

quién es quién en
COGEN
España 2023

Directorio de Asociados de Cogen España



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, Mayo 2023

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



COGEN

España

*Impulsando
la energía del futuro*

Índice

ARTÍCULOS

- Pág. 4* **Repensando el 2023 y mirando al 2024**
Julio Artiñano, Presidente de COGEN España
- Pág. 7* **Descarbonizar, hidrogenar y cogenerar**
José María Roqueta, Presidente Honorífico de COGEN España
- Pág. 9* **La cogeneración, tractor de inversiones en la revolución verde industrial**
Javier Rodríguez Morales, Director General ACOGEN, Asociación Española de Cogeneración
- Pág. 11* **La cogeneración más allá de la transición energética**
Raimon Argemí, Director General de AESA y Vicepresidente de COGEN España
- Pág. 13* **Las turbinas de gas aeroderivadas GE contribuyen a la sostenibilidad y la seguridad del suministro**
Javier Yunta, Aeroderivatives Service Sales Manager Power Services
- Pág. 16* **La visión del gas natural a futuro**
Ana López-Tagle, Gerente de Prospectiva. Dirección General Adjunta al Consejero Delegado de Enagás
- Pág. 18* **Los nuevos desarrollos normativos en el mercado de emisiones**
Iker Larrea, Partner. Head of Markets Division de Factor CO₂
- Pág. 21* **Nuevo marco regulatorio de la cogeneración**
Fernando Colancha, Partner en Hogan Lovells International LLP
- Pág. 23* **Los gases renovables en la cogeneración**
Pablo García Arruga, Jefe Departamento Cogeneración / Head of CHP Department Naturgy
- Pág. 27* **El futuro del hidrógeno en la cogeneración**
José Miguel Macho, Director Business Development. SIEMENS ENERGY S.A.
- Pág. 31* **La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados**
Olga Monroy, Consultora en AESA y Cogen España
- Pág. 33* **La digestión anaerobia y la reducción de volumen en la valorización de los purines como factores clave en el futuro de las plantas de ADAP**
Josep Capdevila, Presidente de ADAP
- Pág. 34* **Global cogeneration market shows steady growth despite ongoing challenges**
Hans Korteweg, Executive Director of the COGEN World Coalition.

Pág. 37 **1. DIRECTORIO DE ASOCIADOS**

Empresas asociadas a COGEN España: datos principales de contacto y actividad desarrollada.

Pág. 55 **2. FICHAS DE PLANTAS**

Plantas de cogeneración principalmente desarrolladas recientemente por los asociados de COGEN España.

Pág. 61 **3. DIRECTORIO DE SOCIOS PERSONALES**

Repensando el 2023 y mirando al 2024



No estamos seguros aún de que ya haya pasado la crisis del gas. Estamos en un momento de impasse y en 2024 aún puede haber tensiones de suministro y de precio importantes, al menos hasta que la independencia del gas de Rusia no sea un hecho. Mantener todas las tecnologías disponibles es una buena estrategia para aprovechar todas las oportunidades que vayan surgiendo, mientras seguimos invirtiendo en Europa en infraestructuras de regasificación y de renovables a medio y largo plazo.

No vamos a cambiar las conclusiones de los artículos de otros años en este mismo foro donde, como no puede ser de otra manera, seguimos apostando por la **COGENERACIÓN**, que es una medida de eficiencia no asociada a ningún combustible. El contexto energético sigue evolucionando y con él el equilibrio entre los tres vectores básicos de la energía, que se han reacomodado para volver a equilibrarse. Me explico, hemos pasado a “admitir” en la taxonomía europea al gas y a la nuclear como energías de transición, para asegurarnos que la energía sea: **1) ASEQUIBLE**, mientras avanzamos en la descarbonización para cumplir con el objetivo **2) MEDIOAMBIENTAL**, y **3) GARANTIZAR EL SUMINISTRO** al poder seguir siendo financiables estas tecnologías.

- El debate, hoy por hoy, es un **debate de tiempos**, donde nadie duda de que el futuro pasa por alcanzar cero emisiones netas en 2050, aunque algunos líderes más visionarios y ambiciosos suben la apuesta a 2040.

- La **introducción masiva de las energías renovables es imparabile**, y este año pasado se ha

logrado invertir a nivel mundial aproximadamente la misma cantidad en tecnologías renovables que en fósiles, o sea 1,1 billones de dólares en 2022. Por primera vez, se igualó a la inversión en petróleo y gas “up stream” y la generación de energía basada en combustibles fósiles.

- En España la apuesta es aún mayor con una **generación renovable** (eólica y solar fotovoltaica) en Servicio de 46,2 GW, equivalente a la demanda pico. Adicionalmente hay 129,1 GW de generación renovable con permiso de acceso, pero NO en Servicio y 31,2 GW solicitada en curso sin permiso de acceso. (Gráfico 1)

Gráfico 1. Estado del acceso y conexión de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica



Fuente: <https://www.ree.es/es/clientes/datos-acumulados-generacion-renovable>

- La avalancha de proyectos renovables que han obtenido la DIA (Declaración de Impacto Ambiental), más de 60 GW hasta en febrero hace pensar que, cuando se pongan en marcha, el factor de apuntamiento será inferior a 0,5, o sea que podríamos ver precios negativos de energía como en Australia.

La respuesta es que se deben desarrollar contratos de acuerdo de compraventa de energía a largo plazo (PPA), entre los productores y la industria, y desarrollar un sistema de almacenamiento de todo tipo, térmico y eléctrico (más allá de los 6 GW que planteaba el PNIEC a 2030). Pero aun así no va a ser suficiente y habrá que apostar por otros vectores, como el H2, que estará disponible también a gran escala para aplicaciones de movilidad y térmicas.

Esto no se espera que pase masivamente antes de 2030, cuando el precio baje de 5 a 2 USD/Kg. La integración de las renovables obligará a hacer grandes inversiones en redes y obligará a hacer cambios en los hábitos de consumo, ligados al coche eléctrico y a otras formas de gestión de la demanda.

- El tránsito hasta el 2030 se va a hacer contando también con otros **combustibles renovables** y, hoy por hoy, la apuesta que parece que va ganado fuerza en España son los biocombustibles (biogás, biometano y gases sintéticos). La biomasa será un recurso mucho más complicado en un país cálido como España, además de estar marcada por su sostenibilidad, ahora en discusión sus criterios de homologación por parte de la Comisión Europea en la revisión de la directiva de renovables (RED III).

Los gases renovables son un recurso local y, en este caso, siempre ligado a residuos. En España no se ha desarrollado; hay solo 6 plantas de biometano para más de 11.000 en Alemania y 500 en Francia. El potencial en España es de más de 160 TWh, que representa más del 40% del consumo nacional de gas. Esto serían más de 2500 plantas, de las cuales prudentemente 600-800 podrían ser factibles a 2030 según la patronal del gas, con un objetivo realista de 100 TWh. Para 2025, al mismo tiempo que se van viendo como quedan las renovables que recientemente han obtenido la DIA (unos 30 TWh) podría haber 200-300 plantas en operación de biogases, que empezarán a aportar y cambiarán la perspectiva de la cogeneración que los usará.

La cogeneración podría usar eficientemente estos combustibles renovables para aplicaciones térmicas sin necesidad de ninguna modificación en su configuración. Este uso sería mucho más eficiente que el que se haría en la industria calor intensiva en la producción de calor en calderas convencionales, y contando con el apoyo de los ciclos combinados para poder generar energía eléctrica en momentos de bajo recurso renovable.

- El efecto del **aumento del consumo de gas**, cuando se ha parado la cogeneración en 2022 y han tenido que operar los ciclos, se ha visto recientemente en los datos reportados por el operador del sistema gasista, con lo cual se ha dificultado el llegar al objetivo del 15% de ahorro «voluntario» acordado por los Veintisiete países

de la Unión Europea este verano. En concreto, España redujo su consumo de gas en un 11% con respecto a la media de los últimos cinco años entre el 1 de agosto de 2022 y el 31 de marzo de 2023 hasta un total de 232.430 GWh.

Las cifras de Enagás confirman que la demanda de gas para generar electricidad (ciclos combinados, principalmente) aumentó un 42% respecto a los cinco años previos, hasta un total de 86.170 GWh. Si bien hay otros factores a parte de la reducción en la operación de la cogeneración, como la “solidaridad” de exportación de energía a precio topado a los países vecinos, además de la sequía generalizada.

- La apuesta por los **gases renovables** es complicada de llevarla a cabo, no por falta de fondos, que se ve que hay gran avidez por estos proyectos, sino porque son complejos industrialmente. No obstante, el gas renovable competirá en un mercado regulado donde el coste de las emisiones de CO2 permitirá igualar las condiciones económicas con el gas convencional. A la larga los gases renovables hacen una función medioambiental necesaria y cada vez mayor pues la actividad económica sigue creciendo y generando más residuos. Nuestro modelo de sociedad es de crecimiento, una de las justificaciones de los franceses para avalar a sus nucleares.

- No somos capaces de ver aun que pasará en 15 o 20 años, hacia donde irán las necesidades en materias primas y minerales para alimentar esta espiral de crecimiento de necesidad de almacenamiento eléctrico. Hoy por hoy, solo sabemos que todo es necesario, y hay que apostar por las tecnologías no solo de acumulación con baterías, sino de hidráulica de bombeo (y H2).



La crisis energética nos ha enseñado que si no diversificamos las fuentes de energía puede que necesitemos volver a quemar combustibles sólidos y líquidos ya olvidados en momentos puntuales.

La industria necesita soluciones ya, pero también un marco estable para invertir que garantice su competitividad operativa. Los americanos en esto nos han dado lecciones importantes, y no renuncian a ninguna tecnología de transición. La Administración americana va a invertir 349.000 M€ en incentivos

Gráfico 2.

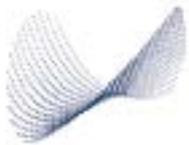


fiscales y subsidios para desarrollar tecnologías limpias (la mitad aprox. de los 750.000 M€ que toda Europa va a invertir en los Fondos Next Generation), pero al mismo tiempo sigue desarrollando sus campos petrolíferos de Willow en Alaska, por ejemplo. Hay que ser pragmáticos sino nos sacarán de la carrera de la competitividad.

La diversificación a escala industrial también es necesaria, y no solo a nivel país. Se apostará por distintas soluciones, algunas de las cuales aún están en etapa de desarrollo, pero tardaremos un tiempo (bombas de calor de alta temperatura, nuevos combustibles sintéticos, ...).

No tomar ninguna acción es la peor decisión. Nos estamos acostumbrando a que, por la excusa de la crisis, las decisiones se alargan en años con publicación de Ordenes y Reales Decretos que terminan contándonos el pasado. Pero la industria está tomando compromisos, a priori, a largo plazo, como se ve en el aumento de los citados contratos PPA en España (Ver gráfico 2). Para el calor industrial, que debe ser generado localmente, se necesita un marco estable para seguir dando pasos con una cogeneración renovada, buscando alternativas más eficientes, ajustadas a las nuevas necesidades que van cambiando constantemente.

Bilbao, Abril de 2023



APROVIS
better performance

Tecnología innovadora para
gases de escape y tratamiento de gases

Soluciones hechas a la medida para sus requisitos específicos

- Intercambiadores de calor para gases de escape
- Generadores de vapor
- Silenciadores
- Catalizadores (SCR, oxidación, 3 vías)
- FriCon - Tratamiento de gases al más alto nivel
- ActiCo - Limpieza de gases eficaz con filtros de carbón activo
- Calentadores de gas
- Intercambiadores de calor para plantas biogás
- Intercambiadores de calor de altas temperaturas
- Condensadores de vapor de fuga

Planifique su sistema con [APROVIS.com](https://www.aprovis.com)



Descarbonizar, hidrogenar y cogenerar

José María Roqueta
Presidente Honorífico de COGEN España
Presidente de AESA



El pasado año, expresé en el Quien es Quien mi optimismo sobre el futuro de la cogeneración debido a que, según la taxonomía europea, tanto el gas natural, como la energía nuclear se consideraban “energías verdes” de transición a la economía sin emisiones en el 2050, siguiendo los acuerdos de París.

Sin embargo, ahora vemos que este optimismo era infundado, ya que la cogeneración con gas ha ido disminuyendo en España (muchas plantas han parado en el 2022).

No parece que esta situación pueda revertirse en el futuro ya que el uso de combustibles fósiles se desaconseja públicamente acusándoles de poder provocar la destrucción de nuestro planeta. Aunque a veces las decisiones políticas consiguen lo opuesto a sus intereses: las restricciones impuestas a Rusia han evitado el suministro de gas a través de los gasoductos del mar del norte en Alemania, por ello allí se deberá volver a usar carbón para sus industrias.

En España existe ahora la tendencia a no usar gas natural para cogenerar el calor y la electricidad que precisan nuestras industrias y se promueve el uso de biomasa forestal para la obtención de calor útil. El IDAE ayuda económicamente a esta sustitución.

Naturalmente, un uso energético masivo y sin control de la masa forestal, podría llegar a provocar la deforestación de nuestros bosques . De todas formas, este riesgo está cubierto gracias a la RED II y lo estará más aún con la nueva RED III, que restringe el uso de biomasa primaria para usos energéticos, limitándola a desechos forestales y a zonas con alto riesgo de incendios forestales .

Los acuerdos de París de 2016 decidieron que no se emitiera CO2 en 2050, pero hasta entonces disponemos de casi 30 años para buscar soluciones

que no empeoren la situación actual. Para ello, si no queremos deforestar nuestros bosques, la energía a utilizar deben ser los residuos obtenidos de las diferentes actividades humanas (agricultura, ganadería y limpieza de bosques).

Es misión de las ingenierías buscar soluciones que mejoren la eficiencia del uso energético y aprovechar recursos hasta ahora inservibles con el objetivo de mejorar las condiciones de vida de la humanidad.

Tratemos pues de aprovechar el tiempo para ayudar a la conservación de nuestro planeta, sin perjudicar el nivel de vida alcanzado por los habitantes del mismo. Proponemos los siguientes pasos:

1º Actualmente, y mientras se sigan utilizando los ciclos combinados de las empresas eléctricas, la mejor forma de descarbonizar es cogenerar con gas natural gracias a que esta tecnología disminuye el consumo global de energía, y el gas natural es el combustible con menos contenido de carbono.

2º Limpieza de humos: capturar el CO2 de los gases de combustión, y su metanización con hidrogeno verde, para producir gas natural sintético , y reinyectarlo a las redes de gas natural. Esto permitiría aprovechar todas las infraestructuras gasistas y los equipamientos que utilizan este combustible, al tiempo que se evitan nuevas emisiones de CO2 a la atmosfera. Sería una política similar a la prevista para recuperar el agua depurándola y devolviéndola a la red.

1 Según el CSIC (Consejo Superior de Investigaciones Científicas) al aumento del CO2 atmosférico provocado por el consumo de combustibles fósiles se le puede atribuir el “reverdecimiento” del planeta, ya que produce un efecto fertilizante. Efectivamente una hectárea de bosque capta unas 50 t de CO2 al año y si bien retorna 45 t/a, su función clorofílica neta permite disminuir en 5 tn/a el contenido atmosférico de CO2. Efectivamente según un estudio publicado en la revista *Natura Climate Change*. en los últimos 33 años la mayor parte de las regiones del mundo son un 40% más verdes
2 RED. Directiva de Energías Renovables

3º Si se dispone de hidrogeno verde, podría usarse este directamente como combustible de cogeneración y producir electricidad con pilas de combustible reversibles (fuel cells). Este proceso requeriría modificaciones importantes en las infraestructuras de transporte y equipos de uso del hidrogeno.

4º Regulación para mantener la actual cogeneración: aconsejaría a los reguladores que dejaran de regular y recuperaran la normativa de los años 90 del pasado siglo, que permitió un gran desarrollo de los sistemas de cogeneración sin costes para el sistema.

Deben estudiarse por parte de las ingenierías estos procesos ya que, hoy por hoy, no parecen aplicables ni técnica ni económicamente. Pero tampoco en los años 80 parecía posible competir con las grandes centrales del sistema eléctrico de ciclos combinados hasta que las ingenierías desarrollaron la tecnología de la COGENERACIÓN.

3 Varios países europeos han solicitado eliminar la prohibición de usar combustibles fósiles a partir de 2035 y permitir el uso de combustibles sintéticos para los vehículos. Es razonable que también puedan usarse para cogenerar.

Barcelona, Abril de 2023

La cogeneración, tractor de inversiones en la revolución verde industrial



El objetivo más difícil en la transición energética que vive nuestra industria calorintensiva es mantener la competitividad a la vez que se descarboniza. Muchas tecnologías siguen necesitando desarrollos para ser efectivas y competitivas industrialmente, otras, como la cogeneración, mantiene una evolución progresiva desde hace décadas que se ha acelerado con la transición energética y que nos permite afirmar que nuestra tecnología está hoy día preparada para el futuro con gases renovables e hidrógeno y para la hibridación y operación conjunta con otras técnicas en muy diversas circunstancias y escenarios.

