75
Diciembre
2023

# CUADERNOS *DE* ENERGÍA

GARRIGUES
Club Español de la Energía
Deloitte.

# Consejo Editorial

**Oliverio Álvarez Alonso**
*Socio Responsable de Energía y Recursos, Deloitte*

**Silvestre Arana Knirsch**
*Socio Director de Energía & Recursos Naturales, J&A GARRIGUES, S.L.P.*

**Juan Bachiller Araque**
*Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía*

**Carmen Becerril Martínez**
*Presidenta. OMIE (Operador del Mercado Ibérico - Polo Español)*

**Miguel Duvison García**
*Exdirector General de Operación de REE*

**Nemesio Fernández Cuesta**
*Asesor*

**Iñaki Garay Zabala**
*Director de Expansión*

**Rafael García de Diego**
*Consultor*

**Arcadio Gutiérrez Zapico**
*Director General. Club Español de la Energía*

**Juan Luis López Cardenete**
*Profesor Extraordinario. IESE – Universidad de Navarra*

**Vicente López Ibor**
*Presidente. Estudio Jurídico Internacional*

**Pedro Mielgo Álvarez**
*Presidente. Madrileña Red de Gas, S.A.*

**Jesús Navarro Gallel**
*Socio Fundador de Cuadernos de Energía y Tesorero del Club Español de Energía*

**Pedro Rivero Torre**
*Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad. Universidad Complutense de Madrid*

**Juan Sancho Rof**
*Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas*

Si desea copias adicionales de esta publicación le invitamos a visitar las siguientes websites: www.garrigues.com, www.enerclub.es, www.deloitte.es, donde encontrará todos los números que se publiquen en formato digital.

Estimado lector,

Arrancamos 2024 con una nueva edición de Cuadernos, que presentamos con artículos de gran interés y actualidad. Antes de presentaros sus contenidos, hacemos, como es habitual, una puesta al día de los principales acontecimientos relacionados con la energía, que están siendo protagonistas en el ámbito internacional, europeo y nacional.

A nivel internacional, cerramos el año con la COP28, celebrada en Dubai (EAU). Una cumbre donde se ha logrado aprobar un texto ("*First Global Global Stocktake*") que contiene puntos relevantes relacionados con la necesidad de limitar el calentamiento global a 1,5ºC ( mediante la reducción de GEI del 43% para 2030, y del 60% para 2035 vs 2019). Se destaca la relevancia de actuar en esta década, con objetivos concretos para renovables y eficiencia energética (triplicar la capacidad y duplicar la tasa anual de mejora, respectivamente). Y menciona, también, **por primera vez**, la necesidad de "la transición para abandonar los combustibles fósiles de manera justa, ordenada y equitativa, acelerando las acciones también en esta década, a fin de lograr las cero emisiones netas para 2050, **de acuerdo a la ciencia**".

La lucha contra el cambio climático ha quedado reforzada. Sin embargo, cada vez más, la competitividad, la asequibilidad, la seguridad de suministro y la accesibilidad, están ocupando parte central de la agenda internacional, incluyendo los países más ricos, como queda demostrado estos días en la tradicional cita anual del Foro Económico Mundial del *World Economic Forum* en Davos. Con el lema "*Rebuilding Trust*", y bajo un horizonte turbulento y lleno de incertidumbres, destacan los factores geopolíticos y tecnológicos, siendo quizás la Inteligencia Artificial uno de los grandes protagonistas. Pero, la energía, junto con el clima y la naturaleza, también es, un año más, uno de los temas clave de esta cita, ocupando parte importante del programa ( demanda energética, minerales críticos, transición justa…).

En el plano europeo, hemos terminado el año haciendo balance de la Presidencia española de la UE, concluida a finales de diciembre, con una valoración en general positiva. Se ha trabajado intensamente para dar respuesta a los desafíos del contexto internacional, y se han conseguido avances importantes en las prioridades que se habían fijado como os hemos venido contando desde Cuadernos. El paquete legislativo *Fit for 55*, y el Plan Industrial del Pacto Verde, incluyendo la Ley sobre la Industria de cero emisiones netas, la Ley de Materias Primas Fundamentales; y la Reforma del Mercado de la Electricidad, son algunas de las medidas acordadas más importantes para responder a nuestros retos.

Mientras tanto, en España, se ha puesto en marcha la legislatura y ha tenido lugar el primer pleno del Congreso de los Diputados, donde, se ha conseguido, no sin sobresaltos, convalidar dos decretos leyes. Entre ellos, se encuentra la prórroga de las medidas anticrisis, incluyendo la tan demandada ampliación de los plazos administrativos a los que deben ajustarse los proyectos renovables. Además, ha entrado en vigor la nueva tarifa regulada (PVPC) para los consumidores menores de 10KWh, que desde el 1 de enero de 2024 tendrá en cuenta, no sólo el precio diario, sino también el precio del mercado a plazos.

La UE, afronta este 2024 un año clave, con elecciones europeas en junio, y la formación de una nueva cúpula institucional, que dará comienzo a un nuevo ciclo hasta 2029. Una etapa que puede verse muy influenciada por lo que pase al otro lado del Atlántico, con las elecciones estadounidenses de noviembre. Os iremos informando de todo lo que atañe a nuestro sector, como es habitual desde Cuadernos.

Entrando ya en los contenidos de esta edición, y comenzando con el **bloque internacional**. El primer artículo que os presentamos lleva el sello del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, y más en concreto la firma de su Presidenta, **Ana Paula Marques**. En él, se resume el evento anual del comité "*Energy and Climate Futures: Green Industrial Policies in a Fragmented World*", celebrado el pasado 7 noviembre de 2023. El hilo conductor de esta última edición fueron las políticas industriales verdes lanzadas los últimos años y el nuevo panorama generado en torno a ellas. Un panorama que, como se explica en el

artículo, abre numerosas incertidumbres relacionadas con sus impactos en las industrias en ambos lados del Atlántico, los objetivos climáticos, la geopolítica, o las relaciones internacionales y comerciales.

El segundo artículo de este bloque internacional, es una contribución de **Pedro Antonio Merino García**, Técnico Comercial del Estado y director de Estudios, y **Rodnan García Ramírez**, jefe de Estudios energéticos (ambos de Repsol). En él, revisan la evolución reciente del mercado y el precio del petróleo, y analizan los determinantes de dicho mercado para los próximos años. Hacen hincapié en las dinámicas que interactúan en el contexto actual, comenzando por la interacción de los fundamentos y la geopolítica, y finalizando por los efectos observados en la transición energética.

Continuamos con el **bloque europeo**, tratando una de las últimas comunicaciones de la Comisión del 2023, la relativa al "*European Wind Power Action Plan*" del pasado 24 de octubre. Este plan ha constituido un hito en la Unión, ya que establece un marco específico de directrices en relación a la industria eólica y a la necesidad de actuar para garantizar sus capacidades productivas y de innovación, su sostenibilidad financiera, y salvaguardar su competitividad. **Juan Virgilio Márquez**, Director General de AEE, hace una valoración al respecto, explica las circunstancias de la industria eólica en España y presenta la propuesta de 20 medidas concretas para la aplicación de este Plan en nuestro país.

Seguimos, a nivel europeo, con un trabajo de **Alberto Toril**, *Manager Europe, Power Sector en Breakthrough Energy*, organización fundada por Bill Gates en 2015 para acelerar la transición hacia las energías limpias. En su artículo, nos explica la visión de su organización en torno a los emprendedores, los inversores y los gobiernos, y la importancia de trabajar juntos para alcanzar los objetivos de emisiones netas cero en 2050. Pone la atención en la Península Ibérica, una de las regiones más prometedoras en Europa, y subraya cuáles son los elementos necesarios para convertirla en un centro industrial de energías limpias.

**Eloy Álvarez Pelegry** (Académico de número de la Real Academia de Ingeniería), **Francisco Blanco Álvarez** ( 10º Director de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales - Universidad de Oviedo) y **Macarena Larrea Basterra** ( Orkestra-Fundación Deusto, Deusto Business School) nos presentan el tercer artículo de este bloque europeo. "Las materias primas minerales para la transición energética. La Ley europea de materias primas fundamentales" es su título, en el que abordan, entre otros aspectos, el concepto de autonomía estratégica en la Ley, y se refieren también, al caso de España, aportando diferentes datos sobre su situación actual, para finalizar con unas reflexiones finales.

Pasamos al ámbito nacional, con un artículo de **José Luis Navarro Ribera**, Presidente de Enresa. Bajo título "Compromiso con el futuro", en él nos presenta el "7º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)", sus principales contenidos y novedades, como, entre otras, la puesta en marcha de un Almacén Temporal Descentralizado (ATD) para combustible gastado, residuos de alta actividad y residuos especiales en cada central con combustible gastado. José Luis también explica el largo proceso que ha seguido hasta su aprobación el pasado 27 de diciembre.

La segunda contribución, de ámbito nacional, corresponde a **Carlos Tallón**, Asociado Principal (Deloitte Legal) que realiza un análisis, desde un ángulo estrictamente legal, de la definición de los proyectos de *repowering* de parques eólicos, el estado de la regulación actual, cuáles son las principales barreras a las que se enfrentan los promotores y qué iniciativas regulatorias se podrían implementar de cara a fomentar su implantación.

**Carlos Ballesteros Barrado**, Director General de ANESE, contribuye con un tercer artículo centrado en uno de los mecanismos clave para la consecución de los objetivos de ahorro energético para 2030: el Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) o "*White certificates*", que entró en funcionamiento en España a principios de 2023. Con este sistema, se permite que los sujetos obligados a realizar aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética puedan, en su lugar, cumplir mediante acreditaciones de ahorro en la energía final. Su funcionamiento, actores, tipo de actuaciones,

retos, oportunidades, son algunos de los aspectos del sistema abordados por Carlos.

Pasamos, en cuarto lugar, a una aportación de **José Luis Sancha**, Dr. Ingeniero Industrial, Profesor Comillas-ICAI, en la que analiza cómo ha evolucionado la factura de electricidad para pequeños consumidores en 2023, con especial foco en el sistema regulado PVPC. Hace además una comparación con 2022 y 2021, años en los que se introdujeron importantes medidas regulatorias para limitar el impacto de la crisis en los precios del gas y la electricidad. Sancha también examina, entre otros temas, el peso de los distintos términos en la factura, los patrones que siguen los precios de la energía, por hora y por tipo de día, y su volatilidad.

El quinto y último trabajo de este bloque, es una contribución de **Andrés Barceló**, Director General de UNESID, y trata sobre la siderurgia. En el artículo nos explica el compromiso de este sector con la descarbonización, los retos que afronta para conseguirlo y trata los efectos que el mercado eléctrico tiene sobre su competitividad, así como su visión sobre el nuevo mecanismo europeo de ajuste en frontera del carbono (CBAM) aprobado en 2023. Destaca, entre otros temas, la necesidad de ayudas para su proceso transformación, al tiempo que se fomenta la demanda real de los consumidores por productos descarbonizados.

Completamos esta edición con cinco artículos sobre tecnología, innovación y sociologia. El primero sobre el amoniaco, firmado por **José Ramón Freire López**, Director General de la Asociación Española del Amoniaco Renovable (AEAR). En él, Ramón explica su importancia a lo largo de la historia para el desarrollo de la sociedad, las diversas formas de producción, su posible utilización en el transporte marítimo y en la generación de electricidad, y los retos a los que se enfrenta el amoniaco limpio para alcanzar la completa descarbonización del sector en 2050.

En segundo lugar, contamos con un artículo de **Francisco Corral Merchant**, Área Manager de Proyectos "*Asset Based on site*" y jefe del Proyecto Heineken Sevilla; **Dario Saavedra**, *Head of Construcción Utilites* "*on site*" y descarbonización "*Asset Based*"; y **Daniel Fernández Alonso**, director de Comunicación, Relaciones Institucionales y Regulación, los tres de ENGIE España, donde nos explican la colaboración entre ENGIE y HEINEKEN España para hacer realidad la transición energética y la descarbonización en la industria cervecera y en concreto sobre el desarrollo de la planta de energía termosolar para dicha industria.

**Arturo Fernández**, **Koldo Lizundia**, y **Txetxu Arzuaga**, y **Aitor Arzuaga** (Alba-Petronor); y **María Molina** y **Maribel Rodríguez** (Repsol) son los autores del tercer artículo, que versa sobre el hidrógeno renovable. Los autores describen el electrolizador de 2.5MW, puesto en marcha en el complejo industrial de Petronor, primera experiencia de este tipo del grupo Repsol, y que ha producido su primer hidrógeno el pasado mes de octubre. Hablan de las aplicaciones e importancia del hidrógeno renovable, los objetivos, la ejecución y puesta en marcha del proyecto, así como los siguientes pasos a llevar a cabo.

Seguimos, reflexionando con **José Molero**, Catedrático Emérito de la Universidad Complutense de Madrid, con un cuarto artículo sobre el sistema de innovación en España. José defiende la necesidad, ante el contexto internacional de fuertes perturbaciones y amenazas, de políticas renovadas en múltiples ámbitos, pero sobre todo en el de la innovación tecnológica para hacer frente a los desafíos del desarrollo, donde el sector energético es crucial. En el artículo, trata de esclarecer criterios y enfoques para ayudar en esa necesaria transformación de la política tecnológica.

Y finalizamos la sección con un artículo centrado en la dimensión social, autoría de **Diego Herranz** (Director de la Unidad de Análisis del Comportamiento en IMOP Insights) y Antonio González (CEO Impact Hub) donde exponen las causas y una serie de recomendaciones para reducir la brecha entre la intención y la acción hacia un consumo sostenible, en base al estudio realizado por Impact Hub Madrid e Imop Insights. La importancia de "Generar sentido y significado de la transición" es uno

de los grandes desafíos, según se deriva del estudio.

Esta edición de Cuadernos concluye con un artículo de la sección de jóvenes, centrado en esta ocasión en el 24º Congreso Mundial del WPC del pasado mes de septiembre. **Olga Fedorova Sidorova**, *Head of Partnerships & New Business* (Cepsa), y **Laura Maria Keeling**, *M&A Analyst* (Repsol), miembros del Comité de Jóvenes de *WPC Energy*, hacen un breve resumen de este importante encuentro que reunió en Calgary (Canadá) a más de 15.000 participantes de todo el mundo, incluidos representantes de gobiernos, empresas del sector y anexas, así como de la academia. Una plataforma para el debate y la colaboración entre las principales partes interesadas del sector, que ayudó a identificar las tendencias y desafíos clave que la industria debe abordar en los próximos años.

Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía nuestro más sincero agradecimiento a los autores que han participado en esta edición de Cuadernos de Energía y nuestros mejores deseos para 2024.

Comité Editorial de Cuadernos de Energía.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
**Tf. 91 323 72 21**
**Fax. 91 323 03 89**

**Depósito Legal: M-21638-2008**
**ISSN: 1698-3009**

# Índice

*Energy and climate futures: Green Industrial Policies in a fragmented World* 9
**Ana Paula Marques**
*Presidenta del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía*

*El mercado del petróleo: fundamentos, geopolítica y transición energética* 19
**Pedro Antonio Merino**
*Técnico Comercial del Estado y Director de Estudios de Repsol*
**Rodnan García Ramírez**
*Jefe de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol*

*El paquete europeo de apoyo a la industria eólica. El primero de su clase* 32
**Juan Virgilio Márquez**
*Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)*

*Innovación en tecnologías limpias: una oportunidad de desarrollo industrial en España y Portugal* 44
**Alberto Toril Castro**
*Manager, Europe – Power Sector en Breakthrough Energies*

*Las materias primas minerales para la transición energética. La Ley europea de materias primas fundamentales* **54**
**Eloy Álvarez Pelegry**
*Académico de número de la Real Academia de Ingeniería*
**Francisco Blanco Álvarez**
*10º Director de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales - Universidad de Oviedo (2012-2021)*
**Macarena Larrea Basterra**
*Orkestra-Fundación Deusto, Deusto Business School, Universidad de Deusto*

*Compromiso con el futuro* **69**
**José Luis Navarro Ribera**
*Presidente de Enresa*

*Una aproximación legal al repowering de parques eólicos en España* **78**
**Carlos Tallón**
*Asociado Principal - Deloitte Legal*

*CAEs – Clave de Bóveda de la Eficiencia Energética* *85*
**Carlos Ballesteros Barrado**
*Director General de ANESE (Asociación Nacional de Empresas de Servicios Energéticos)*

*Precios de la electricidad para pequeños consumidores en 2023* **92**
**José Luis Sancha**
*Dr. Ingeniero Industrial, Profesor Comillas-ICAI*

*La siderurgia española ante el reto de la descarbonización* **103**
**Andrés Barceló**
*Director General de UNESID (Unión de Empresas Siderúrgicas)*

*El Amoniaco* *110*
**José Ramón Freire López**
*Director General de la Asociación Española del Amoniaco Renovable (AEAR), Director General de la Asociación Española del Bioetanol (Bio-E). Secretario General de la Asociación Española de Comercio Exterior de Cereales y Productos Análogos (AECEC)*

*ENGIE España y Heineken: cómo hacer realidad la transición energética y la descarbonización en la industria cervecera* **116**
**Francisco Corral Merchant**
*Área Manager de Proyectos "Asset Based on site" y jefe del Proyecto Heineken Sevilla de ENGIE en España*
**Dario Saavedra**
*Head of Construcción Utilites "on site" y descarbonización "Asset Based" de ENGIE en España*
**Daniel Fernández Alonso**
*Director de Comunicación, Relaciones Institucionales y Regulación de ENGIE en España*

*El electrolizador de 2.5MW de Petronor, primera experiencia de hidrógeno renovable a escala industrial en el Grupo Repsol* **122**
**Arturo Fernández, Koldo Lizundia, Txetxu Arzuaga, Aitor Arzuaga**
*Alba-Petronor*
**Maria Molina y Maribel Rodríguez**
*Repsol*

*De los conceptos a las políticas: reflexiones para un nuevo enfoque de la innovación* *134*
**José Molero**
*Catedrático Emérito de la Universidad Complutense de Madrid*

*La energía al servicio del relato de la transición ecológica. Causas (y recomendaciones para reducir) la brecha entre la intención y la acción hacia un consumo sostenible* **145**
**Diego Herranz**
*Director de la Unidad de Análisis del Comportamiento en IMOP Insights*
**Antonio González**
*CEO Impact Hub*

*El WPC 2023: Un paso adelante en la transición energética* *155*
**Olga Fedorova Sidorova**
*Head of Partnerships & New Business (Cepsa)*
**Laura Maria Keeling**
*M&A Analyst (Repsol)*

# Energy and Climate Futures: Green Industrial Policies in a fragmented world

## Resumen y Conclusiones

**Ana Paula Marques**
*Presidenta del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía*

La Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME) "*Energy and Climate Futures: Green Industrial Policies in a Fragmented World*", se celebró el 7 noviembre de 2023, coincidiendo con las celebraciones del 100º Aniversario del Consejo Mundial de la Energía (WEC). Estuvo organizada por el CECME y el Club Español de la Energía (ENERCLUB), con el patrocinio de Cepsa y la colaboración del Real Instituto Elcano.

Como es habitual en las jornadas del Comité, se analizaron temáticas con una perspectiva amplia, mezclando distintas disciplinas y buscando además un carácter diferenciador respecto a otros actos del Club. Para esta edición, el hilo conductor estuvo relacionado con las políticas industriales verdes lanzadas en últimos años (como el Green Deal Industrial Plan de la Comisión Europea, o el Inflaction Reduction Act de EE.UU.), y el nuevo panorama generado en torno a ellas. Un panorama que abre numerosas incertidumbres relacionadas con sus impactos en las industrias en ambos lados del Atlántico, los objetivos climáticos, la geopolítica, o las relaciones internacionales y comerciales, que se trataron de analizar en el evento.

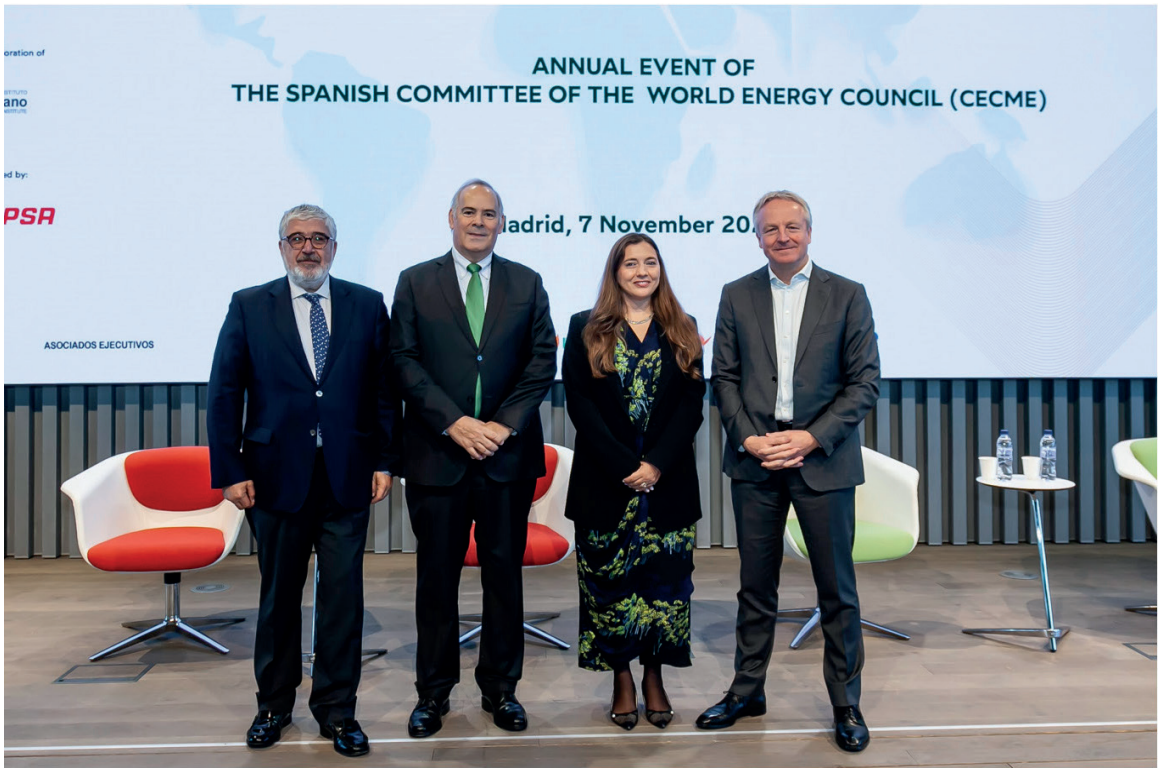
Un año más, se puso el foco también en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, celebrada del 30 de noviembre al 13 de diciembre de 2023 en Dubai (Emiratos Árabes Unidos), la COP28.

En el encuentro intervinieron: **Maarten Wetselaar**, consejero delegado de Cepsa; **Ana Paula Marqués**, presidenta del CECME; **José Juan Ruiz**, presidente del Real Instituto Elcano y **Mario Ruiz-Tagle**, presidente del Club Español de la Energía.

Participaron, además, representantes y expertos de diversas instituciones y organizaciones, citados en el artículo, junto con los miembros del CECME (**Cepsa, Edp, Enagas, Endesa, Iberdrola, Naturgy, Repsol, Sedigas y TotalEnergies**) que tuvieron también la oportunidad de expresar su punto de vista sobre las temáticas analizadas a través de un vídeo preparado para la ocasión.

En el presente artículo preparado para Cuadernos de Energía se recoge un resumen de los principales mensajes del encuentro, que se ha considerado conveniente completar con algunos de los acontecimientos más recientes, incluyendo la citada COP28.

Foto 1. Foto de la Sesión Inaugural




## Sesión Inaugural: Principales declaraciones

Comenzó la sesión con las palabras del consejero delegado de Cepsa, **Maarten Wetselaar**: *"Para acometer la transición energética de manera justa, fomentando la descarbonización al mismo tiempo que el crecimiento sostenible y el bienestar social, debemos jugar en equipo. Todos los actores somos relevantes y por ello debemos potenciar las colaboraciones y las alianzas hoy más que nunca, en un contexto global en el que la cooperación se ha debilitado"*.

Seguidamente, **Ana Paula Marques**, en su primer evento como presidenta del CECME, resaltó la importancia de la cooperación entre gobiernos, *"creando alianzas con Latinoamérica y la región Mediterránea, donde España puede ser un importante socio estratégico"*. Destacó la colaboración entre el sector privado y los reguladores como elemento fundamental, subrayando la importancia de una regulación estable y predecible. Recalcó también la necesidad de promover la colaboración público-privada, y entre el sector energético y otras industrias, como la manufacturera, para acelerar su descarbonización, reducir costes y hacerlas más competitivas en un contexto de incertidumbre y de carrera industrial ligado a los nuevos vectores energéticos.

Para **José Juan Ruiz**, presidente del Real Instituto Elcano, además de analizar las consecuencias de la transición energética en la industria, España debería desarrollar en paralelo un plan para actualizar las relaciones económicas. América Latina emerge como un potencial socio preferente. La coo-

peración con el Mediterráneo también es prioritaria para España y la UE, en la descarbonización y el desarrollo de nuevas cadenas de valor. *"Debemos apostar por un relato que hable de las oportunidades asociadas a los nuevos intercambios energéticos: desde la electricidad renovable hasta el hidrógeno, pero que sobre todo destaque los beneficios económicos de unas nuevas cadenas de valor descarbonizadas integradas con Europa"*.

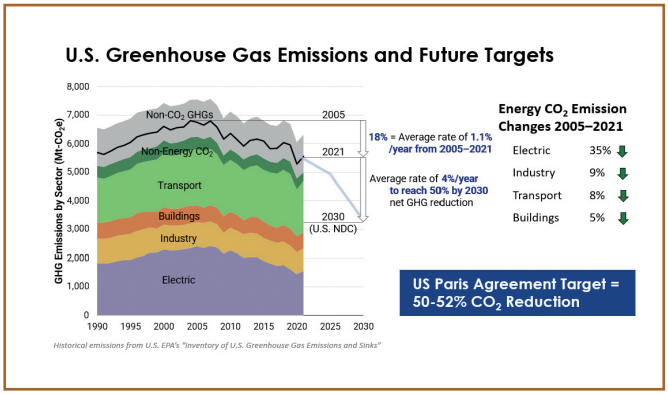
El presidente de Enerclub, **Mario Ruiz-Tagle**, insistió en la importancia de *"establecer marcos regulatorios estables que aporten certidumbre y faciliten la inversión y el desarrollo ordenado de las infraestructuras necesarias, incluyendo las redes de transporte y distribución y el almacenamiento; así como la aceleración de los permisos"*. Además, destacó *"la necesidad de definir reglas de juego comunes y justas entre mercados para aprovechar esta oportunidad única"*.

## Sesión Plenaria I: La política industrial de los EE.UU.: Una perspectiva del Comité Estadounidense del Consejo Mundial de la Energía

A continuación, **Thomas TerBush**, presidente de EPRI International (US WEC) a través de una entrevista conducida por **Ana Paula Marques**, expuso los principales aspectos de los últimos desarrollos de la política industrial de Estados Unidos con especial hincapié en el *Inflation Reduction Act* (IRA) tras un año de su puesta en marcha.

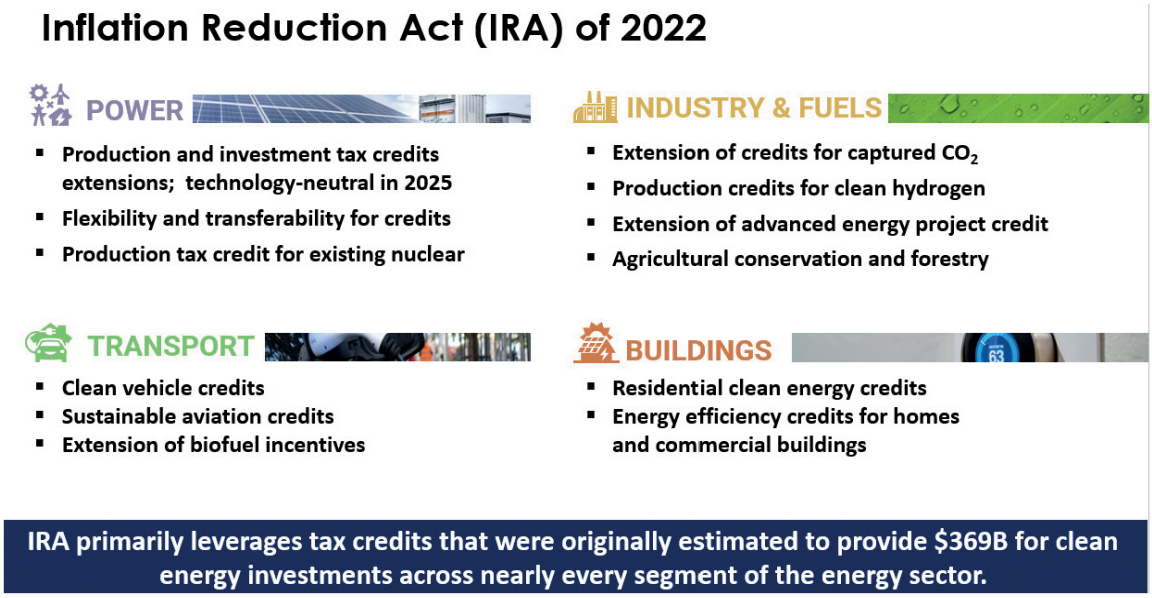
Comenzó explicando cómo EE.UU. es consciente del gran desafío del cambio climático y de su responsabilidad al haber sido históricamente uno de los grandes emisores de Gases de Efecto Invernadero (GEI), pero también de la necesidad de abordar este gran reto global trabajando todos juntos. Afirmó que su país está dando importantes pasos convirtiéndose en un actor clave en la transición energética. EE.UU. ha conseguido reducir las emisiones de GEI en un 18% desde 2005, a una media anual del 1,1%. No obstante, es consciente que no es suficiente. Para conseguir lo comprometido dentro del marco del Acuerdo de París, tendría que reducir sus emisiones entre un 50-52% en 2030 (4% anual) respecto a 2005.

**Gráfico 1. Emisiones de GEI de EE.UU. y objetivos a futuro**




Para avanzar en este camino, se han puesto en marcha estrategias y acciones que vienen marcadas además por una preocupación creciente ligada a los temas de seguridad energética, de competencia por el abastecimiento de materias primas y minerales críticos, y también de competitividad, asequibilidad y equidad. En concreto, en los últimos años, se han lanzado varias iniciativas, como el Plan de Infraestructuras aprobada en 2021 (*Bipartisan Infrastructure Law*) y la Ley de Chips promulgada en agosto 2022 (*Chips and Science Act*). En 2022, además, se lanzó el IRA, ofreciendo incentivos multimillonarios para descarbonizar la economía (estimado originariamente en 369.000 millones de $), principalmente a través de créditos fiscales, con inversiones en energías limpias. Abarca casi la totalidad de segmentos del sector energético y otros sectores relacionados, como el transporte y la edificación.

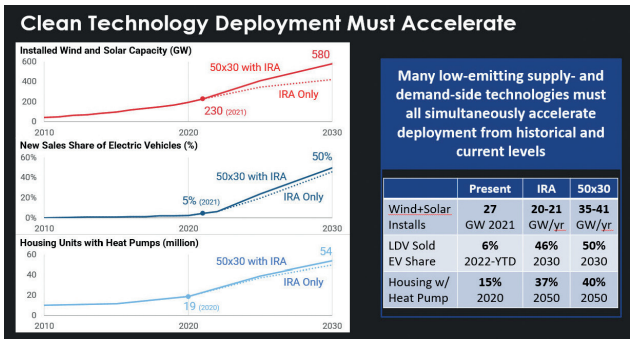
Gráfico 2. Ley de Reducción de la Infracción (IRA)




TerBush explicó que, aunque sólo había pasado un año, las señales iniciales que se estaban percibiendo eran muy positivas e iban más allá de las expectativas (el triple de lo esperado inicialmente). Se había estimado unos 1.200 millones de $ de inversión en energía limpia en 10 años, y se observaba un impacto cercano a 3 billones de $ para 2032 y 11 billones para 2050.

Los resultados preliminares muestran que el IRA está ayudando a EE.UU. a estar más cerca del cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Se calcula que las nuevas políticas industriales supondrán una disminución de las emisiones del 33-40% a 2030 y del 43-48% a 2035 (vs 2005), lejos todavía del objetivo del 50% de reducción para 2030. Si se miran componentes específicos, como por ejemplo la capacidad instalada de eólica y solar, los vehículos eléctricos o las bombas de calor, se observa que el IRA ha ayudado a avanzar pero que es necesario acelerar aún más el desarrollo de estas tecnologías.

Gráfico 3. Necesidad de acelerar el desarrollo de tecnologías limpias (Previsión sólo IRA vs Objetivo reducción de emisiones 50% para 2030, incluyendo el IRA)



Además de hacer referencia a la política industrial americana y sus resultados, TerBush junto con Ana Paula Marques debatieron sobre el Consejo Mundial de la Energía, la importancia de la colaboración a todos los niveles y de implicar a los ciudadanos en la transición energética.

En su siglo de historia, la labor del Consejo ha sido fundamental, por su capacidad de establecer diálogos a nivel global y de encontrar espacios de colaboración en temas de interés común; y por su diversidad en todos los sentidos (geográfica, fuentes energéticas, tecnologías, *stakeholders* y otros). El WEC brinda la oportunidad de mirar más allá de nuestras fronteras, comprender las diferentes realidades en distintos países y cómo éstos navegan a través de sus transiciones energéticas. En un mundo fragmentado, esta capacidad de diálogo, de colaboración, de amplitud de miras, esta diversidad, son herramientas verdaderamente valiosas para atajar los grandes retos a los que se enfrenta la sociedad. Y también para alcanzar el fin último que debe ser el mismo para todos: lograr un futuro mejor para las personas y nuestro planeta.

## Mesa Redonda. Políticas industriales verdes: el camino a seguir

Para debatir sobre las políticas industriales verdes y el nuevo panorama surgido en torno a ellas, la jornada contó con **Natalia Collado**, economista investigador de EsadeEcPol Center for Economic Policy, como moderadora de una mesa redonda con los siguientes ponentes: **Nick Bitsios**, presidente del grupo de trabajo sobre Energía y Clima de BusinessEurope; **Federico Steinberg**, analista senior del Real Instituto Elcano; **Mark Van Stiphout**, subdirector de la unidad de Investigación, Innovación, Digitalización y Competitividad de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea; **Michal Meidan**, jefe de investigación de Energía de China del Oxford Institute for International Economics y **Cecilia Malmström**, ex comisaria de Comercio y Asuntos de Interior de la UE y miembro senior no residente del *Peterson Institute for International Economics*.

