaco, ya que el costo y la

huella de las unidades de craqueo tienen impactos significativos en su viabilidad. La investigación en curso de Siemens Energy busca avanzar en el estado del arte para la combustión de amoníaco en turbinas de gas en sus diferentes formas.

El metanol sostenible (e-metanol y biometanol) también tiene un papel importante en el panorama energético del futuro. Es un producto intermedio de otros procesos de producción de e-fuel, lo que genera beneficios de coste y disponibilidad. Existen diversas aplicaciones para las turbinas de gas que queman metanol líquido, por ejemplo, en la industria marina; y metanol pre-vaporizado (gaseoso).

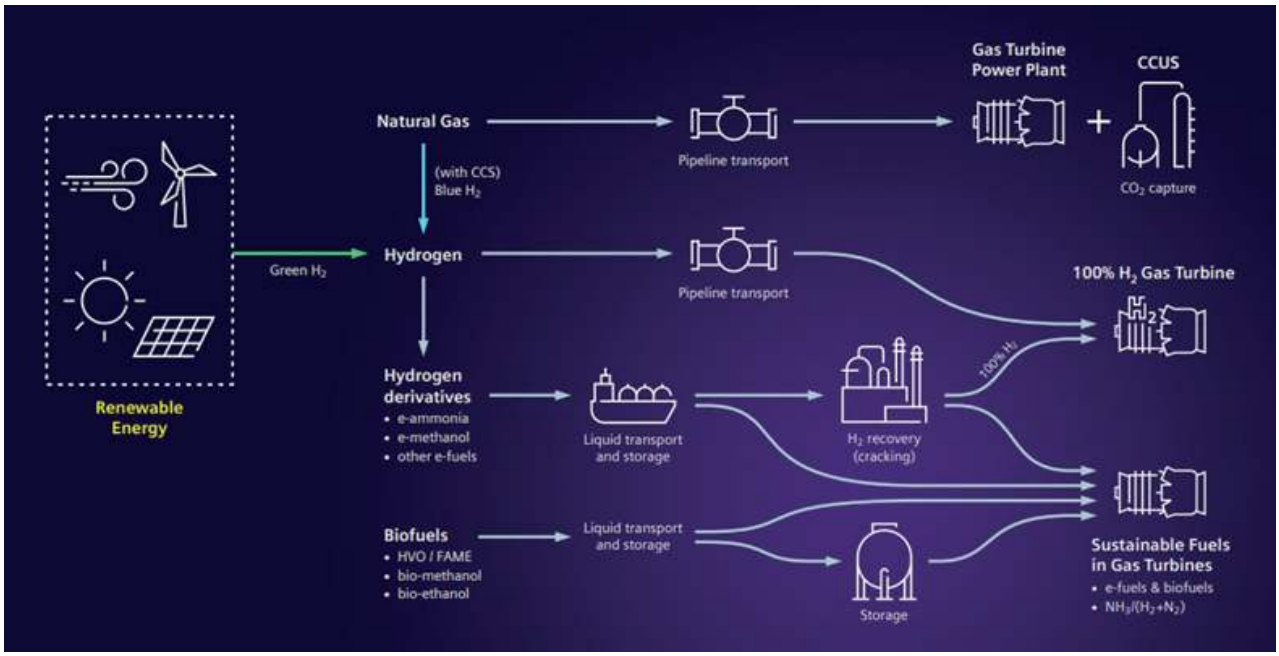
La integración de la captura de carbono con las plantas de turbinas de gas se puede lograr a través de la captura previa a la combustión, la combustión de oxicorte o la captura posterior a la combustión (absorción y adsorción). Las concentraciones relativamente bajas de CO2 en los gases de escape de las turbinas de gas presentan un desafío para la captura posterior a la combustión que puede abordarse mediante la recirculación de gases de escape, posiblemente incluida la inyección de oxígeno, y/o el desarrollo de tecnologías novedosas como la absorción por electro-balanceo.

La expansión de las renovables

En los últimos años se ha producido un rápido crecimiento de las energías renovables que debe acelerarse aún más en el futuro para satisfacer la creciente demanda de energía y, al mismo tiempo, alcanzar los objetivos mundiales de reducción de las emisiones de carbono. Las dos principales fuentes de energía renovable, la eólica y la solar, son intermitentes y esto crea una brecha de carga residual, una presión adicional sobre los servicios auxiliares de la red y el riesgo de un déficit de energía. Las fluctuaciones estacionales y el aumento de la frecuencia y duración de los fenómenos meteorológicos extremos agravarán la situación. Por lo tanto, la eliminación gradual de las plantas de energía fósil debe coincidir con la introducción de energía flexible, gestionable (y fundamentalmente sostenible) para complementar la eólica y la solar. La generación a gas es una parte integral del sistema energético actual y seguirán siéndolo mañana. Se caracterizan por un bajo CAPEX, alta eficiencia (especialmente en aplicaciones de cogeneración y ciclo combinado), larga vida útil y capacidad de respuesta a grandes cambios en la demanda de la red. En aplicaciones combinadas de calor y electricidad, también proporcionan una cobertura esencial para la demanda de calor.

Servicios auxiliares de red

Los servicios de red que garantizan la distribución segura y estable de electricidad son: control de potencia reactiva; control de frecuencia y voltaje; suministro de energía de inercia y cortocircuito; y capacidad de arranque en negro. Hoy en día, casi todos ellos son suministrados por instalaciones de generación centralizadas (generación a gas, hidroeléctrica y nuclear) que cuentan con grandes generadores síncronos. En las épocas del año



en las que la energía eólica y solar satisfacen la demanda total de energía, es posible que los activos de generación centralizada restantes no siempre estén sincronizados con la red. Las turbinas eólicas modernas y los módulos fotovoltaicos no pueden proporcionar todos los servicios auxiliares de la red debido a sus características técnicas de diseño. La importancia de este problema para el buen funcionamiento de las futuras redes eléctricas se ve agravada por los cambios en el lado de la demanda que se espera que aumenten la necesidad de servicios auxiliares sólidos: mayor número de convertidores de frecuencia estáticos, menos motores síncronos conectados a la red y un aumento masivo de generación térmica mediante electricidad (hornos de arco eléctrico, calderas eléctricas, etc.) que harán que el lado de la carga sea más inestable. Las baterías eléctricas conectadas a la red (suponiendo que estén suficientemente cargadas, pero no a plena capacidad, ya que aún es necesario permitir la absorción del exceso repentino de energía) pueden ayudar a proporcionar algunos servicios auxiliares, pero no todos. Por lo tanto, la disponibilidad de grandes generadores síncronos conectados a la red seguirá siendo obligatoria. Esto puede suceder mediante la provisión de condensadores síncronos dedicados o mediante embragues auto-sincronizados entre las turbinas de gas/vapor y sus generadores, lo que permite que las centrales eléctricas de generación a gas permanezcan conectadas a la red incluso cuando no hay carga residual y la turbina no está en funcionamiento.

Demanda de calor residual

En un sistema energético con una gran proporción de generación renovable intermitente, ciertos períodos experimentarán un déficit de energía. Durante estos períodos, las plantas combinadas de calor y electricidad (CHP) pueden llenar los vacíos. Al utilizar el almacenamiento de calor en sus distintas tecnologías, la energía y el calor se pueden desacoplar. Las plantas de cogeneración pueden seguir el mercado de la electricidad, proporcionando carga residual, al tiempo que abastecen de calor a redes de calefacción y procesos industriales. La tasa de utilización de energía de las plantas de cogeneración es muy alta, alcanzando hasta el 90%, lo que las convierte en la forma más atractiva de cubrir la demanda de calor residual.

Perspectiva

Si bien la generación a gas alimentada por hidrógeno verde representa una solución hacia la descarbonización, en algunos casos el amoníaco u otros combustibles sostenibles, o la captura de carbono, serán una mejor opción. La variedad de posibles soluciones técnicas es muy prometedora, pero también exige acciones en forma de programas de investigación que deben seguir diferentes caminos de desarrollo simultáneamente. Además, el éxito de la descarbonización depende de toda la cadena de suministro, incluidas, por ejemplo, las infraestructuras de procesamiento y distribución de combustibles, el postratamiento de los gases de escape y otras tecnologías. Las asociaciones continuas entre los fabricantes de equipos, el mundo académico, la industria y los gobiernos son esenciales para avanzar en la tecnología de descarbonización y extenderla rápidamente a aplicaciones prácticas



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.



Elvira García Márquez

Directora Operaciones Gases Renovables. Nortegas



Antonio Bueno Vázquez

Director de Estrategia Nortegas

Gas Verde: un vector energético que no podemos ignorar

En un contexto de crisis climática, energética y geoestratégica sin precedentes, en Europa necesitamos desplegar todos los vectores energéticos disponibles. No podemos enfocarnos en una única tecnología y no podemos permitirnos el lujo de excluir soluciones existentes, como el Gas Verde, que son eficientes y compatibles con las infraestructuras actuales. Se trata de afirmar con claridad "Gas Verde Sí". España parte con ventaja: disponemos de un recurso abundante y local, los residuos. Contamos con un volumen de materia orgánica susceptible de valorización energética que supera los 160 TWh al año, según distintos estudios técnicos, suficiente para descarbonizar el 100% del gas natural consumido por la industria en España. Este potencial, sin embargo, sigue infrautilizado mientras se acumulan retos: emisiones descontroladas, nitratos en suelos y acuíferos, costes energéticos crecientes en la industria y una dependencia exterior que afecta a la seguridad de suministro y a la competitividad de nuestras empresas.

Desde el Grupo NORTEGAS, a través de nuestra filial NORBIOGAS RENOVABLES, lideramos el desarrollo de una de las mayores plataformas de biometano en España. Con decenas de plantas en distintas fases de desarrollo, apostamos por una transición energética realista, sostenible y con vocación de permanencia.

Además, desde NORTEGAS también impulsamos la iniciativa Gas Verde Sí (www.gasverdesi.com), una plataforma transversal e inclusiva (productores, distribuidores, comercializadores y consumidores) que nace con el objetivo de impulsar el desarrollo del Gas Verde en España como una alternativa energética limpia, realista y necesaria para avanzar hacia un modelo más sostenible e independiente.

El Gas Verde no requiere transformaciones tecnológicas disruptivas, ni exige nuevas inversiones en el lado consumidor. Además, las inversiones necesarias en las infraestructuras gasistas para permitir su despliegue son mínimas en comparación con el volumen de descarbonización que habilita, especialmente si lo comparamos con otras tecnologías o vectores energéticos. Puede inyectarse en la red y consumirse donde se necesite. Es inmediato, es disponible, es circular.

Pero para que esto ocurra, se necesita algo más que voluntad técnica. Hace falta ambición política, visión industrial, capacidad de coordinación institucional. Y sobre todo, coherencia social. Es prioritario fomentar un entorno regulatorio y social que facilite la implantación de proyectos sólidos, como ya ocurre en otros países europeos. La colaboración entre administraciones, empresas y ciudadanía es clave para avanzar

con decisión. No debemos permitir que proyectos sólidos, bien fundamentados y respetuosos con el entorno, sufran bloqueos o incomprensión local - a menudo basados en percepciones desinformadas - mientras que otros países europeos llevan décadas apostando decididamente por estas soluciones. Tampoco podemos permitirnos que estos proyectos se pierdan en una maraña de tramitaciones, licencias y permisos que se alargan durante años y ponen en riesgo su viabilidad.