Competitividad energética y capacidad de descarbonización son dos factores cruciales para mantener las aportaciones de cualquier tecnología energética a la producción industrial, la cual se ha vuelto volátilmente deslocalizable, ya sea por diferencial de precios energéticos —intra UE o exterior— o por diferencial regulatorio —con una regulación para la protección de la industria cada vez más presente en los estados de la UE y a nivel global—.

En Europa y en España, la cogeneración es un elemento tractor para la industria y su descarbonización que aúna alta eficiencia energética al máximo nivel y energía distribuida sincrónica con seguridad de suministro; beneficios que hacen que la emplee el 20% del PIB industrial calorintensivo en más de 600 fábricas —alimentación, química, papel, azulejo, refino, textil, automoción...—, que mantienen unos 200.000 empleos directos. En nuestro país, la cogeneración está presente en sectores industriales punteros a nivel mundial y, en este ámbito, dar confianza y certidumbre a la industria manufacturera que cogenera resulta inaplazable si no queremos que deje de producir e invertir en nuestro país. Si España olvida la cogeneración mientras que nuestros competidores europeos la promueven, nuestras industrias dejarán de ser competitivas, con las consecuentes deslocalizaciones.

Pilar del ecosistema industrial tecnológico de emisiones netas cero

COGEN España y ACOGEN llevamos mucho tiempo trabajando unidos con el MITERD para lograr un nuevo marco regulatorio que permita operar, invertir y recuperar la actividad industrial de las calorintensivas. Tenemos muy claro nuestro camino y los objetivos comunes que perseguimos. Sabemos que diseñar y acordar un nuevo marco acertado a la situación energética e industrial no es nada fácil, pero confiamos en que estamos a punto de conseguirlo. La metodología resultante deberá seguir, como la cogeneración, la realidad del mercado, ser flexible, eficaz y devolver la rentabilidad y operatividad a las plantas. Muchas plantas operarán bajo criterios de alta flexibilidad y otras bajo criterios de coberturas temporales y estabilidad en muy diferentes plazos temporales, por lo que ha de ser una metodología transparente, previsible y con capacidad de cobertura.

Las contribuciones de la cogeneración al compromiso de la transición ecológica —muy alta eficiencia, descarbonización, ahorro de emisiones y agua, garantía para el sistema eléctrico, resiliencia, generación distribuida, etc.— siguen estando plenamente vigentes, por eso es vital acertar con el nuevo marco para operar, pero, sobre todo, para poder invertir.

Ante la próxima revisión del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), los cogeneradores deseamos que esta revisión impulse la culminación de lo ya establecido en el PNIEC para la transición de la cogeneración de alta eficiencia a través de la promulgación del marco de subastas para la adjudicación de 1.200 MW de cogeneración durante los próximos tres años, cuya convocatoria fue anunciada en diciembre de 2021 y cuyo marco completó el proceso de información pública en enero de 2022, con vistas a que se realice la primera convocatoria este año y las instalaciones estén totalmente operativas en 2027. De esta manera, la cogeneración contribuirá al conjunto de los objetivos previstos en el PNIEC.

El 20% del PIB industrial que emplea la cogeneración

considera que la clave del PNIEC es aunar descarbonización y competitividad mediante la cogeneración, por ser un pilar del ecosistema industrial tecnológico de emisiones netas cero.

Se trata no sólo de impulsar lo ya aprobado en el PNIEC, sino de comenzar una nueva senda para la cogeneración en consonancia con la descarbonización que aproveche los grandes potenciales que esta tecnología ofrece, subsanando la exclusión y el desapego que para la cogeneración supuso el PNIEC. El futuro de la cogeneración en las industrias está hibridado con múltiples tecnologías eléctricas, térmicas y de circularidad que serán necesarias para descarbonizar las industrias con competitividad, algo que no es sencillo y que no puede reducirse a simplismos y apriorismos en política energética que cierran los ojos a la realidad tecnológica y a las necesidades industriales.

Las subastas de cogeneración movilizarán más de 800 millones de euros de inversión cogeneradora en cientos de industrias, promoviendo mayor eficiencia energética, descarbonización y competitividad, lo que será clave para el éxito de la transición energética de la industria calorintensiva. Serán el pilar con el que las industrias vaya incorporando otros activos – fotovoltaica, eólica, almacenamiento térmico, biogás, hidrógeno, digitalización, biomasa, calderas eléctricas, captura, circularidad, etc.- en sus centros y afianzarán y acrecentarán nuevas capacidades productivas.

Sin embargo, las subastas de 1.200 MW de cogeneración solo suponen la mitad de la potencia necesaria en esta década para mantener el parque actual. Del éxito de este ciclo de inversión dependerá que sigamos potenciando las aportaciones de la cogeneración en una siguiente fase, para que la industria calorintensiva siga empleando su mejor herramienta en la descarbonización, la más eficiente.

No conviene separarnos de Europa, la revisión del PNIEC debe apegarse al contexto industrial y energético para avanzar en el Plan Industrial del Pacto Verde destinado a mejorar la competitividad de la industria europea con cero emisiones netas y acelerando su transición hacia la neutralidad climática. Es aquí donde la cogeneración puede jugar un papel relevante en España. Europa confía y potencia la cogeneración y España no puede permitirse quedarse atrás.

La cogeneración es hoy la tecnología de descarbonización de la industria más utilizada a gran escala y está ya preparada para el uso del H2, permitiendo emplear hasta un 100% de gases renovables, que tardarán en llegar. En España, contamos con ejemplos de cogeneración en base a hidrógeno, biogás y otros combustibles renovables. Tecnológicamente, la cogeneración ha superado todas las barreras para ser renovable, es decir, para ser la más eficiente de las renovables. Los cogeneradores somos esenciales para desarrollar el futuro del suministro con combustibles y gases renovables de manera que vayan convergiendo los potenciales técnicos con los económicos. Ello es el futuro que se irá haciendo presente, sin olvidar que la realidad del presente está en el gas como energía de transición.

La conjunción en las fábricas de nuevas inversiones

en tecnologías energéticas y de descarbonización junto con un alto grado de digitalización, llevarán a nuestras industrias a un nuevo paradigma de gestión de multiactivos energéticos con grandes oportunidades.

Las industrias están llamadas a ser agentes de desarrollo energético y de descarbonización local para sus entornos, comunidades y municipios de proximidad; una vocación propia y compartida que impulsará los servicios energéticos y de sostenibilidad asociados a la industria. La cogeneración traccionará a su alrededor inversiones en otras tecnologías de producción y descarbonización industrial que transformarán nuestras industrias e impulsarán la economía y el empleo de calidad.

Nuestra historia de más de 30 años avala el firme compromiso con el desarrollo ecológico de la industria y los sistemas energéticos. Es preciso dar confianza al industrial cogenerador para operar e invertir en nuestro país y, por ello, confiamos que, entre COGEN España y ACOGEN y, muy especialmente, los responsables de MITERD, se culminen muy pronto los trabajos en curso que permitan que la cogeneración actúe como tractor de inversiones en la revolución verde de la industria, reafirmando nuestro compromiso ecológico, social y económico para la producción y la inversión en España.

Madrid, Abril de 2023

La cogeneración más allá de la transición energética



Algunos datos iniciales, sólo para centrar la discusión:

- La energía eléctrica renovable, con excepción de la hidráulica de embalses, es solo predecible a corto plazo y es escasamente gestionable. Su capacidad de generación es muy estacional (fotovoltaica) o bastante estacional (eólica). Actualmente abastece alrededor del 35% de la demanda eléctrica europea (que es de 2900 TWh/a) y su aportación es testimonial en otros ámbitos (energía térmica y transporte).

- La energía térmica para la industria y los hogares se abastece fundamentalmente de combustibles (5300 y 3400 TWh/a respectivamente), de los cuales el 22% son renovables (biomasa). El transporte representa un consumo de alrededor de 10000 TWh/a y solamente el 9% es de origen renovable (biocombustibles).

No sería descartable pensar que la industria puede llegar a abastecerse de bioenergía en aproximadamente un 50% y que los hogares podrían electrificarse en un 75%. Esto nos dejaría sus consumos de energía fósil en aproximadamente 3500 TWh/a. Si, además, añadimos potenciales acciones de eficiencia energética, nos podríamos situar en 3000 TWh/a “pendientes de resolver” a los que deberíamos sumar la energía eléctrica adicional necesaria para la electrificación realizada en los hogares (650 TWh/a).

La evolución del transporte es más difícil de aventurar, pero podríamos suponer que la renovación del parque de vehículos y una mayor conciencia ambiental lo podría reducir en un 20%. Con esto tendríamos que resolver “solo” 7300 TWh/a adicionales. Teniendo en cuenta la diferencia de eficiencia entre la tecnología de los motores de combustión interna y los vehículos eléctricos, se necesitaría una energía de alrededor de 2500 TWh/a.

Primera conclusión: necesitamos producir y distribuir aproximadamente 8000 TWh/a de energía renovable eléctrica adicional. Unas ocho veces lo que estamos produciendo hoy, a los que se añaden alrededor de 1500 TWh/a de energía térmica renovable.

Pero esta energía deberá llegar cuando sea demandada, no cuando sea producida. El almacenamiento de energía se vuelve, entonces, una pieza clave para poder acoplar una demanda rígida con una producción estocástica, en la que habrá periodos con excedentes (verano) y con defectos (invierno). Se precisa, por lo tanto, un sistema de almacenamiento interestacional. Las tecnologías de almacenamiento son clave, en este escenario, para asegurar la viabilidad técnica de esta inmensa transformación energética: centrales hidráulicas de bombeo y sistemas térmicos en redes de distrito o incluso en industrias, pueden paliar parcialmente las necesidades de almacenar energía, aunque, hoy por hoy, el H2 apunta como una posible solución. Sin embargo, su baja intensidad energética y bajas eficiencias de conversión kWh > H2 > kWh no ayudan mucho¹.

La factibilidad económica y social de esta transformación genera serias dudas en el ámbito empresarial y académico, aunque aparentemente no tantas en determinados ámbitos políticos, donde crecen religiosamente axiomas simples e incuestionables, que afirman que todo este proceso nos conducirá a una energía más barata, socialmente integradora y absolutamente limpia, en un continente libre de humos y humores contaminantes y aceitosos².

Si obviamos las serias dudas sobre la factibilidad de esta transformación, podemos preguntarnos:

¿Puede la cogeneración jugar algún papel en un futuro net-zero?

O, quizás mejor:

¿Cómo debería ser la cogeneración para que pudiera participar activamente en un futuro net-zero?

1 Y podrían multiplicar por 3 o por 4 las necesidades de energía eléctrica renovable adicional, pudiendo llegar hasta los 30000 TWh/a.

2 Abogamos por la publicación de un libro blanco sobre la transformación energética que facilite la comprensión a toda la población y ayude a desenmascarar a tanto farsante amigo de las redes sociales y ávido de votantes desinformado. La creencia ciega en que la electrificación completa es la solución a todos

Y podemos respondernos:

- 1) Eficiente. La competencia con ciclos de generación seguirá existiendo y solamente se podrá ganar a través de la eficiencia.
- 2) Flexible operacionalmente. Debe poder atender las necesidades del sistema energético, que estará constituido fundamentalmente por tecnologías no gestionables.
- 3) Integrada. O gestionable remotamente. No es suficiente con que sea flexible: debe poder ser manejada externamente. Dicho de otro modo, deberemos ceder su control al operador del sistema.
- 4) Limpia. Y no en el sentido de que utilice combustibles renovables, eso es incuestionable, sino en el sentido que sus emisiones contaminantes (partículas, NOx, efluentes...) sean aceptables.
- 5) Con emisiones negativas. Incorporando sistemas de captura de CO2 para la producción de biocombustibles o de fijación de carbono.

Estas cualidades son aplicables hoy en día en la mayor parte de instalaciones de cogeneración, o por lo menos existe la tecnología para hacerlo:

- La práctica totalidad de fabricantes de motores y turbinas pueden utilizar H2 o lo podrán hacer en los próximos años.
- Existen sistemas de almacenamiento térmico eficientes que permiten desacoplar la operación de la cogeneración de la demanda térmica que debe atender.
- La digitalización de los procesos permite un control remoto de las instalaciones con completas garantías de seguridad.

- Los procesos de pirogasificación permiten fijar una parte importante del carbono biogénico.

- La captura de CO2 está ampliamente desarrollada, y existen procesos a escala industrial para producción de biocombustibles (Sabatier, Fischer-Tropsch).

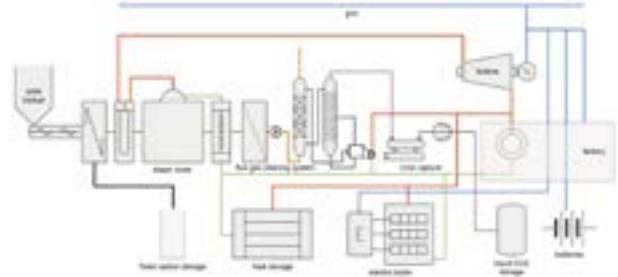


Ilustración 1. Ejemplo de una cogeneración flexible basada en biocombustibles sólidos (elaboración propia)

Es decir, la cogeneración es parte de la solución que, entre todos, debemos construir para conseguir esta transformación. La cogeneración aporta hoy eficiencia y capacidad y es fundamental que siga aportándola, tanto en el proceso de transición energética que estamos viviendo como en una futura Europa descarbonizada, desempeñando un rol clave en el conjunto del sector energético.

Por supuesto, no son soluciones técnicamente simples, pero nadie en sus cabales puede pensar que el reto de una Europa net-zero vaya a ser fácil, cómodo y barato.

Los males resulta especialmente lacerante para cualquiera que conozca las necesidades energéticas de los procesos industriales y las inversiones que se requerirían para su aplicación

Barcelona, Marzo de 2023

Las turbinas de gas aeroderivadas GE contribuyen a la sostenibilidad y la seguridad del suministro

Javier Yunta
Aeroderivatives Service Sales Manager
Power Services
GE Power



Las LM2500 y LM6000 son las turbinas de gas aeroderivadas fabricadas por GE más comunes en la flota instalada de la cogeneración española. En este artículo vamos a repasar los últimos desarrollos sobre estos tipos de turbinas de gas y algunos ejemplos de cómo contribuyen a la descarbonización y complementan las energías renovables facilitando la seguridad del suministro.

Con el aumento de las fuentes de energía renovables, y la mayor demanda de electricidad que viene con la electrificación de procesos industriales, el transporte y el despliegue de Data Centers con alta demanda de energía en ciertas regiones, existe una creciente preocupación por la seguridad del suministro eléctrico. Estos factores desencadenan la necesidad de fuentes de energía rápidas, para garantizar que haya energía de emergencia disponible cuando sea necesario. Paralelamente, los objetivos de descarbonización son cada vez más ambiciosos y la tecnología debe ser capaz de cumplir tanto con la seguridad como con la sostenibilidad del suministro de energía.

Tanto las turbinas móviles TM2500 como las LM2500 Xpress vienen ya montadas en un 90% para reducir el tiempo de instalación, mientras que la LM6000 en sus diferentes configuraciones es perfecta para satisfacer dichas demandas.

Las unidades LM2500 y LM6000, que forman parte de la base instalada de cogeneración española en la actualidad, satisfacen las demandas actuales y futuras: algunas tal y como están ya hoy, otras con modificaciones que aprovecharán las configuraciones de planta existentes sin necesidad de construir una nueva planta desde cero o requerir un cambio de tecnología rupturista. Las turbinas de gas aeroderivadas de GE con su flexibilidad en cuanto al tipo de combustible están listas para un futuro descarbonizado y por otro lado son perfectas para los servicios de ajuste de la red que brindan seguridad de suministro en un mundo con un rápido crecimiento de las fuentes de energía renovables.

A continuación, presentamos ejemplos de cómo la tecnología de turbina de gas aeroderivada de GE está apoyando el futuro de las energías renovables, la estabilidad de la red, la descarbonización de la generación de energía reemplazando combustibles pesados con gas natural o utilizando altos porcentajes de hidrógeno.

GE apoya el proyecto de demostración de hidrógeno verde de NYPA

Asset Performance Management (APM) es una aplicación de software diseñada para aumentar la fiabilidad y la disponibilidad de los activos al mismo tiempo que se reducen los costes de mantenimiento. APM conecta fuentes de datos dispares y utiliza análisis avanzados para convertir esos datos en información procesable, a la vez que fomenta la colaboración y la gestión del conocimiento en toda la organización. Esta solución comercial en la nube, construida en la plataforma Predix™, también ofrece a las organizaciones flexibilidad para desarrollar nuevos análisis y aplicaciones, adaptándose para satisfacer las necesidades cambiantes.