**Foto 2. Foto de la Mesa Redonda**

## Un cambio en la política económica global

Comenzó el debate haciendo un repaso de los acontecimientos vividos durante los últimos años (crisis financiera global, guerra comercial iniciada con Donald Trump, COVID, invasión de Ucrania, eventos geopolíticos diversos y aumento de tensiones entre el Oeste y China) que están llevando a un cambio en las políticas económicas.

Se explicó cómo el balance entre regulación y mercado parece estar cambiando hacia más intervención y un mayor papel del Estado (subsidios de política industrial, proteccionismo, abandono de los acuerdos internacionales), más regulación y mayores riesgos en general. Este pensamiento está especialmente arraigado en EE.UU., particularmente respecto a China, con una serie de iniciativas en discusión, como es el caso del control de las exportaciones o la selección de inversiones salientes.

Ante este contexto, se considera que la UE no está bien preparada, principalmente por dos razones. La primera, porque Europa nació como un proyecto con un ADN de libre comercio y contra los nacionalismos e imperialismos, y ahora ambas corrientes están de vuelta en la agenda geopolítica. La segunda razón está relacionada con la falta de un mercado interior pleno, y la necesidad de poner de acuerdo a todos los Estados miembros. Esto conlleva que los procesos para implementar cualquier iniciativa sean complicados y lentos.

Los ponentes señalaron que es el momento de que la UE cambie su mentalidad, piense sobre su seguridad económica y resuelva dilemas importantes relacionados con la velocidad y el coste de la descarbonización, la carrera industrial y las relaciones con terceros países. Coincidieron, sobre todo, en subrayar que la UE tiene una oportunidad única para avanzar en la integración europea y conseguir un mercado interior más sólido, profundizar en la unión fiscal y la financiación conjunta, para que el dinero necesario para la transición energética fluya mejor.

Concluyeron este punto, apuntando que, en un futuro próximo, los nuevos desarrollos en la UE van a depender en parte de los resultados de las elecciones previstas para 2024, tanto en EE.UU. como en el Parlamento europeo. La justicia social, la equidad y la competitividad, son cuestiones que están surgiendo con fuerza y será necesario asegurar que la transición es justa y cuenta con el respaldo de la sociedad.

## El liderazgo de China

China estuvo muy presente en toda la discusión, resaltando que sus políticas industriales no son nuevas. El dominio o la inclusión de China en nuevas cadenas de suministro y minerales críticos se remonta bien atrás. Este país ha sido el primero en actuar en muchas áreas, y ello le ha dado cierta ventaja respecto al resto de países. Comenzó atrayendo empresas, digiriendo tecnologías extranjeras, utilizándolas, escalándolas y adaptándolas.

Cuando miramos al país asiático, tendemos a no pensar bien en términos de innovación, prácticas de apropiación intelectual, o ayudas de Estado, que han sido parte de su historia. Pero no todas sus políticas industriales fueron iguales, ha habido también mucho conocimiento e innovación que ha llevado a crear ecosistemas muy buenos e interesantes.

Los ponentes resaltaron que China ha facilitado de forma importante la transición energética y la reducción de los costes de tecnologías, así como la importancia de aprovechar esta ventaja. En la actualidad, el país es indispensable en muchas de las cadenas de suministro relacionadas con la transición energética. En particular, para el caso de las tierras raras, llevará tiempo tener suministradores alternativos.

Coincidieron en el elevado riesgo que supone la concentración excesiva del mercado de fabricación y suministro de tecnologías, y en la necesidad de ser menos dependientes y aumentar la diversificación. Europa debe identificar sus puntos débiles y riesgos, y también cuáles pueden ser sus ventajas o qué puede aportar diferente (¿Reciclaje? ¿Innovación?).

Por último, los ponentes invitaron a reflexionar sobre las relaciones con China y el impacto que la introducción de tarifas y restricciones a este país puede tener en la economía y la transición energética global (con iniciativas, por ejemplo, como la del gobierno americano, "*Foreign Entity of Concern (FEOC)*", diseñadas para limitar la participación de entidades

extranjeras dentro de las cadenas de suministro de baterías nacionales). Además, recordaron la importancia de la colaboración con China y buscar la manera de empujarle a ser más limpio e innovador, y no perder de vista cuál es la verdadera carrera (la lucha contra el cambio climático a nivel global).

## Políticas y respuesta europeas

Ante el contexto geopolítico descrito y la carrera emprendida hacia la tecnología limpia, la UE ha entendido que, para avanzar en la transición, es necesario contar con unas condiciones de competencia equitativas tanto a escala mundial como europea. Esto significa mejorar el desarrollo de la industria europea, y para lograrlo se ha puesto en marcha el Plan Industrial del Pacto Verde que se sustenta en cuatro pilares fundamentales.

El primero: un marco regulador previsible y simplificado. Se refiere a crear un marco más sencillo, rápido y predecible, que asegure los volúmenes necesarios para las materias primas y un suministro económico competitivo. Hay tres iniciativas para apoyar esta labor (Ley sobre la Industria de cero emisiones netas; Ley de Materias Primas Fundamentales; y la Reforma de la configuración del mercado de la electricidad.

El segundo: un acceso más rápido a la financiación para acelerar la inversión destinada a la producción de tecnologías limpias. Para ello, existen varias iniciativas y propuestas para financiar la innovación, la fabricación y la implantación de tecnologías (*REPowerEU, InvestEU* y el Fondo de Innovación, entre otros). Además, se ha creado el Banco Europeo del Hidrógeno, cuya primera subasta se produjo el 25 de noviembre.

El tercero: una mejora de las capacidades necesarias y de los trabajadores cualificados para hacer frente al enorme crecimiento de las nuevas tecnologías.

El cuarto: un comercio abierto y justo como mejor manera de combatir el cambio climático. Consiste en la cooperación mundial y en hacer que el comercio funcione para la transición ecológica, con arreglo a los principios de competencia leal y comercio abierto, partiendo de los compromisos con los socios de la UE y la labor de la Organización Mundial del Comercio (OMC).

En la mesa se señaló que uno de los elementos centrales del Plan Industrial europeo es conseguir permisos más rápidos para las inversiones en proyectos de fabricación de tecnologías estratégicas necesarias para alcanzar las cero emisiones netas. Actualmente hay mucha discusión al respecto y el punto más complejo, según se señaló, está en definir cuáles son realmente las tecnologías a apoyar dentro de la estrategia *Net Zero*.

Otro tema que se está discutiendo con intensidad es el relativo al acceso a los mercados, cómo incluir criterios de calidad en las subastas de renovables o en la contratación pública, para que realmente se recompensen productos de mayor calidad, o en la búsqueda de un equilibrio entre el desarrollo rápido de renovables y promover las cadenas de suministro y las industrias resilientes para estas tecnologías.

El foco, en los próximos años, va a estar en cómo implementar toda la legislación y alcanzar los objetivos, teniendo en cuenta que el punto de partida para cada sector, y sus necesidades son bien distintas. Las soluciones no van a ser sencillas, será muy necesario el diálogo con las diferentes industrias clave y el diseño de políticas y planes específicos que nos ayuden en la transición.

### La perspectiva del sector empresarial

Desde el punto de vista del sector empresarial europeo, se consideró muy positivo que finalmente se haya reconocido la importancia de la política industrial y que se esté debatiendo sobre ello. La UE tiene muchos objetivos a 2030 y 2050, obligaciones, estándares, definiciones, todos ellos necesarios, pero debe además centrarse en los casos de negocio y que las inversiones se produzcan y lleguen a los mercados.

Acelerar el *permitting* es especialmente relevante. El sector considera, además, que es fundamental contar con marcos regulatorios estables, predecibles e incentivadores que faciliten las inversiones, y que se redefinan los sistemas de apoyo existentes para hacerlos más ágiles y flexibles. Hay muchas cosas que Europa puede aprender del IRA de EE.UU.

en este sentido. En términos cuantitativos las políticas industriales en EE.UU. y la UE no difieren significativamente, sin embargo existen importantes diferencias cualitativas que están determinando su efectividad. Se considera que es una buena noticia que la CE haya reconocido la importancia de estos temas y esté actuando al respecto.

### El Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM)

El CBAM (por sus siglas en inglés) ocupó gran parte del debate. El mecanismo entró en funcionamiento el 1 de octubre de 2023 (con el Reglamento (UE) 2023/956) con el objetivo de reducir las emisiones de carbono, fijar un precio justo para el carbono emitido durante la producción de productos importados a la UE y fomentar una producción más limpia. Actualmente, se encuentra en un periodo transitorio que servirá de fase piloto para los importadores, productores y autoridades implicadas, además de ayudar a recopilar información sobre emisiones que permita perfeccionar la metodología, entre otros aspectos.

Las empresas europeas se enfrentan a grandes retos como consecuencia de las diferencias de costes para la producción más sostenible (por ejemplo, la producción de acero en la UE es 30% más cara que en otros lugares del mundo, para el aluminio la diferencia es del 50%). Consideran que es fundamental que existan medidas de equilibrio comercial que permitan un campo de juego con reglas comunes y justas para todos. Instrumentos como CBAM son necesarios y hay que asegurar que funcionan correctamente. Otro tema muy importante es contar con datos fiables de las instalaciones productoras en otras partes del mundo. El mencionado periodo de prueba, y la posterior introducción gradual del mecanismo, es relevante y una oportunidad para ver cómo funciona.

Otro punto subrayado durante el debate fueron los esfuerzos que la UE está haciendo para compatibilizar este mecanismo con las normas de la Organización Mundial del Comercio y evitar así posibles reticencias por parte de países emergentes. Se subrayó que muchos países en desarrollo no disponen de las infraestructuras ni del dinero para cumplir con el CBAM pero querrían hacerlo. Coincidieron en que la UE debería debatir sobre cómo poder ayudarles en su transición energética, y no penalizarlos cuando tratan de llegar al mismo objetivo con distintos métodos. Se dispone de distintos sistemas en distintos lugares (sistemas de comercio de emisiones, tasas al carbono...), y habría que encontrar mecanismos de reconocimiento mutuo dentro de la OMC, el G20 u otros, para evitar las tensiones comerciales que además pueden ser perjudiciales para la transición.

## Importancia de la colaboración y las alianzas

El cambio climático es un reto global y, para abordarlo, la cooperación y la colaboración entre todos (gobiernos, instituciones, sector privado, sector financiero, academia, ciudadanos y demás agentes de la sociedad civil) es fundamental. Éste fue sin duda uno de los grandes mensajes de la mesa.

En primer lugar, se destacó la importancia de cooperar y trabajar juntos a nivel europeo. Trabajando conjuntamente y con mayor integración, se consigue mayores economías de escala. Es clave conseguir más unidad y más Europa para alcanzar los objetivos ambiciosos que se han establecido. Además, en los próximos años, tenemos el gran reto de mostrar a los ciudadanos y a la industria que podemos conseguir nuestros objetivos.

En la actualidad, además, la amistad trasatlántica entre la UE y EE.UU., es especialmente importante. Ambas regiones tienen objetivos e intereses comunes por la producción verde. Es fundamental encontrar fórmulas para resolver posibles rivalidades y reforzar la colaboración, encontrando soluciones conjuntas que reduzcan la dependencia de China.

Dos ejemplos de áreas en las que se están trabajando son: por un lado, un intento de acuerdo de comercio entre la UE y EE.UU. sobre minerales, en negociación desde el pasado mes de marzo y que eliminaría restricción en las exportaciones. Además, este acuerdo pone el foco para trabajar globalmente sobre reciclaje y encontrar maneras de invertir en terceros países y reducir la dependencia de China o de otros países. Por otro lado, también existe un intento de acuerdo para avanzar en el área de tarifas del aluminio y el acero verde o sostenible, que lleva tiempo en negociación.

Otra área en la que se indicó es necesario colaborar y reflexionar, es el relacionado con los subsidios, para clarificar cuando un subsidio puede ser efectivo y necesario. También se destacó la importancia de cooperar en temas regulatorios (para avanzar en estándares, certificación…), en financiación para la transición y en el desarrollo de tecnologías e innovación, compartiendo mejores prácticas, conocimiento, para aprender los unos de los otros. Hay ya colaboración en estas áreas, pero también oportunidades de hacer más.

## Sesión Plenaria II: Futuro del cambio climático. Negociaciones internacionales

En la sesión sobre el futuro de las negociaciones internacionales sobre el cambio climático, participaron **Lara Lázaro**, analista senior del Real Instituto Elcano como moderadora y los ponentes **Emmanuel Guérin**, asesor especial del profesor Laurence Tubiana de la European Climate Foundation (*online*) y **Ana Rivero**, socio operador ESG de Alantra Private Equity.

**Foto 3. Foto de la Sesión Plenaria II**

Hablaron principalmente sobre cuáles iban a ser los temas clave en la COP28 (*Global Stocktake*, adaptación, financiación, entre otros), y qué esperar en el contexto actual de fragmentación y de situación geopolítica compleja.

Trataron los objetivos internacionales que habían sido propuestos por instituciones como la Agencia Internacional de la Energía, la Comisión Europea y el G20 (como triplicar la capacidad de energías renovables y duplicar la eficiencia energética), y que serían parte central de la agenda de las negociaciones, junto con otros aspectos como el papel de los combustibles fósiles y las emisiones de metano.

Se refirieron también a las cuestiones relacionadas con la financiación climática, destacando la brecha existente y la necesidad de diseñar un nuevo marco financiero que tenga más en cuenta al sector privado y que mire al medio-largo plazo. La importancia de implicar a los consumidores fue otro de los puntos más destacados.

Unas semanas más tarde, se celebró la COP28. En líneas generales, se ha considerado una cumbre positiva, en la que se han alcanzado acuerdos de cara a la implementación que aportan una importante señal. Se ha logrado aprobar un texto ("First Global Global Stocktake") que contiene puntos relevantes. Entre otros, se reconoce la necesidad de limitar el calentamiento global a 1,5ºC, mediante la reducción de gases de efecto invernadero del 43% para 2030 y el 60% para 2035 en relación al 2019. Se destaca la relevancia de actuar en esta década, con objetivos cuantificables de renovables y de eficiencia energética. Se menciona la aceleración de los esfuerzos para la eliminación gradual del carbón, y la transición hacia un sistema energético libre de combustibles fósiles de manera justa, ordenada y equitativa. La aprobación del fondo de pérdidas y daños el primer día ha sido otro punto muy importante.

Conviene subrayar, además, que esta última COP ha contado con una gran participación, y con mayor escucha de todos los grupos, incluyendo la sociedad civil y las empresas.

En el siguiente enlace al canal youtube del CECME, se puede encontrar el vídeo completo del evento:
ENERGY AND CLIMATE FUTURES: GREEN INDUSTRIAL POLICIES IN A FRAGMENTED WORLD - YouTube (versión original)

Foto 4. Foto final del evento

## Conclusiones finales

El mundo se enfrenta cada vez a una mayor fragmentación y tensiones geopolíticas, y se está observando un cambio en la política económica global. En este contexto, la cooperación y la colaboración a todos los niveles es más necesaria que nunca. La amistad trasatlántica entre la UE y EE.UU. es especialmente relevante.

Debemos reflexionar sobre el papel de países como China, las dependencias y relaciones con este país y las implicaciones de las medidas que tomemos, teniendo muy presente que la verdadera carrera es la lucha contra el cambio climático a nivel global. Es importante encontrar un punto de equilibrio entre proteger y crear más industria nacional, diversificar más los suministradores, al tiempo que se mantienen buenas relaciones internacionales y comerciales entre países.

A nivel europeo, estamos ante una oportunidad para reflexionar sobre nuestra seguridad económica, y dar un gran paso hacia delante para una mayor integración y conseguir un mercado interior más sólido. El foco en Europa, en los próximos años, va a estar en cómo implementar toda la legislación y alcanzar los objetivos establecidos. Hay que conseguir que las inversiones se produzcan. Será muy necesario el diálogo con las diferentes industrias clave, acelerar el *permitting*, contar con marcos regulatorios estables, predecibles e incentivadores, y disponer de sistemas de apoyo más ágiles y flexibles.

# El mercado del petróleo: fundamentos, geopolítica y transición energética

**Pedro Antonio Merino García**
*Técnico Comercial del Estado y Director de Estudios de Repsol*

**Rodnan García Ramírez**
*Jefe de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol*

## Introducción

El mercado mundial del crudo se encuentra definido actualmente por un complejo entramado de factores fundamentales y geopolíticos con un grado de incertidumbre tal que hace imposible descartar un repunte o una caída de los precios en los próximos meses.

Por el lado de la oferta, las dudas vienen sobre todo por las políticas de la OPEP+. A lo largo de 2023 la OPEP+ llevó a cabo una política de recortes más bien exitosa, dejando el balance en déficit de oferta a pesar de todo el pesimismo existente sobre la debilidad de la demanda.

Sin embargo, tras su reunión del 30 de noviembre -cuando anunciaron los mayores recortes voluntarios, de todos los anunciados en 2023-, el mercado lo consideró insuficiente para contrarrestar la percepción de debilidad de demanda y sobre todo el aumento de producción fuera de la OPEP+. Desde entonces se inició el periodo de pérdidas diarias más larga desde finales de enero de 2023.

Por el lado de la demanda, la desaceleración industrial y los efectos restrictivos del aumento más rápido de tipos de interés de la historia llevaban a los mercados a descontar una débil demanda de petróleo. Sin embargo, los positivos datos de inflación en EE.UU. y en Europa publicados el último día de noviembre han cambiado la percepción de los mercados que parecen descontar no solo subidas adicionales de tipos sino una próxima reducción de los mismos, lo que debería facilitar aumentos de demanda.

Por el lado geopolítico, la tensión se mantiene con: la guerra entre Ucrania y Rusia, el conflicto generado tras la incursión de Hamás en Israel, la decisión del Gobierno de Venezuela de anexionarse la Guyana Esequiba con el soporte de un re-

Fuente: elaboración propia

feréndum cuyo resultado es de dudosa aplicabilidad, la escalada de ataques a tanqueros en el Mar Rojo por parte de los hutíes -grupo respaldado por Irán-, entre otros focos de tensiones.

A futuro, el petróleo parece tener una espada de Damocles apuntándole tras la COP28, en el que el documento final "llama a los países a transicionar desde los combustibles fósiles".

En este artículo se pasará revista a los elementos determinantes de la situación actual y de las perspectivas más previsibles del mercado del petróleo. Está dividido en cuatro partes. En la primera, se describe la evolución reciente y las dinámicas que gobiernan el contexto actual y a corto plazo. Seguidamente, se presenta la visión de corto plazo, analizando tanto las perspectivas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), de referencia en el sector, como el consenso de analistas sobre el precio medio para 2024. En el tercer apartado se analizan las perspectivas de la AIE sobre el largo plazo del mercado del petróleo en el contexto de la transición energética. Finalmente, se presentan unas breves conclusiones.

## Evolución reciente del mercado del petróleo

A pesar de la moderación de los precios respecto al año precedente, 2023 ha resultado un año muy complejo en términos de la interacción de los factores de oferta, demanda y geopolíticos. Si bien es cierto que el año 2022 vino marcado por el mayor evento geopolítico de la historia reciente: la invasión rusa de Ucrania y la subsecuente guerra que todavía se mantiene, se podría decir que el resto de los factores que afectaron al mercado fueron las reacciones a este evento. Sin embargo, en 2023 tanto la demanda como la oferta vienen enfrentando sus propias complicaciones, y la magnitud de los nuevos eventos geopolíticos no parecen apuntar de lleno a la línea de flotación de los fundamentos, como sí lo hizo la guerra entre Ucrania y Rusia.

Por el lado de la demanda, a pesar de toda la incertidumbre, en 2023 la demanda se situó por encima de la observada en 2019, marcando un máximo histórico de casi 102 millones de barriles diarios (mbl/d). Sin embargo, persisten los temores de recesión y algunos indicadores económicos siguen apuntando a la baja. En cierta medida se podría decir que los temores son una respuesta natural asociada al recuerdo reciente de la recesión mundial que se produjo como consecuencia de los confinamientos originados por el Covid-19, y de la lenta recuperación económica post-confinamiento en China, más débil de lo esperada.

Una potencial recesión afectaría a los productos petrolíferos y, por extensión, a la demanda de crudo, pero, utilizando EE.UU. como barómetro, los datos muestran que no se han visto señales significativas de recesión en los mercados petrolíferos y, de hecho, ha sido la demanda de crudo junto con los recortes de OPEP+ los que han dado soporte a los precios.

El factor que más está condicionando las estimaciones de demanda es la política de los bancos centrales. Los tipos de interés se encuentra en el nivel más alto desde antes de la Gran Recesión y esto afecta, por norma general, negativamente a la demanda. Las vías por las que esto puede suceder son conocidas:

- **Coste del endeudamiento**: Esto puede afectar negativamente la demanda de petróleo, ya que las empresas y los consumidores enfrentan mayores costes para financiar sus actividades, lo que reduce su capacidad para invertir en energía y combustibles.

- **Inversión empresarial**: un aumento en los tipos de interés puede desalentar la inversión empresarial. Esto puede resultar en una disminución de la actividad económica en general, lo que podría reducir la demanda de petróleo.

- **Consumo de los hogares**: los tipos de interés más altos afectan negativamente los presupuestos de los hogares con deuda, lo que podría reducir su capacidad para comprar bienes y servicios, incluido el petróleo.

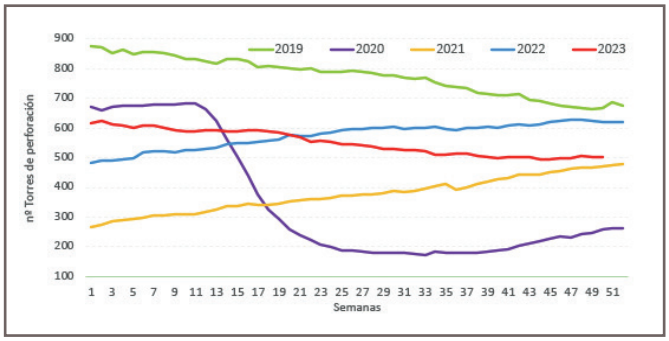
- **Valor del dólar**: Si los tipos son altos, generalmente se espera que la moneda se fortalezca. Un dólar más fuerte puede hacer que el petróleo y otras materias primas denominadas en dólares sean más costosos para los países importadores,

lo que puede disminuir la demanda en los mismos.

Por su parte, la oferta se encara a un nuevo resurgir de la producción de EE.UU., a la vez que los recortes de producción de la OPEP+ buscan tensionar el mercado y dar soporte a los precios.

EE.UU. ha introducido en media +1 mbl/d de crudo y condensados en 2023, comparado con los +650 mbl/d de media en 2022 o la caída de -65 kbl/d (miles de barriles diarios) de 2021. Existe una estrecha correlación entre el número de torres de perforación activas y la producción futura, aunque con cierto decalaje entre ambas, por lo que el aumento de producción bien podría deberse al aumento de las torres de perforación activas en 2022, perforando pozos más largos y productivos. Sin embargo, las torres activas de perforación

**Gráfico 1. Evolución por años de la perforación de pozos con objetivo petróleo en EE.UU.**




Fuente: EIA y Dirección de Estudios de Repsol

han caído en 2023 y se sitúan un 15% por debajo de los máximos de diciembre de 2022.

En este sentido, el aumento sustancial de producción registrado en la segunda mitad de 2023 en EE.UU., más que a la entrada de nuevos pozos que han sido perforados y puestos en producción ese año, se debe a pozos que fueron perforados hace más tiempo y que han sido completados en 2023 para su puesta en producción. A lo largo de 2023 se han completado casi 1000 pozos que estaban ya perforados con anterioridad. Según estadísticas de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés) el *stock* de los pozos perforados, pero no completados para producción, conocidos como "*Drilled but uncompleted wells*" (DUCs, por sus siglas en inglés) se situó en noviembre de 2023 en 4400 pozos, mientras que en diciembre de 2022 era de 5340, es decir que en 2023 se ha reducido este *stock* en casi un 20%. Es decir, la producción es en gran parte el resultado de poner en valor estos pozos que ya estaban perforados.

La "completación" y entrada en producción a lo largo de 2023 de estos pozos antiguos tiene que ver además con el contexto de precios: existe un umbral de precio en el que se hace rentable iniciar las operaciones de completar un pozo y ponerlo en producción. Por lo que no es descabellado concluir que tras el significativo aumento de precios del petróleo en 2022 -situándose la media en los 101 $/bl (dólares por barril)-, se reactivó la operativa de completar DUCs para sostener y aumentar producción, cuyos resultados se hicieron evidentes en 2023. Entonces, cabe preguntarse: 1) ¿cuál es ese umbral de precio que permite reactivar esta operativa con los DUCs?, y 2) ¿el actual contexto de precios más bajos pone en peligro futuros aumentos de producción de EE.UU. tal como el observado en 2023? Respecto a la primera pregunta, la evidencia empírica sitúa el umbral a partir de unos precios del crudo de entre 75 y 85 $/bl, nivel que ha ido subiendo debido, entre otras razones, al encarecimiento de los costes y a la ortodoxia financiera que rige hoy día en las compañías que operan en EE.UU. Respecto a la segunda pregunta, es complicado decir algo, porque la corrección de precios del tercer trimestre de 2023 no llevó al barril de crudo por debajo del rango-umbral mencionado, pero es probable que de mantenerse el mercado por debajo de los 80 $/bl, se completen y pongan en producción un menor número de DUCs.

## Evolución de los precios del crudo

En 2023, la media del barril de Brent alcanzó los 82,2 $/bl, mientras que la del crudo WTI los 77,6 dólares, situándose el diferencial entre ambos en los 4,6 $/bl. La evolución del precio no estuvo exenta de fuertes movimientos, pudiéndo-

se distinguir claramente cuatro periodos.

Durante el primero, comprendido entre principios de 2023 y

comienzos de mayo, el precio se movió en una banda entre 72 y 88 $/bl, fluctuando al alza o la baja entre las expectativas y los datos. A principios de año las expectativas eran que, en gran medida, el crudo y los productos de Rusia salieran del mercado generando un desabastecimiento global. Por el lado de la demanda, las expectativas eran que el consumo de China repuntara significativamente tras haber abandonado su política de cero-COVID a finales de 2022. Los datos que fueron conociéndose destacaban la resiliencia de Rusia y su capacidad para desviar su petróleo con fuertes descuentos a otros mercados evitando el embargo europeo y el tope de precios impuesto en febrero. Por su parte, los datos también señalaban que China repuntaba a un ritmo más lento de lo

**Gráfico 2. Evolución del precio del crudo Brent**

Fuente: LSEG y Dirección de Estudios de Repsol

esperado. Además, la inflación y la subida de tipos generaba dudas sobre el consumo y, finalmente, los inventarios de petróleo en el primer trimestre aumentaban a ritmos no vistos desde 2020.

En el segundo periodo comprendido entre finales de abril y principios de julio, el precio experimentó movimientos más acotados: entre los 72 y 78 $/bl. Los precios retrocedieron durante abril y principios de mayo, ya que la preocupación por la salud de la economía mundial y perspectivas menos halagüeñas para la demanda de petróleo deprimieron el ánimo del mercado. El Brent se desplomó casi 16 $/bl en sólo dos semanas, invirtiendo las ganancias que siguieron al anuncio de la OPEP+ de recortar la producción a partir de mayo.

Los precios se vieron presionados a la baja por la atonía de la actividad industrial y la subida de los tipos de interés, que, en conjunto, provocaron la aparición de escenarios que consideraban probable una recesión y una ralentización del crecimiento de la demanda de petróleo. Sin embargo, el pesimismo del mercado en ese periodo contrastaba con las estimaciones y previsiones de un mercado más ajustado para el segundo semestre del año. A lo largo de este periodo, los mercados luchaban por orientarse ante los datos contradictorios: por una parte, los indicadores macroeconómicos bajistas generaban preocupación por el crecimiento de la demanda, por otra parte, se constataba el resurgimiento del consumo de petróleo en los principales países consumidores. Al mismo tiempo, la oferta de petróleo ruso siguió revelándose resiliente. Rusia demostraba tener pocos problemas para encontrar compradores dispuestos a adquirir crudo y productos rusos con importantes descuentos, a menudo estas ventas se hacían a expensas de sus aliados de la OPEP+, en el mercado a dos niveles que surgió desde la entrada en vigor de los embargos.

El tercer periodo por el que atravesaron los precios en 2023 comenzó con el anuncio a principios de julio por parte de Arabia Saudí y Rusia de extender sus recortes voluntarios de producción hasta agosto, y se consolidó entre agosto y septiembre cuando decidieron extenderlos hasta finales de año. En total esto suponía sacar del mercado unos 1,3 millones de bl/d (1 mbl/d Arabia Saudí y 300 kbl/d Rusia) hasta diciembre. Se confirmaba así el compromiso de estos dos países, líderes de facto de la OPEP+, con el control del mercado y, de esta forma, de los precios. En este periodo no desaparecieron las dudas sobre la demanda por la incertidumbre económica, sino simplemente en el mercado pesó más la política de recortes de la OPEP+. Si hay un factor que distingue al mercado del petróleo de cualquier otro mercado de materias primas, es la presencia de un cartel como el de la

OPEP. La naturaleza de estos países y sus formas de plantear y llevar a cabo sus políticas de producción han marcado al mercado desde su creación, y una muestra de su capacidad para influir en los precios fue lo que sucedió en este periodo: el compromiso de recorte voluntario hizo que el crudo Brent pasara de los 72 $/bl del 27 de junio a los 97 $/bl del 27 de septiembre; es decir, en justo tres meses el crudo aumentó su precio un 35%.

El tercer periodo culminó a principios de octubre, cuando una vez más las preocupaciones por la demanda y la incertidumbre sobre la economía ganaron fuerza frente a los recortes de la OPEP+. Durante la primera semana de octubre, el petróleo sufrió la mayor corrección semanal desde la primera de agosto de 2022, casi -11 $/bl de caída en siete días (un -11,2%). El detonante de esta caída fue la publicación semanal de inventarios en EE.UU., en la que se evidenciaba que la demanda de gasolina en EE.UU. estacionalmente se situaba en su nivel más bajo de los últimos 22 años. Adicionalmente, el creciente temor a nuevas subidas de tipos y a un periodo más largo de política monetaria restrictiva confeccionaron el telón de fondo para la caída del precio del petróleo. Al mismo tiempo, las ventas técnicas y las operaciones algorítmicas profundizaron la corrección. Todo esto a pesar de que esa misma semana Arabia Saudí y Rusia reafirmaban su compromiso de mantener los recortes voluntarios de la producción hasta finales de año.

Finalmente, el cuarto periodo, y en el que todavía nos encontramos, comenzó con el ataque sorpresa de Hamás contra Israel, el hecho geopolítico más relevante desde la invasión rusa a Ucrania en 2022. Si bien muy al comienzo del conflicto no se veían riesgos inmediatos para el suministro de crudo de Oriente Medio, esta teoría fue ganando adeptos a medida que surgían focos de conflicto en el Líbano, Siria, Yemen y otros países de la región. Esto llevó al precio de nuevo a superar los 90 $/bl. Sin embargo, el conflicto se concentró en la Franja de Gaza y el mercado otorgó muy baja verosimilitud a que Irán se involucrara en el mismo y se interrumpieran los flujos en un sentido más amplio en la región. Así, los precios del crudo subieron durante las dos primeras semanas del conflicto, pero a principios de noviembre el mercado se empezó a enfriar considerablemente, no solo porque se relajó la percepción del mercado de una expansión del conflicto, sino porque volvieron a la palestra dudas sobre la economía mundial y particularmente de China, llevando a los precios a situarse unos céntimos por debajo de los 80 $/bl. Seguidamente, el sentimiento bajista del mercado se profundizó con la reunión de la OPEP+ que estaba prevista para el 23 de noviembre y fue postergada hasta el 30 de ese mes, evidenciando las dificultades que estaba teniendo Arabia Saudí para asegurar nuevos recortes de producción entre el resto de los miembros del cartel. Finalmente, el día 30, la reunión de la OPEP+ concluyó con un acuerdo de recortes voluntarios que el mercado consideró decepcionante, iniciando una racha de seis días consecutivos de bajadas de precios con una caída del 11% hasta los 74 $/bl.

Posteriormente, el 26 de diciembre el Brent recuperó los 81 $/bl, principalmente impulsado por las tensiones en el Mar Rojo con el ataque hutí a buques con supuesto destino a Israel y la decisión de algunas empresas de evitar el Mar Rojo como vía para sus barcos, lo que hace desviarlos a rutas más largas y costosas.

No obstante, el precio del crudo Brent cerró el año en 77 $/bl, lo que en definitiva confirma que el mercado del petróleo está sometido ahora a una gran volatilidad, con los precios moviéndose en una banda de algo más de 20 $/bl desde los máximos anuales de finales de septiembre.

## Perspectivas a corto plazo del mercado del petróleo

### Evolución y perspectivas del balance oferta-demanda según la AIE

### Evolución y perspectivas de demanda

En su último informe mensual de diciembre de 2023, *Oil Market Report*, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima un aumento de la demanda mundial de petróleo para el conjunto de 2023 de 2,3 mbl/d, hasta los 101,73 mbl/d. China representaría el 77% del aumento anual, y el conjunto de las economías no pertenecientes a la OCDE el 97%. Solo como reflejo de la inelasticidad de la demanda de petróleo incluso

en medio de condiciones económicas difíciles, la AIE señala que la demanda china alcanzó un récord de 16,9 mbl/d en el tercer trimestre, mientras que el consumo mundial estimado alcanzó un máximo histórico de 102,8 mbl/d. Sin embargo, el crecimiento global se desacelerará hasta 1,06 mbl/d en 2024, a medida que el endurecimiento del clima económico y los continuos avances en eficiencia energética pesen sobre el consumo de petróleo.

Tal como se ha mencionado, la demanda aparente china volvió a batir un récord histórico en el tercer trimestre, con 16,9 mbl/d. El crecimiento interanual de 1,8 mbl/d refleja el alcance de las interrupciones del suministro en 2022 y el colosal impacto de las inversiones en el sector petroquímico del país. China seguirá dominando las ganancias en 2024, aunque ralentizando su incremento de la demanda a unos 720 kbl/d.