El Gas Verde es un aliado clave no solo para descarbonizar sectores difíciles, como la industria térmica de media y alta temperatura, el transporte pesado o el entorno rural. Sobre todo, permite descarbonizar de forma eficiente y realista el sector industrial, así como todos los servicios del sector terciario, desde hospitales a hoteles, residencias, restauración o edificios públicos, y los hogares españoles, que en su gran mayoría presentan numerosas limitaciones, tanto técnicas como económicas, para descarbonizar sus usos térmicos – calefacción y agua caliente -. Con el Gas Verde, los hogares no tendrán que hacer ninguna inversión ni acometer reformas en sus viviendas para descarbonizarse. Lo único que necesitan para disfrutar de los beneficios del Gas Verde es seguir utilizando las mismas calderas que ya tienen instaladas.

El Gas Verde es, en muchos casos, la vía más sostenible, tanto en términos económicos como de plazo, para la descarbonización del sector residencial, del sector terciario y del medio rural. Aporta valor añadido a los territorios. Resuelve problemas reales de emisiones, fertilización, gestión de residuos y generación energética en un solo movimiento. Y lo hace más rápido y con una de las menores inversiones por tonelada de CO_2 evitada. De acuerdo a los datos publicados por la consultora PwC, añadir el Gas Verde a la fórmula aplicada para descarbonizar nuestro país permitiría evitar más de 170.000 millones en inversiones y reduciría en un 11% las emisiones acumuladas antes de alcanzar el deseado net-zero, en comparación con una fórmula como la actual, basada casi exclusivamente en la electrificación de todos los usos térmicos.

Además, en el caso de las cogeneraciones, permite disponer de una generación síncrona, eficiente, distribuida y gestionable, que ya ha demostrado ser de enorme valor en momentos críticos del sistema como el reciente apagón, pero además descarbonizada, porque con el Gas Verde estas cogeneraciones producen energía sin emisiones fósiles. Energía verde, tan verde como la eólica o la solar, y disponible las 24 horas del día, los 365 días del año.

No debemos olvidar que una de las tecnologías habilitadoras clave del Gas Verde es la digestión anaerobia, una solución probada, madura y ampliamente implementada en el resto de Europa, que permite una valorización energética circular y completa: recupera un recurso líquido escaso para nuestros suelos y genera un digerido con capacidad de recuperar nutrientes y cerrar el balance agronómico en los entornos locales donde se implantan estas plantas. Más de 1.500 plantas de Gas Verde operativas en Europa sirven como ejemplo de que esta tecnología no es una promesa, sino una solución realista y probada.
Además, y no menos importante, el desarrollo del potencial de Gas Verde con el que cuenta nuestro país permitiría la creación de más de 20.000 empleos y movilizaría inversiones privadas por encima de los 40.000 millones, la mayoría de ellos en zonas rurales. En un país que se enfrenta a un serio reto demográfico, como ocurre en España, esta oportunidad es un tren que no se puede dejar pasar.

La sostenibilidad no es un eslogan: es energética, alimentaria, ambiental y social. Y en ese ecosistema complejo, el Gas Verde ocupa una posición capital. No se trata de escoger entre renovables eléctricas o moléculas verdes: se trata de diseñar sistemas energéticos resilientes, diversos y equilibrados. De dar a cada vector su sitio, su escala y su función. De impulsar lo que ya está al alcance de la mano. De apostar con decisión por el Gas Verde también y por las infraestructuras gasistas nacionales que son tan verdes como el gas que vehiculan.

Este artículo no pretende ser una defensa ideológica ni una batalla sectorial. Es una invitación a pensar con seriedad y con datos, a plantearnos si cada uno desde nuestras empresas y familias estamos contribuyendo con nuestro granito de arena. A dejar de posponer lo evidente. Y a reconocer que, en esta transición, el Gas Verde no solo es necesario. Es también imprescindible. Es el ''Gas Verde Sí'' y el ''Gas Verde también''.

Autores: Elvira García Márquez (COO Nortegas Renovables), Antonio Bueno Vázquez (Director de Estrategia Nortegas)



Alejandro Martín García

Socio Director de PWC

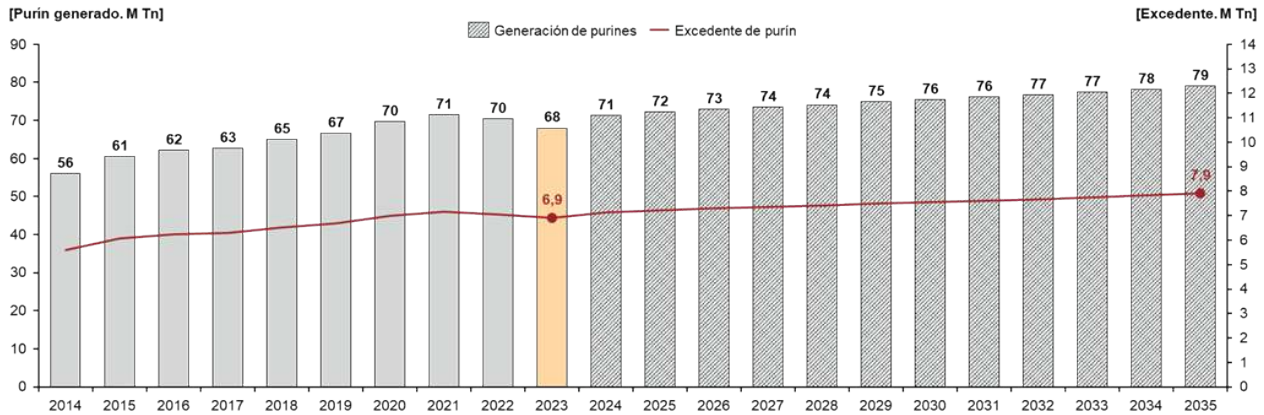
Futuro de los residuos en el marco actual

España es líder en producción porcina en Europa, generando anualmente cerca de 5 millones de toneladas de carne de cerdo, lo que representa en torno al 40% de la producción total europea. Este sector es fundamental para la economía nacional actual, además, según diferentes estudios, se prevé un crecimiento sostenido del mismo en los próximos años. La actividad porcina conlleva la generación de purines (aproximadamente 70 millones de toneladas anuales). Estos purines son lodos ricos en nutrientes que pueden aplicarse directamente sobre el suelo agrícola, sin embargo, una concentración demasiado elevada puede llevar a la contaminación del suelo y del agua debido a la acumulación excesiva de nitratos, además de causar emisiones difusas y malos olores, por lo que es necesario llevar a cabo un tratamiento previo de estos purines.

Históricamente, su gestión se ha realizado principalmente a través de plantas de tratamiento, mediante procesos de tratamiento químico de nitratos y secado a partir del calor de la cogeneración, que han sido esenciales para mitigar los efectos medioambientales y sociales asociados, apoyando al sector ganadero. Estas plantas transforman los purines en fertilizantes y energía, proporcionando una solución integral al problema de los purines.

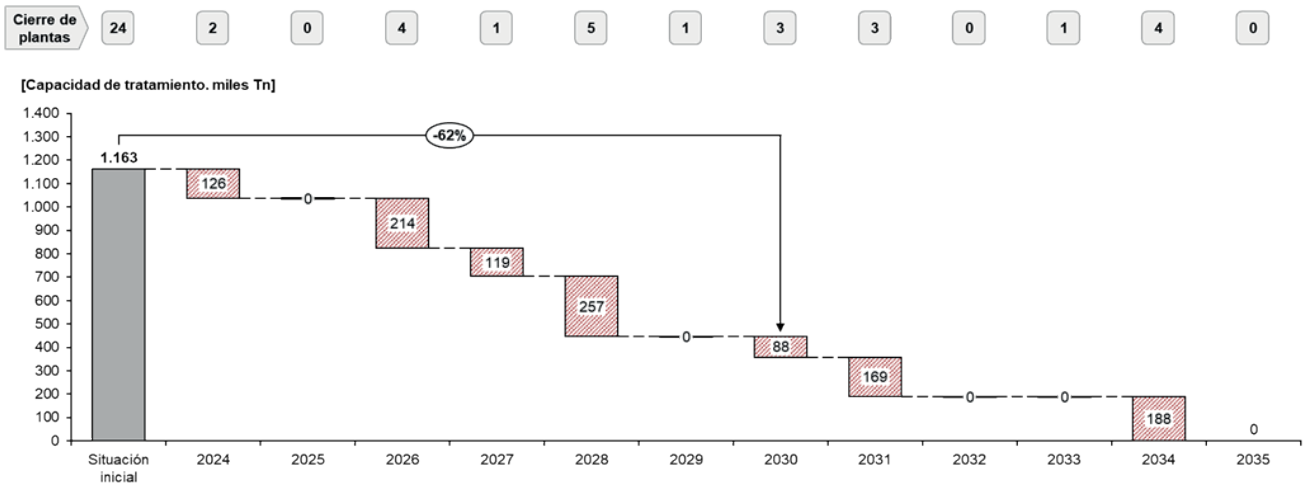
Muchas de estas instalaciones están cerca del final de su vida útil retributiva y corren el riesgo de terminar su operación debido a que no serán capaces de cubrir sus costes de explotación, lo que plantea serias preocupaciones ambientales, especialmente para los ganaderos ubicados en zonas vulnerables sin territorio disponible para aplicar directamente los purines al suelo. En concreto, en España hay 24 plantas de tratamiento de purines, de las cuales 2 ya finalizaron su vida útil en 2024 en Cataluña y el 67% del parque lo hará antes de 2031.

Ilustración 1: Evolución de la generación de purín. 2014-2035



Fuente: Afi, Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación, Decreto 153/2019, ADAP

Ilustración 2: Pérdida de capacidad de tratamiento de purines de las plantas de ADAP



Fuente: Análisis PwC

El potencial cierre de estas plantas presenta múltiples desafíos. La capacidad limitada para procesar los purines a través de medios existentes genera la necesidad urgente de encontrar soluciones alternativas que podrían incrementar el riesgo de contaminación al no ser tan efectivos. Esta situación podría comprometer la sostenibilidad económica y ambiental del sector porcino. Sin una infraestructura de tratamiento adecuada, es probable que se comprometa tanto el crecimiento como el nivel de actividad actual del sector.

A nivel operativo, las plantas de tratamiento de purines son plantas de cogeneración que producen electricidad que es exportada a la red, y calor utilizado para el secado y tratamiento de los purines. Al igual que ocurre con la cogeneración industrial, estas plantas operan dentro del marco retributivo del Real Decreto 413/2014, percibiendo una retribución a la operación.

En este sentido, el PNIEC cuenta con que se mantenga capacidad de cogeneración en el sistema, clave para la sostenibilidad de la industria y para alcanzar los objetivos de ahorro y eficiencia energética. Para lograrlo, actualmente se está tramitando la celebración de subastas para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de cogeneración industrial, o a instalaciones existentes que lleven a cabo una inversión mínima. En concreto, en la Propuesta de Orden de subastas actual se plantea subastar un total de 1.200 MW. Estas subastas suponen una oportunidad para la modernización del sector, puesto que las cogeneraciones adjudicatarias de las subastas tendrán un diseño optimizado en base al calor útil, autoconsumo eléctrico, flexibilidad en su operación de cara al sistema eléctrico y también una alta eficiencia, contribuyendo al conjunto de los objetivos previstos en el PNIEC. Sin embargo, y pese a la labor ambiental de la cogeneración dedicada al tratamiento de residuos del sector porcino, actualmente no se han planteado unas subastas para esta tecnología.