La Autoridad de Energía de Nueva York (NYPA), el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) y GE llevaron a cabo conjuntamente un proyecto de demostración de mezcla de gas natural con hidrógeno en la Central Eléctrica Brentwood de la NYPA. ¿Los resultados? Disminución de las emisiones de carbono, sin afectar la fiabilidad de la planta térmica y quizás una nueva clave para desbloquear un futuro energético más limpio.

Estos hallazgos muestran que la integración de mezclas de combustible de hidrógeno para reducir las emisiones de carbono se puede hacer con una alteración mínima de los sistemas de la planta.

El reto

Con el objetivo del estado de Nueva York de tener un sector eléctrico de cero emisiones para 2040, y los objetivos VISION2030 de la NYPA de reducir las

emisiones, se ideó una demostración de prueba para estudiar los impactos en la operatividad y las emisiones mientras se funciona con una mezcla de hidrógeno y gas natural. La central eléctrica de Brentwood fue el escenario para examinar los cambios que las centrales eléctricas y de cogeneración necesitan para operar con este combustible sin carbono.

La solución

GE se unió al proyecto de demostración, aportando décadas de experiencia. Junto con NYPA y EPRI, GE centró sus esfuerzos en la turbina de gas aeroderivada LM6000 de Brentwood, midiendo los impactos de la mezcla de combustible con hidrógeno en el rendimiento de la planta con miras a un sistema de energía futuro sostenible y fiable.

Resultados para un futuro más verde:

- Reducción del 14% en las emisiones de CO₂, utilizando un 35% (en volumen) de mezcla de hidrógeno a 47 MW
- Descenso del 88% en las emisiones de CO a medida que la fracción de hidrógeno en el combustible aumentó durante las pruebas.

GE ayudó a construir un sistema de mezcla de hidrógeno / gas natural de última generación para la demostración. Y, siendo el corazón de la planta una LM6000, GE estaba entusiasmado de contribuir con su experiencia de décadas de innovación en el uso de combustibles con alto contenido en H₂ y bajo poder calorífico.

Con 45 MW, la planta de Brentwood consta de una turbina de gas aeroderivada GE LM6000, equipada con tecnología de combustión anular simple (SAC) que utiliza inyección de agua y un SCR para el control de NO_x. Si bien NYPA y muchas compañías eléctricas usan hidrógeno para enfriar, las mezclas de combustión de 5% – 44% (por volumen) de hidrógeno verde y gas natural ayudaron a identificar y documentar los impactos en las emisiones de salida del LM6000 (específicamente CO₂, NO_x, CO). En última instancia, la demostración vio que las emisiones de carbono disminuyeron a medida que aumentaba la fracción de **Apoiando el futuro de las energías renovables con la turbina TM2500**

Bajo su Hoja de Ruta de Inversión en Tecnología, el Gobierno australiano se ha comprometido a construir una industria del hidrógeno, priorizando la tecnología H₂ para el sector energético del país. Al mismo tiempo, el gobierno del Territorio del Norte tiene su propio Plan



Maestro de Hidrógeno, con la esperanza de ver una red estable que haga crecer las comunidades y fomente la inversión externa.

Los equipos generadores ágiles y flexibles son clave cuando se utilizan enfoques innovadores como la mezcla de hidrógeno en el combustible, y la TM2500 de GE fue elegido para la central eléctrica Channel Island de Territory Generation. Evolucionado a partir de la tecnología de motor a reacción, el potente TM2500 está montado en un remolque con ruedas para una movilidad óptima. Como unidad ágil que es, puede arrancar en 5 minutos con una velocidad de subida de carga de al menos 20 MW por minuto.

Esta colaboración con Territory Generation es un ejemplo del compromiso de Australia y el Territorio del Norte con las nuevas políticas energéticas, con este último apuntando a un 50% de energías renovables para 2030 y emisiones netas cero para 2050.

Conservando activos existentes complementarios, Territory Generation está haciendo la transición de su flota en los próximos años. Se espera que este cambio reduzca las emisiones de carbono y los costes operativos para la central eléctrica de Channel Island.



Un compromiso con una energía más ecológica, incluso después de un desastre

Después de los incendios forestales y las condiciones de sequía en California, el estado de los Estados Unidos se mantuvo alerta y preparado para emergencias energéticas. Anticipando una escasez de suministro si la energía hidroeléctrica se veía reducida, el Departamento de Recursos Hídricos (DWR) del estado actuó, poniendo en marcha cuatro turbinas de gas aeroderivadas GE TM2500.

El gobernador del estado de California, Newsom, declaró que salvaguardar la red era imperativo, pero también lo era mantenerla “profundamente verde”, ya que California considera un gran éxito el cumplimiento de sus propias reglas de emisiones tremendamente estrictas. Honrando esta visión, GE incorporó catalizadores (SCR) a las turbinas para cumplir con los requisitos de emisión de NO_x de 2.5 PPM.

La TM2500 es capaz de funcionar con un 75% de mezcla de hidrógeno. Con un historial probado como energía de respaldo y una capaz de arranque de sólo unos minutos, las cuatro turbinas GE TM2500 prestarán 120 MW a la red.

Kiewit Power Constructors Co. fue elegida para instalar las cuatro unidades que reforzarán la capacidad de California para responder a futuras crisis de suministro de energía. Reforzada por las centrales eléctricas de

Roseville y Yuba City, la TM2500 está ayudando a reducir el impacto de los desastres naturales en los suministros de agua comerciales y residenciales, sin olvidar los hogares y las empresas.

GE y DWR han colaborado para un futuro más verde, a través de un proyecto que ha aportado la sostenibilidad y fiabilidad que el sistema eléctrico de California necesita en este momento.

Puede obtener más información sobre estas y muchas más historias de éxito en: www.ge.com/gas-power



Madrid, Abril de 2023

ADAP Asociación para el
Desimpacto
Ambiental de los
Purines

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

C/ Aragón, 383, 4 planta
08013 Barcelona
Tel. +34 615 216 506
adap@adap.org.es

www.adap.org.es

La visión del gas natural a futuro



La demanda de gas en España, es casi un 50% superior a la demanda eléctrica.

En 2021, la demanda eléctrica fue de 256,4 TWh, mientras que la demanda de gas fue de 378,4 TWh, de los cuales 90,4 TWh se utilizaron para generación eléctrica.

En 2022, aunque tanto la demanda eléctrica como la de gas bajaron, se mantuvo esencialmente la misma relación, 364,4 TWh de Gas Natural, frente a los 250,4 TWh de la demanda eléctrica.

Aunque habiendo disminuido este año la demanda eléctrica, en un 2,4%, por su casuística particular en cuanto a las renovables, volubles a su antojo e impredecibles, el consumo de gas para generación eléctrica ha sido de 138TWh, un 50% superior.

Siguiendo con la comparativa, en 2021, el 48,4% de la generación eléctrica fue renovable, récord histórico, pero en 2022, la cifra solo alcanzo el 42,2%, veleidoso Eolo.

Por no hablar de la Cogeneración, tema estrella en estos mentideros, que en 2021 produjo el 10% de la energía eléctrica, mientras que, en el 2022, no llego a alcanzar el 7%, siendo la tecnología más eficiente que existe, y cuyo descenso de producción, afecta directamente a la industria de este país y por tanto a su PIB.

La subida en el consumo de gas para generación, se debe fundamentalmente a eso, a la parada de la eficiencia distribuida (e industria), que frente a la caprichosa oferta renovable, pone en marcha la necesaria generación de respaldo.

En cualquier caso, aunque cumplamos los objetivos de renovables incluidos en el PNIEC, ahora en revisión, y alcancemos un 74% de generación eléctrica con estas tecnologías, en 2030, habrá instalados 27GW de potencia en Ciclos Combinados, necesarios para cubrir la demanda de energía eléctrica en el país.

Llegar a unas emisiones netas cero para 2050, supone

un reto enorme, no solo instalando energías renovables, que eleven su cuota, o almacenamiento que las distribuya en el tiempo, si no que seguiremos teniendo que descarbonizar...

Parfraseando a Silvia Sanjoaquin, y a otros muchos, la descarbonización conjunta del sistema eléctrico y gasista es necesaria, para alcanzar los objetivos de forma eficiente, ya que gran parte de la industria y el transporte no tienen alternativa de descarbonización vía electrificación.

Una mayor integración entre ambos sectores, eléctrico y gasista, es una solución eficaz para conseguir los objetivos de descarbonización gracias a la complementariedad de los gases renovables la infraestructura gasista y la eléctrica.

El uso de los gases renovables en la infraestructura gasista existente, permite descarbonizar de manera rápida y eficaz todos los sectores conectados a la infraestructura, industria, inmuebles, transporte...

Gases renovables, hablamos de biogas, syngas, biometano, gas natural sintético, hidrógeno...

España cuenta con mas de 12.000Km de gasoductos de alta presión para el transporte de Gas Natural, a todos los puntos del territorio, el uso de estas infraestructuras y las de distribución, permitirían la llegada de estos gases renovables hasta el consumidor final, de manera rápida, y disminuyendo las inversiones necesarias para hacerlo.

La única diferencia entre el biometano y, el gas natural sintético con el gas natural que actualmente circula por las tuberías, es su origen, es decir, las moléculas son las mismas, se comportan de la misma manera, y el funcionamiento es igual, por lo que no haría fatal ninguna intervención en el sistema para que este siguiera funcionando con total normalidad 24/7.

Por lo tanto, es totalmente necesario la implementación del sistema de garantías de origen, que acrediten el carácter renovable de la energía, y aporte información

detallada sobre su producción, para permitir el desarrollo de los gases renovables.

La finalidad de una garantía de origen es demostrar que el gas se ha obtenido a partir de fuentes renovables, y se expedirá a cualquier gas producido a partir de materias primas o fuentes renovables, para cualquier tecnología de producción, cualquier logística (inyectado en el sistema gasista, conducciones aisladas, off-grid, autoconsumo...)

El desarrollo de la certificación de gas renovable contribuirá a incrementar la transparencia y facilitar que los consumidores se involucren en desplegar un sistema energético descarbonizado.

- Las GdO no incluyen la información relativa a la reducción de emisiones y/o cumplimiento de los criterios de sostenibilidad

Biometano y Metano sintético

La introducción en el mix energético del **biometano** es esencial para cumplir los objetivos de descarbonización, facilitar una mayor soberanía energética, reducir la problemática actual en torno a la gestión de residuos, atraer inversión en los sectores primarios y ayudar a fijar empleo en las zonas rurales.

Según el ‘Estudio de la capacidad de producción de biometano en España’, elaborado por la Asociación Española del Gas, Sedigas, en colaboración con PwC y la consultora especializada Biovic, **el potencial nacional de producción de este gas verde alcanza los 163 TWh/año**, lo que permitiría cubrir alrededor del 45% de la demanda nacional de gas natural.

También según otro informe de Sedigas con Deloitte, el **metano sintético**, producido a través de H2 renovable y CO2 capturado de fuentes renovables, también contribuye a la descarbonización y economía circular, dicho informe indica, que el uso conjunto del biometano y el metano sintético tienen el potencial de reducir las emisiones de CO2 asociadas al gas natural en un ~55%, según dicho informe, **el potencial de metano sintético renovable es limitado y se estima ~70 TWh/año**, limitado por la captura de CO2 renovable (plantas de biomasa, y biogas.

Estos dos gases, análogos al gas natural, permitirían la descarbonización de la red de gas sin limitaciones

de volumen ni costes adicionales en la infraestructura, y fomentando la utilización de los equipos de consumo final actuales sin inversiones añadidas.

El Hidrogeno

Verde, renovable, sin emisiones de CO2...

Este gas, además de su origen, tiene otras diferencias con el Gas Natural, más sustanciales.

Para empezar, su densidad energética en volumen, es un tercio de la del gas natural, por lo que habría que vehicular 3 veces mas para cubrir la demanda actual, pero no todo son malas noticias, al ser la densidad mas pequeña, produce menos perdida de carga, y se puede trasportar mas de el doble, en las mismas condiciones, no está todo perdido.

Se están realizando estudios, para el transporte de este gas en grandes cantidades y grandes distancias, se están diseñando y construyendo proyectos nuevos, y adaptación de infraestructuras existentes para su traslado.

Y entonces...

El triángulo mágico del sector energético, Coste-Sostenibilidad-Seguridad de Suministro, hace mucho tiempo que dejo de ser equilátero.

Primero el coste lo marcaba todo, nadie pensaba en el medioambiente, y como la mayoría de los países desarrollados dependen de fuentes externas, quizá tampoco mucho en la seguridad de suministro.

Demasiado poco a poco, fuimos dándonos cuenta de la necesidad de un mundo sostenible, y ese vértice empezó a ganar peso.

Las circunstancias del ultimo año, han elevado el vértice de la Seguridad de Suministro a sus cotas más altas.

Pero el desequilibrio del triángulo, podría hacer que el sistema no funcione, tendremos que seguir moviendo las fichas, para nivelarlo, para que, en el futuro, estemos seguro de nuestro suministro, de manera sostenible, y con un coste asumible, ya no bajo, asumible.

Madrid, Abril de 2023



Fuente Sedigas/Deloitte.

Los nuevos desarrollos normativos en el mercado de emisiones



La Unión Europea ha pisado el acelerador legislativo con el fin de materializar las ambiciosas reformas incluidas dentro del Fit for 55 y alcanzar así el objetivo planteado de reducción de emisiones de GEI de al menos un 55% para 2030 respecto a los niveles de 1990. Dentro de estas reformas destacan las relativas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (EU ETS), pilar principal de la política climática de la UE y con importantes implicaciones en el sector de la cogeneración. Estas reformas incluyen la introducción de la asignación gratuita condicionada, el retraso en los plazos de asignación y cumplimiento, la inclusión del sector del transporte marítimo y la incineración de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), la creación de un nuevo ETS separado para edificios y transporte por carretera o la creación del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM). Además, a todos estos nuevos desarrollos normativos hay que sumarle los nuevos requisitos de sostenibilidad para la biomasa consumida en instalaciones incluidas en el EU ETS. Se prevé que estas reformas tengan un efecto alcista en los precios del EUA, aunque este impacto puede verse suavizado por la reciente aprobación del plan REPowerEU.

Asignación gratuita de derechos de emisión condicionada

Con el objetivo de acelerar el proceso de descarbonización industrial y alcanzar los objetivos de reducción de emisiones propuestos, se espera una reducción de la asignación gratuita mediante el establecimiento de benchmark cada vez más exigentes.

Los benchmark serán actualizados para el periodo de asignación 2026-2030, además, para este periodo la asignación gratuita tendrá un 20% de condicionalidad, de acuerdo con los siguientes requisitos:

- Las instalaciones que estén obligadas a realizar una auditoría energética o a implantar un sistema de certificación de la gestión energética con arreglo al artículo 8 de la Directiva 2012/27/UE, deberán aplicar las recomendaciones del informe

de auditoría o del sistema de certificación, siempre y cuando las inversiones sean proporcionadas y tengan un plazo de amortización inferior a 3 años.

- Las instalaciones con benchmark de producto que se encuentren entre el 20% más contaminantes (por encima del percentil 80) deberán elaborar planes de neutralidad climática antes del 1 de mayo de 2024 y verificar los objetivos e hitos antes del 31 de diciembre de 2025 y cada cinco años. Esta medida no afectaría al sector de la cogeneración, al disponer únicamente de benchmark de calor.

En caso de que no cumplir con uno o ambos criterios, la asignación gratuita se reduciría en un 20%.

Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM)

El Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera, comúnmente conocido como CBAM por sus siglas en inglés, tiene como objetivo igualar el precio del carbono entre los productos de la Unión y los importados, limitando la fuga de carbono y fomentando la reducción de las emisiones mundiales. Inicialmente, se prevé que abarque cinco sectores industriales: siderurgia, cemento, fertilizantes, aluminio y generación de electricidad.

Entrará en vigor en octubre de 2023 con una fase inicial de notificación, en esta fase los importadores de productos cubiertos por el CBAM tendrán que notificar las emisiones directas e indirecta emitidas durante el proceso de producción.

El CBAM estará plenamente operativo en 2026, cuando los importadores de estos productos tendrán que obtener la autorización para poder importar a la UE y adquirir certificados de carbono correspondientes al precio del carbono que se habría pagado para producir estos bienes en la Unión. Tal y como se observa en el Gráfico 1, la entrada en funcionamiento del CBAM a

partir de 2026 supondrá una reducción progresiva de la asignación gratuita para los sectores cubiertos hasta la plena eliminación de la asignación en 2034.