A pesar del debilitamiento de la coyuntura económica y la inminente ralentización del sector de la construcción, la demanda china parece robusta. En parte, esto se debe a la forma en que las restricciones de cierre oscurecieron el impacto del crecimiento económico en los últimos años y, en parte, a los cambios estructurales en el uso de materias primas petroquímicas.

La demanda agregada china de nafta, GLP y etano en 2023 aumentó en casi 1 mbl/d respecto a 2022. Junto con el creciente uso de polímeros por parte de los fabricantes chinos, especialmente en sectores como la producción de vehículos eléctricos, y el aumento de la demanda de envases, gran parte de este crecimiento se ha producido a expensas de los productos petroquímicos importados y ha servido para reducir el consumo de materias primas en otros países.

La otra fuente importante de crecimiento de la demanda global es India. La AIE estima que el crecimiento medio de la demanda india de petróleo en 2023 se ralentizó hasta los 210 kbl/d desde los 380 kbl/d de 2022. Esto refleja en gran medida el saludable aumento registrado en 2022, ya que el auge económico de la India se aceleró, a medida que las excepcionales condiciones agrícolas y meteorológicas, así como los cambios en los patrones de movilidad impulsaron el consumo. Según la AIE, es probable que el ritmo de aumento se reduzca aún más, hasta 140 kbl/d, en 2024. El gasóleo, esencial para fabricantes y agricultores, representará la mitad del crecimiento en esos dos años.

En contraste con la fortaleza de la no-OCDE, particularmente de China, el crecimiento interanual de la demanda de la OCDE apenas fue positivo en 2023 (+80 kbl/d), antes de que el consumo de la región, según la agencia, entre en lo que probablemente será un declive permanente a partir de 2024 (-270 kbl/d interanual). La debilidad del sector manufacturero y del comercio deprimió la demanda de gasóleo de la OCDE en 2023 (-280 kbl/d vs. 2022), mientras que la gasolina se mantuvo relativamente firme (+130 kbl/d vs. 2022). Sin embargo, a medida que el aumento de los precios de los carburantes, el enfriamiento del mercado laboral, la eficiencia de los vehículos y las ventas de vehículos eléctricos (VE) pesen sobre la demanda de conducción, el uso de gasolina empezará a debilitarse. En 2024, la caída interanual prevista del consumo de gasolina (-250 kbl/d) superará a la del gasóleo (-180 kbl/d) y registrará el mayor descenso de la demanda entre los combustibles de la OCDE.

Dentro de la OCDE, la OCDE Europa es la que tiene las perspectivas menos halagüeñas. En claro contraste con la resistencia estadounidense, Europa se encuentra de nuevo al borde de la recesión. En un testimonio del bajo rendimiento del sector manufacturero de la región, el descenso se debió en gran medida a los productos industriales GLP/etano, nafta y gasóleo. El consumo de gasóleo cayó 260 kbl/d interanual en el 3T23. Peor aún fue el de la nafta que, según la AIE, alcanzó mínimos de varias décadas tanto en julio como en agosto (740 kbl/d).

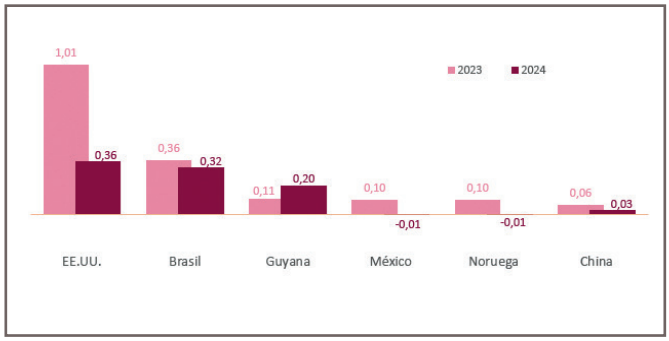
## Evolución y perspectivas de la oferta

La AIE estima que la producción mundial en 2023 se situó en una media de 101,9 mbl/d, máximo histórico. Los países no pertenecientes a la OPEP+ dominan los aumentos anuales globales de 2,2 mbl/d en 2023. EE.UU. por sí solo añadió 1,4 mbl/d (1 mbl/d de crudo y condensados y el resto de los líquidos del gas natural). Esto supone el 65% del crecimiento de los países no OPEP.

Para 2024, la AIE estima que la oferta aumente considera-

blemente, impulsada principalmente por EE.UU. y otros productores no OPEP+ como Brasil, Guyana y Canadá. Los volúmenes adicionales de estos cuatro países representarán el 65% del crecimiento previsto de 1,3 mbl/d en 2024, que

**Gráfico 3. Variación anual de la oferta en una selección de países no-OPEP**




Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

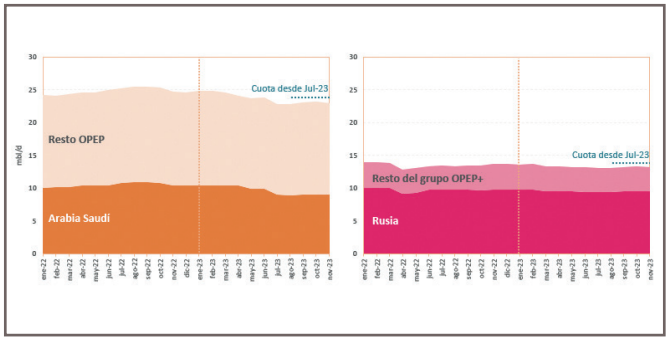
elevará la producción mundial de petróleo a un nuevo máximo anual de 103,2 mbl/d. El ritmo de expansión de EE.UU. se ralentizaría notablemente en 2024 (+590 kb/d vs. 2023), pero parece suficiente para mantener su posición como principal fuente de crecimiento de la oferta mundial.

La producción de la alianza OPEP+, formada por 23 países, se contrajo 400 kbl/d en 2023 debido a la reducción de sus objetivos de producción y a los fuertes recortes voluntarios de Arabia Saudí, junto con recortes menores de Rusia. La pérdida prevista se vio atenuada por Irán -exento de recortes de la oferta- que, de acuerdo con la AIE, registró un aumento de 530 kbl/d, situándose como la segunda fuente de crecimiento mundial después de EE.UU. Arabia Saudí habría registrado el mayor descenso, ya que su recorte adicional de 1 mbl/d iniciado en julio y vigente ahora hasta finales del primer trimestre de 2024, redujo su producción en cerca de 900 kbl/d con respecto a 2022.

La Agencia prevé, considerando los recortes voluntarios anunciados el 30 de noviembre, que el bloque no varíe su producción en 2024. Por ahora, no está claro cuándo y cómo el Reino saudí decidirá poner fin a sus recortes. Su decisión de recortar la producción tensó considerablemente los mercados mundiales de petróleo en el segundo semestre de 2023 y su política de gestión del mercado determinará el ritmo del aumento de la oferta en 2024 y la forma de los equilibrios del mercado mundial del petróleo.

Por su parte, la AIE estima que la producción total de petróleo de Rusia promedió 10,95 mbl/d, en 2023, lo que significa una disminución interanual de -140 kbl/d. Para 2024, la AIE espera que la producción en Rusia continúe contrayéndose

**Gráfico 4. Evolución de la producción de crudo (sin condensados) de los países de la OPEP+ sujetos a cuota**




Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

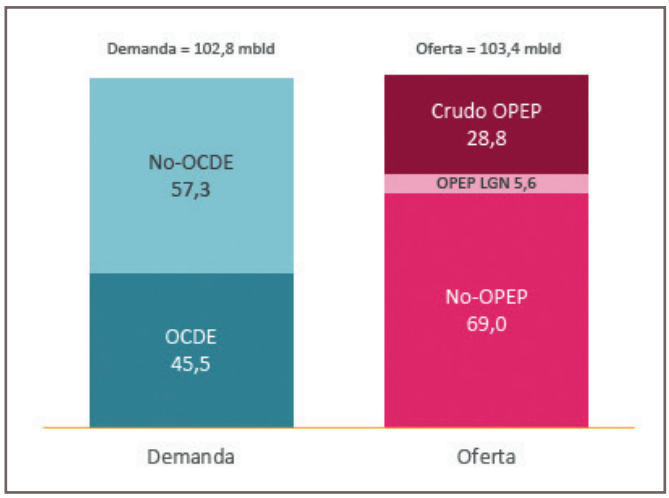
otros -110 kbl/d hasta alcanzar los 10,84 mbl/d.

Por ahora, lo que ha visto el mercado es que el conjunto OPEP+ mantiene sus niveles de producción sujeta a cuota (crudo sin condensados) por debajo de la misma.

## Balance oferta-demanda

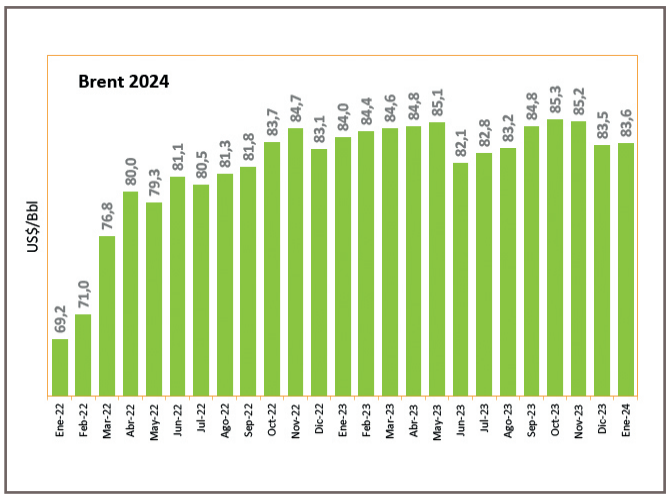
El balance presentado por la AIE muestra importantes caídas de inventarios en la segunda mitad de 2023. Sin embargo, para 2024, el aumento estimado de la oferta global no-OPEP esperado de 1,3 mbl/d, junto con una moderación del crecimiento de la demanda hasta los 1,06 mbl/d, daría como resultado que la oferta supere a la demanda en 2024. Sin

**Gráfico 5. Balance oferta/demanda mundial prevista de petróleo en 2024**




Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

**Gráfico 6. Evolución del consenso de precios del crudo Brent para la media de 2024**




Fuente: Varios y Dirección de Estudios de Repsol

embargo, la AIE deja claro que todo dependerá de las políticas que siga la OPEP+ y sobre todo Arabia Saudí con sus recortes voluntarios.

## Consenso de analistas sobre las perspectivas del precio medio del crudo Brent para 2024

El consenso de analistas sobre el precio del Brent para 2024 sitúa la media en 83,56 $/bl. El mercado de futuros apunta a una media de 77,3 $/bl, siendo la perspectiva de precio más baja entre las fuentes consideradas. El resto de los analistas se sitúa en una horquilla de alrededor de 13 $/bl.

En cuanto a la evolución de las previsiones para la media de 2024, hay que señalar que las revisiones de precios realizadas por los analistas en diciembre y enero han llevado a una corrección a la baja de la media para 2024, revertiendo la tendencia de revisiones al alza que predominó desde mediados de 2023. Esto se encuentra en línea con el análisis de coyuntura realizado ya que pone de manifiesto que el mercado prevé un contexto de sobre-oferta para los próximos meses el cual quitaría soporte a los precios. Sin embargo, no hay que olvidar que el mercado ahora mismo es muy volátil y esta situación bajista puede cambiar dependiendo del rigor de la OPEP+ con los recortes voluntarios anunciados a finales de noviembre.

## Perspectivas a largo plazo del mercado del petróleo según la AIE en el Informe de Perspectivas Energéticas, WEO-2023

En 2023, la publicación del *World Energy Outlook* 2023 (WEO-2023) se adelantó a octubre en previsión de la COP28 de Dubai que se celebró del 30 de noviembre al 12 de diciembre. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) cuenta ahora con un nuevo mandato ministerial de la OCDE para "liderar la lucha del sector energético mundial contra el cambio climático", al tiempo que anima a los responsables de todo el mundo a tener en cuenta las conclusiones del WEO 2023.

La AIE plantea un contexto energético de partida todavía frágil, pero con vías eficaces para mejorar la seguridad energética y atajar las emisiones. Los mercados de la energía, la geopolítica y la economía mundial continúan siendo inestables y el riesgo de nuevos trastornos está siempre presente. Los precios de los combustibles fósiles han bajado desde sus máximos de 2022, pero los mercados se mantienen tensos y volátiles. A los continuos combates en Ucrania, más de un año después de la invasión rusa, se suma ahora el riesgo de un conflicto prolongado en Oriente Medio. El ambiente macroeconómico es pesimista, con una inflación persistente, mayores costes de los préstamos y elevados niveles de deuda. Sin embargo, La AIE apunta que, en este complejo contexto, la aparición de una nueva economía de energías limpias, liderada por la energía solar fotovoltaica y los vehículos eléctricos (VE), permite albergar esperanzas sobre el camino a seguir.

La AIE afirma que no puede haber una sola respuesta sobre a dónde va el mundo de la energía desde aquí, por lo que el WEO 2023 ofrece tres escenarios, aunque el NZE ya se actualizó anticipadamente en septiembre de 2023.

**Escenario de cero emisiones netas para 2050 (NZE):** Este escenario normativo describe un camino para que el sector energético ayude a limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales en 2100 (con al menos, un 50% de probabilidad) y rebasamiento limitado. El escenario NZE se ha actualizado por completo y es el tema central de la hoja de ruta de cero emisiones netas, publicada recientemente. El escenario NZE también cumple con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) clave de las Naciones Unidas relacionados con la energía: el acceso universal a servicios energéticos modernos y fiables se alcanza para 2030 y se garantizan importantes mejoras en la calidad del aire. Cada año que pasa de altas emisiones y progreso limitado hacia los ODS hace que sea más difícil alcanzar los objetivos del escenario NZE pero, según su análisis, la reciente aceleración de las transiciones a la energía limpia significa que todavía hay un camino abierto para alcanzar sus objetivos.

**Escenario de compromisos anunciados (APS):** Este escenario supone que los gobiernos cumplirán, en su totalidad y a tiempo, todos los compromisos relacionados con el clima que han anunciado, incluidos los objetivos de cero emisiones netas a largo plazo y los compromisos en las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC), así como los compromisos en áreas relacionadas, como el acceso a la energía. También se tienen en cuenta los compromisos asumidos por las empresas y otras partes interesadas cuando se suman a la ambición establecida por los gobiernos. Dado que la mayoría de los gobiernos aún están muy lejos de tener políticas anunciadas o en marcha para cumplir plenamente sus compromisos y promesas, este escenario podría considerarse como una concesión del beneficio de la duda, y se tendrían que hacer progresos muy considerables para que se logre. Se supone que los países que no tienen compromisos ambiciosos a largo plazo se beneficiarán en este escenario de las reducciones aceleradas de costos que produce para una serie de tecnologías de energía limpia. El APS se asocia con un aumento de temperatura de 1,7 °C en 2100 (con una probabilidad del 50%).

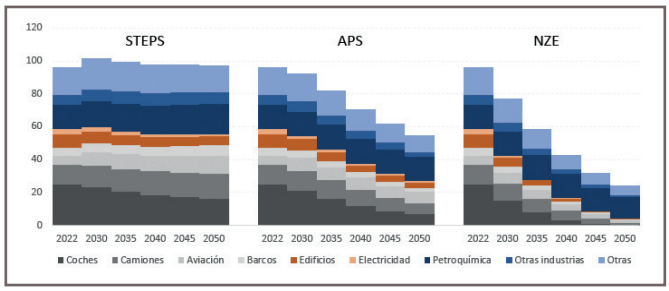
**Escenario de Políticas Declaradas (STEPS)**: Este escenario está diseñado para proporcionar una idea de la dirección predominante de la progresión del sistema energético, sobre la base de una revisión detallada del panorama político actual. Mientras que el APS refleja lo que los gobiernos dicen que lograrán, el STEPS analiza en detalle lo que realmente están haciendo para alcanzar sus metas y objetivos en toda la economía energética. Los resultados del STEPS reflejan un examen detallado, sector por sector, de las políticas y medidas que están realmente en vigor o que se han anunciado; no se supone automáticamente que se cumplan los objetivos energéticos o climáticos a los que se aspira. El STEPS se asocia ahora con un aumento de temperatura de 2,4 °C en 2100 (con una probabilidad del 50%).

## Demanda de petróleo

En el STEPS, la demanda de petróleo alcanza su nivel máximo de 102 mbl/d a finales de la década de 2020 antes de descender ligeramente a 97 mbl/d en 2050, con una menor demanda en el transporte por carretera como consecuencia del aumento de los vehículos eléctricos, en parte compensada por un mayor uso del petróleo en la petroquímica y

la aviación. En el APS, se observa un descenso mucho más pronunciado de la demanda, que cae a 93 mbl/d en 2030 y a 55 mbl/d en 2050. La demanda de petróleo en el transporte por carretera cae de forma más acusada, ya que los vehículos eléctricos representan más del 75% de las ventas de turismos y camiones en 2050. Sólo en la petroquímica y la aviación se utilizará más petróleo en 2050 que en 2022. Existen planes para restringir o prohibir la producción y utilización de plásticos de un solo uso y para aumentar el reciclado de plásticos, pero esto no impide un aumento general de la demanda mundial de plásticos. El uso de combustibles sostenibles para la aviación aumenta, pero el uso de petróleo para la aviación sigue creciendo hasta mediados de la década de 2030 y después sólo disminuye lentamente. Sin embargo, el consumo marítimo de petróleo cae un 55% entre 2022 y 2050, y la mitad de los combustibles utilizados en los buques en 2050 son combustibles de bajas emisiones. En el escenario NZE, la demanda de petróleo cae a 77 mbl/d en 2030. La electrificación de coches y camiones contribuye más que ninguna otra cosa a reducir el consumo de petróleo, pero las mejoras de la eficiencia y los combustibles de bajas emisiones también desempeñan un papel importante, especialmente en la aviación y el transporte marítimo. La demanda de petróleo se reduce a algo menos de 25 mbl/d en 2050: alrededor del 70% de esta cifra corresponde al uso del petróleo como materia prima petroquímica y en productos como las ceras de parafina, el asfalto y el betún, en los que el petróleo no se quema.

**Gráfico 7. Demanda global de petróleo por sector y escenario**



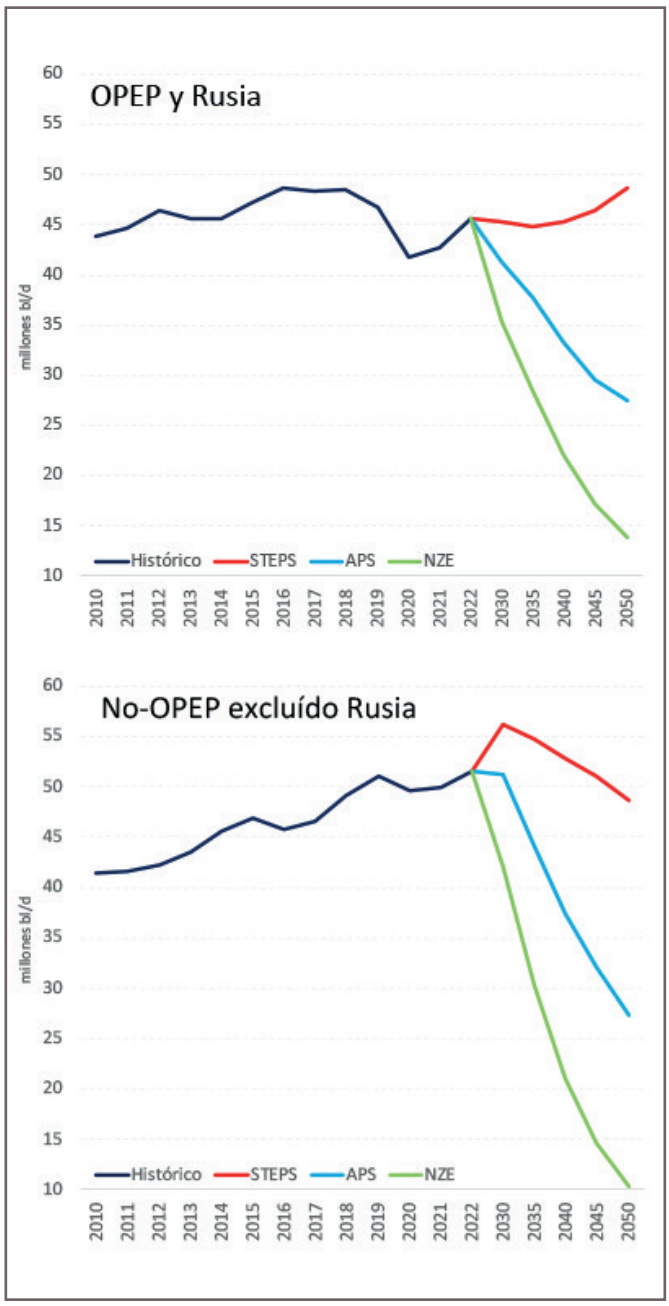

Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

## Producción de petróleo

En el STEPS, la producción de *tight oil* de EE.UU. en 2022 se situaba en algo más de 7,5 mbl/d y aumenta en unos 2 mbl/d hasta 2030; la producción alcanza un máximo poco después y vuelve a caer hasta unos 8,5 mbl/d en 2050. Brasil y Guyana también contribuyen de forma importante al suministro, con Guyana aumentando la producción hasta un nivel máximo de unos 2 mbl/d a mediados de la década de 2030 antes de descender ligeramente. La producción de Rusia disminuye en 3,5 mbl/d entre 2022 y 2050, ya que se esfuerza por mantener la producción de los yacimientos existentes o por desarrollar nuevos yacimientos de gran tamaño. La producción total de los miembros de la OPEP aumenta en un modesto 1 mbl/d hasta 2030, debido a los descensos de alrededor de 1,5 mbl/d de los productores de la OPEP en África. La cuota combinada de la OPEP y Rusia en el suministro mundial de petróleo se mantendrá entre el 45 y el 48% hasta 2030, pero superará el 50% en 2050 a medida que Arabia Saudí aumente su producción.

En el APS, la demanda de petróleo disminuye un 0,5% cada año hasta 2030, pero las fuentes de suministro existentes caen a un ritmo más rápido, lo que significa que se necesitan nuevos proyectos de crudo convencional. Guyana es uno de los pocos países en los que la producción aumentará más de 1 mbl/d hasta 2030. En EE. UU. continúan las perforaciones en *tight oil*, pero la producción alcanza su punto máximo antes de 2030 y en 2050 es inferior en 1,5 mbl/d a los niveles de 2022 (7,5 mbl/d). En el escenario NZE, la demanda de petróleo disminuye un 2,5% de media anual hasta 2030 y puede satisfacerse sin nuevos proyectos de petróleo convencional de larga duración. La producción disminuye en todas las regiones hasta 2030. Después de 2030, la demanda de petróleo disminuye más de un 5,5% cada año: este descenso es lo suficientemente rápido como para provocar el cierre de una serie de proyectos de mayor coste antes de que hayan llegado al final de su vida técnica.

**Gráfico 8. Producción de petróleo de la OPEP y Rusia y otros productores no OPEP por escenario, 2010-2050**




Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

## Refino y comercialización

Los combustibles para el transporte han sido históricamente la principal causa del crecimiento de la demanda de refino en las últimas décadas, pero según la AIE esto está a punto de terminar: en 2050, la cuota de la gasolina en la demanda total cae del 25% actual al 17% en el STEPS, al 14% en el APS y a casi cero en el Escenario NZE. Los mercados emergentes y las economías en desarrollo de Asia representan actualmente algo más del 40% de las importaciones mundiales de crudo. Una demanda más robusta y un potencial de producción nacional limitado hacen que este porcentaje aumente hasta el 45-60% en 2050 en todos los escenarios. Oriente Medio sigue siendo el mayor exportador de crudo en todos los escenarios, pero las exportaciones de crudo de América del Norte y América Latina y el Caribe pasan de representar el 23% del total en la actualidad al 30% en el escenario STEPS en 2050 y al 40% en el escenario APS. Mientras tanto, la cuota de Rusia sigue disminuyendo. En el Escenario NZE, Oriente Medio desempeña un papel preponderante en el abastecimiento de los mercados mundiales de petróleo crudo como productor de bajo coste, y su cuota en las exportaciones totales alcanza el 65% en 2050. La mayoría de las nuevas instalaciones de refino que se están construyendo se encuentran en regiones exportadoras de productos, lo que significa que la disponibilidad de productos petrolíferos en el mercado aumentará: el descenso del comercio de productos es mucho más moderado que el descenso general de la demanda en el Escenario APS y en el Escenario NZE.

## Conclusiones

La alta volatilidad que registró el mercado del petróleo a lo largo de la segunda mitad de 2023 y comienzos de 2024 complica cualquier ejercicio de previsión de precios del crudo. Sobre todo, porque los frentes geopolíticos abiertos son de imprevisible evolución. Por ejemplo, la guerra entre Hamás e Israel, de la cual el mercado concluyó tras varias semanas que no iba a extenderse en la región productora y exportadora más importante del mundo: Oriente Medio, eliminando la prima de 5-7 $/bl que tuvo el precio por ese evento, impactó de lleno antes de Navidad e hizo escalar los precios más de un 10% en pocos días situando el barril de Brent en los 81 $ el 26 de diciembre. La escalada de los ataques hutíes, grupo yemení respaldado por Irán, utilizando drones contra buques que creen están entregando mercancías a Israel, se está produciendo en el crucial estrecho de Bab al-Mandab, que conecta el Mar Rojo con el Mar Arábigo y limita con Yemen por un lado y Djibouti y Eritrea por el otro, impidiendo a su vez el acceso al Canal de Suez, a través del cual pasa casi el 12% del comercio marítimo mundial. Ahora, los barcos desviados del Canal de Suez se verán obligados a rodear el Cabo de Buena Esperanza, viaje más largo que aumenta los costes del combustible, reduce la eficiencia del envío y podría elevar los precios de los bienes importados, que incluyen envíos críticos de granos de Asia y petróleo de Medio Oriente.

Esto es un claro ejemplo de cómo un conflicto geopolítico puede interferir en la evolución de los fundamentos del petróleo. Fundamentos que, según la AIE, plantean un contexto bajista de precios por el exceso de oferta que prevé para el mercado en 2024. El balance oferta-demanda de petróleo para 2024 depende también de un elemento geopolítico-estructural presente en este mercado desde 1960: La OPEP. Si, como en 2022 y 2023, los miembros de la OPEP+ llevan a cabo con éxito los recortes voluntarios anunciados para el primer trimestre de 2024, el balance global se mantendrá en déficit de oferta, y si estos recortes voluntarios logran dar soporte a los precios, es muy probable que, de mantenerse un contexto de demanda aletargada, los mismos se extiendan en el tiempo. Es lo que ha sucedido en la segunda mitad de 2023 y lo que llevó los precios al máximo anual de 97 $/bl a finales de septiembre.

Por su parte, el buen desempeño de la producción de EE.UU. en 2023 parece ralentizarse en 2024, y lo mismo sucede con el resto de los países no pertenecientes a la OPEP+, con excepción de Guyana -que todavía no es determinante. Sin embargo, Irán, perteneciente a la OPEP pero que no está sujeto a cuota, sí podría seguir aumentando su producción; de hecho, el mercado ya lo ha descontado.

Por el lado de la demanda, la incertidumbre también es elevada. La clave está en cuándo comiencen las bajadas de tipos de interés por parte de los bancos centrales. La inflación ya parece controlada y aunque los últimos datos observados de crecimiento de EE.UU. han sorprendido positivamente al mercado, no parece que en Europa estemos en la misma senda. Y aunque las declaraciones oficiales del Banco Central Europeo descartan bajadas de tipos en los próximos meses, no es descartable que éstas tengan lugar en el primer semestre de 2024, si continúan las sorpresas positivas en el frente de la inflación.

A mayores plazos, como se mencionó en la introducción, el mercado del petróleo parece tener una espada de Damocles sobre él: los tres escenarios presentados por la AIE para la demanda de petróleo a largo plazo suponen reducciones de consumo. La disminución significativa de la participación del petróleo en la matriz de consumo final del transporte, a favor de la electricidad, supone una caída de la demanda en todos los escenarios. Particularmente

exigente es el escenario Emisiones Netas Cero en 2050 (NZE 2050), ya que reduce a casi la mitad el nivel de demanda actual, contribuyendo así a los objetivos de ser globalmente emisores netos cero en 2050 y a que la temperatura global aumente solo +1,5 ºC en 2100 respecto a la era preindustrial. Estos objetivos fueron la base de las negociaciones en la Conferencia de las Partes de Dubai (COP28). El punto fuerte de la cumbre fueron las conclusiones, firmadas por unanimidad, en las que se pedía a los países que *"transicionaran para abandonar los combustibles fósiles en los sistemas energéticos, de manera justa, ordenada y equitativa, acelerando la acción en esta década crítica, para lograr el cero neto para 2050"*. Esta conclusión ya es un hito en sí misma, dado que es la primera vez que los gobiernos del mundo han acordado *"pedir que se introduzca el objetivo de reducir el consumo de petróleo, gas y carbón"*.

Sin embargo, el documento deja en el aire ciertas dudas importantes. Por ejemplo, que para lograr la eliminación de los combustibles fósiles en 2050 será necesario incrementar el abastecimiento de alternativas con bajas emisiones al doble de velocidad de lo que crezca la demanda de energía. La consecuencia directa de esta transformación es un aumento sustancial de la demanda mundial de materiales críticos como tierras raras, litio, cobalto y otros, como el grafito.

En este sentido, ¿será fácil acometer la aceleración propuesta en la COP28? Pasaremos entonces de la geopolítica de los hidrocarburos a la geopolítica de los minerales y metales críticos para la transición, en la cual la mejor posicionada es China.

# El paquete europeo de apoyo a la industria eólica. El primero de su clase

**Juan Virgilio Márquez**
*Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)*

La actual crisis energética, junto con el escenario geopolítico de dependencia de los productos energéticos y sus cadenas de valor, justifican la adopción de mecanismos de emergencia bajo una óptica común en la Unión Europea, que permitan seguir avanzando hacia la Transición Energética, pero a su vez garantizando una Autonomía Estratégica Abierta basada en el liderazgo de las Tecnologías "*cleantech*" en Europa, tanto de sus actores, como de sus cadenas de suministro críticas.

En este sentido, la publicación del "*European Wind Power Action Plan*" (en adelante WPAP) el 24.10.2023 por parte de la Comisión Europea constituye un hito histórico en el ámbito de la Unión, ya que establece un marco específico de directrices para los Estados Miembro en relación a la industria eólica europea y a la necesidad de actuar para garantizar sus capacidades productivas y de innovación, su sostenibilidad financiera, y salvaguardar su competitividad en un escenario de desequilibrio comercial internacional.

En paralelo, y fruto del Plan "*RepowerEU*" publicado en mayo de 2022, Europa sigue desarrollando su ley de Industria Cero Emisiones (NZIA – Net Zero Industry Act), que se prevé su aprobación a lo largo de 2024 una vez supere la fase de trílogos entre el Parlamento, el Consejo y la Comisión Europea. El NZIA tendrá rango normativo vinculante y contendrá medidas de obligado cumplimiento, pero es cierto que, aunque el NZIA llegue este año, será tarde y seguramente un poco débil. Por todo ello, es necesario una herramienta de urgencia como el WPAP que, aunque no tiene rango normativo de Reglamento ni Directiva, implica un posicionamiento claro de la Comisión transmitiendo unas directrices a los Estados miembros.

El WPAP identifica seis (6) pilares de actuación que integran quince (15) actuaciones concretas o instrumentos, los cuales deben poder activarse hasta mediados de 2024. Los pilares y actuaciones identificados en el WPAP, de forma sintetizada, se detallan a continuación:

**Tabla 1. *Wind Power Action Plan* – 24OCT23**

| Pilar | | Acciones/ Instrumentos |
|---|---|---|
| Aceleración del despliegue eólico mediante una mayor predictibilidad y aceleración de la tramitación administrativa | 1 | Acelerar la tramitación administrativa agilizando la trasposición de la Directiva de Renovables |
| | 2 | Dar mayor visibilidad sobre el escenario de desarrollo eólico futuro (compromisos de despliegue, calendario de subasta de medio plazo, plan de largo plazo) |
| | 3 | Adoptar un Plan de Acción para incrementar las redes |
| Mejorar diseño de subastas | 4 | Incluir criterios cualitativos, objetivos, transparentes y no discriminatorios y medidas para maximizar la ejecución de proyectos |
| | 5 | Solventar los riesgos en la ciberseguridad y en la protección de los datos |
| | 6 | Incrementar el uso de esquemas de adquisición estratégica en el contexto del "*Global Gateway*" |
| Mejorar el acceso a la financiación | 7 | Facilitar el acceso a Financiación UE |
| | 8 | Proporcionar herramientas de reducción de riesgos y garantías a la industria |
| | 9 | Hacer uso de la flexibilidad proporcionada bajo las reglas de "ayudas de Estado" para la cadena de valor eólica en la UE |
| | 10 | Fortalecer el diálogo con los inversores para alentar y aumentar el atractivo inversor en el sector eólico UE |
| Crear un entorno internacional de competencia justo | 11 | Facilitar a los Tecnólogos eólicos UE el acceso a mercados extranjeros |
| | 12 | Proteger el mercado interior contra distorsiones comerciales y amenazas a la seguridad y al orden público |
| | 13 | Potenciar la estandarización en el sector eólico |
| Talento y aptitudes profesionales | 14 | Avanzar en acuerdos a gran escala para la energía renovable que permitan desarrollar proyectos que permitan el desarrollo del talento necesario para el sector renovable, incluyendo el sector eólico |
| Compromisos de la industria y los Estados Miembro | 15 | Formalización de la carta EU para la industria eólica (*EU Wind Charter*) |

La ejecución del WPAP debe asegurarse a través de acuerdos entre las partes. De ahí la firma el pasado mes de diciembre del "*Wind Energy Charter*". En el acto, 26 ministros de Energía de la UE respaldaron el WPAP junto con CEOs de la industria eólica en el marco de una reunión del Consejo de Ministros de Energía en Bruselas. España no sólo se adhirió a la iniciativa, sino que además fue el principal país impulsor y tractor para sumar a otros países, ya no solo por su rol de Presidencia del Consejo de la UE en el segundo semestre de 2023, sino también por el convencimiento de que apostar por la industria eólica es una obligación de las economías europeas que tienen ADN industrial y quieran seguir manteniéndolo. Además del apoyo de los gobiernos europeos, más de 300 empresas se sumaron, siendo un número considerable de estas empresas españolas.