La similitud entre ambos sectores y las necesidades del sector ganadero presentan una oportunidad para la renovación del parque de tratamiento de purines. Adicionalmente, un replanteamiento del modelo actual de las plantas de tratamiento de purines podría permitir el aprovechamiento del potencial energético del purín de porcino para la producción de biogás, y así apoyar los objetivos nacionales de producción de gas renovable. En concreto, la previsión del PNIEC consiste en alcanzar los 20 TWh de biogás, lo que duplica lo cuantificado en la Hoja de Ruta del Biogás.

En 2024, PwC, en colaboración con ADAP, AFI, y AINIA, elaboró un informe que aborda la situación ambiental de los purines y el calendario regulatorio actual, que podría llevar al cierre de las plantas de tratamiento si no se llevan a cabo subastas para su renovación, similar a las subastas de cogeneración. Se propone además una actualización del modelo de planta de tratamiento de purines, incluyendo una colaboración con plantas de biometano que, pese a no incluirse dentro del esquema retributivo, sí que generaría sinergias que se reflejarían en la necesidad de una menor retribución para las

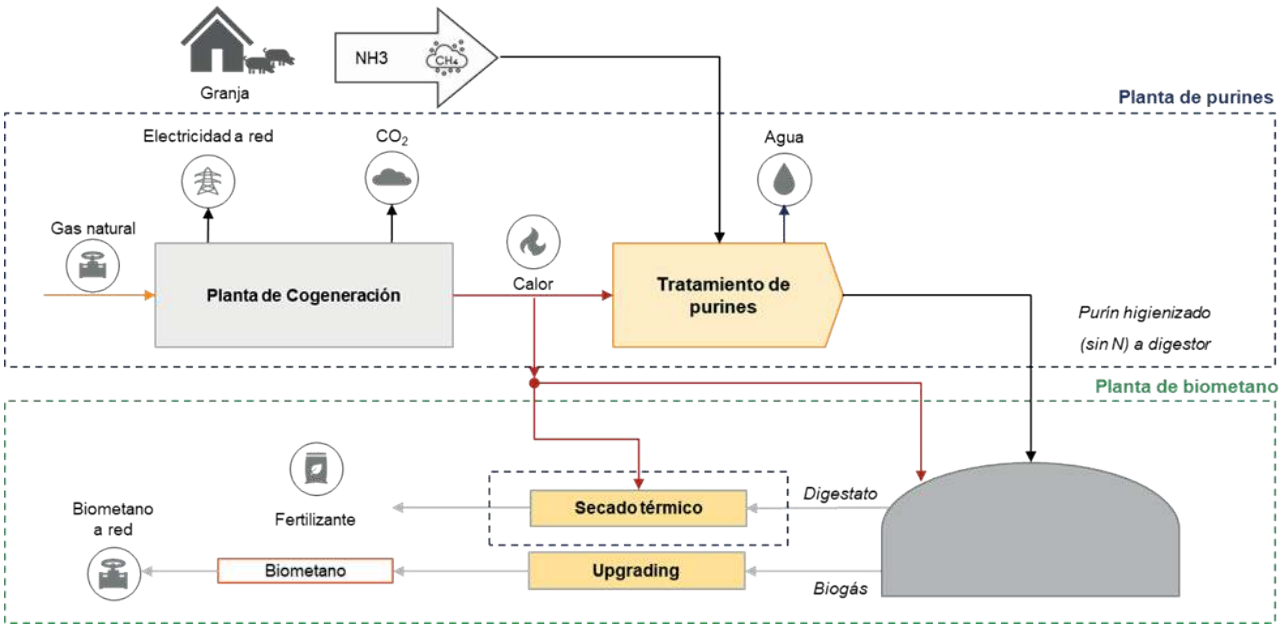
plantas de tratamiento. Este modelo de colaboración potencia las capacidades de ambas tecnologías, abordando los problemas ambientales y sociales de los purines al tiempo que apoya la descarbonización industrial.

El 65% de las plantas de producción de biogás actuales no solucionan el problema ambiental del purín dado que no eliminan el nitrógeno y, por tanto, no elimina el riesgo de contaminación por nitratos de aguas y suelo si se utiliza en zonas vulnerables. Con la sinergia planteada (1) se soluciona el problema ambiental gracias al tratamiento integral que se aplica al purín para la producción de biogás, (2) se favorece a la descarbonización de la industria al generar un gas renovable y, gracias a la optimización de los costes de las plantas de tratamiento de purines, (3) se reduce la necesidad de retribución.
La optimización económica del modelo retributivo de las nuevas plantas de tratamiento de purines sería fruto de las sinergias entre ambas plantas. Por un lado, gracias a la optimización de los costes de operación y mantenimiento y, por otro, debido a que la planta de tratamiento de purines se reconocería un ingreso por el ahorro en calor capturado por la planta de biogás al recibir un purín previamente secado en la planta de tratamiento de purines. Los purines se trasladarían al digestato de la planta de biogás con un secado previo que reduciría su volumen al eliminar un porcentaje de su contenido de agua.

Lo anterior, sumado a la lógica mejora de eficiencias que se obtendría al renovar los equipos, se traduciría en una disminución de un 20% de la retribución actual, situándose en valores similares a los que está percibiendo la cogeneración industrial.

En conclusión, la gestión sostenible de los purines en España es un desafío crítico que demanda soluciones innovadoras y colaborativas entre administración, plantas e industria. Ante el inminente cierre de plantas de tratamiento de purines y la creciente importancia de los objetivos de sostenibilidad, es necesario adoptar un enfoque integral que combine la renovación tecnológica con la sinergia entre distintos sectores, como el del biogás. El establecimiento de un marco regulatorio que incentive estas prácticas, junto con unas políticas de apoyo adecuadas, no solo mitigará los riesgos ambientales asociados con los purines, sino que también fortalecerá la resiliencia del sector porcino y contribuirá a la transición hacia una economía circular y descarbonizada. Al aprovechar el potencial del biogás y optimizar la infraestructura existente, España puede no solo liderar en el manejo eficiente de residuos ganaderos, sino también sentar un precedente en sostenibilidad y responsabilidad ambiental a nivel europeo.

Ilustración 3: Esquema evolutivo de la propuesta del nuevo sistema de tratamiento de purines



Fuente: Análisis PwC


MENOS
energía fósil
MÁS energía
local
renovable
Geotermia, energía solar fotovoltaica, biomasa, redes locales de energía... Juntos podemos afrontar los desafíos de la transformación ecológica y la descarbonización utilizando los recursos disponibles en nuestras regiones.
Conoce más sobre nuestras soluciones en veolia.es
Resourcing the world
VEOLIA



Ricard Vila Bachs

Director de Consultoría de AESA

La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados

La COGENERACIÓN es un conjunto de tecnologías que permiten la producción simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y energía térmica útil (vapor de agua, agua caliente, aceite térmico, gases directos, frío industrial o de climatización…).

Algunos afirman que la cogeneración es una tecnología obsoleta porque consume combustibles fósiles y emite CO2, pero lo cierto es que la cogeneración es una tecnología que se caracteriza por su mayor eficiencia energética respecto a la generación por separado de calor y electricidad y que además es agnóstica en combustibles, puesto que permite el uso de prácticamente cualquier combustible disponible (incluyendo los renovables). Por ello es la tecnología firme con capacidad de gestión de tensión y frecuencia con mayor eficiencia del sistema eléctrico.

Si nos remontamos a la primera central termoeléctrica de Estados Unidos, que data de 1882, descubrimos que se trataba en realidad de una central de cogeneración, que proporcionaba vapor y electricidad a los edificios y locales vecinos, usando carbón como combustible. Desde entonces, la cogeneración ha evolucionado considerablemente, usando combustibles cada vez más sostenibles, como el gas natural, la biomasa o el biogás, entre otros. Actualmente, la cogeneración ya está plenamente preparada para el uso de otros combustibles, como el hidrógeno y, por tanto, ha sido, es, y puede ser, pieza fundamental para generar energía firme para el sistema de la forma más eficiente posible y ser el motor de consumo de los combustibles renovables del futuro.

LA COGENERACIÓN EN CIFRAS

Para la elaboración de este estudio debemos conocer primero las estadísticas de la cogeneración, que muestro en la tabla 1.

Tabla 1. La cogeneración en cifras (datos de partida del estudio)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*
Potencia operativa (MW)[1]	4.526	4.471	4.447	4.262	4.169	3.708	3.570
Generación eléctrica (TWh)[2]	26,09	26,22	23,10	22,18	13,95	13,08	12,66
Gen. eléctrica autoconsumo (TWh)[1]	7,32	7,17	6,52	5,60	3,72	3,00	2,65
Consumo de combustible (TWhpcs)	108,43	108,34	96,15	90,17	57,32	52,21	49,72

***total anualizado a 2024 disgregado según datos hasta octubre 2024**

Referencias bibliográficas del artículo:

1. Fuente: estimación a partir de Cuadros CNMC
2. Fuente: REE
3. Definido en el Anexo XIV del RD 413/2014
4. Según las estadísticas publicadas en Eurostat, el REE entre 2016 y 2019 se sitúa en torno al 70% o superior
5. Rendimiento del Ciclo Combinado promedio de los últimos 5 años, calculado a partir del registro de emisiones de CO2 y de la generación

Pero ¿qué aporta hoy la cogeneración al sistema eléctrico y térmico español?

EFICIENCIA ENERGÉTICA

La principal característica de la cogeneración es su alta eficiencia. Esta eficiencia se mide a partir del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) , que es el rendimiento eléctrico, una vez descontado el combustible sustituido por el calor aportado por la cogeneración, informándonos de cuan competitiva es la electricidad generada respecto al mejor generador eléctrico (ciclo combinado). Para la elaboración de este estudio se ha considerado un REE conservador del 65,21%, estimado a partir de las eficiencias publicadas para las ITs (IDAE).

AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA

La eficiencia energética se traduce directamente en un Ahorro de Energía Primaria. Tomando como base el rendimiento eléctrico medio real de los ciclos combinados y un rendimiento de calderas del 85%:

(Ver Tabla 2)

AHORRO EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La cogeneración genera en bornes de usuario, por lo que prácticamente no se producen pérdidas por conversión ni en transporte y distribución. Todo lo que se genera se consume en el punto de generación o en sus alrededores.

(Ver Tabla 3)

AHORRO EN EMISIONES

Gracias al ahorro de energía primaria y a las menores pérdidas en las redes, la cogeneración evita emisiones de CO2. En caso de que la cogeneración cerrase en bloque, debería ser sustituida por tecnologías convencionales (ciclo combinado).

(Ver Tabla 4)

Tabla 2. Ahorro energía primaria de la generación de la CHP vs Ciclo Combinado + Caldera

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ahorro de energía primaria (%)	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%
Ahorro de energía primaria (TWhpcs)	24,76	24,46	22,29	21,30	12,99	11,31	9,76
Precio del GN – MIBGAS (€/MWhpcs)	24,45	15,39	10,28	47,27	98,65	39,07	34,83
M€	**605**	**376**	**229**	**1.007**	**1.282**	**442**	**340**

Tabla 3. Ahorros en costes de producción por menos pérdidas en redes eléctricas de T&D

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ahorro por nivel de tensión (%)	3,99%	3,96%	4,96%	4,92%	4,93%	4,97%	5,12%
Pérdidas generales sistema evitadas (%)	9,11%	8,75%	9,84%	9%	9,37%	8,30%	8,20%
Ahorro en pérdidas en T&D (TWhe)	3,04	2,91	2.95	2,94	1,64	1,23	0,70
Precio medio mercado diario (€/MWh)	57,29	48,59	40,38	111,97	162,72	100,2	63,04
M€	**174**	**142**	**128**	**338**	**270**	**125**	**45**

* *La generación distribuida es la forma más resiliente de asegurar la estabilidad de las redes de trasporte y distribución y más aún por que la cogeneración se aplica en consumidores de energía intensivos, haciendo que su impacto en consumo se vuelva en muchos casos en ayuda a los sistemas eléctricos por inyectar la energía excedente de manera local de manera firme, continua y gestionable.*

Tabla 4. Ahorro en emisiones de la cogeneración vs Ciclo Combinado + Caldera

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Emisiones evitadas	4,51	4,44	4,05	3,87	2,36	2,06	1,77
Precio medio ton CO2 (€/ton)	15,88	24,84	24,75	53,55	80,87	83,50	65,29
M€	**71,6**	**110,3**	**100,3**	**207,4**	**190,9**	**172,1**	**115,7**

La cogeneración podrá ser 100% renovable cuando haya disponibilidad de combustibles renovables. En cualquier caso, la forma más eficiente de quemar cualquier combustible, incluidos los renovables, es en cogeneración.