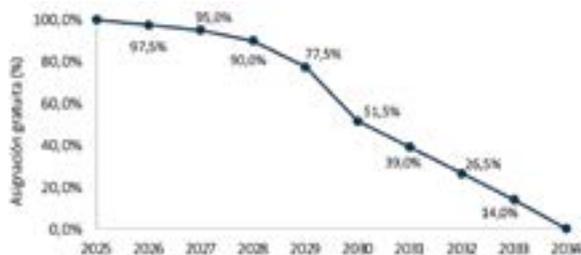


Gráfico 1. Evolución de la asignación gratuita para sectores CBAM (2025-2034).
Fuente: Elaboración propia a partir de la propuesta de modificación de la Directiva 2003/87/EC.

Retraso en los plazos de asignación y cumplimiento del EU ETS

Con el objetivo de adaptar el aumento de la carga administrativa que suponen las modificaciones introducidas en el EU ETS, la Unión Europea está estudiando retrasar los plazos de asignación y cumplimiento, de tal forma que:

- La fecha límite para que los Estados miembros entreguen los derechos de emisión gratuitos a las instalaciones industriales se retrasaría del 28 de febrero al 30 de junio.
- La fecha límite para que las instalaciones entreguen los derechos de emisión correspondientes a las emisiones verificadas del año anterior se retrasaría del 30 de abril al 30 de septiembre.

Por el momento, se desconoce si esta ampliación de plazos podría afectar también a la presentación de los Informes de Emisiones y de Nivel de Actividad, para los que se mantienen como fecha de entrega el 28 de febrero.

Inclusión del sector del transporte marítimo y la incineración de RSU en el EU ETS

Desde 2018, todos los buques de más de 5.000 GT que transporten carga o pasajeros con fines comerciales, independientemente de su bandera, en sus viajes hacia o desde puertos del Espacio Económico Europeo, están obligados a realizar un seguimiento de sus emisiones, de acuerdo con el Reglamento 2015/757.

La UE ha dado un paso más en sus objetivos climáticos y ha acordado la inclusión progresiva de estos buques en el EU ETS. Las compañías navieras tendrán la obligación de entregar en 2025 derechos de emisión equivalentes al 40 % de las emisiones verificadas de 2024, en 2026 derechos de emisión equivalentes al 70 % de las emisiones verificadas de 2025, y ya a partir de 2027, deberán entregar derechos de emisión equivalentes al 100 % de sus emisiones verificadas.

No estarán cubiertas el 100 % de las emisiones anuales generadas por los buques afectados, ya que se plantea cubrir el 100 % de las emisiones de las rutas

intraeuropeas, pero únicamente el 50 % de las emisiones de las rutas extraeuropeas, con el objetivo de evitar las fugas comerciales y de carbono. Asimismo, estarán afectadas el 100 % de las emisiones generadas por los buques durante sus estancias en puertos de la UE.

Paralelamente a la inclusión del sector marítimo en el EU ETS se ha acordado iniciar el seguimiento de las emisiones de las incineradoras de residuos sólidos urbanos. Las plantas incineradoras tendrán la obligación de realizar un seguimiento de sus emisiones a partir del 1 de enero de 2024 y se está evaluando su inclusión en el EU ETS a partir de 2028 con posibles opt-out por parte de los estados miembros hasta el 31 de diciembre de 2030.

Nuevo ETS para los edificios, el transporte por carretera y el consumo de combustible en otros sectores aún por definir

Lanzado, como pronto, en 2027, se espera la creación de un nuevo ETS que cubra las emisiones del transporte por carretera, los edificios y del consumo de combustible en otros sectores, hasta ahora no definidos.

Se espera que este nuevo ETS cubra las emisiones de las instalaciones de cogeneración no incluidas hasta ahora en el actual ETS, en la medida en que produzcan calor para calefacción empleada en edificios con fines comerciales, institucionales o residenciales.

La principal novedad de este nuevo ETS es que las obligaciones de cumplimiento no recaerán en los emisores, es decir, los consumidores finales de combustible, sino que serán los distribuidores de combustible los que tendrán que realizar la entrega de los derechos de emisión.

Nuevos requisitos de sostenibilidad para la biomasa consumida en el EU ETS

La crisis energética ha tenido como consecuencia un encarecimiento del precio de los combustibles fósiles y del coste de los derechos de emisión. Este hecho ha ocasionado un aumento del consumo de combustibles de biomasa, considerados como neutros en carbono, suponen una forma "fácil" de reducir las emisiones y, por ende, la carga económica asociada a la entrega de derechos de emisión.

No obstante, este paradigma se ha visto modificado tras la aprobación de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, comúnmente conocida como RED II. El reglamento de notificación y seguimiento de emisiones en el EU ETS se ha modificado para incluir los nuevos criterios de sostenibilidad y/o de reducción de emisiones regulados en la RED II y que son de obligado cumplimiento para poder seguir considerando la biomasa como neutra en carbono. En caso de no cumplir con estos criterios, la biomasa deberá considerarse como un combustible fósil, con un factor de emisión final en muchos casos similar al del carbón. El objetivo de esta nueva regulación es desincentivar el consumo de biomasa no sostenible, así como incentivar la producción de biomasa sostenible y el aprovechamiento de residuos orgánicos industriales.

Estos nuevos requisitos son de aplicación desde el

1 de enero de 2023 para la biomasa consumida en instalaciones incluidas en el EU ETS. No aplica a todos los tipos de biomasa, es fundamental caracterizar la biomasa consumida, así como la fecha de inicio de consumo, para determinar si son de aplicación los nuevos criterios de sostenibilidad y/o los criterios de reducción de emisiones. En los casos en los que sea pertinente, el cumplimiento de estos criterios debe demostrarse mediante la implantación de uno de los esquemas de certificación de la sostenibilidad de la biomasa reconocidos por la Comisión Europea, como SURE o ISCC.

Impacto en el mercado de derechos de emisión

La ambición climática de la UE representa uno de factores determinantes del precio del derecho de emisión. El pasado mes de febrero se superó por primera vez en la historia la barrera de los 100 €/t y la media del año en curso está cercana a los 90 €/t como consecuencia directa de los acuerdos alcanzados.

La entrada del sector marítimo en el EU ETS en el 2024 supondrá una mayor presión compradora, con un 100% de obligación de compliance a partir del 2027. Además, esta presión compradora se verá aumentada con la puesta en marcha del CBAM, que reducirá progresivamente la asignación gratuita para los sectores cubiertos a partir de 2026 hasta su plena eliminación en 2034. A estos dos factores habrá que sumarle la reducción del número de derechos disponibles cada año en el mercado primario como consecuencia de la reducción del cap a través de dos rebasings en 2024 (90Mt) y 2026 (27Mt) y del aumento del factor de reducción lineal del 2,2% al 4,3% en 2024.

En consecuencia, según diferentes analistas el EUA podría superar los 100€/t de media a partir de 2024 o 2025, y crecer progresivamente hasta cerca de los 150 €/t en 2030. Las previsiones en el corto plazo son cercanas a los niveles de 2022 (81,21 €/t en media), con una estimación de 80,95 €/t para el 2023. Esto se debe principalmente a dos factores que están suavizando el alza de precios: por un lado, el plan REPowerEU, que se aprobó a principios del año, hará que se aumente el volumen en subasta de 2023 a 2026, y, por otro lado, la inestabilidad macroeconómica, acentuada por la crisis bancaria en curso.

Por Iker Larrea, Iria Flavia Peñalva y Álvaro Molinos

Bilbao, Abril de 2023

Nuevo marco regulatorio de la cogeneración

Fernando Colancha
Partner en Hogan Lovells
International LLP



La regulación de excepción y de emergencia que ha tenido lugar durante todo el año 2022 convive con el marco general regulatorio del sector eléctrico. Dicha convivencia no siempre es fácil, pues la regulación excepcional afecta, aunque sea transitoriamente, a muchos de los principios que en su momento considerábamos axiomas del sector eléctrico. El respeto a los resultados del mercado, fruto de la libre concurrencia de la oferta y la demanda era uno de estos axiomas. La prohibición de intervención de los estados en los resultados de la casación era reflejo directo de dicho axioma. ¿supone ello una renuncia a estos principios claves del sector energético, aún cuando cesen las causas de urgencia que han motivado la intervención? ¿Supone ello que en los momentos excepcionales de la crisis se prive a la cogeneración y otras tecnologías claves para la transición del marco general de protección que tienen? La respuesta a estas dos preguntas es clave para analizar cuáles son los pilares sobre los que se debe asentar el nuevo marco regulatorio de la cogeneración.

Para responder la primera de las cuestiones, la Unión Europea nos ha dado señales muy claras de confianza en el mercado. La primera de ellas, considerando en el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, que las medidas de intervención en él introducidas son medidas de carácter excepcional y temporal. La segunda de ellas nos la ha dado la Comisión Europea a través de su Propuesta de Reforma del modelo de mercado. Sin entrar en detalles, dicha propuesta confía en un mercado sin intervenciones de los estados miembros y pretende ampliar, con alcance voluntario y no forzoso, la profundidad del mercado fomentando la contratación a plazo. Es decir, para seguir construyendo una unión energética en la que se tienen que promover todas las inversiones que debe acometer Europa para lograr sus objetivos revisados y ampliados por el Plan REPOWER Europe, es necesario seguir confiando en los principales axiomas que nos han traído hasta

aquí, siendo las intervenciones en los precios y en los contratos medidas excepcionales justificadas por la crisis energética derivada de la Guerra de Ucrania, pero no pueden constituir la base del avance y la culminación del mercado interior. A efectos prácticos las medidas excepcionales de la crisis han supuesto un paréntesis en la configuración de un mercado no intervenido

La segunda cuestión tiene una respuesta mucho más fácil: los objetivos de eficiencia energética, los objetivos de penetración de renovables son irrenunciables. La política tan ambiciosa que ha tenido la Comisión Europea y nuestro Gobierno no solo no cambia un ápice, sino, además, es preciso acelerar estas políticas con el objetivo de lograr una mayor independencia energética en Europa y propiciar una transición ecológica lo más rápida posible. Ahora bien, la diferencia principal de lo que sucede con las intervenciones en el mercado para evitar precios altos para los consumidores, es que aún en los momentos de crisis energética, no se puede renunciar, ni se puede dejar sin protección precisamente a las tecnologías que van a suponer una solución de futuro en la eficiencia energética y penetración de renovables. En resumen, no hay ningún paréntesis que permita entender que la crisis energética tenga que suponer alguna renuncia o carga adicional a cogeneración. Es muy relevante destacar que la respuesta que ha dado Europa a la crisis energética no solo se ha manifestado en intervenciones excepcionales en el mercado, sino la respuesta ha sido reafirmar y confiar en la bondad de la política en renovables y eficiencia energética. Si acudimos a la legislación de urgencia de la Unión Europea y a todos los documentos programáticos emitidos por la Comisión, no hay ninguna referencia a que las tecnologías ligadas a la eficiencia energética y que tiene un sistema de apoyo autorizado deban pechar o sufrir alguna carga o intervención peyorativa como consecuencia de la crisis. De la misma manera, no hay ninguna norma ni documento de la Comisión que apunte a las renovables como posibles sacrificados en la crisis.

Más bien sucede lo contrario, hay un apoyo explícito e incondicional a la dirección marcada por la política energética europea y se refleja en el hecho de que incluso durante la intervención de urgencia se ha puesto límite a dicha intervención señalando que el art 8.2.c del Reglamento Comunitario 2022/1854 que las medidas excepcionales de intervención garantizarán que las inversiones y los costes de funcionamiento estén cubiertos. La exposición de motivos, señala que los Estados miembros deben poder fijar un tope de los ingresos de mercado más elevado para aquellos productores que de otro modo estarían sujetos al tope a escala de la Unión cuando sus costes de inversión y funcionamiento sean superiores. Este principio debería haberse aplicado para pedir al Gobierno una completa y adecuada cobertura de costes (aspecto, que por cierto, ya está garantizado en la Ley del Sector Eléctrico).

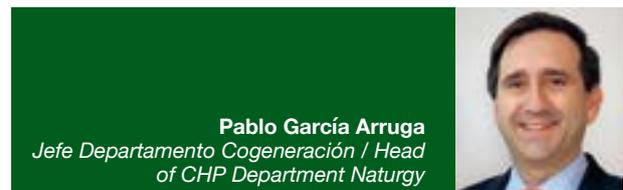
Las instalaciones de cogeneración han tenido que pasar por diversas dificultades: retraso desproporcionado en la actualización de sus costes de funcionamiento en el momento de la historia con mayor volatilidad e incremento del precio del gas natural, actualización extemporánea con base a índices alejados de la realidad de los costes del gas natural, ausencia de respuesta del Gobierno ante los cambios producidos en la legislación de urgencia que han impedido funcionar a un número relevante de instalaciones como consecuencia de la excepción ibérica (esto último no lo dice quien este artículo suscribe, lo señala la exposición de motivos del Real Decreto-ley 17/2022). Más allá de la valoración jurídica que merezcan tales hechos, aspecto que no corresponde entrar valorar en este foro, de lo que no cabe ninguna duda que han sido sacrificios que no se exigen ni por la

política energética comunitaria, ni para el cumplimiento de los objetivos de independencia energética, ni para la transición energética.

Lo que hasta ahora se ha dicho, deja muy despejado cuales deben ser los principios que deben configurar el nuevo marco normativo. Las bases del marco regulatorio no tienen que ser distintas de las ya existentes. Los principios básicos de retribución a la cogeneración siguen vigentes. No es necesario, ni conveniente el cambio del régimen retributivo específico. Hay que seguir confiando en el marco general de apoyo a la eficiencia energética. Más allá de que una adecuada y correcta aplicación de dicho régimen debería haber dado lugar a actualizaciones del coste del combustible más ajustadas a la realidad, lo que resulta claro es que, si la Administración no ha sido capaz de hacer una correcta aplicación de dicho marco para dar respuesta a las urgencias del mercado, es conveniente intentar adecuar el mecanismo de actualización a la realidad del mercado. Un sistema de actualización semestral, no es suficiente. Un sistema de actualización ex ante, exige mayor diligencia en la aprobación de los parámetros. Es importante acertar en el establecimiento de un mecanismo flexible y dinámico, tanto en los periodos de actualización como en el establecimiento de los índices de actualización de manera que unos y otros reflejen la verdadera volatilidad y los costes. El acierto es necesario no solo para las cogeneraciones existentes, sino será la mejor señal para la inversión con relación a las nuevas convocatorias si se quiere cumplir con el PNIEC.

Madrid, Abril de 2023

Los gases renovables en la cogeneración



Perspectivas de descarbonización/electrificación al 2050

Cuando hablamos de la descarbonización como camino para lograr la transición energética, nos encontramos con frecuencia que dicha descarbonización se asocia irremediabilmente con la electrificación. Se asume así que si lográramos electrificar al 100% la demanda energética que hoy en día depende de los combustibles fósiles, llegaríamos a alcanzar dichos objetivos de descarbonización. Siempre y cuando, eso sí, toda la generación eléctrica fuera a su vez 100% renovable.

Sin embargo, además de las dificultades propias de gestionar semejante demanda eléctrica de una forma confiable y predecible, la realidad evidencia que determinados procesos (que no son pocos) no pueden ser electrificables, o aun siéndolo, el coste energético sería inasumible aún en ese mundo 100% renovable, especialmente en la industria. Así lo reconoce Euroelectric¹ (nada sospechosa de no buscar la electrificación de la demanda) a la hora de proponer los distintos escenarios a 2050:



Según Euroelectric: "...finalmente, una serie de procesos industriales pueden -técnicamente- electrificarse directamente hasta en un 50% del consumo total de energía para 2050. La electrificación, la producción de etileno y la electricidad hornos de arco (EAF) en la producción de hierro y acero son los ejemplos más destacados de este potencial. Otro potencial proviene de la electrificación indirecta, por ejemplo a través de la producción de hidrógeno de la electrólisis y su uso para reemplazar la materia prima a base de carbono en el acero y producción de amoníaco. La competitividad relativa de la electricidad frente a otras fuentes de energía y apoyo del gobierno para nivelar el campo de juego en la competencia internacional y evitar las fugas de carbono serán el factor crítico de este cambio."

Es decir, se reconoce, además de una barrera a la total electrificación, el peligro que supondría una pérdida de competitividad en un mundo globalizado donde los países con "menor ambición" (por decirlo suavemente) en la transición energética pueden acabar asumiendo el rol industrial y tecnológico que la UE ha liderado hasta ahora, en caso de que ésta quisiera priorizar por encima de cualquier otra consideración, la consecución del objetivo "cero emisiones".