No hay duda, la eólica se erige como principal tecnología limpia "*made in Europe*". Es uno de los pilares fundamentales en la estrategia de la Unión Europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia un sistema energético más sostenible. La historia de la industria eólica en Europa y en nuestro país se remonta a hace más de 30 años, y constituye una trayectoria de éxito que, si bien ha debido superar vaivenes y coyunturas complejas, demuestra claramente que si se apuesta por el liderazgo tecnológico en etapas tempranas, si se adoptan decisiones de inversión basadas en el largo plazo y si se implementan las políticas adecuadas enfocadas a consolidar cadenas de valor completas y competitivas, se obtiene un proyecto industrial y tecnológico "de Continente" resiliente y puntero a nivel mundial. Aquellos que fueron pioneros en su momento, con mentalidad transformadora y motivados por ideas innovadoras, con el firme convencimiento - si me apuran, con alto contenido romántico - sobre cómo debería generarse la energía del futuro, limpia y competitiva, han dado paso a actores industriales globales que han venido liderando durante años la fabricación y exportación de aerogeneradores a nivel mundial y que en algunos países concretos constituyen de las mayores aportaciones al PIB en sus economías (como es el caso, por ejemplo, de Dinamarca).

La industria eólica en nuestro país ha demostrado ser un pilar fundamental para el impulso económico, la creación de empleo cualificado y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y mantiene una firme convicción de seguir jugando un rol protagonista para el cumplimiento del PNIEC. La aportación de la eólica al PIB ya asciende al 0,5%, con casi 6.000 M€ anuales, el sector cuenta con 40.000 empleos de alta cualificación, el gasto de personal de las compañías del sector es de los más elevados del tejido industrial en nuestro país, con cifras equivalentes a sectores como las telecomunicaciones o la industria farmacéutica, las exportaciones superan los 2.500 € anuales situándonos en el 5º puesto del ranking mundial, y el desarrollo de patentes sigue siendo líder en nuestro país, ocupando el 6º puesto a nivel mundial. Por ello, velar por nuestra industria eólica en Europa y en España con el objetivo de mantener y fortalecer toda la cadena de valor es sin duda una prioridad.

**Figura 1.**

| Centros Industriales eólicos en España | |
|---|---|
| Ensamblaje y reparación de **Aerogeneradores (Nacelles)** | 4 |
| Fabricación, reparación, Inspección y mantenimiento de **Palas** | 17 |
| Fabricación, ensamblaje y reparación de **Multiplicadoras** | 7 |
| Fabricación y reparación de Generadores, motores y **componentes eléctricos** | 26 |
| Fabricación e ingeniería de **Torres, componentes mecánicos e hidráulicos** | 41 |
| Fabricación e ingeniería **offshore**: estructuras flotantes, componentes y sistemas (no incluye la cadena de valor de equipos y plataformas navales) | 3 |
| Centros de **Transporte, Logística y Montaje** | 11 |
| Centros de servicios de **Diagnóstico, mantenimiento y reparación** | 170 |
| | 279 |

2.512 M€ exportaciones anuales

**5º país en exportación global** de aerogeneradores

**3º país UE en balanza comercial eólica** exportadora

## Presencia industrial eólica en España. Un sector estratégico

Aún con sus fortalezas, la industria eólica española se enfrenta a desafíos a corto y medio plazo. Las fábricas eólicas ubicadas en España que llevan tiempo en una coyuntura complicada, primero por la pandemia y posteriormente por las subidas de precios de materias primas, los costes y plazos logísticos, han venido soportando tensiones financieras, y afrontando un proceso de reestructuración y mejora de la competitividad que permitirá seguir produciendo en nuestro país y jugar un rol significativo en la exportación hacia los mercados en los que operan. Una vez consigamos que la industria se recupere financieramente y se equilibre el campo de juego internacional, lo que nos espera será sin duda igual de positivo o mejor que lo vivido hasta ahora.

## La industria eólica en España. Cuaderno de bitácora durante la tormenta perfecta

Si tuviéramos que resumir las circunstancias de la tormenta perfecta que ha estado sufriendo la industria eólica llegaríamos a una crónica como la que se describe en la siguiente figura:

**Figura 2.**

| | |
|---|---|
| 2016-2017 | **Subastas tecnológicamente neutras** en varios mercados.<br>**Competencia entre tecnologías** con características y nivel de cadena de valor en UE diferentes |
| 2017 - 2019 | Carrera mundial por **reducción de precio** de la eólica y por ganar **cuota de mercado**.<br>**Evolución forzada a nuevos modelos** de aerogeneradores con mayores prestaciones.<br>**Obsolescencia anticipada de modelos recién incorporados** al mercado.<br>**Limitaciones** en la capacidad I+D |
| 2020 | **Crisis COVID**. Paralización mercados. |
| 2021 | **Recuperación post-COVID** global y al unísono.<br>**Subida de costes** por pico de demanda e **incremento de plazos** de suministro.<br>**Penalizaciones en contratos** promotor-fabricante firmados a plazo y precio fijo.<br>**Pérdidas financieras** para los fabricantes eólicos. |
| | **Fit for 55. Mayor ambición** en mercado EERR en UE. Crecimiento de mercado a futuro. **Mayor demanda de eólica**. |
| 2021-2022 | **Crisis energética** (Guerra UKR-RUS). **Subida adicional de costes** de materias primas y componentes.<br>**Pérdidas financieras mantenidas** en el tiempo para los fabricantes eólicos.<br>**Debilidad** para acometer nuevas inversiones. |
| 2022 | **RepowerEU enfocado a una mayor autonomía estratégica** en la UE y a velar por cadenas de suministro propias. |
| 2023 | **Estrategia CHI de exportación más ambiciosa**. **Dumping** en precio + fórmulas de **pago diferido** + obtención de **ayudas públicas UE/SP** para instalación de industria CHI en UE/SP.<br>La **UE como mercado potencial ideal** por ambición en EERR a 2030 + momento de **debilidad de la industria europea**. |
| | **NZIA – solución de equilibrio industrial USA vs UE vs China**. Llegará **tarde** y seguramente débil.<br>Se necesitan **medidas urgentes** hasta que NZIA se pueda aplicar.<br>Publicación **WPAP – 24OCT + Firma del Wind Energy Charter – 19DIC** |

La competencia internacional en el mundo de los aerogeneradores es feroz y podemos asegurar que, además, no respeta reglas de equilibrio entre los diferentes mercados. No seamos ingenuos. Como es conocido, los productos fabricados en China por empresas chinas gozan de un apoyo financiero estructural gubernamental que permite lograr precios medios por debajo de los estándares europeos en su exportación a nuestro mercado, configurando un entorno no en igualdad de condiciones para los participantes occidentales. Además, China es un territorio con múltiples barreras, que cuenta con una regulación muy proteccionista para que las empresas europeas se puedan instalar allí, mientras que la Unión Europea es uno de los mercados con menores restricciones de entrada a nivel global. Es cierto que, desde el punto de vista eólico, el mercado en China es el mayor del mundo y que en primera instancia la lógica indica que debería poder albergar múltiples actores industriales, atrayendo inversión y consolidando la presencia incluso de tecnólogos europeos, pero la realidad con el paso del tiempo es que ningún fabricante europeo ha podido sobrevivir en aquel ecosistema.

Por otro lado, las políticas fiscales implementadas en Estados Unidos a través de su ley de Reducción de la Inflación (*IRA – Inflation Reduction Act*) constituyen el mayor estímulo de la historia reciente para la atracción de inversión industrial a su territorio. Por supuesto, este escenario también impacta en las decisiones industriales de los actores ubicados en Europa que han venido exportando al mercado americano estos años. De un día para otro era ya más rentable mover la fábrica a los Estados Unidos que seguir fabricando aquí y exportar allí. De un día para otro el equilibrio global cambió.

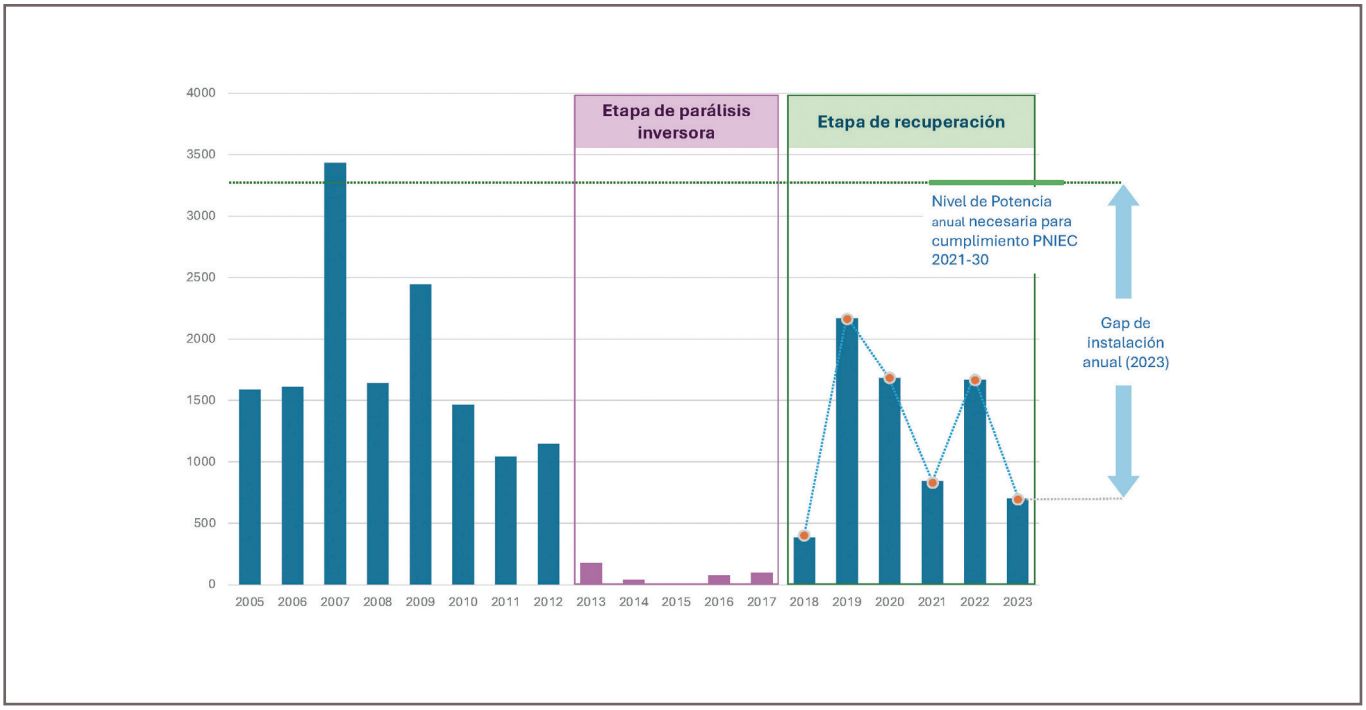
Esta alarmante situación es uno de los desafíos a los que nos enfrentamos y para el que tenemos que estar preparados y perfectamente cohesionados, tanto a nivel de Estados Miembro, como dentro de cada uno de ellos, a nivel político y social. Maximizar la penetración de sistemas renovables, ya no tanto "*made in Europe*" sino "*made by Europe*" en nuestros sistemas energéticos debe ser uno de los principales objetivos comunes para este periodo. No se trata tanto de imponer medidas de contenido local, ya que las cadenas de valor y las materias primas deben entenderse dentro de la arena global – como ocurre en cualquier sector tecnológico –, sino de convencerse de que consumir producto europeo aporta más valor que el mero coste que supone si se importa desde Asia. Consumir producto europeo aporta empleo cualificado, autonomía tecnológica y generación del PIB. En otras palabras, "autoconsumamos nuestros productos". No necesitamos recurrir a actores externos para liderar nuestra propia transición energética con nuestra propia tecnología.

Para conseguirlo, el reto es sin duda seguir liderando el valor añadido en la tecnología y para eso es necesario seguir invirtiendo en I+D. Pero es mandatorio ser rentable a toda costa y poder reinvertir los beneficios en nuevas y mejores capacidades industriales y nuevos y mejores productos. Sin resultados económicos positivos de forma estable, la evolución se estanca; si la evolución se estanca, el producto se convierte en común, en una *commodity*; si el producto se convierte en una *commodity*, únicamente prima el precio de producción para su competitividad en el mercado; y si únicamente prima el precio de producción y no su valor, la industria termina deslocalizándose y buscando geografías con costes más bajos. Esto no es lo que queremos.

Por todo ello, es sumamente importante que nuestra industria consiga volver rápidamente a la senda de la rentabilidad, porque de lo contrario terminaremos perdiéndola. Fabricar en Europa una *commodity* compitiendo con estructuras de coste asiáticas es tarea imposible; ya lo hemos sufrido en épocas pasadas con otras tecnologías – como la solar fotovoltaica - cuya base industrial y tecnológica nació en Europa y se terminó perdiendo en favor de China. Por eso no debemos enfocarnos a fabricar *commodities* sino productos de valor añadido o aquellas fases de los productos que sí lo tienen. Y hay que hacerlo siempre anticipándose en los ciclos tecnológicos, es decir, crear la nueva tecnología y ponerla en mercado varios años antes de que se pueda convertir en estándar. La eólica no es una *commodity* y mantener el liderazgo de nuestra cadena de suministro depende de que nunca lo llegue a ser: debemos ser anticipativos y evolutivos. Cada componente de un aerogenerador es en sí un entorno de desarrollo y evolución propio. La tecnología nunca ha dejado de evolucionarse por los actores europeos y todavía queda mucho por avanzar. Sigue habiendo valor añadido por descubrir.

Nuestro sector eólico en España, directamente condicionado por el ritmo de la tramitación de los proyectos eólicos, ha venido sufriendo acelerones y parones desde hace 10 años, lo que afecta seriamente a la visibilidad, a las consiguientes decisiones industriales y a las tensiones financieras de los fabricantes radicados en España.

**Gráfico 1. Ritmo de instalación anual de potencia eólica en España (2005-2023) en MW**




Esta **falta de un ritmo lineal** de la tramitación administrativa de los proyectos y la posterior instalación de los parques genera tensiones industriales en la cadena de suministro que debemos ser capaces de gestionar como país. Una de las cuestiones que debemos ser capaces de evitar durante esta nueva legislatura es que, sin renunciar a la ambición en el ritmo renovable para cumplir los PNIECs europeos, una acumulación de proyectos eólicos para los próximos años en un periodo de tiempo muy limitado pueda crear una presión dañina en las cadenas de suministro nacionales y europeas tanto en coste como en plazos. Estos efectos indeseados deberían poder mitigarse gracias a la aprobación del reciente RDL 8/2023, que permitirá laminar la entrada de nuevas instalaciones y, por lo tanto, los consiguientes encargos a la industria y la fabricación de los equipos hasta 2028.

Por todo ello, la coordinación entre las políticas energéticas, industriales, de innovación y climáticas, cobra más relevancia, por los efectos cruzados que las diferentes regulaciones aprobadas desde otros departamentos ministeriales tienen sobre la cadena de valor industrial eólica.

## ¿Estamos alimentando al lobo en nuestro propio gallinero?

Europa es el mercado con más ambición climática. Es el continente que lidera la transición energética y el que tiene los objetivos más exigentes y ambiciosos. Necesitamos instalar mucha eólica en un plazo de tiempo muy limitado.

Aquí se nos presenta el debate sobre si es tolerable o no fomentar el aterrizaje en nuestro mercado de fabricantes asiáticos de tecnologías *cleantech*, como pueden ser los equipos renovables o las baterías, y si para ello se debe o no poder utilizar fondos europeos o nacionales que incentiven la toma de decisión de esos inversores asiáticos para decantarse por nuestro país frente a otros competidores.

Es evidente que, en la coyuntura actual, este tipo de actuaciones irían en contra de los principios que venimos defen-

diendo desde hace tiempo, en contra del *RepowerEU* y en concreto del *Wind Power Action Plan* (WPAP).

Siendo buenos conocedores de la filosofía, la cultura y la estrategia con la que operan las empresas con matriz china, el caso que nos ocupa implica un riesgo evidente para nuestro posicionamiento tecnológico como desarrolladores de patentes, para la creación de empleo de valor añadido real, así como, para la cadena de suministro de equipos intermedios "*made by Europe*", o en términos de ciberseguridad en activos críticos. En definitiva, sería una apuesta que no aportaría valor añadido a nuestro ecosistema industrial y debilitaría con el paso del tiempo nuestra capacidad tecnológica.

Si a la ventaja de origen de los fabricantes chinos le sumamos ayudas adicionales en destino para sus inversiones industriales en España, el resultado es que dicha industria cuenta con doble ventaja respecto a la industria europea, sea en el sector que sea. Si, además, dichas ayudas adicionales provienen de presupuestos europeos, es difícilmente aceptable por parte de la cadena de valor europea que se alimente a su competencia directa en nuestro propio mercado, justo en el momento de mayor debilidad del sector.

De adjudicar ayudas estaríamos facilitando la entrada en España de competidores directos mundiales de los fabricantes europeos de tecnología eólica; competidores que, vienen arrebatando proyectos a los fabricantes europeos en mercados cercanos del Norte de África y Oriente Medio (Marruecos, Egipto, Arabia Saudí, etc.), incluso hasta llegar a expulsarlos. Los fabricantes europeos han perdido todos los proyectos eólicos licitados en los dos últimos años, a manos de la competencia china que juega con las ventajas anteriormente expuestas.

En definitiva, alimentar financieramente a la industria china, aunque pueda parecer que conlleva generación de empleo y riqueza desde la óptica más local - del territorio donde se instala la fábrica -, no es más que una trampa de medio plazo que generará destrucción de valor y puestos de trabajo. Lejos de aportar valor añadido a nuestro ecosistema industrial, la industria china terminaría expulsando a los actores europeos monopolizando el mercado, anulando nuestra capacidad tecnológica eólica propia, para, con el paso del tiempo retornar sus capacidades a China u otros mercados de bajo coste. Esto es justamente lo que queremos evitar: "pan para hoy y hambre para mañana".

Por todo ello entendemos que, justamente en esta coyuntura en la que está inmersa la sociedad y la economía europeas, debemos reflexionar sobre cómo protegernos y cómo cambiar nuestro enfoque en relación a las condiciones de apertura de proveedores extracomunitarios en nuestro mercado. Creemos que, además, España, como país referente en el mundo industrial eólico en Europa y en el mundo, debe jugar un papel de liderazgo claro al respecto.

## Las 20 medidas para la implementación del *Wind Power Action Plan* (WPAP) en España tras la firma del *Wind Charter*

La firma del *Wind Charter* por supuesto asienta los compromisos por parte de los gobiernos y de las empresas para el cumplimiento del WPAP, pero será necesario particularizar dicho "charter" a la casuística concreta en cada país, ya que el marco regulatorio en el que se tiene que ejecutar será el propio de cada Estado miembro.

A continuación, se detalla la propuesta de las 20 medidas concretas para la aplicación del WPAP en España, las cuales se encuentran actualmente en vías de desarrollo y perfeccionamiento:

1. Implementar medidas para la creación de un **entorno internacional justo y competitivo** (*Level playing field*).

- Estrechar la colaboración entre Estados miembros para restaurar la igualdad de condiciones mediante el uso del Reglamento de la UE sobre **subvenciones extranjeras y el control de la inversión extranjera directa**.

- Aplicar medidas desde la UE de **política comercial y fiscal** que garanticen la eliminación de situaciones de ***dumping*** por parte de fabricantes eólicos de terceros países, realizando un tratamiento diferente dependiendo de si se trata de materias primas (por ejemplo, acero, fibra de vidrio), o si se trata de componentes finales (como nacelles, palas, to-

rres) evitando medidas que terminen encareciendo la fabricación en Europa.

- Activar los procesos de **investigación e intervención** que se estimen necesarios para garantizar un equilibrio en las condiciones y **propuestas comerciales y financieras** entre los actores europeos y asiáticos.

- Aplicar el **Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM)**, con un enfoque coherente e inteligente para equilibrar el terreno de juego entre la industria europea y asiática, corrigiendo escenarios de competencia desleal por *dumping* medioambiental, además de evitar la deslocalización de los centros industriales actualmente ubicados en Europa hacia terceros mercados. Ser conscientes de que la aplicación del CBAM sobre determinados bienes -esencialmente, materias primas- hace que los productos eólicos fabricados en Europa se terminen encareciendo, favoreciendo la entrada de productos finales asiáticos a la vez que estimula la deslocalización.

2. Avanzar hacia fórmulas, que sean viables administrativamente y jurídicamente, que permitan conseguir aplicar el principio de **interés público superio**r de las instalaciones de energías renovables de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 del *Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo, de 22 de diciembre de 2022, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables*, bajo la premisa de evitar situaciones de judicialización de proyectos (tanto a nivel de tramitación estatal como autonómico).

3. Elaborar **planificación trienal y decenal** con compromisos concretos de despliegue de energía eólica, empezando por el período 2024-2026, abarcando tanto **eólica terrestre, eólica marina y repotenciación**. Garantizar una planificación y una velocidad de implantación equilibrada entre las tecnologías que deben constituir el *mix* eléctrico. Inclusión de **fechas tentativas de celebración de subastas** a los efectos de poder dotar de visibilidad a la cadena de valor.

4. **Simplificar, digitalizar, coordinar y agilizar los procesos de tramitación administrativa,** con **transparencia** y con un enfoque hacia la cadena de valor, de tal modo que se pueda **conseguir un volumen anual suficiente y constante de proyectos**, el cual actualmente se encuentra muy por debajo del ritmo necesario para cumplir los objetivos marcados, tanto a nivel europeo, como a nivel nacional:

- Avanzando hacia una **mayor linealidad** en los procesos, distribuyendo en el tiempo las resoluciones y **evitando escenarios de acumulación o carestía** en la obtención de las mismas.

- Avanzando hacia una **mayor estandarización y eficiencia** de los procesos y las herramientas, así como una mayor **homogeneización de criterios** entre los órganos tramitadores, tanto autonómicos, como del gobierno central, como entre los Estados miembros, favoreciendo el trabajo de los órganos tramitadores.

- Aplicando esquemas y criterios que permitan avanzar a los **proyectos maduros para la industria**, que puedan demostrar su compromiso con una puesta en marcha de las instalaciones, evitando dedicar esfuerzos a proyectos especulativos que detraen capacidades de los órganos tramitadores sin que se materialicen en encargos a la industria.

- Disminuyendo el **número de actores que interrelacionan** con los promotores en la tramitación de un proyecto, avanzando hacia esquemas de ventanilla única y/o de gestor único del proyecto, garantizando una coordinación eficaz y ágil entre los diversos organismos involucrados, autonómicos, locales y de la administración central.

- Incrementando las **capacidades integrales y la formación** necesarias en las administraciones públicas y avanzando en esquemas de externalización de dichas capacidades, bajo premisas de delegación de responsabilidades.

- Avanzando hacia la utilización de **formatos "*click & go*" con declaraciones responsables auditadas**, bajo un esquema de aplicación robusto jurídicamente, en aquellos pasos de la tramitación administrativa de poco valor añadido, para permitir a las administraciones públicas poder centrarse en aquellos pasos más críticos.

- Avanzando hacia una **mayor coherencia entre la regulación del *permitting* que establece hitos temporales y los requisitos para poder superarlos**, y los **requisitos temporales exigidos en los procesos de concurrencia competitiva**, tanto concursos como subastas, de tal modo que sean **compatibles**.

5. Evolucionar el diseño de las **subastas y concursos**, así como la regulación en la superación de **hitos administrativos**, tanto para eólica terrestre como para marina, para que ayuden a traccionar a la industria eólica europea:

- Celebración de **subastas específicas de eólica con un cupo equivalente al avance anual previsto en el PNIEC** para el cumplimiento del objetivo establecido para 2030, con parámetros de diseño que tengan en consideración la **evolución de los costes reales** de la tecnología, así como con esquemas de **indexación de precios que permitan evitar una pérdida de valor** del ingreso futuro, ayudando a **disminuir el riesgo financiero** de los proyectos e impacto en la cadena de suministro.

- Avanzar en la aplicación de **criterios de pre-cualificación de actores en las subastas y los concursos**, todo ello velando por no impactar en la competitividad de costes de los proyectos. Algunos ejemplos pueden ser:

• Cumplimiento de la *Foreign Subsidies Regulation* (FSR).

• Cumplimiento de la *Corporate Sustainability Due Dilligence Directive* (CSDDD).

• Cumplimiento de los *Health & Safety & ESG EU Standards.*

• Cumplimiento del *Cybersecurity Act* y aseguramiento de la residencia de los datos de explotación en el territorio de la UE como condición clave para garantizar la seguridad energética. Reforzar la ciberresiliencia de las instalaciones eólicas y de las infraestructuras a las que están conectadas, así como el control de la información de explotación de las mismas en un entorno de datos confiable.

• Cumplimiento de los *International Security Industry Standards*.

• Explorar el desarrollo de un código de conducta empresarial europeo en el ámbito de la energía renovable.

- Analizar la posibilidad de poder aplicar los criterios arriba citados a la hora de superar los diferentes hitos administrativos para aquellos **proyectos que no acudan a una subasta o un concurso**.

- Analizar la posibilidad de incluir **criterios de adjudicación "a valor" y no sólo "a puro precio"** (*non-price criteria*), objetivos y equitativos, enfocados a la obtención de una mayor aceptación social y ambiental de los proyectos, velando por **no penalizar los costes** de la electricidad renovable en el proceso de transición energética e **incentivando la tecnología "*Made by Europe*"**.

Ejemplos de ello podrían ser: la minimización de la **huella de $CO_2$** del proceso de fabricación y logística de los componentes, o la aplicación de principios de **economía circular y reciclabilidad** de los componentes del aerogenerador.

- Explorar la **posibilidad, de forma compatible con el Reglamento de Ayudas de Estado, de trasladar el espíritu del IRA-USA a la realidad en la UE**, analizando la posibilidad de aportar bien incentivos fiscales o bien un complemento al CfD a los adjudicatarios de las subastas financiado con Fondos Europeos si proporcionan equipos "*made by Europe*".

6. Profundizar en los mecanismos y herramientas idóneas para d**inamizar la repotenciación de parques eólicos** – en ámbitos como el administrativo, contable y financiero – además de la **creación y consolidación de la industria de la economía circular** asociada a los mismos.

7. Avanzar en el **despliegue de las redes necesarias** aplicando principios de interés público, acelerando los proyectos de interconexión y facilitando las inversiones anticipadas, todo ello bajo un principio de eficiencia en el uso de la red, transparencia y optimización de la tramitación de permisos.

8. Impulsar la **electrificación de la demanda energética**, acorde a los objetivos de instalación de nuevas plantas de generación, favoreciendo de ese modo la actividad industrial eólica.

9. Avanzar en foros de cooperación regional y local para fomentar la **aceptación social** de la eólica y empezar a **elaborar conjuntamente con los territorios y sus actores representativos la identificación de "zonas de aceleración renovable"** previstas en la Directiva de Renovables recientemente modificada.

10. Promover la ampliación del **Fondo de Innovación de la UE y el marco temporal de Ayudas de Estado (TCTF)** para tecnologías limpias y permitir su aplicación y compa-

tibilidad no sólo a la mejora de las capacidades en innovación sino **también a mantener y escalar la capacidad de producción actual**, estableciendo mecanismos de financiación específicos para ello, que no estén obligatoriamente basados en criterios de innovación tecnológica, como los siguientes:

- P.e: Activación de un **fondo europeo para el aumento de la fabricación eólica - *wind power scale-up fund*)**.
- P.e: Convocatorias específicas de ayudas también para:
  - Pruebas de validación, tanto OPEX como CAPEX.
  - Innovación en la cadena de suministro.
  - Innovación en la ejecución.

11. Facilitar el **acceso a la financiación**, tanto para instrumentos europeos como nacionales, con condiciones de acceso más flexibles y simples, e incrementar la **involucración del sector bancario** para buscar soluciones a la financiación, tanto a nivel UE (BEI y BERD) como nacional. Diseñar o utilizar instrumentos que minimicen el **"*time to cash*" e instrumentos de reducción del riesgo y contragarantías para cubrir la exposición de los bancos privados ante la concesión de garantías a la industria eólica**.

12. Habilitar la posibilidad de establecer i**ncentivos fiscales para la industria eólica** tanto explorando esquemas semejantes al **IRA-USA financiado con fondos europeos**, como - ya más contextualizado a la realidad en España - acelerando la puesta en marcha para el sector eólico del concepto de "**Ecosistema industrial estratégico**" recogido en el borrador del paquete regulatorio de la nueva Ley de Industria.

13. Dotar de mayor capacidad y adaptabilidad a los **instrumentos financieros de apoyo para la internacionalización** de la empresa española y las exportaciones de componentes eólicos, posibilitando de este modo un mayor acceso a los mercados exteriores por parte de la industria española. Fomentar acuerdos bilaterales de comercio para asegurar acceso a fuentes de suministro de materiales y componentes clave para la industria europea.

14. Avanzar hacia medidas que permitan **regular la adjudicación de fondos europeos para impedir favorecer de forma directa o indirecta a competidores ajenos a la UE**. Evitar que actores asiáticos reciban subvenciones europeas para implantar sus fábricas en Europa y puedan ejercer una competencia con condiciones de ventaja sobre los actores europeos.

15. Analizar la posible aplicación de medidas y mecanismos que doten de f**lexibilidad a los actores industriales para mantener y estabilizar el empleo industrial eólico**. Uno de los mecanismos aplicables puede ser el **Mecanismo RED de la Seguridad Social** de flexibilidad y estabilización del empleo, el cual, teniendo en consideración la realidad socieconómica de los territorios donde se ubican las instalaciones industriales, podría aportar múltiples beneficios al empleo de proximidad.

16. **Impulsar las actividades de I+D+i en eólica**, tanto marina como terrestre, como palanca para mantener el liderazgo tecnológico e industrial. Para ello es necesario avanzar en medidas como las siguientes:

- Desarrollo de **procedimientos simplificados** para la tramitación de prototipos, bancos de ensayos y proyectos experimentales.
- **Flexibilizar los mecanismos de "***Sandboxes* **regulatorios"** ya que actualmente resultan demasiado rígidos y de difícil aplicación a la eólica.
- Impulsar **mecanismos de ayuda a la I+D+i orientados a innovación en TRLs altos**, más adecuados a la tecnología eólica.
- Implementar l**íneas de ayuda orientadas a escalar la capacidad industrial**, que no estén necesariamente ligadas a actividades de I+D+i. deban estar vinculadas.

17. Impulsar la **estandarización del sector eólico mediante la participación activa de la industria eólica española/europea en los comités de normalización internacionales** en aquellos ámbitos de valor añadido que permitan a la tecnología "*Made in Europe*" seguir a la vanguardia de la eólica a nivel global:

Para ello, algunas acciones concretas podrían ser:

- Incrementar la **financiación a los comités de normalización** para garantizar la presencia de expertos españoles y europeos en los foros internacionales de IEC.

- Canalizar a través de **UNE el liderazgo de la industria española y europea de la estandarización global en la Comisión Electrotécnica Internacional**, sirviendo este caso del sector eólico como punta de lanza para actuaciones similares en otras tecnologías limpias en las que España tiene industria líder a nivel mundial. Igualmente, el sector eólico es uno de los que está identificado como prioritarios en el Foro de Alto Nivel de la Normalización Europea de la Comisión Europea, en el que la representación española es del propio Ministerio de Industria y en el que también debería posicionarse el interés de liderazgo de la industria española.

18. Avanzar hacia un **plan estratégico para el fomento del empleo industrial eólico** en España. De igual modo, avanzar en una estrategia de puesta en valor del empleo industrial.

19. **Evolución de los programas educativos actuales** para que proporcionen una mayor cobertura a las necesidades de la industria eólica.

- Refuerzo de la **Formación Profesional** en eólica, para dotar de instalaciones, contenidos y recursos suficientes a los centros de formación profesional.

- Desarrollo de **campañas de divulgación** para poner en valor la formación profesional entre los jóvenes, como salida laboral atractiva.

20. Dinamizar el **autoconsumo industrial eólico** como una de las herramientas para mejorar la **competitividad** de las industrias electrointensivas y de obtención del **hidrógeno renovable**.

# Innovación en tecnologías limpias: una oportunidad de desarrollo industrial en España y Portugal

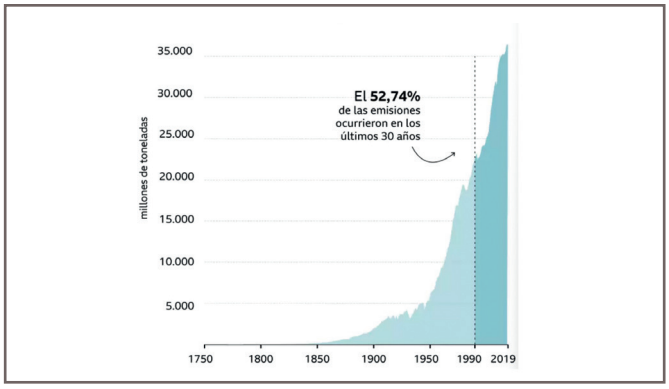
**Alberto Toril Castro**
*Manager, Europe – Power Sector en Breakthrough Energies*

## El reto: una mirada a las emisiones globales

Cada año, el mundo emite a la atmósfera 51.000 millones de toneladas de gases de efecto invernadero. De esta cifra, la mayor parte (36.800 millones de toneladas en 2022, o el 72% del total, según la Agencia Internacional de la Energía) están relacionadas directamente con las emisiones de $CO_2$. El porcentaje restante se conforma en su mayor parte de las emisiones de metano ($CH_4$) y el óxido nitroso ($N_2O$), además de otros gases (gases fluorados, ozono y vapor de agua). Para evitar una catástrofe climática, tenemos que reducir esa cifra a cero para 2050, y tenemos que actuar desde ya para conseguirlo.