APORTACIÓN EN PEAJES DE RED

La cogeneración es generación distribuida y su energía eléctrica la utiliza directamente el usuario térmico asociado o los consumidores ubicados en sus inmediaciones. Estos consumidores están pagando los mismos peajes de red que otro consumidor más alejado del punto de generación, aunque, en realidad, se están evitando costes al sistema por menor uso de la red.
En caso de cierre de la cogeneración, estos ingresos se mantendrán, pero el Sistema sí incurrirá en estos costes.

APORTE EN PEAJES DE GAS

La cogeneración consume 1/4 del gas nacional. Si la cogeneración cierra se reduce el consumo de gas en la industria y aumenta el consumo de gas en los ciclos combinados, que pagan menos peajes. Por ello, para mantener las redes actuales, se deberán subir los peajes repercutiendo a todos los consumidores.

- El desarrollo del parque de cogeneración (CHP) actual ha sido clave en la transformación energética del país, sustituyendo el uso generalizado de fuel y gasoil por gas natural para la producción de energía térmica.
- La cogeneración en la industria ha acelerado la amortización de las redes de gas y ha permitido que estas lleguen a más zonas, donde de otro modo nunca habrían llegado por motivos económicos.
- En el futuro, estas redes de gas podrán ser utilizadas para la inyección y transporte de biometano y gases sintéticos.

AHORRO EN SUBIDA EN EL PRECIO DEL POOL

Tal y como se ha podido ver tras la aplicación del mecanismo de ajuste ibérico (topado de gas), cuando la cogeneración detiene su operación, otras centrales térmicas, menos eficientes y más contaminantes, deben operar y marcar precios produciendo una subida en el precio del pool que puede oscilar entre 4 y 40 €/MWh en 2020, 4 y 25 €/MWh en 2021, 4 y 40 €/MWh en 2022, 4 y 25 €/MWh en 2023.

Para 2024, se ha aplicado el incremento del precio de pool ponderado del estudio de PwC, donde se evalúa el impacto por cierre de nucleares, siendo el valor resultante de entre 4 y 9 €/MWh *(https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/08-precio-electricidad-energia-nuclear.pdf).*

SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Si cierra la cogeneración, la potencia firme que aporta debe ser suplida por ciclos combinados. Con la diferencia de que estas centrales no siempre se ubican en zonas congestionadas de consumo lo cual, por ser generación distribuida, si pasa con la cogeneración.

El topado de gas ha mostrado que al cerrar la cogeneración se han tenido que poner en marcha centrales térmicas de bajo rendimiento que deberían ser sustituidas en los próximos años, lo cual conlleva unas inversiones asociadas.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	PROMEDIO	ACUMULADO
T-T	Ahorro de energía primaria (M€)	486	303	138	808	1.043	356	279	488	3.413
	Ahorro de emisiones (M€)	57	89	80	166	155	139	95	112	781
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	150	122	109	274	237	98	36	147	1.026
	Seguridad de suministro (M€)	304	300	299	299	280	249	240	282	1.971
	Aportación en peajes de Gas (M€)	178	179	121	116	73	69	66	115	802
	Aportación en peajes de red (M€)	338	337	233	224	146	134	119	219	1.531
	TOTAL	1.513	1.330	980	1.887	1.934	1.045	835	1.361	9.524
AC	Ahorro de energía primaria (M€)	120	73	92	199	239	86	61	124	870
	Ahorro de emisiones (M€)	14	21	20	41	36	34	21	27	187
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	24	19	19	64	33	28	9	28	196
	Aportación en peajes de Gas (M€)	50	49	34	29	20	16	14	30	212
	TOTAL	208	162	165	333	328	164	105	209	1.465
	Coste al Sistema (M€)	1.236	1.357	690	658	440	722	812	845	5.915
	Ahorro en subida precio pool (M€) AC + TT	1.026	980	849	867 – 6.414	900 – 9.000	959 – 5.904	989 – 2.281	939 – 3.779	6.570 – 26.454
	APORTE TOTAL	2.747	2.472	1.994	3.087	3.162	2.168	1.929	2.508	17.559

COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

El 90% de la cogeneración española está instalada en la industria (cerámica, papelera, química, automoción, alimentación, etc.) y es la mayor y, probablemente, una de las mejores soluciones de eficiencia energética para la industria calor intensiva. En España hay más de 600 instalaciones con cogeneración, con más de 200.000 empleos directos asociados, que aportan competitividad industrial y producen el 20% del PIB industrial.
Un eventual cierre de la cogeneración conllevaría la pérdida de la competitividad industrial, con el riesgo asociado de deslocalización y pérdida de puestos de trabajo.

CONCLUSIONES

Parte de la cogeneración instalada se encuentra dentro del régimen retributivo (como gran parte de las renovables), en modalidad todo-todo y, efectivamente, supone un coste al sistema eléctrico.

Pero tal y como podemos ver en la tabla 5, y en base a lo explicado anteriormente, la cogeneración retribuida aporta siempre más de lo que cuesta. Es más, en momentos de crisis energética (2022) es cuando la cogeneración más aporta, llegando a producir un ahorro en el sistema de más de 2.000M€, frente a su coste que estimamos en 440M€.

Al ahorro producido por la cogeneración retribuida (T-T) al sistema (eléctrico y térmico) habría que sumarle el ahorro que aporta la cogeneración que se encuentra en modalidad de autoconsumo (AC) que, actualmente, no recibe ningún tipo de compensación.

En el año 2024 el aporte total de unos 2.000 M€, quedando evidenciada la importancia de las soluciones de eficiencia energética, como la cogeneración.

El informe está disponible para su descarga en:
https://adap.org.es/wp-content/uploads/2025/07/AESA-COGGENESR0-Informe-aportacion-CHP-2018-2024.pdf



Hans Korteweg

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

The Vision of Cogeneration in 2040–2050

As Europe progresses towards climate neutrality, the coming decades will be critical in shaping a prosperous, sustainable, and energy-secure future. In light of the growing challenges to energy resilience and security of supply, the European Parliament's recent report underscores the vital role of high-efficiency cogeneration, also known as combined heat and power, (CHP) in balancing the electricity grid and enhancing industrial competitiveness. Adopted on 8 July, the report recognises cogeneration's flexibility as a key enabler of energy efficiency, in line with the Energy Efficiency Directive. COGEN Europe—the cross-sectoral voice of the European cogeneration sector—champions cogeneration as a cornerstone of the EU's future energy system, delivering clean, reliable, and affordable energy to households, industries, and communities alike.

Cogeneration is the most efficient way to produce electricity and heat from a single fuel source, avoiding the significant losses associated with separate heat and power production. In a context of volatile energy prices and rising geopolitical uncertainty, cogeneration offers a reliable, decentralised solution that maximises energy use, reduces transmission losses, and enhances energy independence, while supporting the efficient uptake of higher shares of renewable energies.

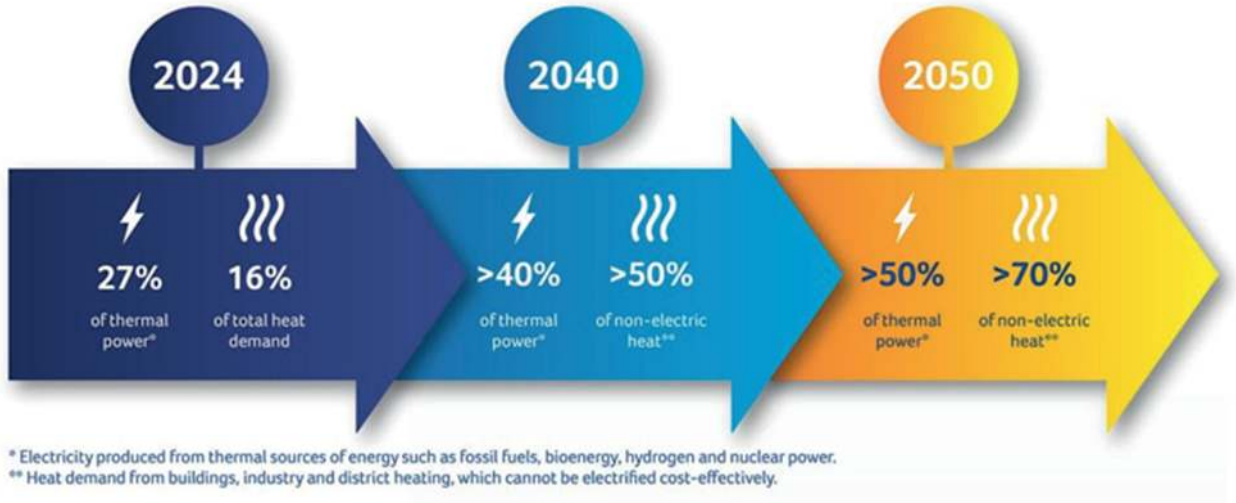
As the energy system evolves towards higher shares of renewable energy and electrification, the role of cogeneration will change but it will remain important. COGEN Europe advocates for safeguarding existing cogeneration capacities and fostering the growth of future-proof flexible and increasingly renewable cogeneration.

Evidence shows that Europe has potential for increasing shares of cogeneration in thermal electricity generation from 24% today to at least 40% by 2040, and 50% by 2050 . Realising this ambition will contribute to a more efficient and decarbonised energy system—one that is robust in the face of future economic, political, or environmental disruptions.

The European Commission's Clean Industrial Deal , together with the Affordable Energy Action Plan , underlines the urgent need for secure and cost-effective energy to maintain competitiveness and foster innovation. In this context, cogeneration offers a practical and scalable solution. Ensuring access to clean, reliable, and competitively priced energy is fundamental to the EU's prosperity and decarbonisation objectives.