Por lo tanto, hace falta algo más que la electrificación para lograr esos objetivos, por ello la descarbonización conjunta de los sectores eléctrico y gasista es necesaria para alcanzar los objetivos de descarbonización de forma eficiente:

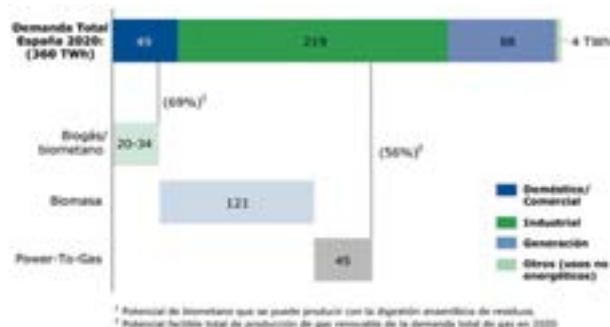
- Gran parte de la industria y el transporte no tienen alternativa de descarbonización vía electrificación.
- El uso de los gases renovables en la infraestructura gasista existente permite descarbonizar de manera rápida y eficaz todos los sectores conectados a la infraestructura (terciario, industrial, movilidad, etc.)

¹ Euroelectric Decarbonization Pathways <https://cdn.euroelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>

Una mayor integración de los sectores eléctrico y gasista es una solución eficaz para conseguir los objetivos de descarbonización gracias a la complementariedad de los gases renovables, la infraestructura gasista y la eléctrica.

España, gran potencial en gases renovables

España es el tercer país europeo con mayor potencial de desarrollo de los gases renovables y, según el 'Estudio de la capacidad de producción de biometano en España'², elaborado por Sedigas, nuestro país atesora una capacidad de generación estimada de 163 TWh de este recurso renovable y autóctono, equivalentes al 45% de la demanda anual de gas natural nacional.



Fuente: Sedigas

Por otro lado, la Comisión Europea fija en su propuesta REPowerEU en 35.000 millones de metros cúbicos el objetivo de producción de biometano para 2030, el equivalente al 10% del consumo de gas natural a nivel comunitario, como se puede comprobar, el porcentaje de capacidad de producción vs consumo en España es 4,5 veces superior a la media europea fijada como objetivo para 2030.

La Hoja de Ruta del Biogás, el Sistema Nacional de Garantías de Origen o los más de 300 proyectos -en diferente estadio de maduración- promovidos por el sector privado suponen un primer paso en esta apuesta, pero aún no es suficiente para materializar todo el enorme potencial estimado, ni para facilitar la descarbonización ni la competitividad efectiva de la industria gasintensiva nacional.

La revisión y actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 en curso se presenta como una oportunidad para elevar los objetivos de participación del biometano en el mix energético en la senda de la descarbonización, la competitividad y la soberanía energética de España.



Imagen: Planta de Biometano en Vila-sana (Lérida). Naturgy Evolución de la cogeneración hacia la transición energética

² Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023 (Sedigas) <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>

Podemos comprobar que la cogeneración, asociada de forma mayoritaria a procesos industriales, comparte con dichos procesos su particular transición hacia un mundo bajo en carbono. Y este proceso ha venido haciéndose en el pasado sin necesidad de regulaciones que lo impulsaran, sino por la misma razón de ser de la cogeneración: la eficiencia y el ahorro de energía.

Así, vemos que desde los orígenes con las primeras cogeneraciones de carbón, y las posteriores con productos petrolíferos, que sostenían la industria hasta los años 80, se fueron transformando sustituyéndolos por el gas natural, combustible mayoritario (90%) de nuestros procesos calorintensivos en la actualidad, y que a día de hoy sigue siendo el combustible de origen orgánico que menos emisiones de CO2 realiza a la atmósfera. Y ya se vislumbran el gas renovable (biogás, biometano, e hidrógeno) como futuro actor para estas demandas no electrificables a futuro.

Mención especial merece el hidrógeno renovable (verde) que está destinado no sólo a sustituir al hidrógeno obtenido a partir de gas natural (gris) sino también a sumarse a la matriz de combustibles duales (calor de alta temperatura y generación eléctrica) aunque probablemente en una segunda etapa de evolución, dado que se necesitará el desarrollo masivo de potencia renovable para su producción y progresiva penetración en el mercado.

Lo que parece razonable es que tendremos primero que sustituir los combustibles líquidos (fuel y gasóleo) por gas natural. Estos aún representan un 10% de las plantas de cogeneración en España y mientras no se lleven a cabo las subastas de cogeneración no podrá acometerse esta primera fase.

En una segunda fase, que progresivamente irá sustituyendo el gas natural introduciendo gases renovables conforme éstos estén disponibles, formará la parte principal de la transición que ha de ser, como en el pasado, paulatina teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Los avances tecnológicos en generación de gas renovable,
- Su logística desde los puntos de producción hasta los consumidores y su almacenamiento,
- Los costes de producción y su competitividad para desplazar progresivamente al gas natural,
- Una regulación de Garantías de Origen que permita un comercio efectivo de los mismos,
- Su uso dual como combustible para procesos de alta temperatura y para generación eléctrica firme, regulable y sincrónica, que dé estabilidad y calidad de suministro al sistema

Con todas estas variables se debe avanzar en una progresiva penetración de los gases renovables, integrados en la red gasista y eléctrica que permita un balance equilibrado y una mayor robustez del sistema energético, de modo que cumpla con los postulados del "trilema energético" (seguridad de suministro, accesibilidad de la energía, sostenibilidad medioambiental)

No olvidemos que la principal aportación de la cogeneración al sector energético sigue siendo la eficiencia y ahorro de energía, independientemente del

combustible usado para la generación de energía térmica y eléctrica, sigue siendo válido “la energía más barata es la que no se consume”, frase que podríamos ampliar a las emisiones de CO2, energía perdida en transporte y distribución. Todo ello contando con una tecnología robusta, confiable, que aporta potencia síncrona, regulable y firme a la vez.



Fuente: Naturgy

Y en todo este proceso, la cogeneración, como ya ha demostrado en el pasado, se ha anticipado a dicha transición en dos etapas:

- preparando los equipos actuales para admitir un significativo porcentaje de gases renovables e hidrógeno, y en un segundo escalón,
- poniendo en el mercado, para cuando las nuevas inversiones al amparo de las subastas de cogeneración lo permitan, los nuevos equipos que admiten un 100% de estos gases, y que han demostrado una madurez tecnológica suficiente.

Por todo ello, esperamos que en el marco de la revisión del PNIEC a 2030 nuestro Gobierno tenga en cuenta todas estas ventajas que la cogeneración pone a disposición del sistema energético, y permita que España y sus ciudadanos sigan beneficiándose en su caminar hacia la Transición Ecológica.

Madrid, Abril de 2023



HEATCUBE

El nuevo estándar en tecnología para el calor de procesos industriales.

El Heatcube es un sistema modular de generación y almacenamiento térmico basado en sales fundidas que permite que las instalaciones industriales utilicen electricidad de una instalación renovable fuera de la red o suministrada desde la red.



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

El futuro del hidrógeno en la cogeneración



La neutralidad de emisiones de carbono se está convirtiendo en un objetivo clave a largo plazo para países y organizaciones. La Unión Europea ha establecido alcanzar este objetivo en 2050. El primer paso ha sido el reemplazo del carbón por gas natural y la búsqueda de eficiencia energética, como por ejemplo con sistemas de cogeneración, y se inició en muchos países hace más dos décadas. En una siguiente etapa, que se está iniciando en la actualidad, la sustitución del gas natural por hidrógeno (H₂) y combustibles renovables es un medio imprescindible para alcanzar este objetivo.

La mezcla de gas natural e hidrógeno puede reducir sustancialmente las emisiones de carbono y proporcionar una reducción constante de las emisiones, ya que la combustión de hidrógeno no produce CO₂. La sustitución del gas natural por hidrógeno de forma gradual mediante la mezcla (blending) de estos gases implica que las inversiones actuales en plantas de generación y cogeneración son activos que pueden contribuir de forma inmediata a conseguir los objetivos de descarbonización mientras se desarrollan los sistemas de producción de hidrógeno verde a gran escala.

El impacto de las turbinas de gas con hidrógeno en el sector energético

En enero de 2019, los miembros de la asociación industrial EU Turbines, que engloba a los principales fabricantes, se comprometieron a desarrollar la tecnología necesaria para quemar un 100% de hidrógeno en todos sus modelos de turbina para el año 2030. Esto demuestra el compromiso de los fabricantes con la descarbonización y permitirá disponer de plantas de generación y cogeneración sin emisiones de CO₂. Los primeros proyectos de demostración ya se están realizando, como se detallará con posterioridad.

El uso de hidrógeno en turbinas de gas tiene varias ventajas para el sector energético. Para los operadores, el uso de mezclas de gas natural con hidrógeno reduce las emisiones de CO₂ de las plantas existentes. Estas instalaciones podrán seguir operando en los mercados

tal y como lo hacen ahora, produciendo energía con bajas emisiones de carbono y evitando la pérdida de activos útiles debido a la normativa sobre reducción de emisiones. Para el gestor de la red eléctrica, las turbinas de gas que funcionan con mezclas de combustible de hidrógeno son despachables y ofrecen una capacidad de generación firme y flexible para mantener la estabilidad de red. Para el sector eléctrico, seguir utilizando la flota de turbinas de gas evita costes de capital y permite incorporar los activos existentes en los planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo.

Combustión del hidrógeno

Las características de la combustión del H₂ son muy diferentes a la del gas natural, compuesto principalmente por metano (CH₄). Las temperaturas de llama del H₂ son unos 300°C superiores, la velocidad de llama unas tres veces mayor, y el retardo de la autoignición es la tercera parte que en el gas natural. El H₂ es, por tanto, un combustible altamente reactivo; el control de llama requerido para mantener la estabilidad de la combustión mientras se asegura un nivel bajo de emisiones de NO_x representa un reto importante para los expertos en combustión.

Actualmente existen dos tecnologías dominantes en la combustión de hidrógeno: Combustión húmeda (Wet Low Emissions, WLE) y combustión seca (Dry Low Emissions, DLE).

Combustión húmeda (WLE)

La combustión húmeda emplea fundamentalmente sistemas de llama de difusión, y requieren cierto grado de dilución para reducir la temperatura de llama y, consecuentemente, mantener bajas las emisiones de NO_x. Esta dilución se produce habitualmente con inyección de agua, vapor o nitrógeno en el combustor. La tecnología WLE permite llegar actualmente a la combustión al 100% de H₂; sin embargo, los costes altos de operación asociados a los sistemas de dilución

hacen que esta tecnología sea poco apropiada para la combustión de hidrógeno a gran escala.

Combustión seca (DLE)

La proporción aire/H₂ es un factor fundamental en las emisiones de NO_x y en la estabilidad de llama. En los sistemas de combustión seca se realiza el control de temperatura de llama mediante la regulación de la premezcla de aire y combustible, buscando un diseño óptimo. Este diseño requiere de geometrías complejas en los combustores para alejar la llama -altamente reactiva y rápida- de los inyectores y mantener la integridad de éstos a largo plazo.

Los distintos fabricantes están desarrollando esta tecnología para los distintos modelos de turbinas de gas de su flota.



Habilitadores tecnológicos

Siemens Energy está empleando tres habilitadores tecnológicos, necesarios para desarrollar la tecnología DLE para quemar hidrógeno en las turbinas de gas.

Herramientas digitales de simulación

Con el aumento del porcentaje de hidrógeno en la mezcla de combustible la termoacústica de la llama varía notablemente. Las herramientas avanzadas de dinámica de fluidos computacional (CFD) permiten a los ingenieros realizar simulaciones de los procesos de combustión para aumentar la capacidad del sistema de aceptar mayores porcentajes de hidrógeno en la mezcla de combustible. Estas herramientas están calibradas para los diseños de Siemens Energy y verificadas a través de años de pruebas de desarrollo y verificación en pruebas de combustión, lo que permite una evaluación fiable en las fases iniciales de un proyecto de modernización de una instalación existente.

Sistemas de fabricación aditiva

En 2009 Siemens Energy inició sus actividades con la tecnología de fabricación aditiva (AM), aplicándola a la reparación de quemadores y puntas de álabes. En los últimos años se han desarrollado materiales y procesos encaminados a la industrialización de esta tecnología. Materiales como el IN 625 y el Hastelloy X se han caracterizado de forma precisa para que los diseñadores puedan aprovechar las ventajas de la AM. La clave, sin embargo, es la integración de la AM en procesos de producción industrial automatizada, que incluyen la eliminación del material sobrante y soportes, el tratamiento térmico y el control de calidad correspondiente.

En la actualidad, un parque mundial de más de 50 máquinas de laser en lecho de polvo produce piezas

metálicas para las turbinas de gas de Siemens Energy en nuestras plantas de producción situadas en Orlando, (FL, USA), Worcester (Reino Unido) y Finspång (Suecia).

Esta capacidad de fabricación aditiva de Siemens Energy, unido a herramientas CFD, permite integrar características complejas de refrigeración y diseñar geometrías complejas del flujo de aire y de combustible que no habrían sido posibles con técnicas de técnicas de fabricación convencionales. Estas características son vitales para garantizar una combustión estable del hidrógeno, y permiten acelerar el tiempo de validación de la tecnología de combustión con hidrógeno hasta un 75%.

Centro de pruebas de combustión

Estas posibilidades de diseño se complementan con el Clean Energy Center de Berlín, instalación de Siemens Energy para pruebas de combustión a alta presión. Todos los nuevos desarrollos se someten a rigurosas pruebas para garantizar un funcionamiento seguro en condiciones reales de operación. Esta instalación permite probar una gran variedad de combustibles y sistemas de toda la gama de turbinas de gas de Siemens Energy. En 2019, se añadió la capacidad de realizar pruebas con hidrógeno.

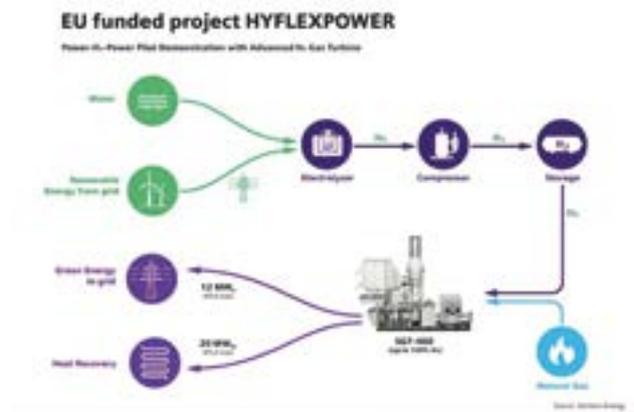
Estos habilitadores tecnológico se han aplicado en el primer proyecto demostrativo de una planta de cogeneración operando al 100% por hidrógeno.

El proyecto HYFLEXPOWER - Tecnología para la descarbonización completa de una planta de cogeneración.

En el marco del proyecto HYFLEXPOWER, financiado por la UE, está previsto demostrar inicialmente la tecnología en una turbina de gas SGT-400 instalada en una planta de cogeneración de Smurfit Kappa en Saillat-sur-Vienne, Francia.

En 2020, un consorcio liderado por Siemens Energy, que incluye a ENGIE, Centrax, Arttic, el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y universidades europeas, puso en marcha HYFLEXPOWER, el primer demostrador industrial del mundo de alimentación de una planta de cogeneración con hidrógeno verde, procedente de energía renovable.

El proyecto tiene previstas dos campañas de demostración: Las pruebas iniciales se llevaron a cabo en el verano de 2022 con la puesta en servicio de la instalación de producción y almacenamiento de hidrógeno, y la operación de la planta de cogeneración con mezclas de gas natural con un contenido de hidrógeno de hasta el 30%. En el verano de 2023 se llevarán a cabo las pruebas con hasta el 100% de hidrógeno, con un sistema de combustión seca DLE.



Adaptación de plantas existentes para operación con mezclas de hidrógeno

Para adaptar una planta existente, operando con gas natural, a poder utilizar mezclas de este combustible con hidrógeno, hay que analizar los siguientes componentes:

Sistema de suministro de combustible

Dado que el sistema de alimentación de gas manipula el hidrógeno es necesario comprobar la resistencia al hidrógeno de los componentes y materiales utilizados. Además, es necesario adaptar los requisitos de presión, caudal y temperatura a las nuevas condiciones de operación con mezcla en la turbina de gas, lo que posiblemente requiera diámetros de tubería más grandes para acomodar el sistema de suministro de la mezcla.

Caldera de recuperación de calor (HRSG):

En comparación con la combustión de gas natural, el HRSG debe tratar gases de escape con diferentes composiciones, caudales volumétricos y temperatura. Además, puede ser necesario prever una ventilación en caso de que entre hidrógeno sin quemar en la HRSG, por ejemplo, después de un arranque fallido o un disparo de planta. En el caso de un sistema de combustión suplementario, deben investigarse otros aspectos, como las características de los nuevos gases de combustión. Los cambios en el punto de rocío de los gases de escape deben ser también tenidos en cuenta.