Existen numerosos estudios que demuestran la relación directa que existe entre el uso de la energía y el desarrollo económico de un país. De esta manera, según análisis de *Global Carbon Project*, más del 50% de las emisiones a la atmósfera ocurrieron en los últimos 30 años. Hoy en día, prácticamente todo lo que hacemos - cultivar, fabricar cosas, desplazarnos, llevar una vida cómoda - emite gases de efecto invernadero a la atmósfera. Previsiblemente en nuestro camino hacia el año 2050, a medida que mejore el nivel de vida en el mundo (lo cual es bueno), se espera que la demanda de energía aumente drásticamente. La realidad es que, si no cambia nada más, las emisiones aumentarán casi en la misma proporción.

**Figura 1. Emisiones totales de $CO_2$ por año**




Fuente: Global Carbon Project

Al mismo tiempo, se prevé que la población mundial alcance los 10.000 millones de personas en 2100. Eso significa que necesitaremos más alimentos, más vehículos y más viviendas para dar cabida a todos.

Así que no basta con llegar a cero. Tenemos que hacerlo mientras conseguimos llevar más productos y servicios a más personas en más lugares del planeta Tierra. Tenemos que conseguir crear un mundo en el que todos tengan acceso a una energía limpia, fiable, abundante y asequible.

## Cómo producimos las emisiones

Analicemos más un poco la raíz del problema ¿cómo se reparten entonces estas emisiones? En *Breakthrough Energy* hablamos de los "Cinco Grandes Retos" para dividir las distintas actividades humanas que tienen un impacto en el medio ambiente.

- En primer lugar, la manera que tenemos de fabricar cosas que necesitamos: **el sector industrial**, el cual representa el principal sector emisor de gases de efecto invernadero. ¿A qué nos referimos aquí? A todos los bienes y materiales que el ser humano fabrica: el cemento de nuestros edificios, el acero, la ropa que usamos, los libros que leemos, el plástico de vuestros ordenadores y móviles...todos ellos representan alrededor del 31% de las emisiones en el mundo.

Para llevar este sector a cero, necesitamos usar electricidad libre de emisiones y procesos de producción limpios con nuevos vectores energéticos descarbonizados siempre que sea posible. Cuando no lo sea, necesitamos ampliar las tecnologías existentes que capturan y almacenan carbono para que éste no llegue a la atmósfera.

- En segundo lugar, cómo generamos y transportamos la electricidad que necesitamos en nuestro día a día: **el sector eléctrico**. Sus emisiones representan aproximadamente el 28% de las emisiones mundiales.

Hoy en día estamos instalando más renovables que nunca, gracias a los avances tecnológicos conseguidos en las últimas décadas, incentivos y la reducción drástica de sus costes, pero como todos sabemos éstas no están siempre disponibles ya que dependen de la disponibilidad de los recursos naturales. Por ello, necesitamos encontrar nuevas formas de generar, almacenar durante largos periodos de tiempo y utilizar esta electricidad limpia, mientras seguimos desplegando a toda velocidad las tecnologías limpias que ya tenemos (solar, eólica, energía nuclear avanzada, geotérmica y generación térmica con captura de carbono).

- En tercer lugar, cómo cultivamos y criamos animales que necesitamos para producir alimentos: **la agricultura**, la cual representa aproximadamente el 18% de las emisiones mundiales. Aquí algunas emisiones provienen del ganado que criamos para obtener carne y lácteos. Otros provienen del propio suelo.

Reducir estas emisiones a cero y seguir satisfaciendo la creciente demanda mundial de alimentos requerirá que hagamos cambios significativos en la forma en que cultivamos y comemos: reduciendo el uso de fertilizantes, mejorando la gestión del suelo, reduciendo las emisiones de metano del ganado y por supuesto minimizando el consumo y el desperdicio de alimentos con alto contenido de carbono, por ejemplo, mediante el desarrollo de nuevos productos como la carne y los lácteos de origen vegetal.

- En cuarto lugar, cómo nos movemos: **el sector del transporte**. Sin lugar a duda el motor de combustión interna ha cambiado todo sobre la forma en que vivimos, pero estamos pagando un alto precio en el camino, ya que el transporte es actualmente responsable del 17% de las emisiones mundiales.

Para reducir las emisiones a cero, será necesario desde vehículos eléctricos hasta combustibles bajos en carbono, en definitiva, una transformación completa de la forma en que transportamos bienes y personas de un lugar a otro.

- Y en quinto lugar cómo vivimos: **los edificios**. Con aproximadamente el 7% de las emisiones globales, debemos tener en cuenta que los edificios emiten carbono de dos maneras: cuando los construimos (el cemento, acero y hierro que utilizamos) y cuando vivimos en ellos (la calefacción y el aire acondicionado).

Por ello, podemos conseguir que los edificios que ya exis-

ten sean más eficientes, pero no podemos cambiar las emisiones que fueron liberadas cuando se construyeron. Para reducir las emisiones en este sector, necesitaremos materiales más sostenibles y procesos industriales más limpios, es vital encontrar la forma de construir y utilizar edificios sin emitir carbono.

## Tecnologías limpias: descubrimiento, desarrollo y despliegue

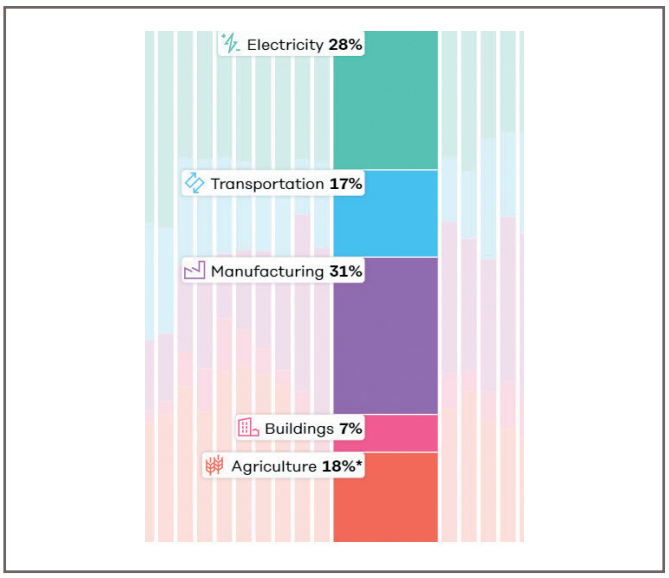
Llegados a este punto, existen varios elementos claves que debemos tener en cuenta:

- Si queremos evitar el desastre climático, tenemos que llegar a las cero emisiones en todos y cada uno de los sectores comentados anteriormente.

- Para ello, es crucial desplegar las herramientas de las que ya disponemos, como las energías solar y eólica, de la manera más rápida e inteligente posible. Aquí, el papel del sector privado es fundamental para el despliegue masivo de proyectos de gran envergadura.

- En paralelo, debemos continuar descubriendo, desarrollando y desplegando tecnologías limpias de vanguardia que complementen a las más maduras y nos ayuden a lograr el objetivo de cero emisiones.

**Figura 2. Los cinco grandes retos**




Fuente: *Breakthrough Energy*

*Breakthrough Energy* fue fundado por Bill Gates en 2015 para acelerar la transición hacia las energías limpias y ayudar al mundo a alcanzar emisiones netas cero para 2050. A través de vehículos de inversión, programas filantrópicos, promoción de políticas y otras actividades, *Breakthrough Energy* se compromete a escalar las tecnologías que el mundo necesita para alcanzar sus objetivos climáticos.

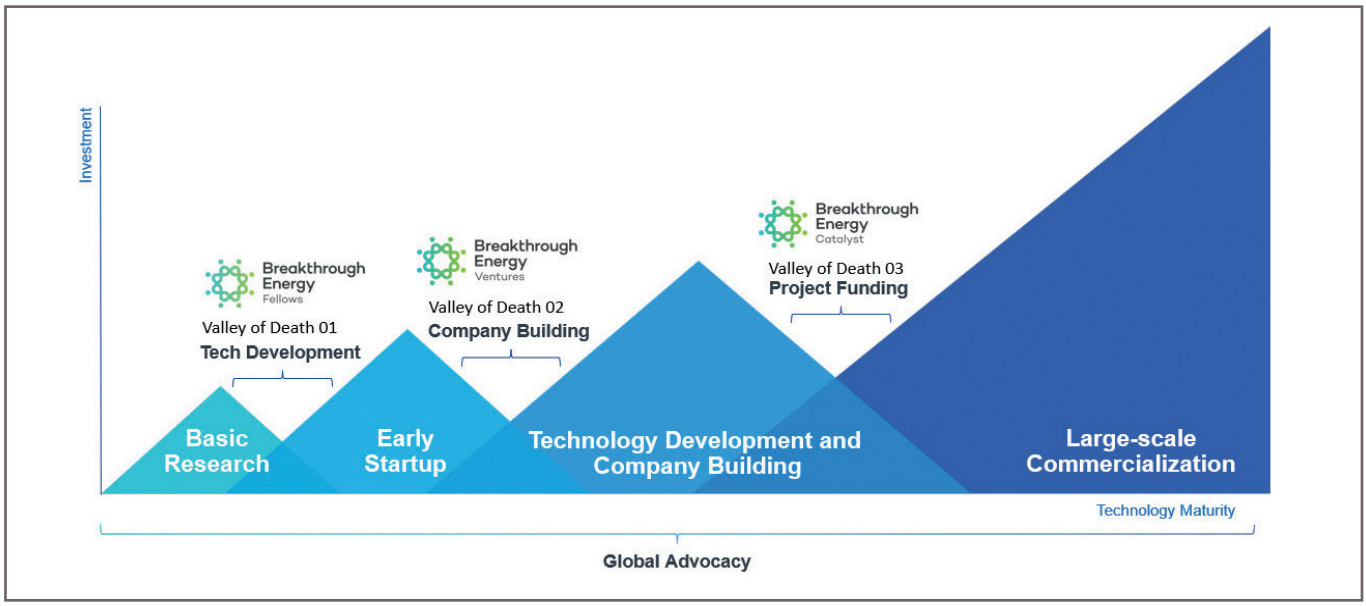
Como hemos visto en el apartado anterior, los "Cinco Grandes Retos" nos dicen dónde debemos actuar. Pero para decidir qué hacer primero, utilizamos un cálculo que llamamos la "Prima Verde".

Esta Prima Verde refleja el coste adicional de elegir una tecnología limpia frente a una que emite más gases de efecto invernadero. Si bien no todas las tecnologías tienen la misma Prima Verde en la actualidad (como ejemplo ya la hemos reducido para algunas, como las bombas de calor alimentadas por aire), el objetivo es reducirla lo máximo posible en las diferentes tecnologías, de manera que sea tan baja que en todas partes las empresas, gobiernos e individuos elijan las alternativas limpias simplemente porque son más económicas.

Para reducir la Prima Verde, en *Breakthrough Energy* enfocamos la acción en diferentes etapas de la escalera de madurez tecnológica:

**Descubrimiento:** la primera de las etapas, donde los emprendedores e investigadores se encuentran con el denominado primer "valle de la muerte". El programa **Fellows**, tiene como objetivo movilizar financiación dirigida al trabajo científico en centros, universidades, y *start-ups* en etapas tempranas, apoyando en el desarrollo de las ideas de laboratorio, con el objetivo de convertirlas en *start-ups* de éxito y ayudar en la maduración del modelo de negocio.

**Figura 3. Enfoque en *Breakthrough Energy***




Fuente: *Breakthrough Energy*

**Desarrollo:** el segundo programa, **Ventures** invierte en *start-ups* en crecimiento (series semilla y A) que desarrollan tecnologías con el potencial de reducción al menos del 1% de las emisiones mundiales, con soluciones tecnológicas en cada uno de los Cinco Grandes Retos comentados anteriormente. Actualmente el programa cuenta con un porfolio de más de 110 *start-ups* que han sido receptoras de esas inversiones y hoy en día continúa invirtiendo en ellas y en nuevas, como por ejemplo hizo con la empresa H2Site en España, la cual inauguró su planta de fabricación de membranas para la separación y transporte de gases en Bilbao en el año 2022.

**Despliegue:** el tercero de los programas, denominado **Catalyst**, es un programa apoyado por otros fondos filantrópicos, fundaciones y bancos (en la Unión Europea, *Catalyst* tiene acuerdo con el Banco Europeo de Inversiones para identificar y facilitar esta financiación) y tiene como objetivo ayudar en el desarrollo de proyectos demostradores y pilotos, a través de subvenciones y financiación blanda, con el objetivo de reducir la Prima Verde y escalar las soluciones, convirtiéndolas en alternativas reales a la forma que tenemos de hacer las cosas en la actualidad.

**Políticas energéticas:** Un elemento clave que acompaña al despliegue de recursos es nuestro trabajo en materia de política y regulación energética. Vital para evolucionar el modelo energético actual y permitir que nuevas tecnologías puedan competir en el mercado global, posibilitando esa evolución de manera sostenible.

En resumen, esta es la visión de *Breakthrough Energy*: emprendedores, inversores y gobiernos, trabajando juntos para conseguir desarrollar tecnologías limpias que nos permitan alcanzar el cero neto.

## El momento: el Plan Industrial Verde, la oportunidad para Europa

Hoy en día, es fundamental reconocer la interconexión entre las políticas energéticas y los objetivos climáticos con el desarrollo industrial. Este nexo refleja el auge de una economía

verde, donde las naciones compiten por liderar en industrias sostenibles que prometen empleos sostenibles y una economía robusta y menos dependiente de factores externos.

El pasado 1 de febrero de 2023, la Comisión Europea publicó un Plan Industrial Verde Europeo (GDIP), parte del Plan Europeo de Recuperación, una ambiciosa iniciativa destinada a fortalecer la industria de la UE y acelerar la transición hacia la neutralidad climática, en respuesta al aumento de la competitividad de las tecnologías limpias tras la publicación de la Ley de Reducción de la Inflación en los Estados Unidos (*Inflation Reduction Act* en inglés). El GDIP es una colección de varias propuestas, enfocadas en:

- La creación de un **entorno regulatorio predecible y simplificado**: busca crear un marco más sencillo y rápido, asegurando el acceso a materias primas necesarias y permitiendo a los usuarios beneficiarse de los bajos costos de las energías renovables.

- **Acceso más rápido a la financiación**: Este pilar tiene como objetivo acelerar la inversión y financiación para la producción de tecnología limpia en Europa. Se contempla el uso de fondos de la UE existentes para financiar la innovación, fabricación y despliegue de tecnologías limpias, además de la propuesta de un Fondo de Soberanía Europeo para responder a las necesidades de inversión.

- **Mejora de habilidades**: Con un gran crecimiento en nuevas tecnologías, se necesita un aumento correspondiente en habilidades y trabajadores cualificados en este sector. La Comisión propondrá Academias de la Industria de Emisiones Netas Cero para programas de actualización y reciclaje de habilidades en industrias estratégicas.

- **Comercio abierto y justo**: Este pilar se centra en la cooperación global y en hacer que el comercio funcione para la transición verde, bajo los principios de competencia justa y comercio abierto, y se basa en el compromiso con los socios de la UE y el trabajo de la Organización Mundial del Comercio.

Asimismo, el GDIP incluye iniciativas como la Ley de Materias Primas Críticas (*Critical Raw Materials Act*) y la Ley sobre la industria de cero emisiones netas (*Net Zero Industry Act*), cuyo objetivo es ampliar la fabricación de tecnologías limpias en la UE (alcanzando al menos un 40% en 2030), concretamente de una lista de tecnologías denominadas como estratégicas entre las que se incluye: tecnología solar fotovoltaica y térmica de nueva generación, electrolizadores y pilas de combustible, energía eólica terrestre y renovables marinas, biogás/biometano sostenible, baterías y tecnologías de almacenamiento, captura y almacenamiento de carbono, bombas de calor y energía geotérmica y tecnologías de redes eléctricas. Aunque esta lista podría verse ampliada para incluir nuevas tecnologías de generación nuclear y combustibles sostenibles para aviación.

El plan de ley, actualmente en negociación, tiene como objetivo atraer inversión y aumentar el liderazgo de Europa en la fabricación de estas tecnologías.

Sin duda, estamos en el momento clave para apoyar el crecimiento de *start-ups* y *scale-ups* innovadoras, enfocadas en el desarrollo de estas tecnologías en Europa que permitan acelerar la transición energética a medida que consolidamos la industria del futuro.

## La Península Ibérica: futuro centro industrial limpio de Europa

Poniendo atención a una de las regiones más prometedoras en el contexto europeo, la Península Ibérica, con una inversión de 676 millones de euros en 2022, según datos de la plataforma *Cleantech* for Iberia que *Breakthrough Energy* impulsa, está preparada para convertirse en el próximo centro industrial europeo de tecnologías limpias. Esta inversión se ha visto multiplicada por seis en los últimos cinco años.

Con abundantes cantidades de energía limpia, una economía del hidrógeno en desarrollo y una base industrial ya existente, Iberia está preparada para convertirse en líder en sectores como el acero verde y el almacenamiento de energía de larga duración.

Los motivos son claros:

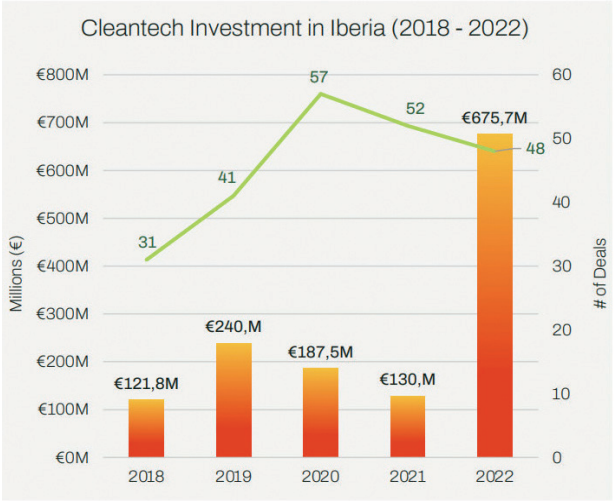
- **Recursos renovables**: España y Portugal poseen abundantes recursos de energías limpias, como la eólica, la solar

y la hidroeléctrica: España está en vías de alcanzar su objetivo de que el 81% de la generación de energía proceda de energías renovables para 2030, mientras que Portugal probablemente alcance su objetivo de que más del 80% de la generación anual proceda de energías renovables para 2026.

- **Proyectos**: Particularmente, España cuenta con el 20% de los proyectos de hidrógeno verde anunciados del mundo.

- **Ecosistema**: El ecosistema de inversión y de creación de empresas de tecnologías limpias en Iberia está desarrollando una cartera de innovadores prometedores. Ejemplo de ellos son las más de 160 empresas emergentes de la región que han recibido financiación en los últimos 5 años y han atraído fondos de importantes sociedades de capital riesgo como Andromeda (Seaya, Iberdrola, ICO y Nortia Capital), Klima (Alantra y Enagás) o *Net Zero Ventures*, respaldada por Suma Capita y Repsol.

**Figura 4. - Inversión en tecnologías limpias en Iberia (2018 - 2022)**




Fuente: *Cleantech for Iberia*

- **Empresas globales**: Empresas como Iberdrola y EDP son líderes mundiales en energía limpia y cuentan con la ambición y los recursos para apoyar y potenciar el desarrollo de tecnologías emergentes.

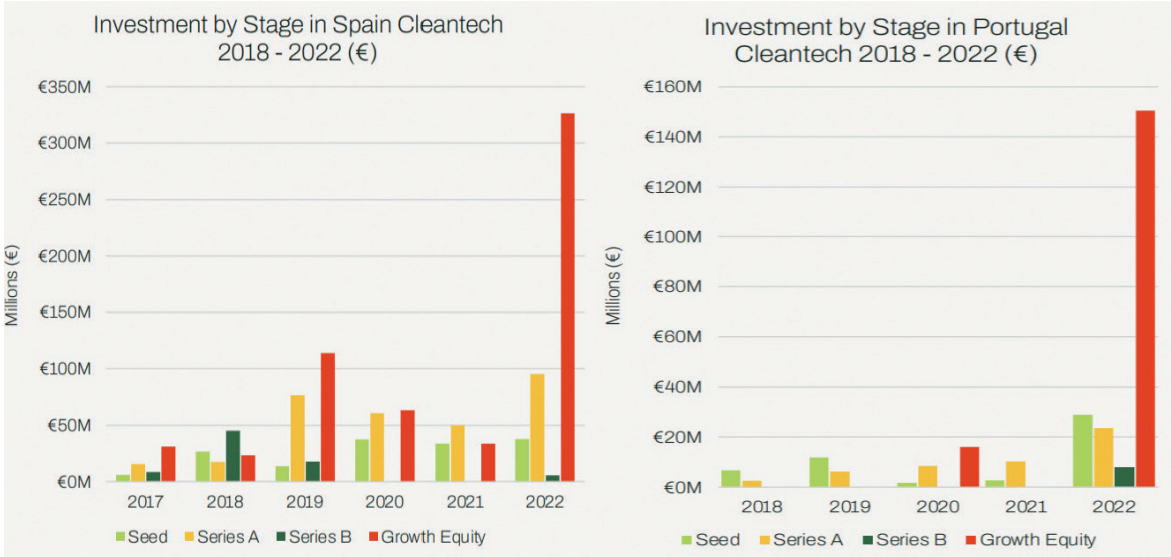
- **Financiación**: Un nuevo ecosistema de financiación pública y privada en desarrollo, ligado a la progresiva fijación de objetivos de descarbonización, está impulsando el crecimiento de las tecnologías limpias.

Mirando a cada una de las regiones, por un lado, se observa que el ecosistema de tecnologías limpias de España sigue creciendo y madurando, con una inversión récord de 465 millones de euros en 2022. Por otro lado, la inversión en Portugal en 2022 alcanzó una cifra récord, con casi 211 millones de euros de inversión liderada por un acuerdo de crecimiento de 150 millones de inversión en *Power Dot*, una empresa de soluciones de carga de vehículos eléctricos con sede en Lisboa.

Segmentando las inversiones por madurez, se observa que en España se produjo el mayor número de operaciones de *Growth Equity* en 2022 con 8 inversiones por un total de 327 millones de euros, incluidas grandes operaciones de *Paack* (transporte y logística), *Recover* (reciclaje textil) y *Submer* (refrigeración para centros de datos). A pesar de una disminución en el número total de acuerdos, las rondas *Seed y Serie A* registraron su mejor cifra en 2022, con 38 millones de euros y 95 millones de euros de inversión respectivamente. Respectivamente en Portugal, en 2022 se invirtió la mayor cantidad en innovadores portugueses de tecnologías limpias en todas las etapas: 29 millones de euros en *Seed*, 24 millones de euros en la *Serie A*, 8 millones de euros en la *Serie B* y 150 millones de euros en crecimiento (*Power Dot*), lo que destaca el año excepcional de Portugal.

A pesar de esto, Portugal sigue siendo un mercado pequeño en comparación con España y otros vecinos europeos, con algo más de 277 millones de euros invertidos en tecnologías limpias entre 2018 y 2022.

**Figura 5. Inversión en España y Portugal por ronda de madurez, 2018-2022**




Fuente: *Cleantech for Iberia*

## Aunque prometedor, el ecosistema de las tecnologías limpias en Iberia está menos desarrollado que en otras partes de Europa

Aunque este ecosistema está creciendo rápidamente, las inversiones totales siguen siendo pequeñas en comparación con sus homólogos europeos. Las tecnologías limpias en Iberia recibieron un 70% menos de financiación que en Francia y un 77% menos que en Alemania. A pesar del creciente interés de los inversores, muchas empresas de capital riesgo reconocen la dificultad de conciliar las inversiones en *hardware* y los largos plazos de desarrollo con el modelo de capital riesgo.

Para que esto ocurra, por un lado, es necesario que el excepcional talento técnico de la Península Ibérica consiga materializarse en empresas de nueva creación, además, es necesario que las grandes empresas potencien un mayor número de asociaciones con *start-ups* en fase de crecimiento para adoptar las nuevas soluciones, así como un ecosistema mayor y mejor conectado de nuevos fondos de inversión especializados en tecnologías limpias. Avanzar en estas áreas permitirá a España y Portugal desarrollar su potencial como el gran centro europeo de energías limpias, mostrando un verdadero liderazgo industrial.

## Ecosistema de inversión en capital riesgo en Iberia

Prestando atención al tipo de inversiones que se han realizado en los últimos años, vemos que el número de inversiones en *start-ups* de tecnologías limpias aumentaron después de permanecer estancados entre 2019 y 2021.

No obstante, existe una grave brecha en la financiación de *start-ups* en rondas de financiación de *Series B*, lo que apunta a una potencial falta de futuros acuerdos comerciales que posibiliten el crecimiento de *scale-ups* con empresas del sector.

Otro punto relevante es la falta de acceso a deuda y capital privado por parte de *start-ups*: por ello el desarrollo de mecanismos de financiación innovadores, como la deuda de riesgo (*venture debt* en inglés) recientemente disponible en el mercado es de especial relevancia, si bien por el momento el acceso a la misma no es muy común.

Principales tendencias en el sector de capital riesgo con foco en las tecnologías limpias en Iberia:

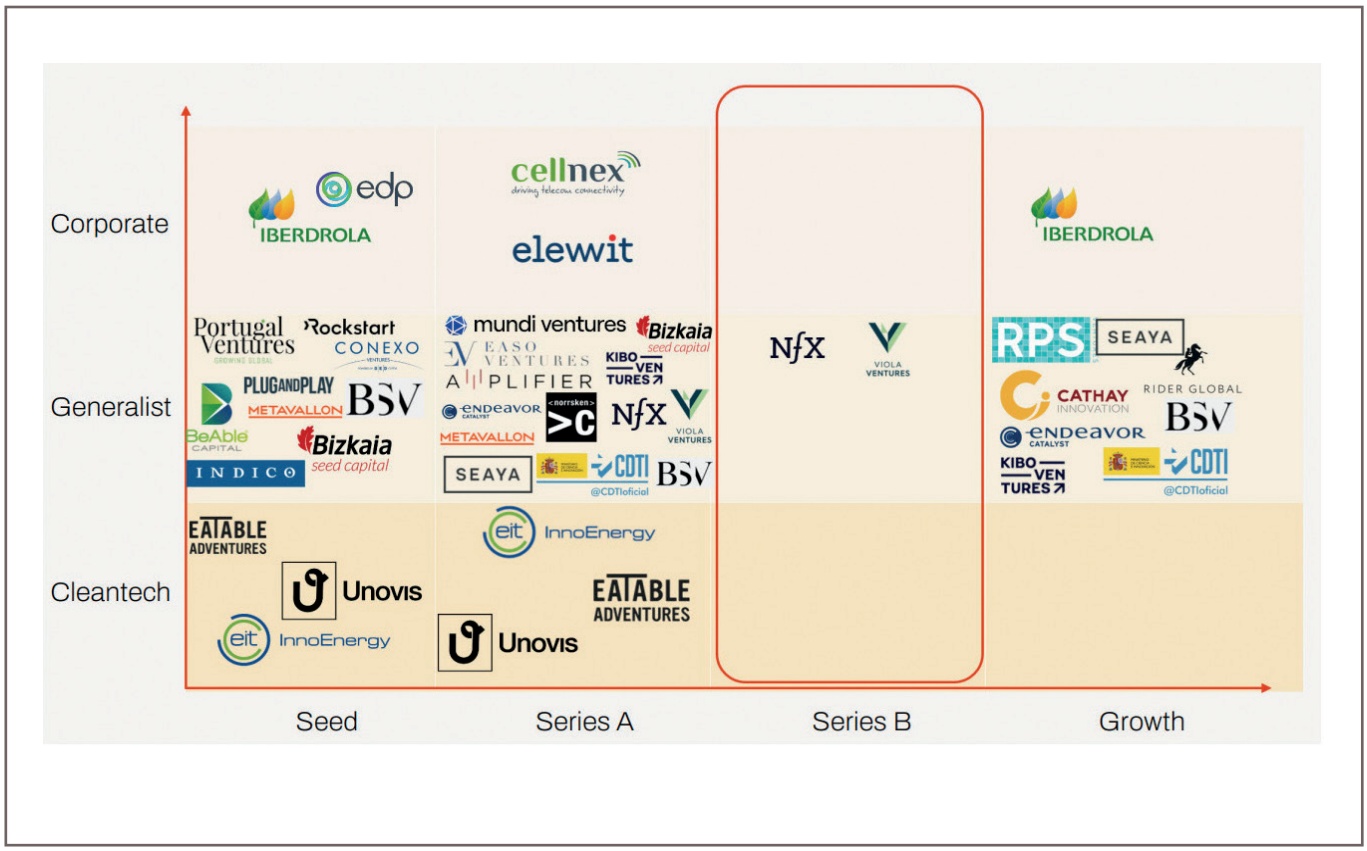
- Los fondos generalistas avanzan hacia la inversión climática, aunque muchos evitan las inversiones en *hardware* el mayor riesgo y tiempos de desarrollo inherentes a la tecnología.

- Los fondos más grandes son escasos en número y desconectados entre sí, lejos de tener la potencia de fuego necesaria para cerrar acuerdos del tamaño requerido para comercializar empresas de *hardware*. Esto se refleja en el vacío existente de inversores activos en Series B.

- El *Corporate Venture Capital*, por el contrario, es extremadamente activo y se involucra tanto en inversiones en etapas tempranas como en etapas posteriores, gracias a la robustez aportada por la empresa y a un mayor conocimiento del mercado y tecnológico aportado por los departamentos de ingeniería de la matriz.

- Como producto de lo anterior, grandes actores como Enagás, EDP, Red Eléctrica, Iberdrola, Repsol o *Capital Energy* están creando nuevos fondos, en partenariado con fondos generalistas, para la inversión en tecnologías limpias.

**Figura 6. Principales fondos VC en Iberia con foco en tecnologías limpias (>2 operaciones por ronda), 2020-2022**




Fuente: *Cleantech for Iberia*

## ¿Qué se necesita para convertir a Iberia en un centro industrial de energías limpias?

**Escalabilidad**: Si queremos alentar al sector privado a invertir en iniciativas y tecnologías innovadoras, el apoyo público debe priorizar inversiones que reduzcan el riesgo de las tecnologías limpias emergentes.

**Capital**: Es necesario ampliar el número de fondos públicos hacia la implementación de tecnologías limpias, con el objetivo de aumentar la eficiencia del capital invertido, inspirar a los innovadores a pensar de manera global y expandirse a mercados de exportación fuera de España y Portugal.

**Cadena de valor**: Políticas energéticas que apoyen la creación de la cadena de valor del hidrógeno verde y tecnologías de almacenamiento de energía en la península.

**Infraestructura**: Acelerar los planes de despliegue de interconexiones eléctricas y de infraestructura para el transporte de hidrógeno que permitan explotar plenamente el potencial de Iberia como centro industrial de energías limpias.

**Talento**: La educación y formación de investigadores para potenciar el desarrollo de una mentalidad empresarial que posibilite la comercialización de investigación sin explotar es vital, mientras se fomenta la creación de alianzas público-privadas que posibiliten el desarrollo del talento.

**Cooperación industrial**: Si queremos promover con éxito un ecosistema saludable que permita el desarrollo de tecnologías limpias, es necesario una mayor cooperación entre los centros de investigación, las empresas emergentes y las grandes empresas, sin olvidar la relevancia del sector financiero y el gobierno.

**Velocidad**: Reducir el retraso en la concesión de licencias y permisos para el desarrollo de proyectos de tecnologías limpias facilitará la consecución de los objetivos de despliegue de éstas.

Sin lugar a duda, la trayectoria de la Península Ibérica hacia la reindustrialización, impulsada por las tecnologías verdes, representa una oportunidad única en la vida para crear una nueva economía más robusta, limpia y sostenible, marcando el camino a seguir al resto de Europa y el mundo. Este es el momento de actuar con decisión, aprovechando nuestras fortalezas y colaborando para construir un futuro próspero y respetuoso con el medio ambiente.

## Bibliografía

*State of the Transition Report, Breakthrough Energy, 2023*

CO2 Emissions in 2022, IEA

*Cleantech for Europe*

*Cleantech for Iberia*

Cambio climático: gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global | Noticias | Parlamento Europeo (europa.eu)

Ley sobre la industria de cero emisiones netas - Comisión Europea (europa.eu)

*Global Carbon Project*

# Las materias primas minerales para la transición energética. La Ley europea de materias primas fundamentales

**Eloy Álvarez Pelegry**
*Académico de número de la Real Academia de Ingeniería*

**Francisco Blanco Álvarez**
*10º Director de la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales - Universidad de Oviedo (2012-2021)*

**Macarena Larrea Basterra**
*Orkestra-Fundación Deusto, Deusto Business School, Universidad de Deusto*

## Introducción y contexto

En el año 2020 un informe del banco mundial (*World Bank-2020*), ponía de relieve que, en diferentes escenarios de descarbonización, la demanda de 17 elementos necesarios para las tecnologías de la transición energética se incrementaría de forma notable hasta el año 2050. El mismo año, la Comisión europea analizaba los flujos de materiales y minerales para nueve tecnologías identificadas como críticas (Comisión Europea, 2020a) y señalaba la importancia de varias cadenas de suministro, entre otras, las de las tecnologías relacionadas con el sector energético. Apenas un año después, la Agencia Internacional de la energía (AIE o IEA por sus siglas en inglés) estimaba que la demanda en el año 2040 respecto a 2020 también aumentaría sustancialmente (IEA, 2021).

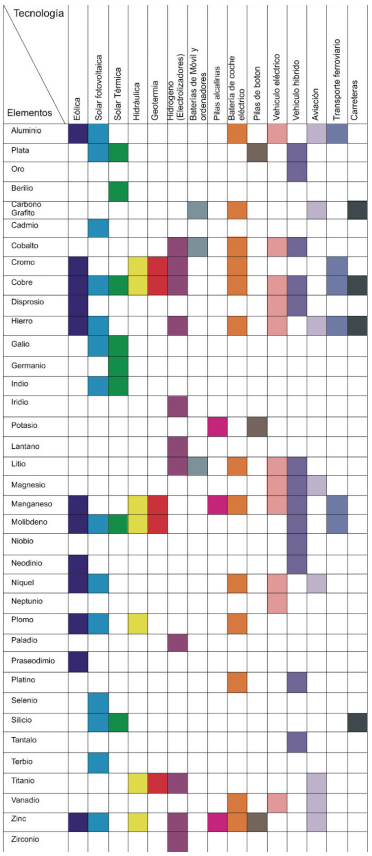
En 2023, la AIE revisaba la situación del mercado de los minerales críticos (IEA, 2023), y concluía que, en términos económicos, para algunos de ellos, el mercado se había duplicado en los últimos cinco años y estimaba un continuo incremento de la demanda a 2050, en todos los escenarios analizados[1]. También es relevante el aumento de la variedad de elementos necesarios, la mayor de la historia. Los elementos

[1] Los metales para los que se duplica el valor de mercado en este estudio fueron: cobre, litio, níquel, cobalto y tierras raras.

necesarios para la fabricación de los equipos relacionados con las tecnologías de generación, el almacenamiento o el transporte de energía más directamente relacionados con la transición energética, son numerosos como se puede ver en la figura 1. Algunos son necesarios en la fabricación de una amplia gama de tecnologías (conocidos como "*cross-cut*" o transversales), siendo el mejor ejemplo el cobre[2]. En el otro lado se encuentran elementos como el grafito y el litio, por ejemplo, que se emplean en la fabricación de un número más reducido de tecnologías y, en particular, en el almacenamiento de energía.