Referencias bibliográficas del artículo:

1. *Security of energy supply in the EU, European Parliament, 2025*
2. *Security of Energy Supply: Enhancing energy efficiency and system integration for secure, competitive and clean energy in the EU, COGEN Europe, 2025*
3. *Clean Industrial Deal, European Commission, 2025*
4. *Action Plan, European Commission, 2025*
5. *Security of Energy Supply: Enhancing energy efficiency and system integration for secure, competitive and clean energy in the EU, COGEN Europe, 2025*
6. *https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0274&qid=1749138488640*
7. *Factsheet: Cogeneration Empowering EU Industry, 2025*
8. *The Role of Cogeneration in Europe's Energy Transition, COGEN Europe*
9. *Security of energy supply in the EU, European Parliament, 2025*
10. *EU's energy security relies on efficient supply of power and heat, Press Release 17 June 2025, COGEN Europe*



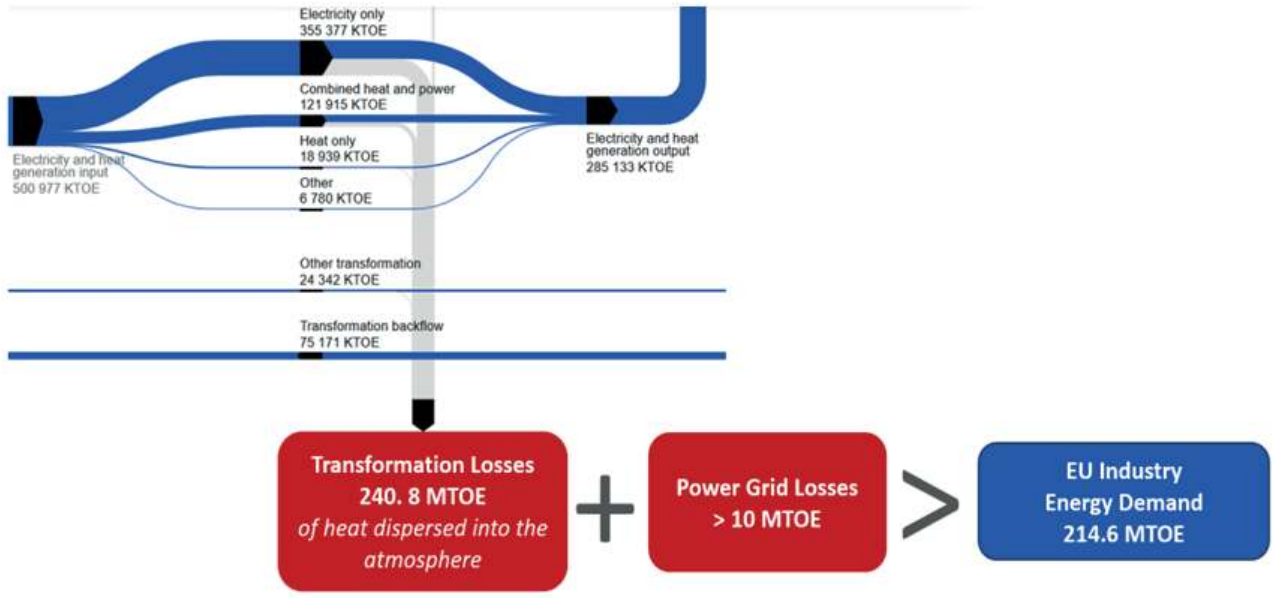
The European Commission's Clean Industrial Deal, together with the Affordable Energy Action Plan, underlines the urgent need for secure and cost-effective energy to maintain competitiveness and foster innovation. In this context, cogeneration offers a practical and scalable solution. Ensuring access to clean, reliable, and competitively priced energy is fundamental to the EU's prosperity and decarbonisation objectives.

Cogeneration is already widely deployed across sectors such as pulp and paper, ceramics, chemicals, and food processing—industries that are heavily reliant on stable and efficient heat and electricity. Expanding the use of cogeneration will help ensure the resilience of these industries while supporting the EU in achieving its emissions reduction targets.

Energy Efficiency First: The Foundation of the 2040–2050 Vision

COGEN Europe strongly advocates for the Energy Efficiency First principle, which is often underemphasised, to be fully embedded in EU policymaking .

The EU's energy efficiency efforts are not yet on track with its 2030 goals. As emphasised in the European Commission's EU-wide assessment of the final updated national energy and climate plans , a significant gap of 47.3 Mtoe remains in reaching EU's primary energy efficiency target for 2030. We also see significant inefficiencies persisting in the electricity sector, where significant amounts of energy are wasted as heat released into the atmosphere due to transformation losses from power-only generation (~214 Mtoe). In addition, energy is also wasted as electricity is transmitted through grids over long distances (~15 Mtoe). Overall, the EU wastes enough energy, due to conversion and transmission inefficiencies (~230 Mtoe), to cover the entire EU's industrial demand (~214 Mtoe).



Source: Eurostat, 2024. Energy Balance Flow Diagram

These losses can be massively reduced via cogeneration!
A cogeneration plant will minimise conversion losses by recovering the heat that would otherwise be wasted in conventional power production for use in industry or district heating. Reaching total efficiencies of 75%-95%, only 15-5% of fuels are wasted. By comparison, the efficiencies of conventional power plants range from 10% to 60%, wasting on average 40%-50% of the fuel. Moreover, cogeneration plants are often located close to the point of consumption and often on site, cutting significantly power grid losses and reducing the need for expensive grid reinforcements.

According to Eurostat, high-efficiency cogeneration saved 356 TWh of energy in 2023 —equivalent to the energy consumption of 23 million homes or the entire EU pulp and paper sector.

As we move towards carbon neutrality by 2050, energy efficiency will become increasingly important:

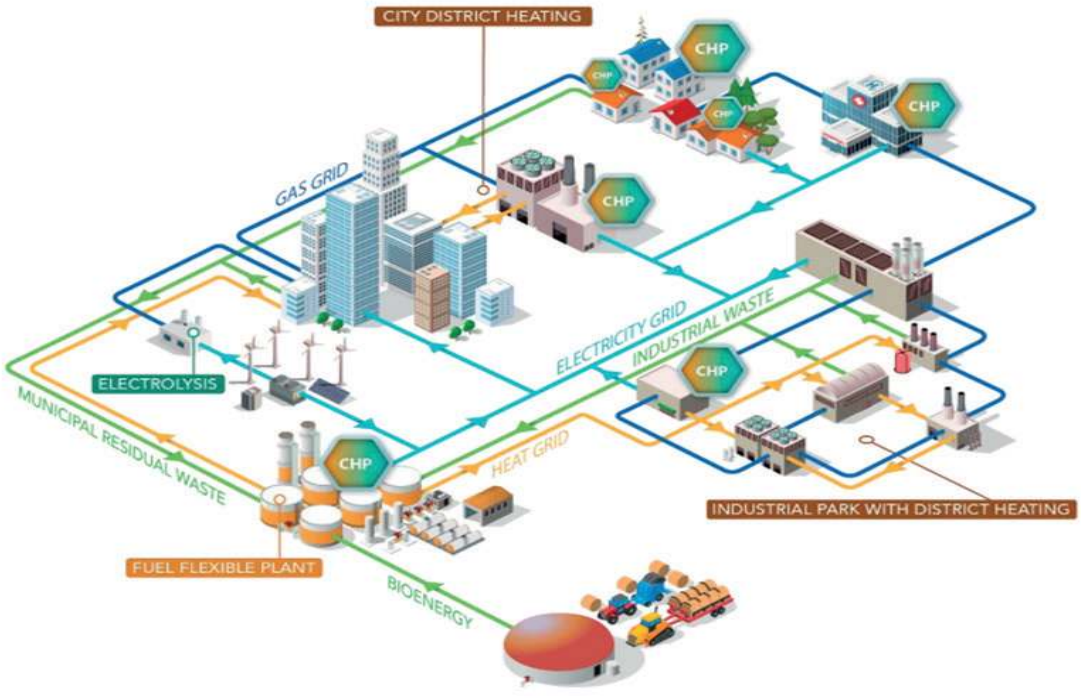
- Firstly, thermal energy sources, and especially thermal renewables, will become increasingly valuable to support the flexibility of the power sector and help decarbonise heat. The efficient use of these renewable fuels, including renewable gases, is crucial to ensure a cost-effective energy transition. **This is achieved by supporting cogeneration and prioritising the efficient use of low-carbon and renewable fuels in cogeneration.**

- Grid efficiency will be equally important, given the high cost of reinforcing and extending the EU's power infrastructure. With cogeneration, the EU's power system can benefit from lower grid losses and reduced need for grid expansion, due to the decentralised nature of this technology.

- Looking beyond the efficiency of single technologies, the EU's energy system will need to become more resilient and efficient as a whole. The aggregated effect of large-scale electrification and renewable energy intermittency will lead to increasing security of supply and resiliency needs and associated costs. Optimising the use of different technologies, including cogeneration, can deliver a more efficient energy system, reducing costs and increasing resiliency.

These figures highlight cogeneration's vital role in reducing system-wide costs and emissions. Prioritising cogeneration in both infrastructure and planning frameworks will bring long-term benefits to consumers, industries, and the broader economy.

Moreover, cogeneration serves as a key enabler of energy system integration. It links electricity, heating, and, in certain cases, gas networks, delivering operational efficiency and grid flexibility. As Europe becomes increasingly reliant on intermittent renewable sources, integrated systems will be essential for ensuring a stable and resilient energy supply.



A siloed approach—treating power and heat planning separately—risks undermining the benefits of cogeneration. Without a systemic view, sectors may regress towards inefficient centralised production models, increasing costs and emissions. Cogeneration provides an integrated alternative, capable of simultaneously delivering heat and power, especially in district heating and industrial applications.

Diversification: Enhancing Energy Security and Innovation

Europe's clean energy transition must be technology-neutral and diversified. Over-reliance on electrification or a limited set of solutions may expose the energy system to new vulnerabilities. In contrast, cogeneration supports energy security through its adaptability to a broad mix of energy sources, including biomass, biogas, hydrogen, geothermal energy, waste heat, and other low-carbon fuels.

This technological versatility not only enhances grid resilience but also fosters innovation. It empowers regions and industries to tailor solutions to their local contexts, supporting a just and cost-effective transition. In the long term, diversification will strengthen Europe's economic competitiveness and reduce reliance on external energy imports.

Policy Support and Strategic Alignment

To realise the full potential of cogeneration by 2040–2050 , COGEN Europe calls on EU policymakers to:

- Embed the Energy Efficiency First principle across the entire energy value chain
- Prioritise energy system integration in both policy design and infrastructure planning
- Promote a technology-neutral, diversified approach to clean energy development
- Strengthen the role of cogeneration within the EU's energy security framework

Encouragingly, there is growing momentum. On 8 July 2025, the European Parliament adopted a resolution on energy security that explicitly recognised cogeneration's contribution to grid balancing and industrial competitiveness . The resolution underlined the strategic role of high-efficiency cogeneration as part of the Energy Efficiency Directive.

Moreover, the EU's Clean Industrial Deal underscores the importance of ensuring affordable and reliable energy for manufacturers across Europe. Cogeneration systems—already widely deployed within industrial operations—are well positioned to meet this requirement while simultaneously advancing decarbonisation objectives. As the availability of renewable and low-carbon gases increases, cogeneration will remain a critical component of the EU's energy system, capable of delivering secure and clean power and heat. Its role will be particularly vital during periods of elevated energy prices or when the output from variable renewable sources such as solar and wind is insufficient, reinforcing the long-term value of future-proof cogeneration solutions.

Conclusion

Studies indicate that high-efficiency cogeneration has the potential to double in capacity by 2050, with the ability to deliver 50% of the EU's thermal power generation. However, the recent decline in cogeneration's share of thermal power—from 28% in 2021 to 24% in 2022—is a concerning trend that must be reversed through strategic policy and targeted investment .

To meet the EU's 2040 climate goals and build a resilient energy system, cogeneration must be recognised and promoted as a strategic energy asset. COGEN Europe recommends the following actions:

- Integrating cogeneration in the upcoming Heating & Cooling Strategy and Grids Package
- Allocating EU funding to support innovation and deployment of cogeneration technologies
- Recognising cogeneration's role in distributed energy systems for local resilience and reduced grid stress

The vision for cogeneration in 2040–2050 is clear: a resilient, efficient, and fully integrated energy system with cogeneration at its heart. As a proven pathway to affordable decarbonisation, enhanced energy security, and industrial competitiveness, cogeneration must be a central pillar of the EU's long-term strategy.