Sistema de reducción catalítica selectiva (SCR):

Debido al aumento de las emisiones de NOx asociadas a la combustión de hidrógeno, puede ser necesario instalar un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR) en función de la normativa local sobre emisiones. En caso de incrementar gradualmente el porcentaje de H2 en la mezcla es necesario conocer con exactitud si existe un límite a partir del cual sería necesaria la instalación de un SCR, y prever el espacio requerido.

Edificios y ventilación

Debido a las diferentes características del hidrógeno como combustible, se deben evaluar de nuevo las zonas de riesgo de la planta. Debe prestarse especial atención a la ventilación activa y pasiva de los edificios para hacer frente a cualquier fuga de hidrógeno y la instalación de detectores de gas adecuados para detectar dichas fugas.

Equipos eléctricos

Los sistemas eléctricos en zonas susceptibles de presencia de hidrógeno requerirán una revisión de su clasificación, con objeto de adaptarlos a la normativa aplicable para atmósferas explosivas.

Soluciones integradas y optimizadas para plantas de cogeneración de hidrógeno

Siemens Energy ha desarrollado una solución integrada, tanto para plantas nuevas como para plantas existentes, que proporciona una configuración optimizada para la integración de plantas híbridas de cogeneración combinadas con generación de energía renovable, producción de hidrógeno por electrolisis, compresión y almacenamiento de hidrógeno y sistemas de almacenamiento y aprovechamiento con bombas de calor. En una configuración optimizada, la eficiencia total de este sistema, medida sobre la referencia de la energía renovable utilizada, puede llegar hasta el 70%.



Conclusión

El hidrógeno está llamado a ser el combustible principal para cogeneración y generación despachable en los sistemas energéticos descarbonizados del futuro. Las tecnologías necesarias para este objetivo están en fase avanzada de desarrollo, y ya se están realizando los primeros demostradores a gran escala.

Ante un escenario de incertidumbre acerca de los precios del hidrógeno verde como combustible, las plantas de cogeneración de alta eficiencia están llamadas a liderar la introducción de los sistemas de combustión de hidrógeno en la generación eléctrica. Precisamente por su alta eficiencia, estas plantas pueden generar modelos de negocio viables a largo plazo en un entorno de descarbonización.

Madrid, Mayo de 2023



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.



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

La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados



La **COGENERACIÓN** es un conjunto de tecnologías que permiten la producción simultánea de energía mecánica y/o eléctrica 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).

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 limpios, 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, pero para ello será necesario que éstos estén disponibles.

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)

	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia generada (MW)	4326	4471	4467	4262	4221
Generación primaria (TWh)	29,05	29,56	27,59	26,09	27,76
Consumo eléctrico (TWh)	18,05	18,52	18,82	17,52	16,07
Consumo de combustibles (TWh)	112,29	109,34	108,81	141,36	119,49

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

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 Estimado según datos publicados por Red Eléctrica (REE)

EFICIENCIA ENERGÉTICA

La principal característica de la cogeneración es su alta eficiencia. Esta eficiencia se mide a partir del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)³, 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 conservador⁴ 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 combinados⁵ y un rendimiento de calderas del 85%:

Tabla 2. Ahorro energía primaria de la generación de la DTP en Ciclo Combinado + Caldera

	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo de energía primaria (TWh)	15,85	15,85	14,05	14,25	13,45
Consumo de energía primaria (TWh)	35,07	37,38	35,56	35,84	35,31
Ahorro de energía primaria (TWh)	19,22	21,53	21,51	21,59	21,86
%	54%	57%	55%	55%	56%

Es importante recordar que la energía más barata y limpia es la que no se consume.

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.

Tabla 3. Ahorro en costes de producción por menor pérdidas en redes eléctricas de TGD

	2016	2017	2018	2019	2020
Coste por MWh de energía (€)	3,59%	3,59%	4,36%	4,62%	5,07%
Reducción generada (millones de euros)	2,126	2,705	2,695	3%	3,376
Beneficio en pérdidas en TGD (M€)	4,44	4,12	4,96	4,65	3,73
Ahorro medio estimado (M€) (1,75M€)	17,29	18,28	18,38	17,37	16,17
%	34%	34%	34%	34%	34%

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), como ya hemos visto en 2022.

Tabla A. Ahorro en emisiones de la cogeneración en Ciclo Combinado + Carbón

	2018	2019	2020	2021	2022
Emisiones de CO2 (kt)	1.00	4,73	4,26	5,17	4,80
Emisiones de CO2 (kt) por MWh	11,84	14,84	14,75	13,51	10,87
MM	11,84	147,76	150,26	143,37	106,04

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 1/3 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.

AHORRO EN SUBIDA EN EL PRECIO DEL POOL

Tal y como se ha podido ver, tras la aplicación del mecanismo de ajuste ibérico, conocido como “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, según estimaciones hechas por Cogen España, puede oscilar entre 4 y 40 €/MWh, en función de los costes energéticos y del balance de generación en cada momento.

SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Si cierra la cogeneración, la potencia firme que aporta debe ser suplida por ciclos combinados. 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.

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.

El cierre de la cogeneración conlleva 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 es cuando la cogeneración más aporta, llegando a producir un ahorro en el sistema de más de 2300M€, frente a su coste que estimamos en 650M€⁶.

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.

El año 2022 ha sido un año marcado por la crisis energética y debido a la incertidumbre regulatoria vivida por el sector, la cogeneración se vio obligada a reducir drásticamente su funcionamiento, generando un 30% menos de media que el año anterior. Pero a pesar de ello, la cogeneración ahorró al sistema más de 5.000 M€, quedando evidenciada la importancia de las soluciones de eficiencia energética, como la cogeneración, sobre todo en momentos de crisis energética o en caso de escasez de combustibles, para maximizar su aprovechamiento.

Tabla 5. Ahorro de la cogeneración en modalidad todo-todo y autoconsumo frente al coste al sistema

	2018	2019	2020	2021	2022
Ahorro de energía primaria (M€)	589	274	149	593	2.076
Ahorro de emisiones (kt)	70	139	70	202	202
Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	66	136	120	160	113
Capacidad de generación (MW)	304	300	299	299	280
Emisiones por precio de Gas (M€)	128	202	142	137	200
Emisiones por precio de Carbón (M€)	339	327	179	170	112
TOTAL	1.047	1.061	499	1.154	3.171
Coste al sistema (M€)	1.136	1.057	499,44	617,14	-649,9
Ahorro de energía primaria (M€)	651	339	166	671	1.188
Ahorro de emisiones (kt)	91	168	94	178	177
Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	107	12	80	200	284
Emisiones por precio de Gas (M€)	123	113	80	92	80
TOTAL	982	632	426	1.043	1.737
Ahorro en subida precio carbón (M€) CC + T1	1.029	980	800	867	1.000 ⁶
APORTE TOTAL (M€)	2.336	2.673	2.226	4.046	3.215

El informe está disponible para su descarga en <https://www.cogenspain.org/wp-content/uploads/2023/02/Informe-aportacion-CHP-2018-2022-Genera-2023.pdf>

⁶ La liquidación 13/2022 de la CNMC establece que la retribución a la cogeneración en 2022 es de 462M€, aun pendiente de realizar las últimas reliquidaciones.

La digestión anaerobia y la reducción de volumen en la valorización de los purines como factores clave en el futuro de las plantas de ADAP



La digestión anaerobia (DA) de los purines de cerdo es un proceso que ha cobrado importancia en la gestión sostenible de los desechos orgánicos en la agricultura, sin embargo, la gestión de los digeridos en zonas excedentarias y vulnerables es uno de los puntos que más complica el desarrollo de las plantas de producción de biogás a partir de las deyecciones ganaderas. Las plantas de ADAP, con el aprovechamiento de la energía térmica de la cogeneración, permiten una reducción de volumen del subproducto fertilizante y así una mayor facilidad para la exportación a zonas no excedentarias, cerrando el ciclo de producción agrícola-ganadera.

Los purines de cerdo, que son una mezcla líquida de excremento y agua utilizada como fertilizante en la agricultura, contienen nutrientes valiosos como nitrógeno, fósforo y potasio, pero también pueden ser una fuente de contaminación del agua y emisiones de gases de efecto invernadero si no se manejan adecuadamente.

La DA es un proceso biotecnológico en el que los microorganismos descomponen la materia orgánica en un ambiente sin oxígeno. En el caso de los purines de cerdo, se lleva a cabo en biodigestores, que son instalaciones que permiten controlar y acelerar la descomposición de los desechos orgánicos. Durante la DA de los purines, los microorganismos descomponen la materia orgánica en productos finales como son el biogás y una fracción líquida digerida que puede representar un problema en zonas excedentarias.

La incidencia de la DA de los purines de cerdo previa a su utilización para la fertilización de los cultivos agrícolas es significativa desde diferentes perspectivas. En primer lugar, permite una gestión más sostenible de los purines, ya que reduce su impacto ambiental. Al descomponer la materia orgánica en biogás, se reduce la emisión de gases de efecto invernadero como el metano, que es un gas que contribuye al calentamiento global. Además, el biogás generado durante la digestión anaerobia puede ser utilizado como una fuente de energía renovable, lo

que ayuda a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

En segundo lugar, la DA de los purines de cerdo también tiene un impacto positivo en la calidad del digerido, que es el subproducto líquido obtenido durante el proceso. El digerido es una fuente rica de nutrientes como nitrógeno, fósforo y potasio, que son esenciales para el crecimiento de los cultivos agrícolas. Sin embargo, su uso inadecuado para la fertilización puede desembocar en contaminación de acuíferos debido a su lixiviación.

La continuidad de las plantas de ADAP es clave en zonas excedentarias, donde este proceso de DA debe complementarse con una reducción de volumen de los digeridos, para permitir la exportación del producto final a zonas no excedentarias.

Barcelona, Abril de 2023

Global cogeneration market shows steady growth despite ongoing challenges



People working in the energy sector understand - perhaps even better than others - that we live in a complex and interconnected world that is constantly changing in response to political and economic events. Recent examples include the COVID-19 pandemic, which has led to more people working from home and more meetings taking place online, affecting the travel sector in particular. Then, last year we witnessed Russia's military aggression against Ukraine, which is still ongoing. The impacts of this war have included tragic loss of life and human suffering, together with the destruction of vital infrastructure and major disruptions in global energy markets.

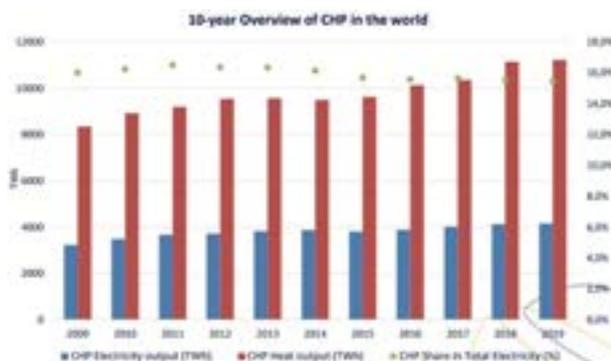
It's because we live in such a complex and interconnected world that a group of major companies came together with a number of national and regional associations to set up the COGEN World Coalition (CWC), which was launched in April 2021. The purpose of the CWC is to provide a global voice for companies and stakeholders involved in the development and utilization of cogeneration technologies. At the start of 2023, the CWC could count 23 members: 10 major companies and 13 associations – including COGEN Spain.

As one of its first activities, the CWC commissioned a report on the global cogeneration market, drawing on the latest available data. This report was produced by Simon Minett of Challoch Energy who has over 30 years of professional experience in the energy sector including 8 years at the helm of COGEN Europe. The report contains information that will be useful for CWC members and also for policy makers and other stakeholders. We hope that by publishing reports like this on a regular basis, the CWC will become a trusted source of information.

The first edition of CWC's Global Cogeneration Market Overview describes the state of the cogeneration market around the world using data from 2019, so therefore it shows the situation as it was before the economic impacts of the COVID-19 coronavirus pandemic. Most

of the data were obtained from the International Energy Agency (IEA) and other official sources.

The data presented in the market overview show that global CHP capacity grew by around 30% over the 10-year period from 2009 until 2019. According to the latest data (from 2019), the annual output of CHP systems globally amounts to 11,200 TWh of heat and 4,159 TWh of electricity, which represents just over 15% of total electricity generation. CHP systems are primarily being driven by fossil fuels, especially coal and coal products (59.4%) and natural gas (32.3%).



Asia-Pacific, Europe and North America are the regions with the most developed markets for cogeneration technologies. CHP systems are widely used in energy-intensive industries such as chemicals, and pulp and paper, and are increasingly being deployed to provide electricity and heat for facilities such as hospitals and universities, as well as district heating and cooling networks.

Biofuels and waste contribute a significant and growing share of the fuel mix. Although these sources only represent 6.5% of energy input to CHP systems globally, there is wide variation between different regions and countries. Biofuels and waste account for 18.1% of

the fuel mix in Africa, 19.3% in Europe, 72.1% in South America and 82.7% in India (according to the best available data).

As well as looking at the current situation, the report anticipates future trends:

- Demand for cogeneration technologies is expected to see the strongest growth in Asia (especially in China and India) and also in South America.
- The regulatory environment will encourage a shift from fossil fuels to clean and renewable energy sources like solar thermal, geothermal, biofuels and hydrogen.
- We can expect to see a growing market for smaller CHP installations (up to 10 MW capacity), including systems that use Fuel Cells, which run on hydrogen.

As a general conclusion, we can say that the data presented in the CWC's market overview reveals major differences between regions of the world in terms of CHP capacity, market sector focus, and fuel use. The report also highlights the role that cogeneration can play in addressing climate change by supporting the transition towards renewable and decarbonized fuels sources such as biomethane and clean hydrogen.

Over the coming years, the CWC and its members will champion the benefits of cogeneration technologies in terms of boosting energy efficiency, dealing with peaks in demand, strengthening system resilience and enabling the uptake of renewables. I have no doubt that our Spanish friends will continue to make a positive contribution to this effort!

For more information about the COGEN World Coalition, see: www.cogenworld.org

*An overview of the Global Cogeneration Market (CWC, 2022) can be found here:
<https://www.cogenworld.org/wp-content/uploads/2022/11/CWC-Global-Cogeneration-Market-2022.pdf>*

Brussels, April 2023



COGEN
España
*Impulsando
la energía del futuro*

1. Directorio de **Asociados**

Tu mejor aliado en soluciones de cogeneración

 EnergyRisk
Commodity
Rankings 2023

En Axpo llevamos más de dos décadas
añadiendo valor a la gestión de energía.

Confía en los expertos en gestión de
riesgos y soluciones a medida con la mayor
cartera independiente de productores y
con total garantía de transparencia.



The Power of Axpo

91 594 71 70
Info.es@axpo.com
www.axpo.com



A E S.A.**I&C**

Dirección: C/ Aragón 383, 4º, 08013 Barcelona
Teléfono: +34 93 444 93 00
Fax: +34 93 444 93 01
Contacto Principal: Carlos Guijarro
Cargo: Director Comercial
E-mail: cguijarro@aesa.net
Web Site: aesa.net
Facturación: 3 M€
N.º de empleados: 35
Países de Actuación: Unión Europea, Latinoamérica, Norte de África

AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO S.A. (AME)**COM**

Dirección: C/ Orense 68, 9º izda., 28020 Madrid
 Avda. Diagonal, 612, entlo., 08021 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: Marc Campmany
Cargo: Director Técnico
E-mail: ame@ame-sa.net
Web Site: www.ame-sa.net
Facturación: 262,9M€
Países de Actuación: España

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 24 00
Contacto Principal: Juan Carlos Velázquez Herráez
Cargo: Head of Commercial
E-mail: juancarlos.velazquezherraiez@woodplc.com
Web Site: <https://www.woodplc.com/capabilities/consulting/industrial-power>
Facturación: 10.000 M€
N.º de empleados: 45.000
Países de Actuación: A nivel mundial

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: Carlos Serrato
Cargo: Ingeniero de Proyectos
E-mail: carlos.serrato@aprovis.com
Web Site: www.aprovis.com
Facturación: 50 M€
N.º de empleados: 170
Países de Actuación: A nivel mundial

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
N.º de empleados: 260
Países de Actuación: España y Portugal

MWM DIGITAL POWER

Descubre
los nuevos
modelos



TCG 3020

El más polivalente.

Con componentes de última generación para proporcionar una mayor potencia: su diseño compacto, el enfoque hacia una amplia gama de aplicaciones y su alta eficiencia son una garantía de éxito. Gracias al sistema de control inteligente y seguro del TPEM (Total Plant & Energy Management), la nueva serie TCG 3020 ofrece la mayor rentabilidad y fiabilidad.

www.mwm.net/gas-engine-TCG-3020

MWM
Energy. Efficiency. Environment.