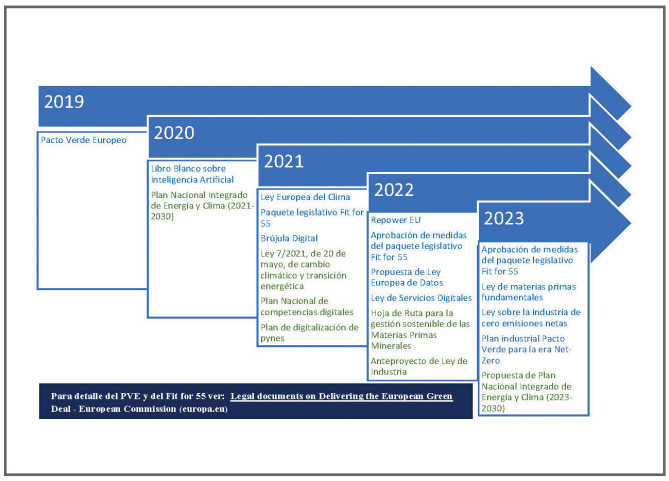
La necesidad de minerales y metales y el incremento de su demanda se deberían ver en el contexto del Pacto Verde Europeo de 2019 (PVE), de la Ley europea del clima de 2021 y de las medidas del paquete "*Fit for 55*" para lograr el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el año 2030 en un 55%, respecto a 1990. En el año 2023 hay que destacar la aprobación de la Ley de materias primas fundamentales[3]; así como el despliegue de las medidas del "*Fit for 55*".

**Figura 1. Elementos necesarios para la fabricación de las principales tecnologías de generación y almacenamiento de energía**




Fuente: Fuente: Álvarez Pelegry y Blanco Álvarez (Coords.) (2023)

**Figura 2. Elementos necesarios para la fabricación de las principales tecnologías de generación y almacenamiento de energía**




Fuente: elaboración propia

[2] Para mayor detalle, puede verse *The World Bank* (2020).

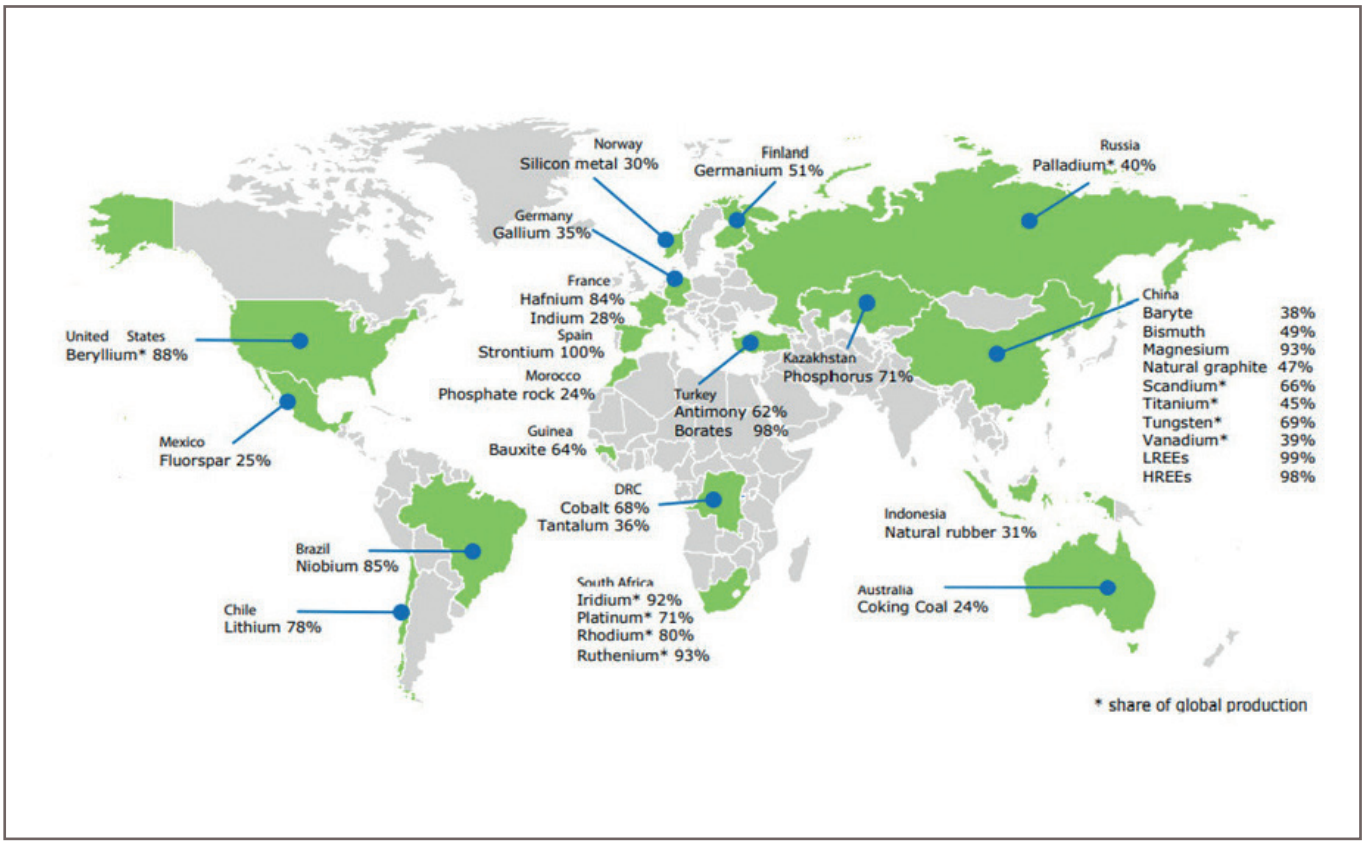
[3] A lo largo del texto se hará referencia de manera indistinta a la Ley de materias primas fundamentales, a la "*Critical Raw Materials Act*" (CRMA por sus siglas en inglés) o al Reglamento dado que la propuesta de Ley de marzo de 2023 se hizo bajo la forma de propuesta de Reglamento ("*Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations*"), siendo este el texto que los autores utilizan en este trabajo y el disponible a fecha de 31 de diciembre de 2023.

El marco general de actuación es relevante, por lo que en la figura 2 se destacan algunos elementos clave desarrollados en los últimos cuatro años, incluyendo referencias a España (en verde), como el PNIEC o la hoja de ruta para una gestión sostenible de las materias primas minerales.

El análisis de las necesidades para la transición energética y la digitalización ha puesto de manifiesto la vulnerabilidad de Europa debido a su dependencia de las importaciones de materias primas minerales de terceros países[4], lo que se ilustra en el mapa 1; por lo que es necesario abordar este problema. Ello se produce en un contexto geopolítico complejo y en el que además no es fácil que la producción de estas materias primas en China sea sustituida por otras estadounidenses o europeas (Merino García, 2023) debido, entre otros, a los largos períodos de tiempo para poner en marcha una nueva explotación minera.

Por ello, las estrategias comunitarias y nacionales y el énfasis en la extracción y el refino en los territorios español y europeo serán claves para mejorar la autonomía estratégica.

**Mapa 1. Principal dependencia de la UE de materias primas fundamentales por país**




Fuente: Comisión Europea, 2020b

[4] A modo de ejemplos, a nivel mundial, China suministra el 98% de las tierras raras y el 93% del magnesio; Turquía, el 98% del borato; Chile, el 78% del litio; y Sudáfrica, el 71 % del platino. Los Estados miembro dependen de la metalurgia/refino de materias primas minerales extranjeras, siendo China el suministrador del 85% de los óxidos de tierras raras frente al 2% de la UE. Para más detalle ver capítulo 1 de Álvarez Pelegry y Francisco Blanco (Coords.) (2023).

Los avances en materia de economía circular[5] y la búsqueda de materiales sustitutivos para algunas aplicaciones mitigarán el incremento de la demanda de materias primas minerales primarias; si bien ésta seguirá siendo amplia y diversa y, como se ha señalado con anterioridad, se necesitarán cantidades crecientes. Por ello, será necesario reforzar y promover la minería y la metalurgia.

La cuestión ahora es evitar que la disminución de la dependencia de las energías fósiles termine en una nueva dependencia, no deseada, de materias primas minerales. De ahí que la Comisión y la Unión Europea hayan puesto sobre la mesa el concepto de autonomía energética o autonomía estratégica, sobre la que se volverá en el apartado siguiente.

En este trabajo tras esta introducción, se abordará el concepto de autonomía estratégica en el que situamos la respuesta europea y, en particular, en la ley de materias primas fundamentales. A continuación, nos referiremos al caso de España, aportando diferentes datos sobre la situación actual; para finalizar con unas reflexiones finales.

## La respuesta europea. Autonomía estratégica y Ley europea de materias primas fundamentales (CRMA)[6]

La respuesta europea al reto de garantizar el suministro de materias primas minerales críticas o fundamentales pasa por la declaración de la autonomía estratégica y el desarrollo de medidas e iniciativas relacionadas, destacando como último hito, la reciente aprobación de la CRMA, que constituye, a nivel europeo, un instrumento regulatorio de primer orden para abordar la autonomía estratégica.

### Sobre la autonomía estratégica

El concepto de autonomía estratégica se utilizó ya en noviembre de 2013 en relación con la industria de defensa. De acuerdo con las Conclusiones del Consejo Europeo de noviembre de 2016, se puede definir como la "capacidad para actuar de manera autónoma, cuándo y dónde sea necesario, y en la medida de lo posible, con los países asociados" (Borrell, 2020).

Este concepto se está utilizando de forma recurrente, aplicándolo a ámbitos distintos a la industria de defensa. Por ello, la autonomía estratégica no se limita a la seguridad y la defensa, por el contrario, se amplía al comercio, las inversiones y las finanzas.

Puede afirmarse que la autonomía estratégica es equivalente al concepto de soberanía estratégica, y al considerar la dimensión exterior, parece que se incorpora el concepto de autonomía estratégica abierta que, en nuestra opinión incluiría, por ejemplo, las alianzas con terceros países.

Hoy la interdependencia económica se está volviendo políticamente muy conflictiva, y lo que era un poder blando se está convirtiendo en un instrumento de poder coercitivo. Además, la situación se da en un contexto global en el que el interés del mundo bascula hacia Asia, en particular por parte de EE. UU. pero también por África y Oriente Medio.

Es quizás en este contexto en el que la presidencia española de la Unión Europea (2023), ha presentado "*Resilient EU 2023*" (Gobierno de España, 2023), para reforzar y asegurar las capacidades de producción internas de la UE. Para progresar son necesarias la innovación, la política industrial, una mayor integración del mercado interior y la inversión en capital humano.

Por otra parte, el grupo de estudios e investigación del Parlamento Europeo (EPRS, 2022) ha analizado las medidas clave para una mayor autonomía de la industria europea, y al respecto considera como elementos básicos: (i) los proyectos importantes de interés común europeo (IPCEI por sus siglas en inglés), (ii) las alianzas industriales, (iii) los materiales crí-

[5] Para más detalle ver capítulo 6 de Álvarez Pelegry y Francisco Blanco (Coords.) (2023) y, en particular, la tabla 8.

[6] Las referencias a la Ley de materias primas fundamentales de la UE o al Reglamento relacionado provienen de Comisión Europea (2023 a) y Comisión Europea (2023 b).

ticos o fundamentales, y (iv) la estrategia industrial.

Como se ha indicado, en el ámbito de las materias primas fundamentales (MPF), Europa es vulnerable y es consciente de ello desde hace más de una década. La cuestión es que los actuales procesos de transición energética y digitalización han agudizado esta situación ya que, ahora más que nunca, las materias primas minerales son esenciales para abordar en Europa los retos del futuro.

## La respuesta europea 2010-2022

Como se acaba de mencionar, la Unión Europea (UE) es consciente de su vulnerabilidad. Si bien, menos del 5% de las materias primas fundamentales de todo el mundo se obtienen o producen en la UE, su industria representa alrededor del 20% del consumo mundial de estas materias primas. De ahí, su apuesta por la autonomía estratégica.

En esta línea, se han puesto en marcha diferentes iniciativas relacionadas con las MPF que se presentan en la figura 3. Entre ellas se incluyen estrategias y legislación, acciones orientadas a mejorar el conocimiento y la comprensión de la UE en relación con las MPF, acciones transversales dirigidas al sector industrial, actividades mineras y soluciones circulares en las cadenas de valor, así como una variedad de medidas de diferente naturaleza, como la creación de asociaciones y alianzas, o acciones para mejorar la cooperación internacional.

En esta línea, la Comisión publica desde 2011 un listado de materias primas fundamentales, que actualiza cada tres años, y cuya última versión se recoge en la Ley de materias primas fundamentales.

En 2015, se creó la iniciativa tecnológica para las materias primas "*EIT Raw Materials*", en el marco del Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT). También en 2015, y de nuevo en 2020, se publicó un Plan de acción en economía circular. En el marco del Plan de 2015 se constituyó el "*Raw Materials Information System*" (RMIS).

En 2020 se publicó el Plan de Acción de la UE sobre MPF, que ofrece diez medidas para impulsar la transición ecológica y digital y reforzar la resiliencia y autonomía de Europa alrededor de cuatro ejes: (i) desarrollar cadenas de valor resistentes para los ecosistemas industriales, (ii) reducir la dependencia de las MPF mediante el uso circular de los recursos, los productos sostenibles y la innovación, (iii) reforzar el abastecimiento y la transformación nacionales sostenibles y responsables de MPF y (iv) diversificar el abastecimiento con fuentes sostenibles y responsables de terceros países, y reforzar el comercio basado en normas; así como eliminar las distorsiones del comercio internacional.

En 2021, se anunció la Estrategia europea para las MPF, organizada alrededor de cinco ejes: (i) retos y oportunidades, (ii) autonomía estratégica y resiliencia, (iii) circularidad de los materiales, (iv) abastecimiento desde la UE y (v) diversificación.

Por su parte, la Estrategia Industrial de la UE ("Nueva estrategia industrial, construcción de un mercado único más fuerte" de 2021) identifica medidas para apoyar los esfuerzos de la industria europea para abordar estas dependencias, diversificando el suministro con diferentes socios comerciales, cuando sea posible, o almacenando y actuando de forma autónoma cuando sea necesario.

Para reforzar la autonomía estratégica, en marzo de 2022, el Consejo de la UE aprobó la Brújula Estratégica para la Seguridad y la Defensa de la UE, en el contexto de la invasión de Ucrania por Rusia, cuyo fin es asegurar el suministro de MPF, la soberanía energética y la independencia tecnológica de los potenciales competidores. La Declaración de Versalles de marzo de 2022, fruto también de la invasión de Ucrania, incluyó las MPF como uno de los seis sectores estratégicos para la UE.

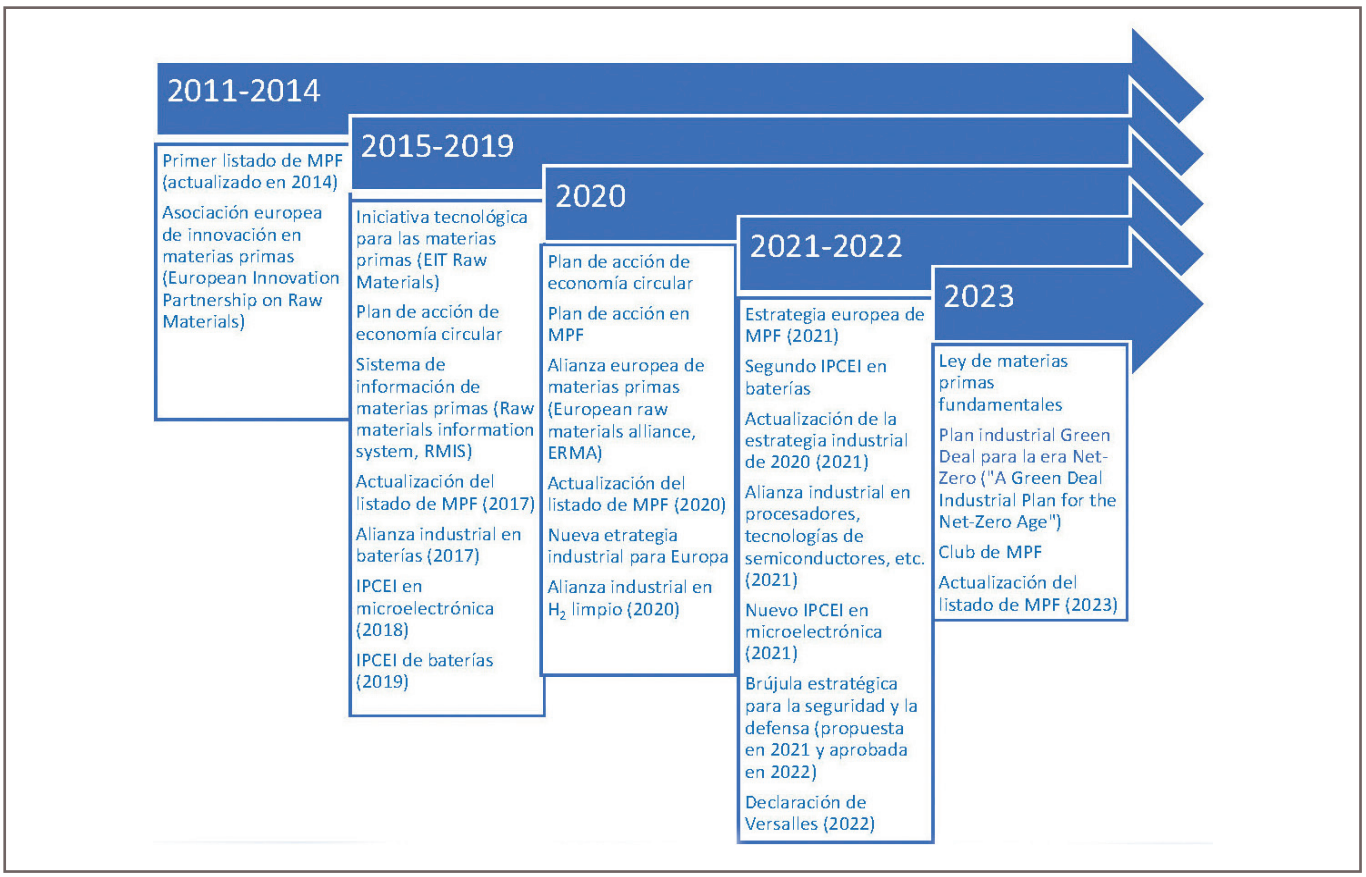
En septiembre de 2022, se anunció la mencionada CRMA, cuya propuesta de marzo de 2023, se aprobó en otoño de 2023. En febrero de 2023 la UE publicó "*A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age*", para seguir impulsando la red de acuerdos de libre comercio de la UE, así como nuevas iniciativas con socios con ideas afines (e.g., Australia, Chile, Nueva Zelanda e India) para establecer un Club de MPF, que reúna a los consumidores y productores de materias primas y garantizar la seguridad global del suministro a través de

una base industrial competitiva y diversificada.

La Comisión Europea también considera esencial facilitar la innovación y fomentar las actividades de I+D en la contratación de soluciones digitales, abordar los efectos distorsionadores de las subvenciones extranjeras en el mercado único, supervisar y revisar las dependencias estratégicas y fomentar la actividad industrial y una economía circular en la cadena de valor de las MPF. Así, a través del 7º Programa Marco, Horizonte 2020, ha financiado proyectos de corte técnico, social, político y de gobernanza en materias primas, como el proyecto STRADE ("*Strategic Dialogue on Sustainable Raw Materials for Europe*").

La Comisión Europea apoya las asociaciones industriales y proporciona una plataforma amplia y abierta para establecer hojas de ruta estratégicas y coordinación de los planes de inversión en I+D+i. Entre las alianzas desarrolladas por la Comisión están: (i) la Alianza en Procesadores y Tecnologías de Semiconductores y (ii) la Alianza para los Datos Industriales, Edge y Cloud, con las que pretende reforzar la posición industrial de Europa en el mercado mundial de MPF. Además, la UE también está estudiando alianzas alternativas (en ámbitos como la aviación o la industria aeroespacial) dentro del reciente "*Plan industrial Green Deal para la era Net-Zero*".

**Figura 3. Elementos destacables de la respuesta europea para abordar la seguridad de suministro y la autonomía estratégica en MPF**




Fuente: elaboración propia

## Principales elementos de la CRMA

En marzo de 2023 se presentó el "*Green Deal Industrial Plan*", un paquete de medidas que incluía la propuesta de Ley europea de materias primas fundamentales, la reforma del diseño del mercado eléctrico y la Ley de industria "*Net-Zero*".

En noviembre de 2023, se alcanzó el acuerdo político, relativo a la Ley sobre MPF, sobre los objetivos de producción doméstica, entre el Consejo y el Parlamento de la UE y en diciembre se aprobó la Ley. La CRMA pretende crear un marco común en la UE para asegurar un acceso seguro y sostenible a las MPF para salvaguardar las ya mencionadas resiliencia económica y la autonomía estratégica.

El objetivo es, por una parte, reforzar la resiliencia de las cadenas de suministro, incluyendo la identificación y el apoyo a proyectos estratégicos[7] (que disfrutarán de soporte adicional para la concesión de autorizaciones a partir de recursos específicos de los Estados miembros y de un fondo europeo específico para las MPF y que deben ejecutarse de manera sostenible).

Por otra parte, se trata de monitorizar y mitigar los riesgos, existentes o futuros, de los suministros teniendo presente que se deben incluir medidas para incrementar la circularidad, incluyendo en este caso, aquellas para mejorar la eficiencia de los recursos y la sustitución con el fin de mitigar el esperado aumento de demanda de materiales estratégicos[8].

Como elementos clave de la Ley, se pueden destacar (i) la mejora del funcionamiento del mercado interior, estableciendo un marco que garantice el acceso a un suministro de MPF seguro y sostenible, (ii) el refuerzo de la resiliencia de las cadenas de suministro, (iii) la identificación en listas de las materias primas estratégicas y fundamentales, que cada país puede ampliar, (iv) el desarrollo de proyectos estratégicos, que tienen un proceso de autorización máximo de 27 meses, tras la aprobación del informe de evaluación ambiental[9], (v) el establecimiento de un plan de investigación de recursos de materias primas fundamentales y (vi) el desarrollo de un sistema de monitorización y seguimiento.

Como se ha indicado, la Ley clasifica las materias primas (donde se excluyen las de alimentación y combustibles) en fundamentales y estratégicas. Las primeras se establecen de acuerdo con dos parámetros: su importancia económica (IE) y el riesgo de suministro (RS). Las estratégicas, que son necesarias para la descarbonización y la digitalización, se valoran en función de tres parámetros: (i) el número de tecnologías estratégicas que utilizan la materia prima como insumo; (ii) la cantidad de la materia prima necesaria para la fabricación de las tecnologías estratégicas pertinentes; (iii) la demanda mundial prevista de las tecnologías estratégicas.

Como ya se ha indicado, la Comisión publica desde 2011 la relación de las materias primas fundamentales, que ha ido actualizando cada tres años y cuyo número va en aumento. En 2011, había 14 MPF; en 2014, 20; 2017, 27; 2020, 30 y 2023, 33 como se puede ver en la tabla 1.

[7] Estos proyectos tienen la consideración de prioritarios y de interés público superior a efectos de otras regulaciones (i.e. Directivas).

[8] Son aquellos que tiene una importancia estratégica para el funcionamiento del mercado interior.

[9] Los proyectos estratégicos se podrán beneficiar del apoyo al acceso a la financiación y de la reducción de los plazos de concesión de permisos (24 meses para los permisos de extracción y 12 meses para los de transformación y reciclado).

**Tabla 1. Evolución del listado de materias primas fundamentales para la UE**

Nota: en gris están las nuevas incorporaciones a los listados

| 2011 | 2014 | 2017 | 2020 | 2023 (propuesta) |
|---|---|---|---|---|
| Antimonio | Antimonio (estibina) | Antimonio | Antimonio | Antimonio |
| Berilio | Berilio | Barita | Barita | Arsénico |
| Cobalto | Boratos | Berilio | Bauxita | Barita |
| Fluorita | Carbón de coque | Bismuto | Berilio | Aluminio/Bauxita |
| Galio | Cobalto | Borato | Bismuto | Berilio |
| Germanio | Cromo | Cobalto | Borato | Bismuto |
| Grafito | Espato flúor (fluorita) | Carbón de coque | Cobalto | Boro |
| Indio | Galio | Espato flúor | Carbón de coque | Cobalto |
| Magnesio | Germanio | Galio | Espato flúor | Carbón de coque |
| Niobio | Grafito natural | Germanio | Galio | Cobre |
| Metales del grupo del platino | Indio | Hafnio | Germanio | Feldespato |
| Tierras raras | Magnesio | Helio | Hafnio | Espato de flúor |
| Tántalo | Magnesita | Indio | Indio | Galio |
| Tungsteno | Metales del grupo de platino | Magnesio | Litio | Germanio |
| | Niobio | Grafito natural | Magnesio | Hafnio |
| | Rocas fosfatadas | Caucho natural | Grafito natural | Helio |
| | Silicio metálico | Niobio | Caucho natural | Litio |
| | Tierras raras ligeras | Rocas fosfatadas | Niobio | Magnesio |
| | Tierras raras pesadas | Fósforo | Fosforita | Manganeso |
| | Wolframio | Escandio | Fósforo | Grafito natural |
| | | Silicio metálico | Escandio | Níquel (baterías) |
| | | Tantalio | Silicio metálico | Niobio |
| | | Wolframio | Estroncio | Roca de fosfato |
| | | Vanadio | Tantalio | Metales del grupo de platino |
| | | Metales del grupo del platino | Titanio | Escandio |
| | | Tierras raras pesadas | Wolframio | Silicio metálico |
| | | Tierras raras ligeras | Vanadio | Estroncio |
| | | | Metales del grupo del platino | Tántalo |
| | | | Tierras raras pesadas | Tierras raras pesadas |
| | | | Tierras raras ligeras | Tierras raras ligeras |
| | | | | Titanio |
| | | | | Wolframio |
| | | | | Vanadio |

Las materias primas estratégicas son: aluminio, bismuto, boro (calidad de metalurgia), cobalto, cobre, galio, germanio, litio (calidad de batería), metal de magnesio, magnesio (calidad de batería), grafito natural (calidad de batería), níquel (calidad de batería), metales del grupo del platino, tierras raras para imanes (Nd, Pr, Tb, Dy, Gd, Sm y Ce), silicio metálico, metal de titanio y wolframio.

La Ley trata de establecer un enfoque común para los proyectos estratégicos en la extracción, procesamiento o reciclaje[10] de las materias primas estratégicas.

Uno de los aspectos más reseñados de la normativa son los objetivos establecidos para el año 2030 para el conjunto de la UE, a saber (*European Council and Council of the European Union*, 2023): (i) producir en la UE al menos el 10% de los minerales o concentrados que consume, (ii) lograr una capacidad de procesamiento de al menos el 40% de su consumo anual, (iii) aumentar la circularidad de las materias primas (mejorar la eficiencia en su uso) y conseguir una capacidad de reciclaje de al menos al 25% del consumo de materias primas estratégicas, (iv) diversificar orígenes[11] , mejorar la capacidad de monitorizar y mitigar el riesgo asociado a las materias primas fundamentales y garantizar el libre movimiento de estas en el mercado de la UE y (v) buscar bienes sustitutivos para mitigar la demanda.

Con ello se pretende reforzar las capacidades de la UE a lo largo de toda la cadena de valor, incrementando la producción nacional y el reciclaje, e incentivando la diversificación de suministros externos, para lo cual se tendrán en cuenta y se reforzarán las alianzas estratégicas con terceros países, tal y como se ha venido haciendo.

La CRMA establece también que cada Estado miembro ha de establecer un programa nacional de exploración orientado a los materiales fundamentales en un año tras la entrada en vigor de la Ley. Dicho programa debe incluir medidas como la cartografía de minerales, las campañas geoquímicas, los estudios geocientíficos y el reprocesamiento de los conjuntos de datos geocientíficos existentes.

## La situación de España: proyectos y Hoja de Ruta

### La minería en España

En 2021 el sector minero español, contaba con 2.612 explotaciones con producción que empleaba a 29.844 personas, de las cuales 23.064 se correspondían a la extracción de minerales no metálicos (industriales, ornamentales, productos de cantera), 78 a minerales energéticos y 6.702 a minerales metálicos (Secretaría de Estado de Energía, Dirección General de Política Energética y Minas, 2022).

La producción minera nacional, en 2021, superó los 3.443 M€, que fue un 12,5% superior a la cifra alcanzada en el ejercicio anterior, de los que 1.204,73 fueron de minería metálica y 818,68 de minería industrial. Se puede destacar la recuperación del wolframio y la vuelta a la producción de hierro siderúrgico en Andalucía.

Por Comunidad Autónoma, el valor de la producción conjunta de Andalucía y Asturias de minerales metálicos se mantuvo entre el 80% y el 60% del total. En el caso de los minerales industriales, con explotaciones en casi todo el país, las comunidades que aportaron el mayor porcentaje al total nacional fueron Cataluña, Castilla y León, Madrid y Castilla-La Mancha, con el 66%.

[10] Define la extracción como "la extracción primaria de menas, minerales y productos vegetales de su fuente original, incluidas las ocurrencias de minerales subterráneas o subacuáticas, las salmueras marinas y los árboles". Por su parte, el procesamiento es el conjunto de "todos los procesos físicos, químicos y biológicos que intervienen en la transformación de una materia prima a partir de menas, minerales, productos vegetales o residuos en metales puros, aleaciones u otras formas económicamente utilizables".

[11] No más de un 65% del consumo de las materias primas fundamentales importadas pueden proceder de un único país.

**Mapa 2. Distribución porcentual del valor de la producción minera por Comunidad Autónoma. Principales minerales y rocas obtenidos**

Fuente: Secretaría de Estado de Energía, Dirección General de Política Energética y Minas, 2022

España cuenta con una amplia variedad de minerales, para la transición energética y la digitalización, en diferentes regiones. Destaca como productor de cobre y wolframio, y existe un creciente interés en minerales como litio, tierras raras, grafito, vanadio y cobalto (Giorgi, 2023). Tiene explotaciones con producción de varias MPF de la UE como fluorita en Asturias y Andalucía, celestina (estroncio) en Andalucía y wolframio en Castilla León y Extremadura[12] .

[12] Para más detalle puede verse el mapa de la página 13 del apartado 1.2. de (Secretaría de Estado de Energía, Dirección General de Política Energética y Minas, 2022).

Además, en España, se localizan algunos de los mayores proyectos de Europa en exploración y explotación de oro-plata y estaño. El potencial global de España en recursos minerales estratégicos rondaría los 4 millones de toneladas (Giorgi, 2023). En la tabla 2 del apartado 3.2. de este artículo pueden verse con mayor detalle los proyectos de minería metálica en España.

Con una elevada productividad laboral, el sector minero es intensivo en capital físico, donde las elevadas inversiones se ven retribuidas, y se beneficia, además, del capital natural del territorio. Los empleados de la minería, salvo en el caso de la minería no metálica (extracción de piedra, arena y arcilla), tienen un coste laboral por asalariado superior al del promedio de la industria.

La extracción de minerales metálicos férreos y no férreos tiene una propensión exportadora frente a la minería no metálica. De hecho, entre un 30 y un 40 % de las ventas se realiza fuera del territorio nacional. Ello se justifica porque el valor de los productos compensa el elevado coste del transporte de estos.

La cuestión clave es conseguir que ese valor redunde en beneficio del propio territorio. Para ello, si se comparan las cifras de la minería con las de la industria metalúrgica se observa que el mayor valor de las materias primas surge tras su refino, es decir, la metalurgia como actividad aporta el mayor valor a las materias primas[13]. Como consecuencia, teniendo en cuenta el potencial minero de España, se debería disponer de una industria metalúrgica *ad-hoc*, que le permita extraer el mayor valor añadido bruto de las materias primas, tal y como viene haciendo China.

## Desarrollo de proyectos de minería metálica en España

Como se ha comentado, los proyectos mineros en España se pueden clasificar según sean de minería metálica o no metálica. A continuación, se presentan de manera resumida los proyectos mineros relacionados, en particular, con la minería metálica[14].

[13] Para más detalle sobre el valor de la actividad metalúrgica en España ver el capítulo 8 de Álvarez Pelegry y Blanco Álvarez (Coords.) (2023) y en especial el apartado 4.

[14] No son tablas exhaustivas. No se incluye la minería no metálica porque no está relacionada con la transición energética y la digitalización como le sucede a la metálica.