By placing energy efficiency first, embracing system integration, and maintaining a technology-neutral approach, the EU can unlock the full potential of cogeneration to achieve its climate and economic ambitions.

As COGEN Europe continues its engagement with EU institutions and stakeholders, it urges policymakers to take bold and coordinated action. A clean, secure, and competitive Europe depends on it. Ensuring strong alignment between energy, industrial, and climate policies will be critical to positioning cogeneration as a lasting pillar of the European energy transition and economic resilience.



Javier Rodríguez

Director General de ACOGEN

Cogeneración: Del declive a la oportunidad industrial

Cinco años de retroceso que no podemos repetir

En apenas un lustro, la cogeneración española ha perdido casi la mitad de su producción eléctrica. Desde 2019 la caída ha sido del 45%, pasando del 12% del mix eléctrico al 6% en 2024. El resultado: un despilfarro energético de 14 TWh anuales, tres millones de toneladas adicionales de CO_2 y más de 1.500 millones de euros en pérdidas de facturación industrial cada año. Todo ello ha debilitado a la industria y su contribución provechosa a los sistemas energéticos descentalizados, eficientes y seguros.

La causa ha radicado en un marco regulatorio desajustado al nuevo contexto de precios de la energía y del CO_2, agravado tras la crisis de 2022, y en la falta de reacción del MITERD para actualizar con celeridad la normativa, dotando de nuevos marcos de operación e inversión. Mientras Alemania e Italia han reforzado sus cogeneraciones —que hoy producen cinco y cuatro veces más electricidad que las de España— aquí se han apagado más de 1.300 MW en 250 plantas. La cogeneración, esencial para sectores que generan el 20% del PIB industrial, ha sido relegada en la política energética nacional: un error grave con consecuencias visibles para la competitividad, el empleo y la descarbonización.

Un respiro: el nuevo marco retributivo de 2024

El punto de inflexión llegó en 2024, con la aprobación de la Orden TED/526/2024. La nueva metodología, tras un año en operación, ha devuelto certidumbre y ha permitido estabilizar la producción, facilitando que las plantas ajusten su operación a las señales de los mercados eléctricos, de combustibles y de CO_2.

El marco ha demostrado ser útil para sostener la actividad en un periodo crítico. Sin él, la caída habría sido aún mayor y más acelerada. Pero se trata solo de un primer paso: sin un marco de inversión estable, no habrá renovación ni modernización tecnológica de las plantas, y el riesgo de mayor retroceso persiste.

Subastas: la palanca imprescindible

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé subastas por 1.200 MW de cogeneración entre 2025 y 2027. Acumulan más de tres años de retraso, pese a ser la única vía para reactivar el ciclo inversor y evitar un colapso irreversible en pocos años.

Las industrias no han esperado de brazos cruzados: 82 plantas, con 1.224 MW de potencia y más de 1.300 millones de euros en inversiones, ya han manifestado su disposición firme a concurrir. Estas inversiones se orientan principalmente a modernizar plantas existentes con tecnologías flexibles y multienergías, preparadas para operar con gases renovables e hidrógeno, e hibridar con otros activos energéticos.

El mensaje es claro: la industria está lista, comprometida y reafirma que la cogeneración es una herramienta imprescindible. El Ministerio debe concluir el proceso regulatorio y lanzar cuanto antes las primeras convocatorias. No se trata de una opción más, sino de la única alternativa efectiva para asegurar que la industria española pueda mantener su producción competitiva y avanzar en la transición energética.

Problemas de diseño que deben corregirse

El sector ha señalado reiteradamente varios puntos críticos esenciales en el diseño de las subastas:

- Autoconsumo obligatorio: excluiría al 60% de las plantas interesadas, especialmente pymes. Además, choca con contratos de suministro vigentes (PPAs) y con las hibridaciones renovables ya desplegadas en cientos de industrias. La gestión diferenciada de las curvas de generación y consumo eléctrico es un axioma operativo que permite eficiencia, control de riesgos y optimización económica. No puede sacrificarse en un contexto de volatilidad creciente y de integración masiva de renovables.

- Requisitos de eficiencia superiores a la normativa europea: imponer métricas propias, más duras que las de Bruselas, discriminaría a las plantas españolas frente a sus competidores europeos y haría inviables muchas instalaciones. Cambiar la metodología armonizada en Europa por una versión española, distinta y restrictiva, sería una insensatez que rompería la igualdad de condiciones en el mercado interior.

- Reconocimiento insuficiente de costes de operación: los borradores iniciales recortaban en un 40% los costes de O&M, comprometiendo la viabilidad. Los estudios basados en cuentas auditadas avalan un incremento del +56% en estos costes, tanto para las plantas que concurran a subasta como para las existentes a partir de 2026. Ignorar esta realidad sería condenar a las instalaciones a una gestión deficitaria e insostenible.

- Horas mínimas de funcionamiento: exigir altos umbrales rígidos no se adapta a un sistema con creciente penetración renovable, que necesita flexibilidad y gestión inteligente. Deben fijarse límites en el rango de 2.000–3.000 horas anuales, permitiendo a las plantas operar en condiciones económicamente viables y en armonía con la integración de renovables.

El informe de la CNMC de abril reconoció estas preocupaciones y recomendó eliminarlas o corregirlas: suprimir la obligación de autoconsumo, mantener las exigencias de eficiencia alineadas con la normativa europea y extender la vida útil regulatoria de las nuevas instalaciones. El camino acertado está trazado: basta con recorrerlo.

Avances positivos que generan confianza

No todo son sombras. El diseño de las subastas ha ido evolucionando para contemplar inversiones elegibles en turbinas, motores, almacenamiento, captura de CO_2 e hibridación con renovables, con máxima flexibilidad para que cada industria configure su proyecto. También se abre la puerta a la biomasa —cuyas expectativas de desarrollo crecen con fuerza— y a la adaptación progresiva al hidrógeno, con el objetivo de contar con cogeneraciones preparadas para el futuro.

Esto demuestra que, con ajustes razonables, el marco puede convertirse en un motor de modernización industrial, energética y climática. Y lo que es más importante: puede enviar una señal inequívoca de confianza a la industria, a los fabricantes de equipos y a los suministradores de servicios, movilizando cadenas de valor enteras en España.

Un nuevo ciclo inversor al servicio de la industria

Si el Ministerio atiende las alegaciones de las industrias y Comunidades Autónomas, las subastas podrán abrir un nuevo ciclo inversor con claros beneficios:

- Competitividad industrial: producir más barato y con mayores eficiencias y menores emisiones que cualquier alternativa.

- Reactivación del tejido productivo: movilizar 1.300 millones de euros será un impulso directo a la fabricación de equipos, ingeniería y servicios en España, asegurando la producción industrial actual y posibilitando mayores capacidades futuras.

- Seguridad de suministro: las cogeneraciones aportan potencia firme, síncrona y distribuida, clave para integrar más renovables en un sistema eléctrico cada vez más complejo.

Descarbonización realista: reducen emisiones y preparan a la industria para el uso progresivo de gases renovables e hidrógeno, en coherencia con los objetivos climáticos europeos. En suma, las subastas pueden ser la palanca que recupere la competitividad perdida y devuelva a la industria española la capacidad de invertir y crecer en un contexto energético justo.

Conclusión: todo está cumplido, falta culminar el proceso

Tras años de espera, el sector ha cumplido su parte: resistió la travesía, estabilizó su operación con el nuevo marco de 2024 y ha puesto sobre la mesa inversiones concretas para un futuro competitivo y sostenible.

Ahora corresponde al Ministerio culminar el proceso y convocar las subastas. Porque sin cogeneración no hay industria competitiva, y sin industria no hay transición energética posible.

La unidad de acción de COGEN España y ACOGEN ha sido clave en este periodo de resistencia y seguirá siendo garantía de progreso, junto con la colaboración con otras asociaciones y actores industriales y energéticos.

La cogeneración merece y exige reglas justas, certidumbre y confianza. Con ellas, el futuro del 20% del PIB industrial español pasará del declive a la oportunidad industrial, abriendo un nuevo ciclo de inversión y empleo con la mejor herramienta para una transición energética realista y productiva, la cogeneración.

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.



XXI CONGRESO ANUAL DE **COGENERACIÓN**

LA COGENERACIÓN para un FUTURO INDUSTRIAL, eficiente, competitivo y descarbonizado



COGEN España

Asociación Española Cogeneración acogen

14 DE OCTUBRE 2025

HOTEL PALACE LUXURY COLLECTION, MADRID

PATROCINADORES

ALPIQ · axpo · BERGEN ENGINES ON LAND. AT SEA. · capWatt · GE VERNOVA · Iberdrola COGENERACIÓN · INNIO · MWM Energy. Efficiency. Environment. A Caterpillar Company · Naturgy · Shell ENERGY · SIEMENS energy · WÄRTSILÄ

APOYA

ADAP Asociación para el Desimpacto Ambiental de los Purines

PRENSA COLABORADORA

clima eficiencia · CORRESPONSABLES · DiNAMO · E-FICIENCIA · el Instalador · electro eficiencia · energética · FuturENERGY · INDUSTRIAMBIENTE · Industria Química · industry TALKS · Obras Urbanas · PQ · Prefieres.es · RETEMA · RA REVISTA ALIMENTARIA · Técnica Cerámica



Pablo García Arruga

Jefe Departamento Cogeneración
Naturgy

El gas natural como combustible de transición

El gas natural ha sido tradicionalmente considerado el combustible de transición hacia una economía baja en carbono porque permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con otros combustibles fósiles como el carbón y los derivados del petróleo, facilitando así la transición hacia un sistema energético más limpio y basado en energías renovables.

Cuando en 1999 empecé mi carrera profesional, en la antigua Gas Natural, uno de los compañeros más veteranos ya lo resumió de esta manera tan sencilla: "el combustible que menos emite CO_2 es el hidrógeno así que, de todos los hidrocarburos, el gas natural -que es metano CH_4- como tiene más átomos de hidrógeno por cada átomo de carbono, es el más parecido al hidrógeno y el que menos CO_2 emite."
Estos son los aspectos en los que destaca el gas natural como el combustible más adecuado para la transición energética:

- Menores emisiones contaminantes: Al quemarse, emite significativamente menos CO_2 que el carbón y el petróleo, además de menos óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO_2).
- Reemplazo de combustibles más sucios: Su uso permite descarbonizar rápidamente sectores como el transporte y la industria, sustituyendo al carbón y el fuel-oil.
- Respaldo para renovables: Su sincronismo, flexibilidad y rápida respuesta lo hacen ideal para asegurar la estabilidad de las redes eléctricas cuando la generación eólica o solar es insuficiente.
- Infraestructura existente: Cuenta con una robusta infraestructura de extracción, transporte y distribución, lo que permite su uso masivo y rápido, y en particular en España destaca la amplia infraestructura de regasificación de gas natural licuado (GNL) que permite el abastecimiento de múltiples orígenes.
- Versatilidad y eficiencia: Es útil en diversas aplicaciones (doméstica, industrial, transporte) y es un recurso muy eficiente, ya que se pierde poca energía en su extracción y transporte.