15  years of
continuous
innovation

BAKER HUGHES

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
N.º de empleados: 60.000
Países de Actuación: Todo el mundo

BERGEN ENGINES IBERICA, LANGLEY HOLDINGS**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

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
N.º de empleados: 3.000

CAPWATT (Sonae Capital)**SCOG, ESCO, COM**

Dirección: Lugar do Espido – Vía Norte, Apartado 3053, 4471-907 Maia
Teléfono: +351 220 11 00 55
Contacto Principal: Sergio Rocha / Luís Rocha
Cargo: CEO / Head of Development
E-mail: capwatt@capwatt.com
Web Site: www.capwatt.com
Facturación: 210 M€
N.º de empleados: 215
Países de Actuación: Portugal, España y México

CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS, S.A**MCI, MMC**

Dirección: Avda. de los Artesanos, 50 - 28760 Tres Cantos (Madrid)
Teléfono: +34 91 807 45 00
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
N.º de empleados: 168
Países de Actuación: España, Portugal y Latam
Actividad: Motores de Gas de Combustión Interna (MCI), Sistemas de Hibridación de Generación de Energía, Sistemas de Acumulación de Energía, MMC (Micogrid 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
N.º de empleados: 14
Países de Actuación: España

CT3 INGENIERÍA



Dirección: Calle Norias, 92 28221 Majadahonda Madrid
Teléfono: +34 916 34 06 01
Contacto Principal: Francisco Sarti
Cargo: Director de Desarrollo
E-mail: info@ct3.es

2G SOLUTIONS OF COGENERATION S.L.

EPC, ESCO, 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
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

DURO FELGUERA, S.A.



Dirección: Parque Científico Tecnológico C/ Ada Byron, 90 33203 Gijón, Asturias
Teléfono: +34 98 519 90 00
Contacto Principal: Alvaro López
E-mail: Corporate.Sales@durofelguera.com

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: www.edpenergia.es
Facturación: 40 M€
N.º de empleados: 50
Países de Actuación: España

EFITEKNA, Consultoría S.L.

I&C



Dirección: Pasaje La Pau, 10 bis, entlo. 1ª, 08002 Barcelona
Teléfono: +34 93 269 27 33
Contacto Principal: Maurici Cruzate
Cargo: Gerente
E-mail: efitekna@efitekna.com
Web Site: http://efitekna.com

EL POZO ALIMENTACIÓN, S.A

SCOG



Dirección: Avda. Antonio Fuertes, 1, 30840 Alhama de Murcia, Murcia
Teléfono: +34 96 863 68 00
Fax: +34 96 863 67 08
Contacto Principal: Miguel Egea Caballero
Cargo: Responsable Proyectos Industriales
E-mail: miguel.egea@elpozo.com
Web Site: www.elpozo.com
Facturación: 1.124 M€
N.º de empleados: 5.000
Países de Actuación: 82

ENAGAS, S.A.

Principal transportista y Gestor Técnico del Sistema Gasista SGE



Dirección: Paseo de los Olmos, 19 - 28005 Madrid
Teléfono: +34 91 709 60 25
Fax: +34 91 709 91 99
Contacto Principal: Ana López Tagle
Cargo: Gerente
E-mail: alopez@enagas.es
Web Site: www.enagas.es
N.º de empleados: 1.369
Países de Actuación: España, México, Chile, Perú, Grecia, Italia, Albania y Estados Unidos

ENERGYNEST

Dirección: Dirección: Avda. República Argentina 24 | 41011 Seville | Spain
Teléfono: +34 645 03 99 94
Contacto Principal: Marta Anchústegui Mezquita
Cargo: Director Project Development
E-mail: mam@energy-nest.com
Web Site: https://energy-nest.com/
N.º de empleados: 38
Países de Actuación: Principalmente Europa. Otros como Australia, Nueva Zelanda, Canada, etc

ENGIE

ESCO, I&C



Dirección: Ribera del Loira 28 - 28042 Madrid / Pl. Europa, 41-43, 08908 L'Hospitalet de Llobregat (Barcelona)
Teléfono: +34 93 363 86 86
Fax: +34 93 439 95 52
Contacto Principal: Yann Barlerin / Daniel Toro / Carolina Ubis
Cargo: Director de Negocios de Activos / Director de Utilities / Head of Communication
E-mail: yann.barlerin@engie.com / daniel.toro@engie.com / carolina.ubis@engie.com
Web Site: www.engie.es
N.º de empleados: 2.300
Países de Actuación: España

The Future of Energy

Together, renewables and natural gas will help drive towards a cleaner energy future, and no one is better prepared to deliver that future than GE.

Through our **reach**. Our **knowledge**. Our **commitment**.

By building a more sustainable world. A cleaner world. A better world. A world that works.



#FutureofEnergy #decarbonization
ge.com/gas-power/future-of-energy



FINANZAUTO S.A.U. (Grupo Teysa)

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 Sales and Aftersales Manager
E-mail: mmangas@finanzauto.es
Web Site: www.finanzauto.es
Facturación: 304 M€
N.º de empleados: 950
Países de Actuación: España

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/ Jaime de Ojeda / Javier Yunta / Verónica Luppi
Cargo: Sales Manager (Services HD) / Sales Director (Services HD) / Senior Sales Manager (Services Aero) / Sales Digital Leader (GE Power Digital Services)
E-mail: alessandro.rovida@ge.com/ jaime.deojeda@ge.com / javier.yunta@ge.com / veronica.luppi@ge.com
Web Site: https://powergen.gepower.com / www.gepower.com
Países de Actuación: España, Portugal y países de influencia

GHESA INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA S.A.

EPC, I&C, SCOG



Dirección: C/ Magallanes, 3. 28015, Madrid
Teléfono: +34 91 309 81 05
Fax: +34 91 594 24 28
Contacto Principal: Andrés Cuesta Samaniego
Cargo: Director de Ingeniería
E-mail: acs@ghesa.es
Web Site: www.ghesa.es
Facturación: 46,2 M€
N.º de empleados: 630
Países de Actuación: Alcance global

GREEN ENESYS (Green Enesys Group)

EIT con almacenamiento térmico



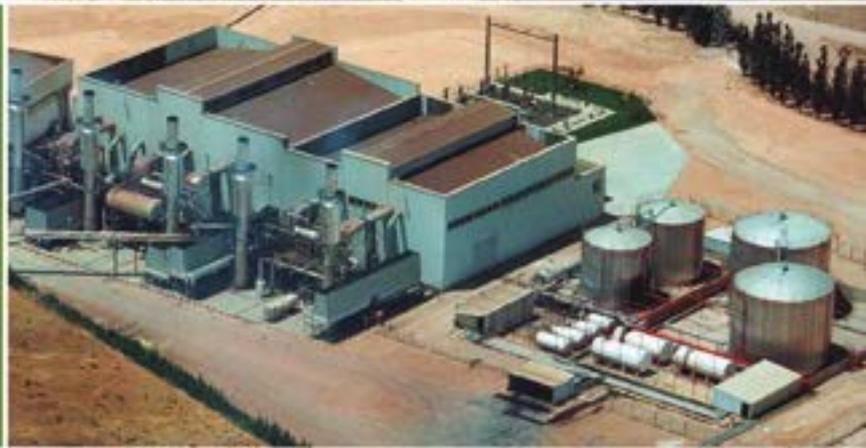
Dirección: Rathausstrasse 7, 6341 Baar, Suiza
Teléfono: +34 606 344 994
Contacto Principal: José Luis Morán
Cargo: Director of Integrated Energy Solutions
E-mail: joseluis@greenenesys.com
Web Site: www.greenenesys.com
Facturación: 19 M€
N.º de empleados: <50
Países de Actuación: Alemania, España, Italia, Polonia, Costa de Marfil, Marruecos, Brasil, México, Perú, Colombia y Honduras

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 COGENERACION S.L.R.U.
Tomás Redondo, 1 - 28033 Madrid
José Antonio Castaño
jacastano@iberdrola.es
Teléfono: 96 455 77 74

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
Cargo: Director Financiero
E-mail: jserret@neoelectra.es
Web Site: www.neoelectra.es
N.º de empleados: 300
Países de Actuación: Europa y Latam

NEOELECTRA GREEN (Grupo Empresarial Neoelectra S.A.) E/ ELEC / EPC / ESCO / I&C / MCI / MICRO / M&O / TG / TV

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: Óscar Soca
Cargo: Director de Proyectos
E-mail: osoca@neoelectra.es
Web Site: www.neoelectra.es
Países de Actuación: Europa y Latam

IBERDROLA COGENERACIÓN, S.R.L.U.**ESCO**

Dirección: Avda. de San Adrián, 48. 48003 Bilbao
Teléfono: +34 944151411
Contacto Principal: Jose Antonio Castaño / Julio Artiñano Pascual
Cargo: Director General / Responsable regulación
E-mail: jacastano@iberdrola.es/ jarti@iberdrola.es
Web Site: www.iberdrola.es
Facturación: 780 M€ (2022)
N.º de empleados: 81 (2022)
Países de Actuación: Europa

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€
N.º de empleados: 3.000
Países de Actuación: A nivel mundial (proyectos en 125 países)

IGNIS ENERGÍA, S.L.**COM, I&C, M&O, SCOG**

Dirección: C/ Cardenal Marcelo Spínola 4, 1º D, 28016 Madrid
Teléfono: + 34 91 005 97 75 / + 34 91 599 49 39
Contacto Principal: Pilar Gracia
Cargo: Asesoría Jurídica
E-mail: pilar.gracia@ignisenergia.es
Web Site: www.ignis.es
Facturación: 15 M€
N.º de empleados: 11
Países de Actuación: España

BE FLEXIBLE.

Los generadores Indar más eficientes de su categoría, tan robustos como siempre y ahora con tecnología revolucionaria INDARGRID



INDARGRID™ es una solución revolucionaria para facilitar a la generación síncrona cumplir con los códigos de red y unirse a los mecanismos de flexibilidad para asegurar la regulación de frecuencia de la red. Reforzando así la cogeneración como solución clave en la transición energética para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

+80
años

Más de 80 años de experiencia

70 GW

70 GW de potencia total instalada a nivel mundial

I+D+i

Mayor laboratorio de máquinas eléctricas del estado y uno de los más grandes de Europa

THE
REAL
DREAM
team

SÉ PARTE DE
LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA.
BE A
HERO.

energy.service@ingeteam.com
www.ingeteam.com

Ingeteam

ELECTRIFYING
A SUSTAINABLE FUTURE

INGETEAM

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
N.º de empleados: >700
Países de Actuación: A nivel mundial

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: www.malteurop.com/es/intermalta
Facturación: 169 M €
N.º de empleados: 84

JENBACHER S.L. (Innio)

MCI, M&O



Dirección: Paseo de la Castellana 200, 28046 Madrid
Teléfono: + 34 91 904 72 90
Contacto Principal: Alfonso Fernandez / Daniel Calvo / Dan Tipluica
Cargo: Sales Director / Service Sales Manager / Service Sales Manager
E-mail: Alfonso.fernandezmartin@innio.com / daniel.calvo@innio.com / dan.tipluica@innio.com
Web Site: https://www.innio.com/es
N.º de empleados: aprox. 70
Países de Actuación: España, Portugal y países de influencia

KYOTO GROUP AS

AT, EPC, EI



Dirección: Av. Eduardo Dato 69, 5 planta 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
N.º de empleados: +30
Países de Actuación: España, Holanda, Noruega, Dinamarca, Inglaterra, Hungría.

LOINTEK

Dirección: C/Aita Gotzon 37. 48610 URDULIZ (Bizkaia)
Teléfono: + 34 944 316 658
Contacto Principal: Joseba Uriarte
Cargo: Dtor. Comercial
E-mail: j.uriarte@lointek.com
Web Site: www.lointek.com
N.º de empleados: > 200
Países de Actuación: Mundial

LU-VE IBÉRICA

EIT



Dirección: C/ Sierra de Guadarrama 14 - 28830 - San Fernando Henares - Madrid
Teléfono: +34 91 721 63 10
Fax: +34 91 721 91 92
Contacto Principal: César Aparicio Calvo
Cargo: Responsable Power Gen Ibérica
E-mail: cesar.aparicio@luvegroup.com
Web Site: www.luve.it
Facturación: 11 M€
N.º de empleados: 12
Países de Actuación: España, Portugal y Latam

MAN ENERGY SOLUTIONS ESPAÑA

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: Pablo Montes / Javier López
Cargo: Managing Director / Sales Manager
E-mail: sales-spain@man-es.com
Web Site: <https://spain.man-es.com/> ; <https://www.man-es.com/>
N.º de empleados: 75
Países de Actuación: Internacional

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
Web Site: www.naturgy.com
Facturación: 255 M€
N.º de empleados: 300
Países de Actuación: Internacional

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: gpasch@pasch.es
Web Site: www.pasch.es
Facturación: 43 Mil Euros
N.º de empleados: 87
Países de Actuación: España. Portugal y resto EU, Latinoamérica, Marruecos

REPSOL

C&L y COM



Dirección: C/. Méndez Álvaro, 44 - 28045 Madrid
Teléfono: +34 91 753 65 14
Fax: +34 91 549 81 56
Contacto Principal: José Manuel Campos
Cargo: Coord. Tca. de Proyectos y Soluciones Energéticas
E-mail: jmcamposr@repsol.com
Web Site: www.repsol.com
Facturación: 55.000 M€
N.º de empleados: 35.000
Países de Actuación: Ámbito Mundial

ROFEIKA ENERGIA SA

Dirección: C/ Creueta, nº 9 C/P 08787 La Pobla de Claramunt (Barcelona)
Contacto Principal: Joan Romani
Cargo: General Manager
E-mail: info@rofeikaenergia.com

SACYR INDUSTRIAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, S.L. (Grupo Sacyr)

I&C



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.sacyrindustrial.com
Facturación: 59 M€
N.º de empleados: 212
Países de Actuación: Ámbito mundial
 I&C Ingeniería y Consultoría

SEIT OLIVA (SDCL EE Co (Iberia))

Dirección: Paseo de la Castellana, nº 74, 1º A, 28046, Madrid
Teléfono: +34 607 16 10 25 / +34 660 91 83 C6064
Contacto Principal: Pedro Porres Astolfi
Cargo: Operations Manager
E-mail: pedro.porres@sdclgroup.com
Web Site: www.sdcl-ib.com

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€
N.º de empleados: 2.300
Países de Actuación: SENER cuenta con oficinas en Argelia, Argentina, Brasil, Canadá, Colombia, Corea del Sur, Chile, China, Emiratos Árabes Unidos, España, Estados Unidos, Marruecos, México, Polonia, Portugal, Reino Unido y Sudáfrica, y está también presente, a través de sus proyectos, en Bélgica, Bolivia, China, Francia, Holanda, Omán, Uruguay y Venezuela.

SIEMENS ENERGY S.A.

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.
E-mail: josem.macho@siemens-energy.com
Web Site: www.siemens-energy.com
Países de Actuación: Siemens Energy está presente en más de 90 países.

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

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

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: Eugenia Llorca
Cargo: Responsable de comunicación Veolia España
E-mail: eugenia.llorca@veolia.com
Web Site: www.veolia.es
Facturación: 7,189 mil millones de Euros de facturación a nivel mundial en 2019
N.º de empleados: 3.300 empleados en España/ 178.000 empleados en el mundo
Países de Actuación: Presencia en los cinco continentes

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: 5,8 billones € (Grupo a nivel mundial)
N.º de empleados: 17.500 (Grupo a nivel mundial)
Países de Actuación: Presente en más de 177 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
N.º de empleados: 160
Países de Actuación: España

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 Micogrid Master Controller
MICRO Microcogeneración
M&O Mantenimiento y Operación
SCOG Sociedad/es de Cogeneración
TG Turbina de Gas
TV Turbina de Vapor

MENOS
emisiones de CO₂

MÁS ahorro
de energía

Existen soluciones locales disponibles para ayudar a proteger el planeta y ofrecer alternativas a los combustibles fósiles. Juntos podemos afrontar los desafíos de la transformación ecológica y la descarbonización mejorando la eficiencia energética de los edificios y produciendo energía limpia a precios más reducidos.