## Tabla 2. Proyectos de minería metálica en España

Nota: Para el estado, A = proyectos en producción o que han parado o finalizado su vida productiva en 2019; B = proyectos que, con un informe técnico acreditado por un estándar internacional, han llegado a valorar sus recursos-reservas y se encuentran en estado de desarrollo, C = proyectos que se encuentran en la situación B o, están a punto de alcanzarla, aunque no hayan comenzado la fase de desarrollo, o bien están a la espera de los permisos para hacerlo; I = Investigación y P = Paralizado.

| Metal | Proyecto Minero | Estado | Propiedad |
|---|---|---|---|
| Cobre | Cobre las Cruces (CLC) | A | First Quantum Minerals Ltd. |
| | Minas de Aguas Teñidas (MATSA) | A | Sandfire Resources Ltd |
| | Riotinto | A | Atalaya Mining Plc |
| | Touro | B | Cobre S. Rafael. Atalaya Mining Plc |
| Cu-Au (Zn+Pb) | Zarza y San Telmo (Tharsis) | I | Tharsis Mining and Metallurgy |
| | Lomero Poyatos | | Denarius Silver |
| Zinc | Minas Aguas Teñidas (MATSA) | A | Sandfire Resources Ltd |
| | Los Frailes- Aznalcóllar | B | Grupo México (97,31%), y Magtel (2.69%) |
| | Toral de Vados | C | Europa Metals Ltd./ Europa Metals Iberia S.L. |
| | PMR | B | First Quantum Minerals Ltd |
| Plomo | Minas Aguas Teñidas (MATSA) | A | Sandfire Resources Ltd |
| | Toral de Vados | C | Europa Metals |
| | Nuevo Linares | I | Kerogen Energy |
| Níquel | Aguablanca | P | Narcea Recursos |
| Niobio-Tántalo | Penouta | B | Strategic Minerals Europe/ Strategic Minerals Spain |
| | Doade. | C | Strategic Minerals Spain |
| Estaño | La Parrilla | A | Iberian Resources Spain |
| | Oropesa | B | Minas de estaño de España |
| Wolframio | Los Santos | P | Almonty |
| | La Parrilla | P | Iberian Resources Spain |
| | Barruecopardo | A | Saloro, SL. |
| | San Finx.y | B | Rafaella Resources/ Pivotal Metals Ltd |
| | Varilongo | C | |
| | Valtreixal. | C | Valtreixal Resources Spain S.L. |
| | Abénojar-El Moto | C | Mining Hill's S.L. |
| Litio | San José | B | Extremadura New Energies (ENE) [1] |
| | Las Navas- Cañaveral | C | Lithium Iberia |
| | Doade-Presqueiras | C | Recursos Minerales Galicia |
| Tierras raras | Matamulas | P | Quantum Minería |
| Cobalto | Se explora en Almería, Granada, León, Ciudad Real y Asturias | | |
| **Grafito** | **Existen pequeñas explotaciones abandonadas y no se explora** | | |
| **Oro** | **Orovalle** | **A** | **Orvana Minerals Corp,** |
| | **Salave** | **C** | **Exploraciones Mineras del Cantábrico** |
| | **Corcoesto** | **P** | **Mineira de Corcoesto S.L.U/ Edgewater** |
| | **Isabel** | **P** | **Edgewater** |
| **Plata** | **Orovalle** | **A** | **Orvana Minerals Corp,** |
| | **Polimetálicos de la Faja Pirítica** | **A** | **Recuperada en la metalurgia del Cu, Pb y Zn** |
| | **Toral de Vados** | | **Europa Metals** |
| **Hierro** | **Alquife** | **B** | **Minas de Alquife S.L.U** |

[1] Infinity Lithium posee el 75%.

Fuente: elaboración propia a partir de Álvarez Pelegry y Blanco Álvarez (Coords.) (2023)

En la UE otros países y agentes se están moviendo con agilidad en cuestiones relacionadas con las MPM. En España existe la necesidad de actualización y puesta al día de algunos planes y programas como los relacionados con el programa nacional de investigación minera, que es de 1969; las orientaciones básicas para plantear el abastecimiento de primeras materias minerales de 1974 y el plan nacional de abastecimiento de materias primas minerales de 1979-1987.

Nuestro país debería aprovechar el contexto actual para impulsar sectores industriales que garanticen los recursos esenciales, promuevan la soberanía tecnológica, aumenten la resiliencia de la economía española y sitúen al país como actor estratégico de la soberanía europea.

En este sentido, es relevante señalar que, en agosto de 2022, se presentó la Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales (Gobierno de España 2022). Este documento establece cuatro orientaciones estratégicas, a saber: (i) eficiencia y economía circular; (ii) impulso y consolidación de la gestión sostenible de las MPM en la industria extractiva, (iii) seguridad de suministro y cumplimiento de los requisitos medioambientales, geoestratégicos y de justicia social y (iv) fomento de las MPM por su empleo en el desarrollo de energías renovables, baterías para vehículos eléctricos o almacenamiento, alineándose con las políticas europeas de acceso a los recursos y sostenibilidad.

La HR contempla un plan de 46 medidas, algunas de las cuales son particularmente relevantes. Entre ellas pueden señalarse: (i) M2: mejora del marco regulatorio de minas; (ii) M17: mejora de conocimiento de recursos minerales en España, (iii) M22: impulso a la integración de las cadenas de valor industrial, (iv) M25: promoción de alianzas industriales europeas y diseño de instrumentos financieros de apoyo a la industria de materias primas y (v) M46: fomento de proyectos innovadores para las cadenas de valor.

La HR reconoce la necesidad de mejorar el conocimiento de los recursos mineros en España poniendo el énfasis en herramientas para la gestión de la biodiversidad y en el desarrollo de políticas de buen gobierno, ética, trasparencia y cumplimiento normativos. Sin embargo, esta no incluye demasiadas referencias explícitas a la minería (o metalurgia) como tales, salvo para indicar la intención de revisar la Ley de minas. Para el planteamiento, diseño y elaboración, aplicación y desarrollo de la HR se aprobarán planes de acción quinquenales con informes de seguimiento el segundo y tercer año.

La HR se encuentra alineada con iniciativas que reconocen la necesidad de un suministro sostenible de materias primas como la Estrategia España Circular 2030, el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, y la Estrategia de Transición Justa (2020). Además, establece la necesidad de impulsar la restauración y conectividad del espacio afectado por la actividad minera en línea con la Estrategia Nacional de Infraestructura Verde y de la Conectividad y Restauración Ecológicas (2021).

La HR pone el énfasis en la gestión sostenible, en un contexto de economía circular del suministro de materias primas minerales autóctonas de manera sostenible, eficiente y que maximice los beneficios a largo plazo de la cadena de valor. Como resultado, se debería tener un plan estratégico y planes de acción. Además, convendría una visión más industrial y de cadena de valor, combinada con una estrategia más global como en Francia y tal y como se sugiere en el apartado siguiente.

## Reflexiones finales

Tras lo anteriormente expuesto, se pueden extraer una serie de reflexiones.

Los procesos de descarbonización y de digitalización, actualmente en marcha, se encuentran estrechamente asociados a tecnologías que requieren MPM, de naturaleza diversa, en cantidades crecientes. La demanda se ha duplicado en los últimos cinco años y seguirá aumentando durante la presente década.

Para cubrir la creciente demanda, si bien se incrementará el reciclaje, la extracción de minerales primarios seguirá siendo necesaria para garantizar el suministro de las MPM para la descarbonización y la digitalización. Por lo tanto, la transición energética y la digitalización refuerzan la necesidad de

desarrollar los recursos propios, en el marco de la autonomía estratégica.

Una implementación inteligente, con visión global y de interés general, de la CRMA debería impulsar proyectos mineros y metalúrgicos en España; desarrollar cadenas de valor y mitigar la dependencia de países terceros. Máxime cuando España tiene potencial y proyectos en materias primas fundamentales y estratégicas y el tejido industrial español puede aprovechar las oportunidades en los diferentes eslabones de las cadenas de valor.

El Gobierno debería promover políticas favorables, liderar los procesos para facilitar la aceptación social y aprovechar las oportunidades en un contexto de competencia europea de proyectos.

Por todo lo anterior, sería muy conveniente que el desarrollo de las medidas y las acciones de la HR tenga una visión estratégica, global y con financiación específica adecuada con los retos.

## Referencias

Álvarez Pelegry, E. y Blanco Álvarez, F. (Coords.) (2023). Alonso Prieto, E.; Álvarez Pelegry, E.; Blanco Álvarez, F.; Espí Rodríguez, J.A.; Herrera Herbert, J.; Larrea Basterra, M.; López Jimeno, C.; Marqués Sierra, A.L.; de la Torre Palacios, L. Las materias primas minerales en la transición energética y en la digitalización. El papel de la minería y la metalurgia. ISBN: 978-84-95662-88-0. Real Academia de Ingeniería. Disponible en: Las materias primas minerales en la transición energética y en la digitalización. El papel de la minería y la metalurgia - Real Academia de Ingeniería (raing.es)

Borrel, J. (2020). Por qué es importante la autonomía estratégica europea. Por qué es importante la autonomía estratégica europea | EEAS (europa.eu)

Comisión Europea. (2020a). *Critical materials for strategic technologies and sectors in the UE, a foresight*. ISBN 978-92-76-15336-8. Disponible en: CRMs_for_Strategic_Technologies_and_Sectors_in_the_EU_2020.pdf (europa.eu)

Comisión Europea. (2020b). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Critical raw materials resilience: Charting a path towards greater security and sustainability. COM/2020/474 final. Brussels*:
Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0474

Comisión Europea. (2022). *European Commission*. (2022c). *EU strategic dependencies and capacities: Second stage of in-depth reviews. Brussels*. Disponible de: https://ec.europa.eu/docsroom/documents/48878

Comisión Europea. (2023a). *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council stablishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations* (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, 2018/1724 and (EU) 2019/1020. Disponible en: EUR-Lex - 52023PC0160 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Comisión Europea. (2023b). *Annexes to the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations* (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, 2018/1724 and (EU) 2019/1020. Disponible en: EUR-Lex - 52023PC0160 - EN - EUR-Lex

(europa.eu)

*European Council and Council of the European Union. (2023). Infographic - An EU critical raw materials act for the future of EU supply chains. Disponible en: Critical raw materials act - Consilium (europa.eu)*

*European Parliament Research Service (EPRS). (2022). "Future shocks 2022. Addressing rules and buliding capabilities for Europe in a contested world"*. Disponible en: *Future Shocks 2022 (europa.eu)*

Giorgi, M. (2023). Se abre una oportunidad. España se posiciona como potencia en minerales críticos clave para la transición de la UE. Energía Estratégica España. Disponible en: España se posiciona como potencia en minerales críticos clave para la transición de la UE - Energía Estratégica España - Noticias sobre energías renovables del mercado ibérico (energiaestrategica.es)

Gobierno de España. (2022). La Hoja de ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales (MPM). Disponible en: Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las Materias Primas Minerales (miteco.gob.es)

Gobierno de España. (2023). *Resilient EU20230. A future-oriented approach to reinforce the EU's Open Strategic Autonomy and Global Leadership. Disponible en: Resilient EU2030: a roadmap for strengthening the EU's resilience and competitiveness (europa.eu)*

IEA. (2021). *The role of critical minerals in clean energy transitions. France*. Disponible en: *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions – Analysis - IEA*

IEA (2023). *Critical Minerals Market Review 2023. France. Disponible en:* Critical Minerals Market Review 2023 – Analysis - IEA

Merino García, A. (2023). La geopolítica complica todavía más la reducción de las emisiones. Disponible en: La geopolítica complica todavía más la reducción de las emisiones (lainformacion.com)

Secretaría de Estado de Energía, Dirección General de Política Energética y Minas. (2022). Estadística minera de España 2021. Disponible en: Consulta de estadísticas mineras (miteco.gob.es)

*The World Bank. (2020). Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition*.
Disponible en: pubdocs.worldbank.org/en/961711588875536384/Minerals-for-Climate-Action-The-Mineral-Intensity-of-the-Clean-Energy-Transition.pdf

# Compromiso con el futuro

**José Luis Navarro Ribera**
*Presidente de Enresa*

**Un planificación coherente y rigurosa, en la que la seguridad, la transparencia y la responsabilidad intergeneracional van de la mano. Así puede caracterizarse, brevemente, el 7º Plan General de Residuos Radiactivos, recientemente aprobado por el Consejo de Ministros del Gobierno de España. Esa responsabilidad intergeneracional es, sin duda, uno de los valores más destacados del nuevo Plan, porque marca una hoja de ruta a muy largo plazo, que responde con detalle a las necesidades de gestión de los residuos radiactivos españoles existentes en el presente y en el futuro. Una planificación por otro lado necesaria para adaptarse a la Directiva 2011/70/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.**

En el marco legal español, el Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) constituye el instrumento oficial que define las estrategias, las actuaciones necesarias y las soluciones técnicas a desarrollar en el corto, medio y largo plazo, encaminadas a la adecuada gestión de los residuos radiactivos, al desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radiactivas y al resto de actividades relacionadas con éstas, incluyendo las previsiones económicas y financieras para realizarlas.

El documento ha sido aprobado tras un intenso trabajo de preparación que comenzó en 2018 y una larga tramitación que se inició en marzo de 2020 cuando se hizo público el borrador del Plan. Pero un Plan de estas características no se elabora solo con criterios técnicos. Hay que dar participación a la sociedad. Por este motivo, el 7º PGRR ha sido el primero de los siete aprobados hasta la fecha que ha sido sometido a Evaluación Ambiental Estratégica, que también incluye una fase de consultas e información pública. También es el primer PGRR que se ha sometido a informes de las Comunidades Autónomas, en materia de ordenación del territorio y medio ambiente, y del Consejo de Seguridad Nuclear. De esta forma se ha alcanzado una amplia participación, consenso y respaldo social.

Además de la transparencia, la coherencia es otra de las características del nuevo Plan. El escenario de referencia es consecuente y está coordinado con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), que fija la hoja de ruta para que España cumpla los objetivos europeos y con el Protocolo para el cese ordenado de explotación de las centrales nucleares, firmado en marzo de 2019 entre Enresa y sus propietarios.

## Un largo camino y un plan con novedades

En marzo de 2020 España y el mundo entero estaban inmersos en uno de los acontecimientos que quedarán fijados en la memoria de todos, la pandemia por Covid-19. Con la población confinada, el 16 de marzo de 2020 la Dirección General de Política Energética y Minas inició la tramitación del Plan, haciendo público el borrador. A continuación, el órgano ambiental realizó las correspondientes consultas previas a las Administraciones Públicas afectadas y a las personas interesadas, y aprobó en octubre de 2020 el documento de alcance, que sirvió de base para el desarrollo del Estudio Ambiental Estratégico del Plan.

En el Estudio Ambiental Estratégico se analizaron, entre otras muchas cuestiones, las alternativas viables para cada línea estratégica y se evaluaron los impactos de todo tipo para cada alternativa, seleccionando en cada caso la más ventajosa.

Desde el 11 de abril de 2022 al 16 de junio de 2022, la versión inicial del 7º Plan, junto con el Estudio Ambiental Estratégico y su Resumen No Técnico, fueron sometidos a consultas e información pública. Tomados en consideración los informes y las alegaciones recibidas, se elaboró la versión revisada del estudio ambiental estratégico y del Plan, que fue sometido en noviembre al informe del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y de las Comunidades Autónomas, en materia de ordenación del territorio y medio ambiente. Teniendo en cuenta el informe del Consejo, así como las determinaciones de la Declaración Ambiental Estratégica, formulada el 14 de julio de 2023, se elaboró la versión final del Plan, aprobado por el Consejo de Ministros en su reunión del 27 de diciembre de 2023.

La gestión de los residuos radiactivos de muy baja, baja y media actividad; la gestión del combustible gastado, de los residuos de alta actividad y de los residuos especiales; el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radiactivas; la investigación y el desarrollo; y los procedimientos de vigilancia y control, constituyen las cinco grandes líneas estratégicas en las que se dividen las actividades que abarcan este Plan. Para planificar el desarrollo de todas ellas durante los próximos años, ha sido necesario establecer un escenario de referencia, en el que se han producido cambios con respecto al considerado en el anterior 6º PGRR. El escenario de referencia que se ha adoptado se resume en los siguientes puntos:

- Se contempla el cese de la explotación de las centrales nucleares españolas en coherencia con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), con la revisión de este que está en curso y con el Protocolo para el cese ordenado de explotación de las centrales firmado entre Enresa y los propietarios, en marzo de 2019. En este acuerdo, se establece que el cese comenzará con la central de Almaraz I, en el año 2027, y finalizará con la central nuclear de Trillo, en el año 2035.

**Foto 1. Sede social de Enresa en Madrid. El 7ºPGRR marca la hoja de ruta a seguir por la compañía**

- Se mantiene el ciclo abierto del combustible; es decir, no se contempla la opción del reprocesado del combustible gastado.

- Se definen claramente los pasos necesarios para que España disponga en 2073 de un Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) como solución definitiva para el combustible gastado, los residuos de alta actividad y los residuos especiales. Es una estrategia que ya estaba contemplada en el anterior 6º PGRR, pero que ahora se concreta nítidamente.

• Las tareas preparatorias del desmantelamiento se inician cinco años antes de la fecha prevista para el cese definitivo de explotación, y se planifica el inicio del desmantelamiento total inmediato a los tres años desde la fecha de cese definitivo. En estos tres años se llevarán a cabo las actividades de vaciado de la piscina de combustible gastado, se continuarán las tareas preparatorias del desmantelamiento y se prevé la obtención de la autorización de desmantelamiento y transferencia de titularidad a Enresa. Una vez obtenida esta autorización, se iniciarán las obras de desmantelamiento con una duración estimada de diez años. Por lo que respecta a la central nuclear de Vandellós 1, actualmente en situación de latencia, el Plan prevé que se ejecutará la última fase de su desmantelamiento a partir de 2030, con una duración estimada de quince años. El periodo de vigilancia en todos los desmantelamientos, una vez finalizadas las obras, se estima en un máximo de diez años, previo a la declaración de clausura.

• En cuanto a la gestión de los residuos de muy baja, baja y media actividad, el Plan establece la continuidad de la operación del centro de almacenamiento de El Cabril, hasta que se hayan almacenado los residuos procedentes de los desmantelamientos y haya iniciado su operación el AGP, como ya estaba planificado en el 6º PGRR.

• Se continúa con la gestión temporal del combustible gastado, los residuos de alta actividad y los residuos especiales en las propias centrales, mediante los Almacenes Temporales Individualizados (ATI).

• Una de las novedades que incorpora el Plan es la puesta en marcha de un Almacén Temporal Descentralizado (ATD) para combustible gastado, residuos de alta actividad y residuos especiales en cada central con combustible gastado (Almaraz, Ascó, Cofrentes, Santa María de Garoña, José Cabrera, Trillo y Vandellós II). El ATD de cada central estará formado por su ATI, más una nueva instalación complementaria o medidas adicionales, que permitan realizar las operaciones de mantenimiento y reparación de sus contenedores, para garantizar la función de recuperabilidad a nivel de contenedor, si fuera necesario. El Plan señala que los ATD, incluyendo sus instalaciones complementarias, estarán operativos antes de iniciar el desmantelamiento de la piscina de combustible de cada central y contarán con todos los sistemas de seguridad y auxiliares para poder operar como instalación nuclear independiente, una vez se haya declarado la clausura de la central. El Plan prevé que los ATD permanecerán operativos hasta el traslado de todo el combustible gastado, los residuos de alta actividad RAA y los residuos especiales al AGP.

• Otro aspecto novedoso del Plan, siguiendo el criterio fijado por el CSN, es que en 2031 se dispondrá en el emplazamiento de una de las centrales de los medios que permitan garantizar la recuperabilidad de elementos de combustibles durante todo el periodo de vida de los Almacenes Temporales Descentralizados, hasta que se produzca todo el traslado de los residuos de alta actividad, del combustible gastado, y de los residuos especiales al AGP. Esta instalación dispondrá de una celda caliente de manipulación para el combustible gastado y los residuos radiactivos, y de capacidad de almacenamiento para contenedores que permita atender las potenciales contingencias en los ATD durante toda su vida operativa, así como de un laboratorio equipado con los medios necesarios para, en su caso, poder verificar e inspeccionar el estado del combustible y los residuos.

• Por último, el Plan contempla la puesta en marcha en 2027 de un almacén temporal en el emplazamiento de la central nuclear de Vandellós I para alojar los residuos radiactivos procedentes del reproceso en Francia del combustible gastado y, en su caso, los residuos especiales procedentes del desmantelamiento de la central. Este almacén, señala el Plan, permanecerá operativo hasta el traslado de todos los residuos radiactivos de Vandellós I al AGP.

## El AGP, la solución definitiva

La vida media del combustible nuclear gastado se mide en cientos de miles de años. Es una de las hipotecas que hay que pagar por disponer de las ventajas de la electricidad de origen nuclear. Por este motivo, unas décadas de almacenamiento temporal son prácticamente insignificantes frente a la necesidad de solucionar, con garantía de seguridad a larguísimo plazo para las personas y el medio ambiente, el almacenamiento definitivo.

Como ha quedado señalado, el 7º PGRR establece la puesta en marcha de un Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) en el año 2073. Esta instalación, albergará definitivamente el combustible gastado, los residuos de alta actividad y los residuos especiales de las centrales nucleares españolas de forma definitiva, como ya establecía el anterior 6º PGRR.

El AGP como solución definitiva no es una idea original de España. Aprendemos de la experiencia de los países más avanzados en esta materia, como Finlandia, Suecia, Suiza y Francia. Aprender de los aciertos y también de los errores de estos países, implica reconocer que, siendo un proyecto técnicamente muy complejo, la mayor dificultad es el componente social y político. Y también atender a la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, de 19 de julio de 2011, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos de alta actividad, en cuyo preámbulo se recoge que internacionalmente el AGP constituye la opción más sostenible y segura como punto final de la gestión de estos residuos radiactivos.

En los informes y alegaciones recibidos durante el periodo de consultas e información pública de la versión inicial del 7º PGRR y de su Estudio Ambiental Estratégico, se puso de manifiesto que el AGP como solución definitiva para el combustible gastado y los residuos de alta actividad es la cuestión que suscitó un mayor grado de acuerdo. Las partes interesadas consideran que es la mejor solución y piden que se adelante todo lo posible su licenciamiento, construcción y puesta en servicio. Enresa, y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, comparten esta voluntad de agilizar todo lo posible el desarrollo del AGP.

Enresa ha de comenzar retomando los trabajos ya realizados desde 1985 en relación con este proyecto. Desde entonces, se ha trabajado en cuatro direcciones básicas, que se recuerdan en el 7º PGRR:

- Un Plan de Búsqueda de Emplazamientos, que se paralizó en 1996 y del que se ha recopilado la información suficiente para asegurar que existen en el subsuelo de la geografía española abundantes formaciones graníticas, arcillosas y en menor medida salinas, susceptibles de albergar una instalación de almacenamiento, con una amplia distribución geográfica.

- La realización de diseños conceptuales de una instalación de almacenamiento para cada una de las litologías indicadas, buscando la mayor cantidad de puntos comunes entre ellos.

- El desarrollo de los ejercicios de Evaluación de la Seguridad de los diseños conceptuales (granito y arcilla), en los que se ha integrado el conocimiento alcanzado en los trabajos y proyectos de los sucesivos Planes de I+D realizados, y en los que se pone de manifiesto que los almacenes geológicos permiten cumplir con los criterios de seguridad y calidad aplicables a este tipo de instalaciones.

- El desarrollo de los sucesivos Planes de I+D, que han ido evolucionando y adaptándose al programa de gestión de combustible gastado y residuos de alta actividad de España. Estos planes han permitido, tal y como señala el 7º PGRR, adquirir conocimientos técnicos que han permitido disponer hoy de un equipo de trabajo muy preparado, que colabora con otros colectivos internacionales.

En el 7º PGRR se realiza una planificación detallada de acuerdo con las indicaciones reglamentarias y teniendo en cuenta la experiencia de otros países, con un programa de desarrollo del proyecto del AGP dividido en ocho etapas:

## Etapa 1: Actualización del conocimiento (hasta 2025)

Durante esta etapa, se recopilarán y analizarán las tecnologías disponibles a partir de trabajos ya realizados por Enresa en esta materia, considerando, además, los desarrollos de los programas internacionales de I+D de la Unión Europea, así como los programas más avanzados, tanto en los aspectos técnicos como en los sociológicos.

Según se contempla en el Plan, al final de esta etapa, Enresa presentará un informe detallado que incluirá el estado de la información desarrollada y las capacidades disponibles. Asimismo, se dispondrá de la información de base para el planteamiento de un marco legislativo y procedimental que

soporte el programa de AGP, incluyendo el proceso de designación del emplazamiento y su licenciamiento.

### Etapa 2: Adopción del marco legislativo y procedimental (2026-2028)

En esta etapa, el Gobierno analizará la información presentada y orientará las etapas siguientes en función de la valoración realizada, en especial en lo que se refiere al proceso de designación del emplazamiento. Además, se adoptará el texto legal necesario que regule el proceso de elección del emplazamiento e identifique a los actores para poder seguir avanzando en las siguientes etapas del programa.

Por otro lado, y entre otras cuestiones, en este periodo se presentará al Consejo de Seguridad Nuclear la documentación técnica genérica para su evaluación y fijación de los límites y condiciones, y continuarán desarrollándose los planes y programas de I+D.

### Etapa 3: Proceso de selección del emplazamiento (2029-2032)

Es uno de los procesos más complicados, dado que la participación y la aceptación social son imprescindibles. Los resultados de esta etapa no son predecibles *a priori*, por lo que el proceso debe ser suficientemente flexible y reversible, de modo que pueda reformularse, de acuerdo con la situación, si fuese necesario, tal y como se recoja en la normativa que se establezca al respecto. En su caso, al final de esta etapa se dispondrá de un inventario de emplazamientos posibles, que serán analizados en detalle en la etapa siguiente.
talaciones de apoyo en superficie, y se iniciará la tramitación de la evaluación ambiental de dicho proyecto.

### Etapa 4: Análisis de los emplazamientos y selección del candidato definitivo (2033-2039)

Esta etapa requerirá trabajos preliminares de caracterización de los distintos emplazamientos. La evaluación de sus resultados permitirá analizar la viabilidad de dichos emplazamientos y proponer el emplazamiento definitivo.

Por otra parte, se presentará al Consejo de Seguridad Nuclear, para su evaluación, el plan detallado de caracterización del emplazamiento, y el proyecto de laboratorio subterráneo e instalaciones de apoyo en superficie, y se iniciará la tramitación de la evaluación ambiental de dicho proyecto

### Etapa 5: Caracterización del emplazamiento, verificación de su idoneidad e inicio del licenciamiento (2040-2059)

La hoja de ruta establece que, tras la designación del emplazamiento seleccionado, se realizará la caracterización detallada, incluyendo la construcción de un laboratorio subterráneo en el que se instalarían los dispositivos de ensayo en profundidad que se necesiten para verificar la idoneidad del terreno que acogerá los residuos radiactivos. Con la información disponible de la caracterización del emplazamiento y verificación de los componentes más importantes se elaborará el diseño detallado de la instalación y la documentación correspondiente a la solicitud de la autorización previa o de emplazamiento.

### Etapa 6: Construcción y autorización de explotación (2060-2071)

Una vez obtenida la autorización, se procederá a la construcción de la instalación y al aprovisionamiento de los equipamientos, y se elaborará y presentará la documentación correspondiente para la solicitud de la autorización de explotación.

### Etapa 7: Operación inicial o pruebas (2072-2073)

Con la autorización de explotación concedida, se comenzará a almacenar en la instalación combustible gastado y re-

siduos radiactivos de alta actividad, considerando una primera etapa de pruebas nucleares. 2073 es el año fijado en el Plan para el comienzo de la explotación del AGP.

### Etapa 8: Operación normal (2074-2100)

Una vez superada la etapa de operación inicial o en pruebas, se pasará a una fase de operación normal, hasta completar su llenado, hasta el sellado definitivo de la instalación, que tendrá lugar a partir de 2100. Durante este período, se controlarán y supervisarán las condiciones de almacenamiento. A partir del sellado definitivo, la instalación se mantendrá en un estado pasivo bajo la vigilancia institucional a largo plazo.

## El Cabril, la consolidación de un referente internacional

Desde su puesta en marcha en 1992, el centro de almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja, baja y media actividad que Enresa opera en El Cabril, en la provincia de Córdoba, se ha convertido en una referencia internacional. Según se reconoce en el 7º PGRR, España tiene resuelta de forma global la gestión de esta tipología de residuos, ya que se dispone de un sistema de gestión dotado de las capacidades tecnológicas y humanas necesarias para ello.

**Foto 2. El Cabril vista general:**
**El 7ºPGRR establece la continuidad de la operación del centro de almacenamiento para residuos de muy baja, baja y media actividad de El Cabril (Córdoba).**

En este sentido, y dentro de las líneas de actuación que establece el nuevo Plan y la experiencia adquirida por Enresa durante estos años de explotación de la instalación cordobesa, se plantea en primer lugar la optimización en la ocupación de las celdas de almacenamiento, teniendo en cuenta la existencia futura de nuevas tipologías de residuos y la construcción de nuevas celdas. Por tanto, la investigación constante y la mejora continua seguirán siendo seña de identidad de El Cabril.

Tanto para las centrales nucleares y las instalaciones radiactivas como para las propias actividades de Enresa, el Plan aprobado sigue considerando fundamental la minimización de la generación de residuos radiactivos y de su volumen, de cara a la optimización de la ocupación de las celdas de El Cabril. Por ello, se va a continuar y reforzar la política de colaboración entre Enresa y los principales productores de residuos radiactivos mediante, entre otras acciones, la participación en grupos de trabajo conjuntos.

Para el almacenamiento de la totalidad de los residuos de baja y media actividad se requiere para 2028 el inicio de la explotación de nuevas celdas, que ya estaban previstas en el 6º Plan, y que son necesarias en cualquier escenario de operación de las centrales nucleares españolas. Así, el nuevo Plan plantea que la construcción de las nuevas celdas se acometerá por fases, contemplándose en la primera la construcción de 12 celdas y, con posterioridad, celdas adicionales (en principio, 15) que se irán construyendo conforme se vayan necesitando, acorde al desarrollo de los desmantelamientos de las centrales nucleares.

En cuanto a los residuos de muy baja actividad, ya están autorizadas las cuatro celdas que serán necesarias (con una capacidad volumétrica unitaria muy superior a la de las celdas para residuos de media y baja actividad) y están construidas dos de ellas. El 7º PGRR prevé que a medio plazo se construya y entre en explotación la tercera celda.

**Foto 3. ATI Zorita: La gestión final del combustible gastado es uno de los apartados destacados del nuevo Plan. En la imagen, contenedores con combustible gastado y residuos especiales en el Almacén Temporal Individualizado de la central nuclear José Cabrera (Guadalajara).**

## Experiencia en desmantelamiento

Enresa acumula años de experiencia en el desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas. A los trabajos ya acometidos en las antiguas minas de uranio, en la central nuclear de Vandellós I (Tarragona), en las instalaciones del Ciemat (Madrid), en la Fábrica de Uranio de Andújar (Jaén) y en la central nuclear de José Cabrera (Guadalajara), se ha añadido en 2023 el inicio de la primera fase del desmantelamiento de la central nuclear de Santa María de Garoña (Burgos). Y el trabajo seguirá siendo cada vez más importante en los próximos años, tal y como prevé el 7º PGRR en coherencia con el Protocolo de cese ordenado de explotación de las centrales nucleares, firmado en marzo de 2019 entre Enresa y sus propietarios:

**Tabla 1.**

| Central Nuclear | Fecha de cese de explotación (mes/año) |
|---|---|
| CN Almaraz I | 11/2027 |
| CN Almaraz II | 10/2028 |
| CN Ascó I | 10/2030 |
| CN Cofrentes | 11/2030 |
| CN Ascó II | 9/2032 |
| CN Vandellós II | 2/2035 |
| CN Trillo | 5/2035 |

El 7º Plan establece que el desmantelamiento de las centrales nucleares comience a los tres años de su cese de operación definitivo, excepto Vandellós I, cuya última fase se ejecutará a partir de 2030. Para acometer estos trabajos de desmantelamiento, y con la experiencia ya acumulada en los últimos años, el planteamiento básico de las actividades de Enresa en esta área, se recoge en las siguientes líneas de actuación:

- Realizar, en colaboración con los titulares, los estudios básicos de desmantelamiento de las centrales nucleares en operación para una mejor definición de tipologías y volúmenes de residuos radiactivos, así como estimaciones más precisas de coste, alimentándose de la experiencia adquirida.

- Mantener la coordinación y cooperación con los titula-

res, para la optimización del proceso de transición desde la etapa operativa al desmantelamiento. Esta optimización se fundamenta en una anticipación de la planificación del desmantelamiento que contemple el desarrollo del plan de desmantelamiento, las actividades preparatorias y el vaciado de piscinas durante la fase final de la operación y en la de transición.

- Mantener la participación del personal del operador que sea necesario en el desmantelamiento de las centrales nucleares, con el objetivo de facilitar la transmisión del conocimiento y la continuidad de la operación y mantenimiento de la instalación.

Todas estas actuaciones pondrán de nuevo a prueba las capacidades de Enresa en un campo en el que cuenta con un contrastado reconocimiento internacional. Las lecciones aprendidas en cada proyecto se irán implementando, perfeccionadas, de unos proyectos a otros.

## Recursos solventes y mejora constante

Todas la actividades y actuaciones programadas en el 7º PGRR necesitan de los recursos necesarios, tanto humanos como económicos, para poder ejecutarse. Afortunadamente, el sistema de gestión de residuos radiactivos español cuenta con los pilares fundamentales para ello: un equipo humano cualificado, la experiencia contrastada y, por supuesto, la financiación necesaria y estable.

En este sentido, el nuevo Plan prevé unos costes futuros de 20.220 millones de euros que, de acuerdo con el principio de 'quien contamina, paga', se sufragarán con el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, dotado con las aportaciones económicas de los titulares de las instalaciones nucleares que producen los residuos.

**Tabla 2. Resumen de costes previstos para el periodo 2024-2100 (en millones de €)**

| | |
|---|---|
| Gestión de residuos de media, baja y muy baja actividad | 2.624 |
| Gestión de combustible gastado y residuos de alta actividad | 10.829 |
| Desmantelamiento y clausura | 4.765 |
| Otras actuaciones | 15 |
| I+D | 337 |
| Estructura | 1.650 |
| **TOTAL** | **20.220** |

De la búsqueda de la mejora continua y de la excelencia, deriva la importancia que otorga el 7º Plan a las actividades de investigación y desarrollo (I+D). Según el Plan, la I+D es uno de los elementos básicos en la generación de los conocimientos, las tecnologías y la experiencia necesarias para el desarrollo de las actividades a aplicar en las distintas etapas de gestión de residuos radiactivos y en el desmantelamiento y clausura de instalaciones, con el fin principal de garantizar la máxima seguridad. Por todo ello, el Plan recoge que Enresa seguirá colaborando, entre otros, con las universidades, los centros de investigación y otras organizaciones. Además, y dentro de la participación de Enresa en foros internacionales, se seguirán adquiriendo lecciones aprendidas de otros países en materias relacionadas con la gestión de residuos radiactivos y los desmantelamientos, y participando en proyectos de la Unión Europea, el OIEA y la NEA/OCDE.