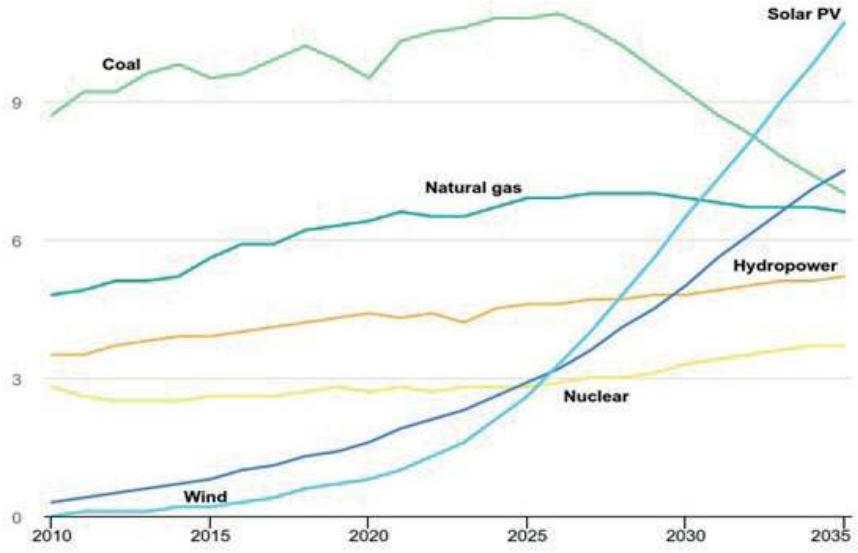


Gráfico 1, evolución de la generación eléctrica mundial (en miles de TWh)

Referencias bibliográficas del artículo:

1. https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf
2. https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_es

- Insustituible en los procesos de alta temperatura: Estos procesos, en su mayoría industriales, no podrán ser electrificables y deberán usar gas natural hasta que la producción de los gases renovables alcance los niveles necesarios para sustituir al gas natural fósil.

Dejando aparte este último punto, y considerando el uso solo para la generación eléctrica, según el World Energy Outlook[1] 2024 de la AIE, la generación de electricidad, a nivel mundial, en el escenario 2010-2035 muestra una continuidad del gas natural en 2035 en niveles similares a los del inicio de esta década, a pesar de la penetración masiva de las energías renovables y del crecimiento de la hidráulica y nuclear.

Si consideramos también los usos industriales y domésticos del gas natural, podemos ver que, a más largo plazo, en 2050, y en un escenario con las actuales políticas (STEPS: Stated Policies Scenario) la demanda de gas natural permanece constante compensando la bajada por la penetración de las renovables con el aumento por la sustitución de otros combustibles fósiles como carbón y petróleo.

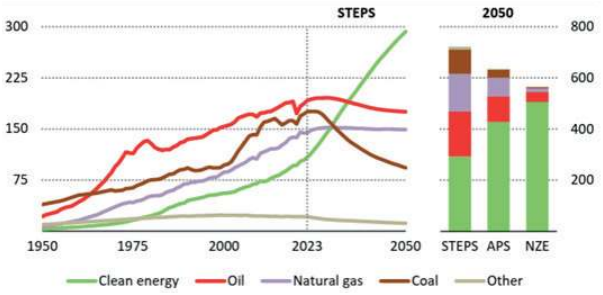
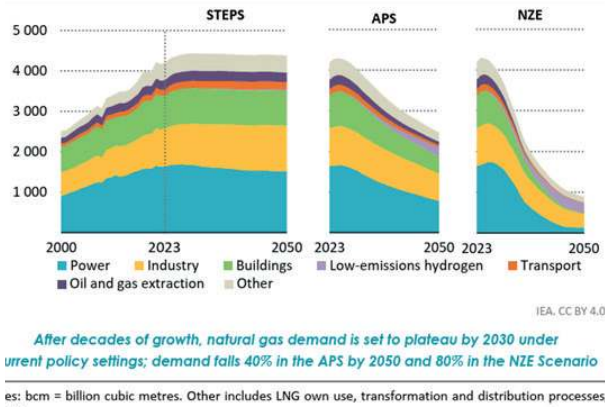


Gráfico 2, evolución de la demanda mundial de energía primaria (en ExaJul)

Desglosando por usos del gas en los escenarios más ambiciosos climáticamente hablando, (APS: Announced Pledges Scenario y NZE: Net Zero Emissions) si bien la demanda de gas natural se reduce en el período 2023-2050 un 40% (APS) o un 75% (NZE), en 2050 se observa que el gas natural todavía seguirá jugando un papel importante a nivel mundial, especialmente en la industria no electrificable.



After decades of growth, natural gas demand is set to plateau by 2030 under urrent policy settings; demand falls 40% in the APS by 2050 and 80% in the NZE Scenario

es: bcm = billion cubic metres. Other includes LNG own use, transformation and distribution processes other own uses.

Gráfico 3, proyección de demanda del gas natural a 2050 por uso final, en diferentes escenarios (en bcm)



No obstante, en el reciente Pacto Industrial Limpio[2] se presentan determinadas consideraciones y desafíos a futuro:

- Emisiones de metano: Aunque más limpio en términos de CO_2, es fundamental controlar las fugas de metano (un potente gas de efecto invernadero) que pueden ocurrir durante su producción y transporte.
- A largo plazo, aún es un combustible fósil y si la transición final debe ser hacia fuentes 100% renovables, puede sustituirse por un gas de origen renovable como el biometano de un modo paulatino, al usar las mismas infraestructuras gasistas.
- Tecnologías complementarias: Se necesitan y se investigan tecnologías como la captura de carbono y el hidrógeno azul (producido a partir de gas natural) para maximizar sus beneficios durante la transición.

Dicho Pacto señala que los precios del gas natural en la UE son más altos que en muchos países competidores y que la UE no volverá a depender del gas ruso "barato". Además, menciona que la Comisión Europea ha creado un grupo de trabajo específico para examinar los mercados de gas natural de la UE y tomar medidas para garantizar su funcionamiento óptimo. Esto se enmarca en el contexto de la necesidad de descarbonizar el sistema eléctrico de la UE en los próximos 15 años.

El Pacto Industrial Limpio aborda el gas natural como un elemento clave en la transición energética de la Unión Europea. Reconoce que los precios del gas natural en la UE son más altos que en países competidores, lo que afecta la competitividad industrial. Además, destaca que la UE no volverá a depender del gas ruso "barato" y que es necesario descarbonizar el sistema eléctrico en los próximos años.



Estas acciones reflejan el papel del gas natural como un combustible de transición en el camino hacia la descarbonización y la reducción de emisiones, mientras se busca garantizar el acceso a energía asequible y competitiva.

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



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

1 Directorio de asociados

A E S.A.

I&C

Dirección:	C/ Aragó 383, 4º, 08013 Barcelona
Teléfono:	+34 93 444 93 00
Fax:	+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:	3 M€
Nº de empleados:	35
Países de Actuación:	Unión Europea, Latinoamérica, Norte de África
I&C	Ingeniería y Consultoría

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:	10.000M€
Nº de empleados:	45000
Países de Actuación:	A nivel mundial
EIT	Equipos de Intercambio Térmico
I&C	Ingeniería y Consultoría
M&O	Mantenimiento y Operación

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:	50 M€
Nº de empleados:	220
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



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.L.R.U.
Tomás Redondo, 1 - 28033 Madrid
Jacinto Pérez López:
jperezlo@iberdrola.es
Teléfono : 964557774

Iberdrola COGENERACIÓN

BAKER HUGHES

M&O, TG, TV

Dirección:	Plaza del Gas, 1 Torre Marenostrum, Of. Utopicus, 201 08003 Barcelona
Teléfono:	+34 936 09 31 40
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

BERGEN ENGINES IBÉRICA - A LANGLEY HOLDINGS COMPANY

MCI

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

BONNYSA AGROALIMENTARIA, S.A.

SCOG

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

CAPWATT

SCOG, ESCO, COM

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

CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS, S.A

MCI, EPC, M&O, I&C

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

COMAGRA DE CONGELACIÓN, S.L.

SCOG

Dirección:	Ctra. Talavera-Calera Km 8,500, 45695 Alberche del Caudillo, Toledo
Teléfono:	+34 925 84 93 00
Fax:	+34 925 84 93 28
Contacto Principal:	José González Berruezo
Cargo:	Director General
E-mail:	tecnico@comagra.com
Nº de empleados:	14
Países de Actuación:	España
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

2G SOLUTIONS OF COGENERATON S.L.

EPC, MCI, MICRO, M&O SCOG

Dirección:	C/ Anselm Clavé, 2 4-3, 08500 Vic (Barcelona)
Teléfono:	+34 93 883 22 05
Contacto Principal:	Judit Serra Marsal
Cargo:	Gerente
E-mail:	j.marsal@2-g.com
Web Site:	www.2-g.es
Países de Actuación:	Península Ibérica, Latinoamérica y Norte de África
EPC	Llave en mano
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración
MCI	Motores de Combustión interna
MICRO	Microcogeneración
M&O	Mantenimiento y Operación

COGEN ENERGÍA ESPAÑA, S.L.U.

AT, ESCO, M&O, SCOG

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

EDP ESPAÑA S.A.U.

ESCO

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

EFITEKNA, CONS. S.L.

I&C

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

EL POZO ALIMENTACIÓN, S.A.

SCOG

Dirección:	Antonio Fuertes, 1, 30840 Alhama de Murcia, Murcia
Teléfono:	+34 96 863 68 00
Fax:	+34 96 863 67 08
Contacto Principal:	Francisco Javier Tíscar Navarrete
Cargo:	Responsable Proyectos Industriales
E-mail:	franciscojavier.tiscar@elpozo.com
Web Site:	www.elpozo.com
Facturación:	1.124 [M€]
Nº de empleados:	5000
Países de Actuación:	82
SCOG	Sociedad/es de Cogeneración

ENAGAS, S.A.

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:	Ana López Tagle
Cargo:	Gerente
E-mail:	
Web Site:	www.enagas.es
Facturación:	1.084 M€
Nº de empleados:	1330
Países de Actuación:	España, México, Chile, Perú, Grecia, Italia, Albania y Estados Unidos
M&O	Mantenimiento y Operación
	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:	395 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 GLOBAL SERVICES