Conoce más sobre nuestras soluciones en veolia.es



COGEN
España
*Impulsando
la energía del futuro*

2. Cogeneraciones desarrolladas **recientemente**

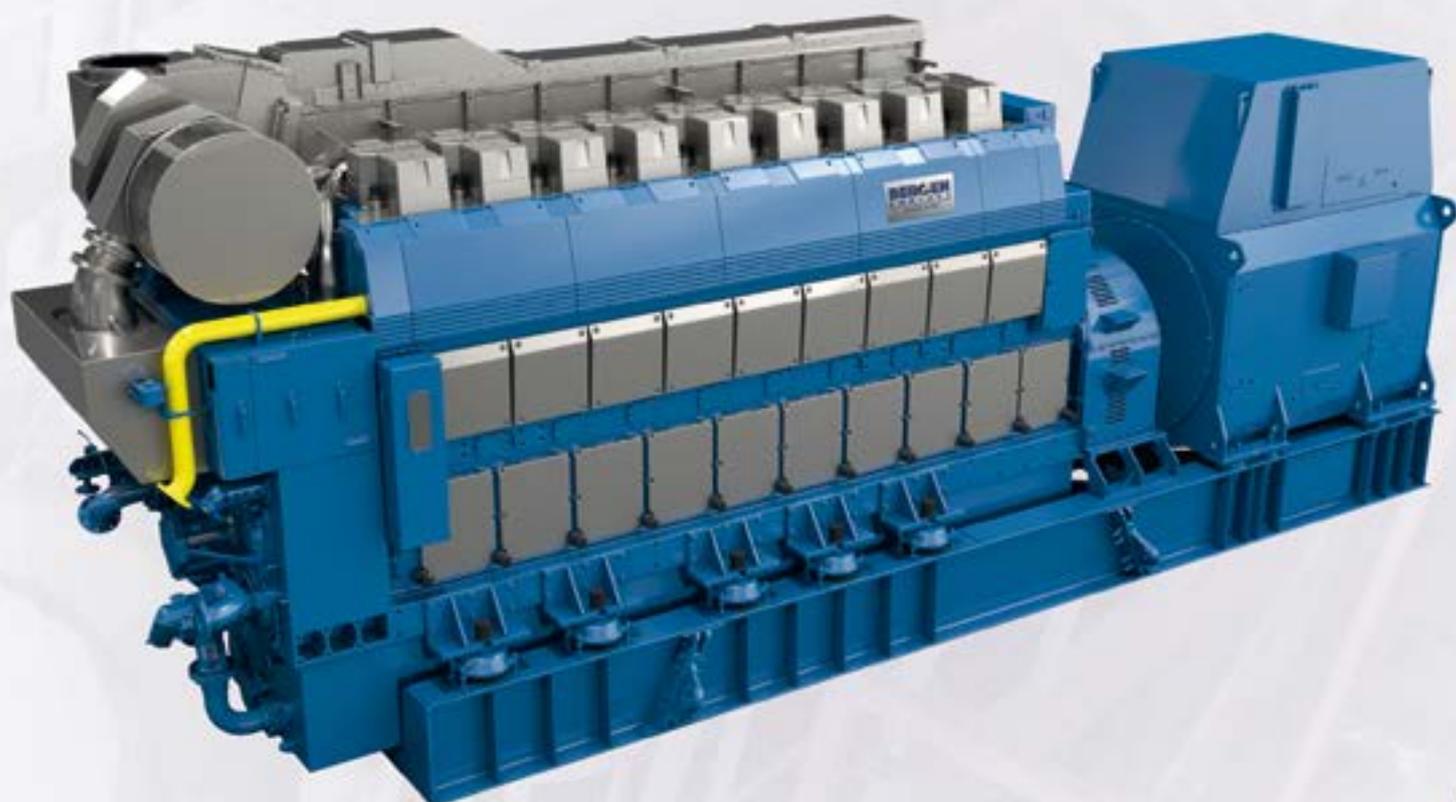
BERGEN

ENGINES



ON LAND. AT SEA.

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

UNIBOL (SOLEDAD, DEPARTAMENTO ATLÁNTICO, COLOMBIA)

- Puesta en marcha: 2023
- AE, S.A.
- Papelera
- Turbina de gas SOLAR TAURUS-65 modelo 8701S (5,6 MW en sitio)
- Caldera de recuperación pirotubular para producir hasta 10,42 t/h de vapor a 204°C y 17 bar(a)
- 5,6 MW en sitio - 13,2 kV a 60 Hz, red de ELECTRICARIBE
- AESA proporciona a UNIBOL los servicios de ingeniería básica y de detalle, gestión de permisos, asistencia a gestión de compras, supervisión y dirección de obra para la construcción de una planta de cogeneración en ciclo simple para UNIBOL. La planta está actualmente en construcción y obtendrá un REE del 56,85% y un rendimiento general del 70,67%. Permitirá producir, al menos durante el 95% del tiempo, todo el vapor demandado por la papelera (8,6 t/h), que opera en régimen continuo de 8760h/a.



MICHELIN. EDISON NEXT (CUNEO, ITALIA)

- Año 2022
- Bergen Engines - A Langley Holdings Company
- Neumáticos
- Dos motogeneradores Bergen Engines B36:45V20AG de 11.7MW con una mezcla de hidrógeno al 10%
- Potencia total: 23,4 MW
- Los dos motogeneradores Bergen funcionarán en paralelo con paneles solares (PV) y calderas de vapor en un sistema híbrido, proporcionando una producción eléctrica total de 25 MWe. Sustituirán a la central de 48 MWe existente, construida en 2008 y equipada con una turbina de gas y otra de vapor.



ALTERNATIVE PETROLEUM & POWER LTD (CALABAR, NIGERIA)

- Año 2022
- Bergen Engines - A Langley Holdings Company
- Complejo Industrial
- Diez motogeneradores Bergen Engines B36:45V20 de 12 MW
- Potencia total: 120MW
- Los diez motogeneradores Bergen proporcionarán energía a un complejo industrial que albergará nuevos desarrollos para la región de Calabar. Incluye un laboratorio de investigación biotecnológica, una planta de nano-agua para la producción de agua potable hidrogenada y un centro de reciclaje de residuos que cuenta con biofertilizantes y la capacidad de procesar neumáticos y plásticos usados.



SAMPOL (PUERTO RICO)

- Año 2022
- Bergen Engines - A Langley Holdings Company
- CHP
- Cuatro motogeneradores Bergen Engines B36:45L6 de 3,3 MW
- Potencia total: 13.2MW
- Los cuatro motogeneradores Bergen producirán energía con elevados rendimientos, cuyo calor sobrante se utilizará para producir vapor y agua caliente, cubriendo las necesidades térmicas de la fábrica y evitando el uso de combustible en las calderas tradicionales de las fábricas asociadas.



INDUSTRIA ALIMENTARIA (MOLLERUSSA, LLEIDA)

- Marzo 2022.
- Bergen Engines Ibérica - A Langley Holdings Company.
- Alimentación.
- Un moto-generador Bergen Engines B36:45L6 de 3,5 MW.
- Potencia total: 3.5 MW.
- Instalación de un nuevo motor Bergen, con eficiencia eléctrica superior al 46%, que se añade a los otros dos Bergen B35:40 ya existentes en la misma planta.

INDUSTRIA ALIMENTARIA (VALENCIA)

- Septiembre de 2022.
- FINANZAUTO S.A.U.
- ALIMENTACIÓN
- CATERPILLAR, 3xG3516H, Gas natural
- Recuperación calor gases de escape para producir vapor a 8 bar. Producción vapor 3x1.200kg vapor/h.
- Planta de cogeneración con cuadros de control para acoplamiento y posibilidad de funcionamiento en isla de red sin paso por "0" y suministro de gas natural mediante planta de GNL.
- Potencia total instalada: 6000KWe a 0,4KV.



INDUSTRIA DE VALORIZACION DE SUBPRODUCTOS EN VENTA DE BAÑOS (PALENCIA)

- Noviembre de 2022.
- FINANZAUTO S.A.U.
- Alimentación animal a partir de residuos orgánicos.
- CATERPILLAR, 1xCG132B-12, biogás.
- Recuperación de calor en forma de agua caliente para digestor anaerobio.
- Potencia total instalada: 600 kWe a 0,4 kV.
- Planta de cogeneración llave en mano con un grupo generador CATERPILLAR mod. CG132B-12 de biogás, con recuperación de calor de gases de escape y de circuito de alta temperatura para producción de agua caliente.



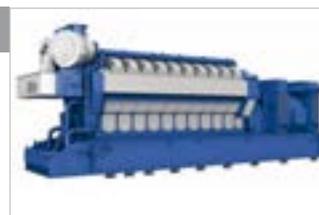
OIL INDIA LIMITED (INDIA)

- Puesta en marcha 2022.
- Wartsila Finland Oy.
- Wartsila 3x20V34SG de 9,8MWe.
- 29MWe.



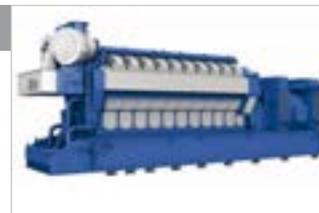
NORTHSTONE POWER CORPORATION (CANADÁ)

- Puesta en marcha 2022.
- Wartsila Finland Oy.
- Wartsila 1x20V34SG de 9,8MWe.
- 9,8MWe.



TERCEIRA (ISLA DAS AÇORES)

- Puesta en marcha 2022.
- Wartsila Finland Oy.
- EDA.
- Wartsila 1x20V32SG de 9,8MWe.
- 9,8MWe



LUCKY ENERGY (PVT) LTD

- Puesta en marcha 2022.
- Wartsila Finland Oy.
- Wartsila 3x20V31SG de 11,8MWe.
- 36MWe.



OMAHA PUBLIC POWER DISTRICT, NEBRASKA, USA

- Entrega de los equipos en 2022.
- Wartsila Finland Oy.
- Public Utility of Nebraska.
- Wartsila 6x18V50DF de 18,5MWe.
- Wartsila tiene más de 3700MWe instalados en USA.
- 167MWe.
- Proyecto de generación 100% remisible para servicios de balance de la red y permitir la penetración de renovables en el Estado de Nebraska para alcanzar la emisión cero de carbono en 2050.





COGEN
España
*Impulsando
la energía del futuro*

3. Directorio de **Socios Personales**

Apoyamos la **transición energética**,
avanzando hacia un mix energético
más sostenible.





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. En el área técnica cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos energéticos (de más de 200), tanto en el campo de la generación de energía eléctrica como en el de eficiencia energética. Durante 26 años formó parte del equipo Directivo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), trabajando en el diseño de políticas públicas para el desarrollo en España de las Energías Renovables y la Eficiencia Energética, incluyendo diseño de programas de financiación, ayudas públicas, desarrollo normativo y diseño de programas de I+D. Así mismo, ha participado en la discusión, transposición y seguimiento de directivas comunitarias de políticas energéticas y emisiones de efecto invernadero. Durante seis años ha sido Director de Servicios Energéticos del GRUPO ORTIZ.

Ha desempeñado diversos cargos en entidades relacionadas con el sector de la energía, entre otros: Vicepresidente de la Comisión Asesora de Certificación Energética de Edificios, Vicepresidente del Reglamento de Instalaciones Técnicas de Edificios, Miembro de la Junta Directiva de COGEN España, Junta Directiva de Mantenimiento Industria y Servicios Energéticos (AMI). Patrono Fundador de Instituto para la Investigación Energética de Cataluña (IREC).

Ha compaginado su actividad laboral con la docencia, habiendo sido profesor de master en materia energética de la EOI, CSIC y Enerclub.



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.



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.



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 +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.

Ha trabajado +20 años para General Electric con crecientes responsabilidades, la más reciente como Ejecutivo de clientes estratégicos. También fué Director Comercial para Iberia y Sur de Europa de soluciones de generación térmica y renovable, Customer Quality Manager y Director Técnico de Servicios nucleares. Inició su carrera profesional en Technatom en programas de entrenamiento y liderando Planes Integrales como el de CFE (México). También trabajó 7 años en el sector aerospacial como Gestor de Proyectos y Director de Contrataciones Internacionales en Indra.



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.



Es catedrático de Termodinámica Aplicada en la ETS de Ingeniería de Bilbao. Sus líneas de investigación se refieren a la eficiencia energética en el mundo de la edificación, principalmente en la aplicación de la termoeconomía en instalaciones energéticas. En la actualidad dirige el grupo de investigación consolidado ENEDI de la UPV/EHU, siendo responsable del Área Térmica del Laboratorio de Control de Calidad en la Edificación del Gobierno Vasco.



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.”



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.



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 Analytics.



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 Analytics.



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.



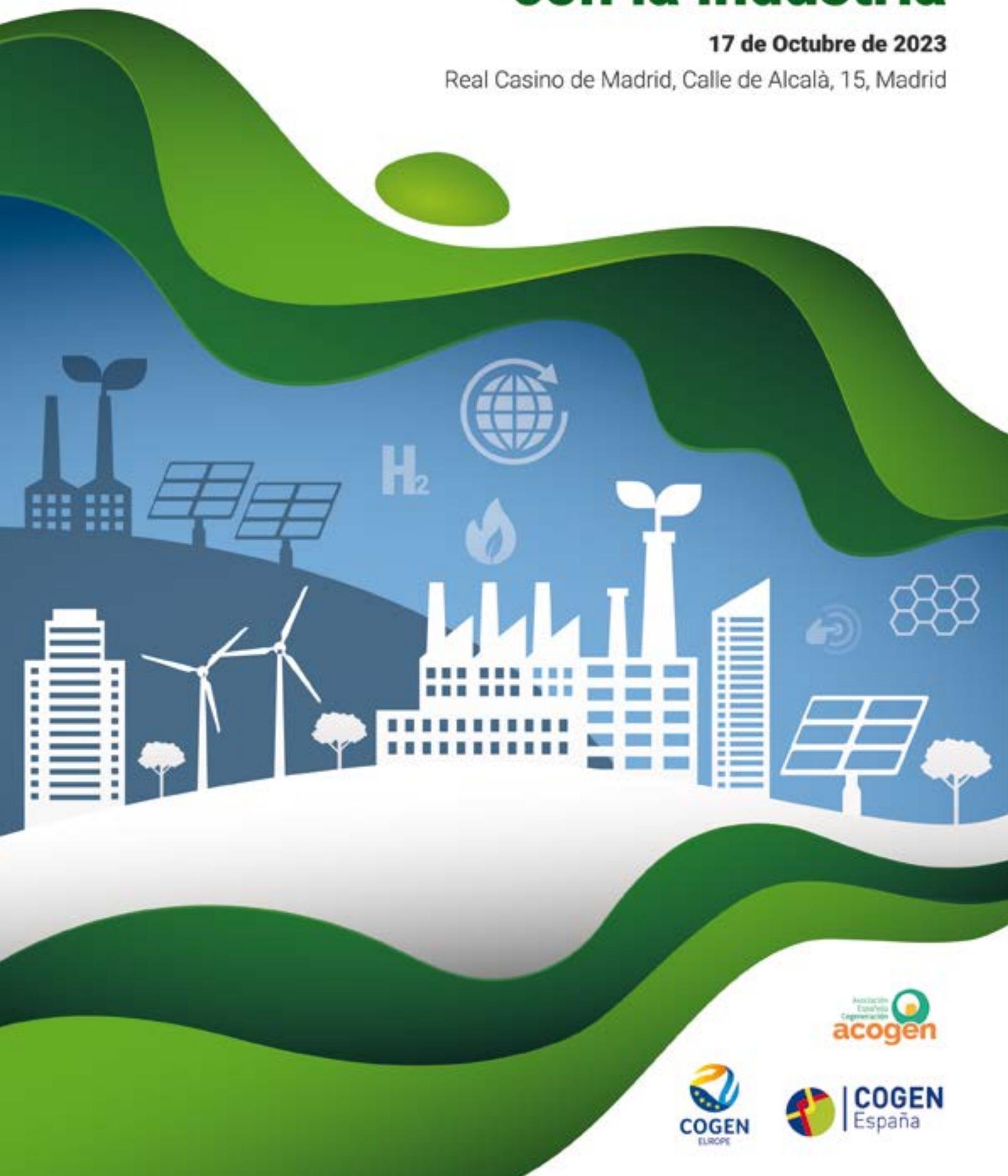
Inició su actividad profesional a finales de 1975 en Enagás, colaborando en el desarrollo del mercado del gas natural a nivel nacional. Siempre en el sector energético ha sido Director de Ventas y de Grandes Clientes en Enagás, Director de Gas Natural Gestión en el Grupo Gas Natural y en los últimos 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. Actualmente desempeña labores de Consultoría Energética de forma independiente.

XIX CONGRESO ANUAL DE COGENERACIÓN

Cogeneración: nuevo ciclo con la industria

17 de Octubre de 2023

Real Casino de Madrid, Calle de Alcalà, 15, Madrid



Asociación
Española
Cogeneración
acogen


COGEN
EUROPE

 **COGEN**
España

Belgium

Cogen Europe
Hans Korteweg
Managing Director

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

Belgium

Cogen Vlaanderen
Daan Curvers
Director

Zwartzustersstraat 16/9
3000 Leuven
Tel: +32 16 58599

Czech Republic

Cogen Czech
Tomáš Bičák
Chief Executive Officer

Jičínská 226/17
130 00 Praha 3 - Žižkov

France

ATEE - Association Technique Energie
Environnement
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.bkww.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

Yıldızposta 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.