TG, M&O

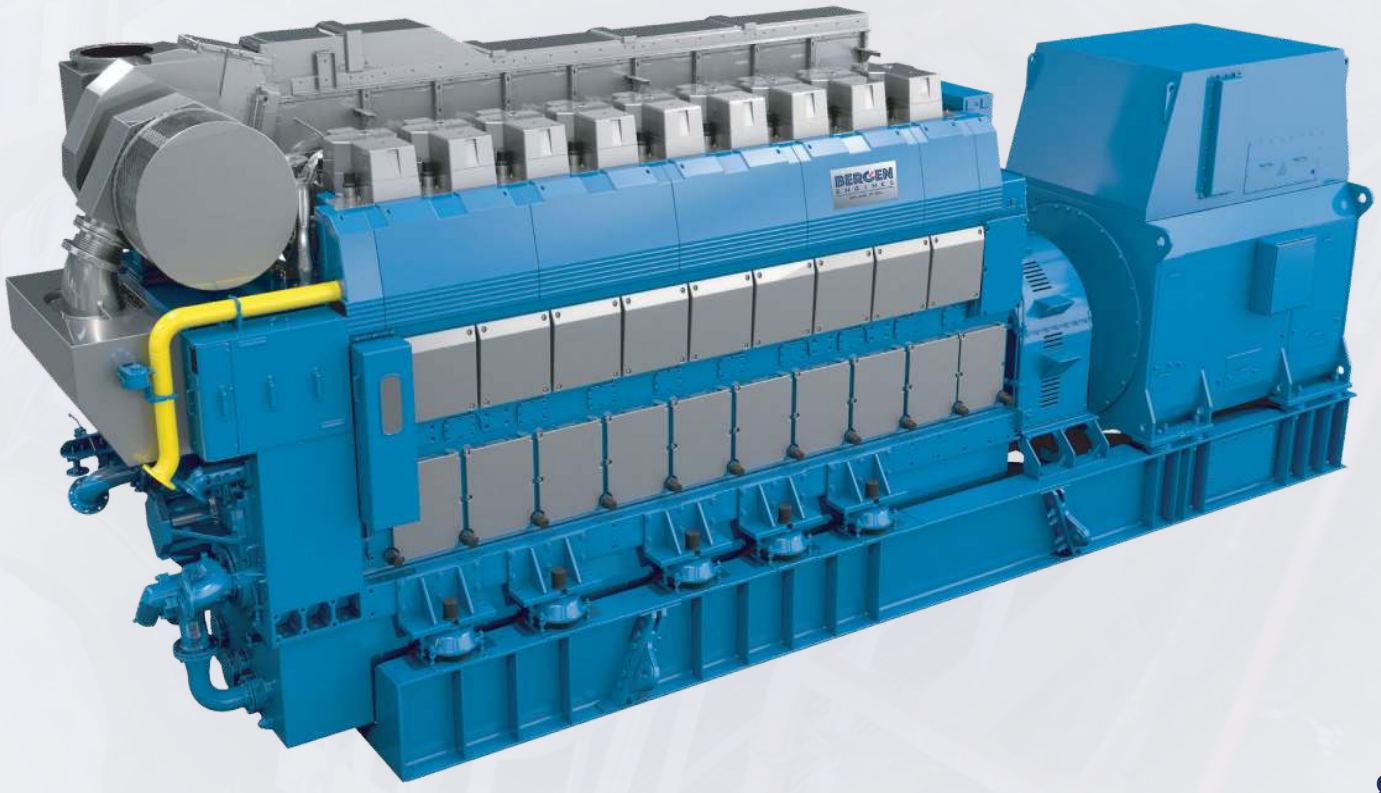
Dirección:	C/ Osiris, 11-15, Edificio Osiris, Calle Osiris 11-15, 28037 Madrid
Teléfono:	+34 91 587 05 00 / + 34 91 658 68 00
Fax:	+34 91 575 49 63 / + 34 91 652 26 59
Contacto Principal:	Alessandro Rovida/ Javier Yunta
Cargo:	Sales Director South Europe (Services HD) /Service Sales Director Europe (Aero)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

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 - 11.830 kW
Rendimiento hasta 50%
Excelencia en servicio técnico

bergenengines.com

A Langley Holdings Company

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

EMPRESARIOS AGRUPADOS INTERNACIONAL, S.A.

EPC, I&C, SCOG

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

BRENMILLER

EIT CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Dirección:	Paseo de la Castellana 140, 15ªA, 28046 Madrid
Teléfono:	+ 34 606 344 994
Contacto Principal:	José Luis Morán
Cargo:	Director of Integrated Energy Solutions
E-mail:	joseluis@greenenesys.com
Web Site:	www.greenenesys.com
Facturación:	19 M€
Nº de empleados:	<50
Países de Actuación:	Alemania, España, Italia, Polonia, Costa de Marfil, Marruecos, Brasil, México, Perú, Colombia y Honduras
	EIT con almacenamiento térmico

GRUPO EMPRESARIAL NEOELECTRA, S.A.

ESCO

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:	Joan Serret / Oscar Soca
Cargo:	Director Financiero / Director de Proyectos
E-mail:	jserret@neoelectra.es / 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



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

IBERDROLA COGENERACIÓN, S.R.L.U.

ESCO

Dirección:	Avda. de San Adrián, 48. 48003 Bilbao
Teléfono:	+34 96 455 77 74 / +34 94 466 33 02
Contacto Principal:	Jacinto Pérez López / Julio Artiñano Pascual
Cargo:	Director General / Gestión Económica - Análisis
E-mail:	jperezlo@iberdrola.es / jarti@iberdrola.es
Web Site:	www.iberdrola.es
Facturación:	220 M€
Nº de empleados:	80
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 y + 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

JENBACHER S.L. (INNIO)

MCI, M&O

Dirección:	Paseo de la Castellana 200, 28046 Madrid
Teléfono:	+ 34 91 904 72 90 /609218665
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



The Power of Axpo
91 594 71 70
info.es@axpo.com
www.axpo.com

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/Daniel Schmitt
Cargo:	Director Comercial /Director Comercial/Director desarrollo de negocio
E-mail:	Joseba Uriarte (Lointek) j.uriarte@lointek.com m.garate@lointek.com / d.schmitt@lointek.com
Web 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:	+34 91 411 14 13
Fax:	+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 https://www.man-es.com/
Nº de empleados:	85
Países de Actuación:	Internacional
MCI	Motores de Combustión interna
M&O	Mantenimiento y Operación
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor
	Fabricación de electrolizadores y equipos para desarrollo de combustibles verdes (metanol o metano)

MITSUBISHI POWER EUROPE LTD SUCURSAL EN ESPAÑA

Dirección:	Plaza de Carlos Trías Bertrán, 4 28020 Madrid
Teléfono:	917708836
E-mail:	eiko.ono.34@mhi.com

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 Renovables, Nuevos Negocios e Innovación / Director de Operaciones / Jefe Depto. 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 - Teléfono centralita: 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:	+34 94 413 26 60
Fax:	+34 94 413 26 62
Contacto Principal:	Guillermo Pasch
Cargo:	Director
E-mail:	rpasch@pasch.es
Web Site:	www.pasch.es
Facturación:	43 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/

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

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:	http://www.energy.sener/es
Facturación:	433,7 M€
Nº de empleados:	2300
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:	Fargaires 2 A Parc Tecnològic del Vallès, 08290 Barcelona
Teléfono:	+34 93 028 30 00
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

SOLJET ENERGÍA, S.A.

MCI

Dirección:	Paseo de la Castellana, 154, 1º Izda., 28046 Madrid
Teléfono:	+34 91 458 77 32
Contacto Principal:	Ricardo Balzola / Julián Suárez-Guanes
Cargo:	Director - CEO / Business Development Director
E-mail:	rbalzola@soljet.com / jfsg@soljet.com
Web Site:	www.soljet.com
MCI	Motores de Combustión interna

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/

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

EI, EPC, SSCO, M&O

Dirección:	C/ Torrelaguna, 60 28043 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:	45,300 mil millones de Euros de facturación a nivel mundial en 2023
Nº de empleados:	15.000 empleados en España / 218.000 empleados en el mundo
Países de Actuación:	Presencia 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:	6.449 millones € (Grupo a nivel mundial)
Nº de empleados:	18,300 (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

2 Cogeneraciones desarrolladas recientemente

RDM BARCELONA CARTONBOARD (CASTELLBISBAL, BARCELONA, ESPAÑA)



Puesta en marcha: mayo 2024
AE, S.A. (Papelera)

- Turbina de Gas SOLAR PGM130 T32001S (TITAN130 SoLoNOx) (16 MW en sitio)
- Generador de Vapor por Recuperación de Calor UMISA para proporcionar 31 t/h sin postcombustión, y hasta 50 t/h con postcombustión con un quemador de 15 MW
- Nuevo transformador de alimentación a fábrica de 16 MVA / 20 MVA, 11/25 kV
- Modificación de instalaciones electromecánicas (celdas de 11 kV, sistema de BT, sistema de gas natural y circuitos agua/vapor)

16 MW en sitio - conexión a red con Endesa a 110 kV y 50 Hz
"Renovación de la cogeneración de RDM Barcelona Cartonboard (RDM Group, lider europeo en cartón reciclado para packaging), diseñada en ciclo simple de 16 MW para autoconsumo (REE=80,5%) que permitirá cubrir sus demandas térmicas y eléctricas, reduciendo sus costes energéticos y ahorrando 15.000 ton. de CO2 anuales.

AESA ha realizado los trabajos de ingeniería, dirección de proyecto y obra, soporte en la gestión de compras y permisos."

UTE NIVARIA (URBASER Y FCC MEDIOAMBIENTE) ARICO, SANTA CRUZ DE TENERIFE



VERTEDERO - Tratamiento de reidusos
CATERPILLAR 2 X CG132-08 DE BIOGAS DE 600KW, 400V

POTENCIA TOTAL: 1,2MW.

Planta llave en mano: renovación de la planta de cogeneración existente, con sustitución de grupos electrógenos, equipos de disipación y recuperación de calor, instalación de escape y cuadros de control y potencia. cogeneración con recuperación de calor de los gases de escape y del circuito de agua de camisas, en forma de agua caliente. grupos de biogás generado con los residuos del vertedero.

3 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.

VÍCTOR DE LA PEÑA ARANGUREN

DOCTOR INGENIERO INDUSTRIAL



Profesor Titular de Máquinas y Motores Térmicos en la E.T.S. de Ingeniería de Bilbao (desde 1983). Jefe de Ingeniería e I + D en Sefanitro (1984 a 1991). Director de Proyectos en Sener (1991 a 1993). Asesor Técnico en Tamoin (1993 a 2012). Director de 3 proyectos de Cogeneración y Asesor Técnico en la construcción de una planta de biomasa. Autor de más de 30 artículos técnicos en congresos y revistas. Autor o colaborador de 5 libros. Director de 12 proyectos de I + D. Profesor en más de 70 cursos de postgrado. 30 años de experiencia profesional en la que he compaginado la labor académica con la industrial. Miembro de varias asociaciones de carácter energético.

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).

ELECTRIFYING A SUSTAINABLE FUTURE

FLEXIBLE POWER GENERATION

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.

+80 años

De experiencia en el sector

110 GVA

De potencia instalada a nivel mundial



Indar.FPG@ingeteam.com
www.ingeteam.com

Ingeteam

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.

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.

RAFAEL FIESTAS

INGENIERO INDUSTRIAL



Es Ingeniero Industrial por el ICAI y Máster en Economía y Dirección de Empresas por el IESE.

Se incorpora a Siemens en 1987 y desde entonces ha desarrollado su actividad profesional en distintas áreas técnicas y de management, tanto en España como en Alemania, asumiendo posiciones de Director General para la División de Proyectos y Servicios Industriales, CEO de OSRAM España, CEO para el Sector de Generación y Transporte de Energía de Siemens España; Dirección General de Proyectos Estratégicos de ámbito internacional para la corporación alemana con base en España.

En Junio de 2015 es el Vicepresidente Ejecutivo de la Región Sur de Europa y LATAM para Weidmüller y en Enero de 2020 pasa a asumir la Vicepresidencia ejecutiva para Oriente Medio y África dentro de Weidmüller, una de las empresas alemanas líderes a nivel mundial en soluciones de conectividad industrial, IoT y Analitics.

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.

JOSÉ LUIS ORTEGA

QUÍMICO INDUSTRIAL
Y GRADUADO POR IESE

Inició su actividad profesional a finales de 1975 en Enagás, colaborando en el desarrollo del mercado del gas natural a nivel nacional. Siempre en el sector energético ha sido Director de Ventas y de Grandes Clientes en Enagás, Director de Gas Natural Gestión en el Grupo Gas Natural y en los últimos diez años Director Comercial en Cepsa Gas Comercializadora, con especial dedicación en todas las empresas energéticas, a los sectores industriales y al desarrollo de la cogeneración.

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 Bi ák
Chief Executive Officer
Ji ínská 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

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Trazando juntos el camino de la cogeneración en España.