La evolución del Plan será objeto de seguimiento mediante unos parámetros que indiquen el grado de ajuste de la realidad a lo previsto. Estos indicadores informarán sobre la consecución de los objetivos, desde el punto de vista estratégico, el desarrollo de las actividades previstas, desde el punto de vista tanto operativo como ambiental y, por último, sobre el equilibrio económico-financiero.

Como conclusión, después de muchos años de espera, España dispone por fin de un marco estratégico, que conjuga en su elaboración el rigor técnico y la participación pública, y que permitirá a Enresa desarrollar el servicio público esencial que tiene encomendado, asegurando a la sociedad española que la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento de las instalaciones nucleares se realiza con transparencia y con un objetivo prioritario: la seguridad de las personas y el respeto al medio ambiente.

# Una aproximación legal al *repowering* de parques eólicos en España

**Carlos Tallón**
*Asociado Principal - Deloitte Legal*

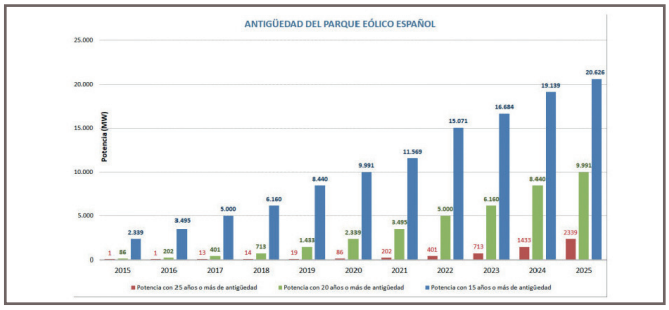
## Un parque eólico muy maduro

El parque eólico español ocupa el quinto puesto en potencia instalada en el mundo y el segundo en Europa después de Alemania, lo que revela la magnitud de esta tecnología en nuestro país, que cobra aún más relevancia si tomamos en consideración que su aportación al *mix* energético español ha ido *in crescendo* en los últimos años, llegando a alcanzar, a 31 de diciembre de 2022, máximos históricos, con una cobertura de la demanda energética del 24% de media, generando más de 61.000 GWh[1]. Estas cifras sitúan a esta tecnología en la segunda posición del podio de contribución al *mix* energético español y en meses de mucho viento lidera la producción de energía en el país.

Por contra, de media, el parque eólico español es el más antiguo de Europa, con una mayoría de la potencia instalada con 15 o más años de antigüedad, y con casi la mitad de la potencia instalada con una antigüedad de 20 o más años de recorrido. Para 2030, de los 30 GW actuales del parque español, más de 20 GW tendrán más de 20 años de antigüedad, alcanzando así el fin de su vida útil regulatoria.

Todo ello ha puesto sobre la mesa que los promotores de numerosos proyectos eólicos se estén planteando la posibilidad de o bien solicitar extensiones de la vida útil regulatoria de sus parques o bien acometer proyectos de repotenciación.

**Figura 1. Evolución de la antigüedad del parque eólico en España, por potencia instalada**




[1] Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España, elaborado por Deloitte para la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

El objetivo de este artículo es llevar a cabo un análisis desde un ángulo estrictamente legal de la definición de los proyectos de *repowering*, de cuál es el estado de la regulación actual tanto a nivel comunitario como nacional, cuáles son las principales barreras regulatorias a las que se enfrentan los promotores a la hora de acometer estos proyectos y qué iniciativas regulatorias se podrían implementar de cara a fomentar la implantación de este tipo de proyectos de tamaña relevancia de cara a la consecución de los objetivos de despliegue de renovables y, en consecuencia, de reducción de las emisiones y alineamiento con la transición energética.

## ¿En qué consiste la repotenciación de parques eólicos y cuáles son sus principales beneficios?

Para situarnos conceptualmente con la figura del *repowering*, hemos de acudir a la definición de "repotenciación" proporcionada por el artículo segundo de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (la **"Directiva 2018/2001"**), que tiene el siguiente tenor literal:

*"la renovación de las centrales eléctricas que producen energías renovables, incluyendo la sustitución total o parcial de las instalaciones o de los sistemas operativos y de los equipos, con el objetivo de reemplazar la capacidad o mejorar la eficiencia o la capacidad de la instalación".*

Esta definición ya nos lleva a encuadrar dentro del concepto de repotenciación dos modalidades bien diferenciadas, como son la sustitución de los aerogeneradores por otros más potentes y eficientes manteniendo la misma potencia instalada del parque -y por lo tanto reduciendo el número de equipos-, o los casos en los que con esa sustitución se produzca un aumento de la potencia instalada. Como veremos más adelante, según nos encontremos en uno o en otro supuesto, las barreras para su tramitación difieren sustancialmente.

En ese mismo sentido, la Orden TED/1071/2022, de 8 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras para los programas de concesión de ayudas a la inversión en la repotenciación de instalaciones eólicas, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea, *NextGenerationEU* (Programas Repotenciación Circular), ha supuesto la primera labor de definición de la repotenciación de parques eólicos en el acervo normativo español, definiéndola como la "*renovación tecnológica de instalaciones eólicas existentes que consista en la sustitución completa de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo, sin perjuicio de que tal sustitución pueda afectar parcialmente al número de aerogeneradores existentes frente a la totalidad, con independencia de que se aumente o no la potencia de la instalación previa. Estas actuaciones implican el desmantelamiento de, al menos, torre, rotor y góndola de los aerogeneradores existentes afectados por la actuación y la construcción y puesta en marcha de nuevos aerogeneradores en el emplazamiento previamente ocupado, aunque se modifiquen las coordenadas de posición de las máquinas y potencialmente se incluyan instalaciones adicionales*".

En cualquier caso, parece claro que la repotenciación de un parque eólico supone necesariamente la sustitución de equipos más antiguos y, por consiguiente, menos eficientes, por otros que ofrecen mayor rendimiento, eficiencia y capacidad, consiguiéndose una mejor explotación del recurso eólico -mejores máquinas en las mejores ubicaciones disponibles-, independientemente de que se mantenga o se aumente la capacidad instalada del proyecto.

Por lo tanto, estos proyectos de *repowering* están en principio dirigidos a aquellas instalaciones de avanzada edad y con tecnología obsoleta, pero que fueron en su momento promovidos en los emplazamientos con mejor recurso eólico de España. A esa circunstancia habría que añadir otra serie de beneficios, como puede ser un menor tiempo de ejecución frente al desarrollo de un nuevo parque eólico en otra ubicación -lo que redunda en la ausencia de la necesidad de negociación de cesión de uso de terrenos-. Además, en teoría se debería producir una reducción del efecto *not in my backyard*, dado que las ubicaciones donde se llevan a cabo estos proyectos de repotenciación ya están habituadas a convivir con este tipo de parques eólicos en su entorno, y

en los últimos tiempos estamos presenciando un creciente rechazo social frente al despliegue masivo de proyectos de producción de energía eléctrica de origen renovable.

A todo ello hay que añadir, evidentemente, una mayor facilidad de cumplir con los ambiciosos objetivos de transición energética y reducción de emisiones disminuyendo el impacto ambiental de los proyectos y el ruido, y las posibilidades que ofrece la economía circular, puesto que como estamos presenciando en los últimos tiempos, una buena parte de los equipos sustituidos pueden ser utilizados para ser convertidos en materiales de construcción, plásticos o para la fabricación de nuevas turbinas. En los últimos meses ha estado en boca de muchos la transformación en fibra de vidrio de las palas de aerogeneradores desmantelados que están sirviendo para, mezcladas con el asfalto, hacer las carreteras más sólidas, o incluso como suela de zapatillas de moda. Por último, y no por ello menos relevante, estos proyectos favorecen una optimización de las redes de transporte y distribución actuales, con inversiones de red asociadas a nueva potencia sensiblemente menores. En definitiva, la repotenciación ofrece una serie de ventajas y beneficios que hacen necesario y preciso que se ponga el foco en tratar de fomentarla, en reducir la carga administrativa simplificando y agilizando su tramitación y en ofrecer garantías desde el punto de vista regulatorio.

Sin embargo, y como desarrollaremos en mayor profundidad, si bien *a priori* el sentido común nos llevaría a pensar que la tramitación administrativa, incluyendo la ambiental, debería de ser más ágil y simplificada, la realidad es bien distinta actualmente y eso está lastrando el desarrollo del *repowering* en España.

Prueba de ello es que la tendencia natural que se observa en el sector es la extensión de vida útil regulatoria de los parques eólicos más allá de los veinte años inicialmente previstos en lugar de acometer proyectos de repotenciación, que queda reservada a promotores cuyos modelos de aerogenerador están obsoletos y en los que no es posible extender la vida útil, estando de lo contrario, abocados al desmantelamiento[2]. Sin embargo, parece evidente que esto supondría "hambre para mañana", puesto que, de una manera u otra, esas instalaciones llegarán al fin de su vida útil regulatoria, y no estamos en posición de asumir el desmantelamiento de una gran capacidad instalada eólica en los mejores emplazamientos en el medio plazo.

## La tramitación de proyectos de repotenciación en la regulación europea

La Directiva 2018/2001, además de contener la definición de la figura de la repotenciación, ya puso la primera piedra de cara a la intención del legislador europeo de introducir medidas de simplificación administrativa aplicable a los procedimientos de autorización de proyectos renovables y, en particular, de los proyectos de *repowering*.

Estableció expresamente la obligación de los Estados miembros de facilitar la repotenciación de las centrales de energías renovables existentes garantizando un procedimiento de concesión de permisos simplificado y ágil, que en todo caso no debiera superar el año de duración, prorrogable otro año más en determinadas circunstancias (razones imperiosas de seguridad, repercusión en la red o el tamaño de la instalación).

Pero además incluyó la figura del punto de contacto único para los procedimientos de *permitting* de proyectos, exigiendo a los Estados miembros la designación de uno o varios de ellos. Una suerte de *one-stop-shop* que permita a los promotores centralizar los procedimientos administrativos de concesión de permisos y autorizaciones, de manera que sirva de punto de coordinación de los diferentes organismos afectados por el proyecto de repotenciación y se reduzca la complejidad y se incremente la transparencia y la eficiencia.

Sin embargo, a día de hoy las disposiciones relativas a repotenciación de la citada normativa europea no han sido transpuestas al ordenamiento jurídico español, incumpliendo así

[2] Informe de fomento de la repotenciación de parques eólicos, elaborado por la AEE

España el plazo fijado, llegando incluso a enviar un dictamen motivado la Comisión Europea por esta circunstancia, toda vez que la transposición a la regulación española ha sido incompleta.

Aparte de la ya mencionada Directiva 2018/2001, es preciso destacar la reciente regulación contenida en el Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables (el "**Reglamento 2022/2577**"), que como su propio nombre deja entrever, y tal y como reza su exposición de motivos, está dirigido a acelerar el despliegue de fuentes de energía renovables en la Unión Europea mediante medidas específicas que sean capaces de conseguir ese objetivo en el corto plazo, con el fin último de hacer frente a la exposición de los consumidores y las empresas a la volatilidad y los altos precios.

En particular, y en lo que respecta a la repotenciación de proyectos renovables, establece la obligación de que el marco de autorización para estos proyectos se simplifique, de modo que se centre exclusivamente en los impactos derivados de las modificaciones o ampliaciones del proyecto original a repotenciar, evitando así duplicidades. Ello se justifica con que el *repowering* representa una opción para aumentar rápidamente la producción de energía renovable de menor impacto en la infraestructura de red y el medio ambiente en tecnologías como la eólica, cuyos procesos de *permitting*, por su complejidad, suelen ser más largos y tediosos.

En ese sentido, el Reglamento 2022/2577 introduce en su artículo 5 que:

- El proceso de concesión de autorizaciones para la repotenciación de proyectos -incluidas las autorizaciones relacionadas con la mejora de los activos necesarios para su conexión a la red cuando la repotenciación dé lugar a un aumento de la capacidad- no excederá de seis meses, incluidas las evaluaciones de impacto ambiental;

- Esa evaluación de impacto ambiental se ha de limitar a los posibles impactos significativos derivados de la modificación o la ampliación con respecto al proyecto original, sin necesidad de revisitar el análisis del proyecto original desde una perspectiva ambiental; y,

- Cuando la repotenciación no dé lugar a un aumento de más del 15 % de la capacidad de la instalación de producción de electricidad procedente energías renovables, se permitirán las conexiones a la red de transporte o distribución en el plazo de tres meses a partir de la solicitud a la entidad pertinente, a menos que existan motivos justificados de preocupación en relación con la seguridad o que exista una incompatibilidad técnica de los componentes del sistema.

Pues bien, las disposiciones contenidas en este Reglamento tienen efecto directo en los Estados miembros, por lo que no es precisa su transposición al acervo normativo español. En otras palabras, son en la actualidad plenamente aplicables a los procedimientos administrativos de tramitación de proyectos de *repowering* en España.

El Reglamento 2022/2577 tenía una vigencia temporal limitada a dieciocho meses desde su publicación en el DOUE, pero ha sido recientemente prorrogada junto con otras medidas de emergencia en materia energética por parte de todos los ministros de energía de la Unión Europea. Su vigencia se ha visto ampliada por dieciocho meses adicionales, hasta el 30 de junio de 2025.

## La tramitación de proyectos de repotenciación en la regulación española

En contraposición, en la normativa española no existe actualmente una regulación específica de los procedimientos de tramitación de proyectos de repotenciación de instalaciones renovables, por lo que necesariamente es preciso ceñirse a los procedimientos de autorización de instalaciones renovables ordinarios contenidos en la normativa sectorial que, como veremos, no van acompasados con la exigencia europea de que deban prolongarse como máximo seis meses y que contienen una serie de barreras que dificultan la tramitación de estos proyectos con la celeridad esperada.

La regulación básica que entra en juego en España es la es-

tablecida en los procedimientos de autorización de instalaciones contenidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ("**LSE**") y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica ("**RD 1955/2000**"), la normativa de acceso y conexión (Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, "**RD 1183/2020**") y, evidentemente, toda la normativa autonómica que regula los procedimientos de autorización de instalaciones en las diferentes Comunidades Autónomas.

En el seno de un procedimiento de autorización de *repowering* entrarían en juego los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte o distribución, las autorizaciones sectoriales y ambientales a otorgarse por los organismos competentes a nivel estatal o autonómico, en función de la ubicación y la potencia de evacuación del proyecto -así como cualquier permiso necesario por afecciones a bienes e infraestructuras de dominio público-, y los permisos municipales necesarios para la construcción de los equipos y sus infraestructuras de evacuación, entre otros.

Ello implica que, incluso en los casos en los que la repotenciación no suponga necesariamente un aumento de la potencia instalada del parque, sino una mera sustitución de los equipos por unos más eficientes pero que generen la misma potencia en menos espacio físico y mediante la instalación de un número menor de turbinas, el gran número de procedimientos administrativos a seguir para la tramitación del proyecto hace que diste claramente de lo pretendido por el Reglamento 2022/2577 en lo que a simplificación y a plazos de resolución se refiere, así como a la obligación de implantación de un punto de contacto único al que hace referencia la Directiva 2018/2001, que no encaja en absoluto con la idiosincrasia de la Administración Pública española, profundamente descentralizada.

Por otro lado, y sin ánimo de desgranar cada uno de los trámites necesarios, los promotores que pretenden repotenciar parques eólicos aumentando la potencia de la instalación, se están encontrando con barreras regulatorias adicionales, que están dificultando enormemente la tramitación de estos proyectos. Destaco las que siguen:

- Mientras que en algunos nudos de la red no existe actualmente capacidad disponible para repotenciar instalaciones existentes, en aquellos nudos de la red donde sí existe capacidad disponible, hay un número elevado de solicitudes de acceso y conexión de otros promotores sujetas al orden de prelación temporal establecido en el artículo 7 del RD 1183/2020, tan sólo pudiendo exceptuarse éste en los casos de hibridación de instalaciones de generación existentes y de concursos de capacidad de acceso en nuevos nudos de la red de transporte o en aquellos donde se libere o aflore capacidad. Es decir, podría darse la circunstancia de que a un promotor de una instalación existente que solicitara capacidad de acceso para repotenciar no le fuera concedido el permiso por haber dado preferencia a un tercero, pudiendo sustanciarse los poco deseados conflictos de acceso que deberían dirimirse ante la CNMC;

- Existe un volumen de capacidad de acceso a la red reservada para diferentes criterios entre los que no se encuentra el *repowering* (nudos de transición justa, autoconsumo, concursos de capacidad, régimen retributivo a través de subastas, etc.);

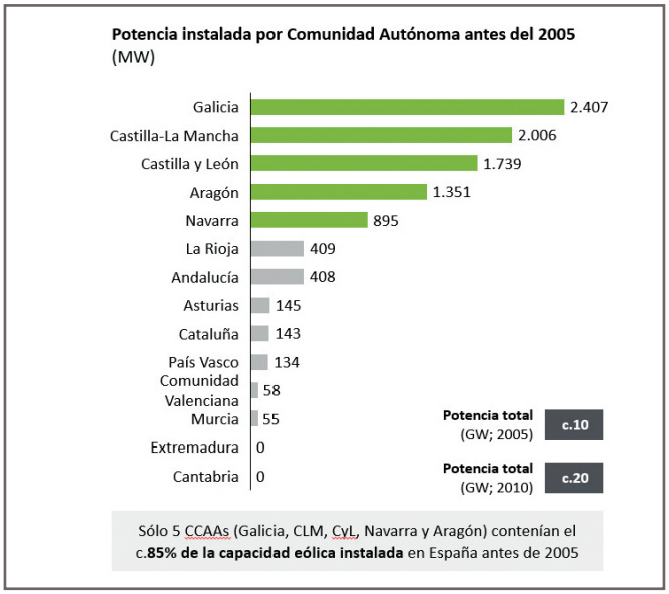
- Existe una clara heterogeneidad en lo que la regulación considera como una modificación sustancial de una instalación renovable, a los efectos de no verse obligada a tener que tramitar los procedimientos administrativos desde el principio. Desde la perspectiva de los procedimientos de acceso y conexión, debido a que una solicitud de capacidad de acceso no puede incrementarse en más de un 5% respecto a la capacidad otorgada a la instalación original -al dejar de considerarse, entonces, "la misma" instalación-, y requerir nuevo permiso de acceso en lugar de actualización del existente, de conformidad con la Disposición adicional decimocuarta y el Anexo II del RD 1955/2000. Desde el prisma de las autorizaciones administrativas sectoriales, si bien existen regulaciones autonómicas que difieren del criterio contenido en el artículo 115 del RD 1955/2000, esta normativa define las modificaciones no sustanciales -debiendo obtener únicamente la autorización administrativa de explotación- como aquellas modificaciones de las instalaciones ya en funcionamiento que, entre otros, no alteren las

características técnicas básicas del proyecto (como lo es la potencia) en un porcentaje superior al 10%. Asimismo, entre los supuestos que habilitan a solicitar una modificación de los permisos de índole medioambiental sin someterse a un nuevo procedimiento, no se contemplan los relativos a proyectos de repotenciación.

- Adicionalmente a ello, para aquellos proyectos en los que al repotenciar la potencia exceda los 50 MW instalados, el órgano competente para tramitar los procedimientos administrativos correspondientes pasaría a ser de la Administración General del Estado en lugar de la Comunidad Autónoma, teniendo que comenzar la tramitación desde el inicio -ello, basándome por analogía en los precedentes existentes de tramitación de proyectos de hibridación-.

- Por último, según dónde se ubique el proyecto eólico sería preciso analizar detenidamente la normativa autonómica de aplicación, dado que pueden existir otra clase de condicionantes que dificulten la tramitación de los proyectos de repotenciación. Un claro ejemplo es el gallego, en el que se establecen límites de distancia mínima para nuevos proyectos eólicos respecto a las delimitaciones de suelo rural, urbano o urbanizable, y que serían de plena aplicación a modificaciones sustanciales de instalaciones ya en funcionamiento, dado que el cálculo para la distancia frente a núcleos urbanos viene calculada por la altura de los aerogeneradores, teniendo en cuenta que en los proyectos de repotenciación se están instalando equipos de nueva generación con mucha mayor altura, lo que incluso podría imposibilitar este tipo de proyectos en Galicia, que como vemos en la siguiente figura, era en 2005 la Comunidad Autónoma con mayor potencia instalada, lo que la convierte en uno de los focos de posible repotenciación de parques eólicos antiguos.

**Figura 2. Potencia instalada por Comunidad Autónoma antes del 2005 (MW)**




Nota: Se ha incluido el año 2005 en los análisis

Fuente: REE; elaboración propia

## Iniciativas que podrían ayudar a mitigar o eliminar las barreras a la repotenciación de parques eólicos en España

Una vez puestas sobre la mesa las principales regulaciones que afectan al *repowering* en la Unión Europea y en España y analizadas las barreras regulatorias con las que los promotores se tienen que enfrentar a lo largo del tortuoso camino que supone la tramitación de este tipo de proyectos ante las Administraciones Públicas, es el turno de plantear una serie de iniciativas desde un ángulo puramente regulatorio, que traten de promover la existencia y el desarrollo de proyectos de repotenciación, dada la gran importancia que tienen estos de cara al cumplimiento de los ambiciosos objetivos de despliegue de proyectos de origen renovable y la imperiosa necesidad de garantizar que los parques eólicos que están llegando al final de su vida útil regulatoria, tengan una segunda vida y aprovechen su ventaja de copar los mejores emplazamientos de España en lo que respecta a recurso eólico. Son las siguientes:

- Otorgar una tramitación preferente para el acceso a la red a los proyectos de repotenciación, exceptuándolos del orden de prelación en lo que se refiere a la capacidad adicional fruto de esta repotenciación, de manera que se una a

los proyectos de hibridación y almacenamiento, que ya gozan de esa excepción a la regla general, evitando así que se pueda dar la indeseable situación de que un tercero pueda tener derechos de acceso en un nudo en el que se acometa la repotenciación de un proyecto existente por el hecho de haberlo solicitado con anterioridad en el tiempo;

- Establecer una reserva de capacidad en favor de los proyectos de repotenciación en los nuevos concursos de capacidad que se convoquen. Esta posibilidad ya existe para los proyectos de autoconsumo y se está planteando para otros supuestos, dado que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico tiene proyectado en la actualidad un Real Decreto en el que se contemplan reservas específicas de capacidad para las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía en los concursos de capacidad que se celebren. Es vital que también se incluya el *repowering*;

- Modificar la regulación a los efectos de que se deban incorporar criterios de repotenciación en las convocatorias de los concursos de capacidad, que puedan otorgar puntuación adicional a este tipo de proyectos (por menor impacto ambiental, economía circular, etc.). De hecho, de entre los criterios actualmente vigentes, se contempla la posibilidad de que los proyectos que tengan en cuenta el autoconsumo, almacenamiento o hibridación puedan obtener puntuación adicional;

- Eliminar o al menos ampliar los límites de repotenciación en la norma para la consideración de una instalación como "la misma" a los efectos de que los proyectos de repotenciación no tengan que solicitar los permisos de acceso y conexión de nuevo, sino que puedan modificar los existentes, lo que simplificaría el procedimiento enormemente;

- Modificar la normativa gallega (Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental) a los efectos de incluir los proyectos de repotenciación que sí aumenten la potencia inicialmente instalada entre aquellos supuestos que no han de cumplir con la nueva distancia mínima establecida (la norma ya exceptúa del cumplimiento de esa obligación a los proyectos de repotenciación que no suponen un aumento de la potencia instalada);

- Desarrollar mecanismos de mercado que incentiven y retribuyan la repotenciación (i.e., desarrollo de subastas específicas, mecanismos de discriminación positiva, etc.);

- Incrementar la colaboración y coordinación entre Administraciones Públicas, desarrollando un grupo o ventanilla única para que se puedan tramitar los procesos administrativos de forma ágil y homogénea entre ellas (por ejemplo, creación del *one-stop-shop*, grupos interadministrativos, punto de contacto en cada comunidad autónoma, etc.). Si bien la Orden TED/189/2023, de 21 de febrero, creó la División de Proyectos de Energía Eléctrica, cuyo objetivo es el de servir de punto de contacto único, ésta aplica sólo a los proyectos cuya tramitación recae bajo la competencia de la Administración General del Estado. Sin embargo, debido a la distribución competencial señalada, no sería posible un *one-stop-shop* para los proyectos de ámbito autonómico, pero sí podría establecerse una oficina de coordinación a nivel regional (una por comunidad autónoma) que coordinara e impulsara el procedimiento y estuviera en contacto con el resto de Administraciones Públicas;

- Establecer un nuevo procedimiento de determinación de afección ambiental para proyectos de repotenciación (para zonas con bajo o moderado nivel de impacto ambiental) y modificar los supuestos que habilitan a tramitar la modificación de la Declaración de Impacto Ambiental (sin tener que solicitar una nueva), para incluir los relativos a proyectos de repotenciación (en línea con los supuestos reseñados en el artículo 44 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental).

- Por último, y no por ello menos importante -aunque quizá sí algo utópico- se podrían impulsar modificaciones legislativas a nivel estatal y autonómico de cara a homogeneizar los requisitos y trámites administrativos para la obtención de las distintas autorizaciones administrativas para proyectos de repotenciación, incorporando las previsiones del Reglamento UE 2022/2577, a pesar de que, como ya hemos advertido, es plenamente aplicable en territorio español desde su entrada en vigor.

# CAEs – Clave de Bóveda de la Eficiencia Energética

**Carlos Ballesteros Barrado**
*Director General de ANESE (Asociación Nacional de Empresas de Servicios Energéticos)*

La actual Directiva Europea de Eficiencia Energética 2023/1791, junto con su predecesora, la Directiva 2012/27/UE, establece la obligación para los Estados miembros de la UE de acreditar ahorros de energía final acumulados en períodos específicos.

En consonancia con esta obligación, España había fijado un objetivo de ahorro acumulado de 37.206 ktep para el periodo 2021-2030, reflejado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), lo cual implicaba reportar de forma anual 676 ktep de ahorro acumulado para cada uno de los años del período comprometido.

A pesar de que esta cifra representaba un aumento sustancial con respecto al período anterior (2014-2020: 15.979 ktep), la reciente revisión de la Directiva de Eficiencia Energética ha elevado nuevamente la meta. La propuesta actualizada del PNIEC para 2021-2030 establece un nuevo objetivo acumulado de ahorro de energía final del 1,49% en promedio, correspondiente a 53.593 ktep acumulados. Este valor se basa en un aumento escalonado de la intensidad del objetivo, de acuerdo con los principios de la mencionada Directiva:

→ 1,3% para 2024-2025, con un incremento hasta 1.099 ktep;

→ 1,5% para 2026-2027, aumentando hasta alcanzar 1.268 ktep;

→ 1,9% para 2028-2030, con un aumento de los ahorros adicionales anuales hasta los 1.607 ktep.

El artículo 8, apartado 2 de la Directiva de Eficiencia Energética ofrece a los Estados miembros dos opciones para alcanzar la cantidad de ahorro de energía acumulada de uso final: bien a través de la implementación de un sistema de obligaciones de eficiencia energética o bien adoptando medidas de actuación alternativas, pudiendo, a su vez, optar por una combinación de ambas alternativas.

Durante el periodo 2014-2020 España cumplimentó su obligación a través de la puesta en marcha de un sistema combinado, el cual se mantiene para el periodo 2021-2030, incorporando algunos ajustes y medidas nuevas que permitan alcanzar la tan ambiciosa meta.

En concreto, los objetivos de ahorro acumulado serán alcanzados mediante un conjunto de medidas complementa-

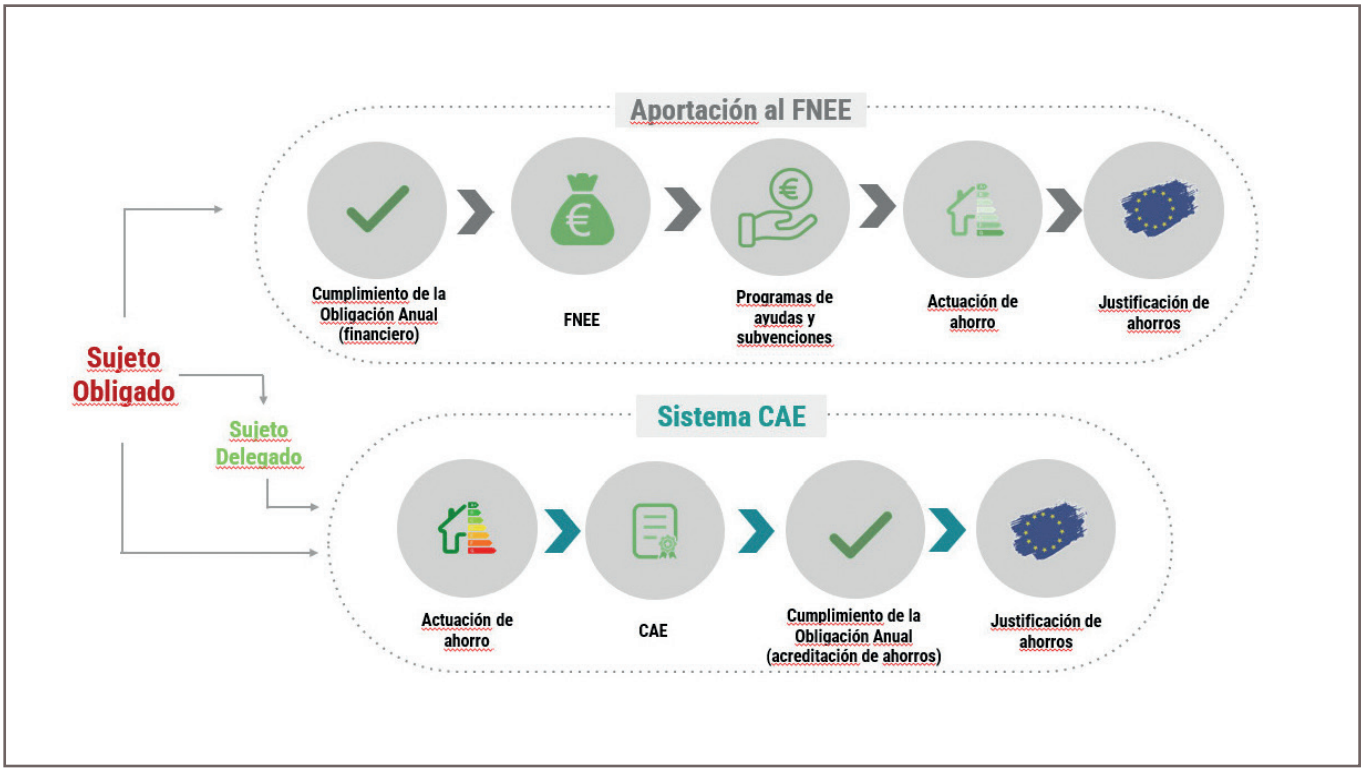
rias entre sí, entre las que se encuentran: medidas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE), en el que las compañías comercializadoras de electricidad y de gas natural y los operadores al por mayor de productos petrolíferos y de gases licuados del petróleo tienen la condición de sujetos obligados, o alternativamente, los Certificados de Ahorro Energético (CAE); adicionalmente se aplicarán medidas alternativas de tipo regulatorio, fiscal, económico o de información y comunicación.

## El sistema CAE

Uno de los mecanismos claves para la aceleración de la consecución de los mencionados objetivos de ahorro energético comprometidos con la UE para 2030 y dinamizador del mercado de la eficiencia energética, son los certificados de ahorro energético o "*white certificates*". Actualmente este sistema se encuentra operativo en cuatro países de la UE, con diferentes características, volumen y aceptación de mercado: Francia (*Certificats d'Economies d'Energie*), Italia (*Titoli di Efficienza Energetica*), Polonia (*Świadectwa efektywności energetycznej*) y España (Certificados de Ahorro Energético).

En este contexto, a principios del año 2023, en el marco del SNOEE, se publicó el Real Decreto 36/2023, mediante el cual se estableció en España el "Sistema de Certificados de Ahorro Energético" - Sistema CAE. El marco normativo se completó con la publicación de la Orden TED 815/23 – disposiciones complementarias, Orden TED 845/23 – catálogo inicial de actuaciones estandarizadas y el RDE ENAC 33 – esquema de acreditación para verificadores de ahorro ener-

**Figura 1. Alternativas para el cumplimiento de la obligación de ahorro energético de los sujetos obligados - SNOEE**




Fuente: Elaboración propia

gético.

Hasta la entrada en vigor de este mecanismo, los sujetos obligados[1] bajo el SNOEE, contaban solamente con una vía para acreditar su obligación. Debían justificar el cumplimiento de la cuota de ahorro energético que se les asigna anualmente (también denominada obligación de ahorro anual), realizando una aportación económica[2] al FNEE (Fondo Nacional de Eficiencia Energética) en función de su volumen de ventas y participación de mercado (ventas en los 2 años anteriores).

Sin embargo, con este nuevo mecanismo en funcionamiento se permite que los sujetos obligados puedan cumplimentar su obligación mediante la presentación de CAE, bien de forma directa o indirecta (a través de un sujeto delegado). El CAE es un documento electrónico que garantiza que, tras llevar a cabo una actuación de eficiencia energética, se ha conseguido un nuevo ahorro de energía final.

## Funcionamiento del sistema – actores, ¿quién es quién?

Los sujetos obligados, descritos con anterioridad, para contribuir al SNOEE podrán valerse de los sujetos delegados (persona jurídica de naturaleza pública o privada que pueda asumir, total o parcialmente, la delegación de la obtención de nuevos ahorros anuales de energía de uno o varios sujetos obligados) que, debidamente acreditados, ejecutarán o captarán actuaciones de ahorro y eficiencia energética. Ambos sujetos permitirán a los obligados reducir su aportación financiera al FNEE, siendo sólo estos dos actores, las únicas figuras habilitadas para solicitar la emisión de CAEs. Hasta la fecha existen habilitados ya, 15 sujetos delegados.

Otro de los agentes intervinientes en el sistema de forma indirecta son los propietarios del ahorro energético (principales beneficiarios del mecanismo), aquellas personas o entidades (usuarios finales) que han llevado a cabo la inversión de una actuación de eficiencia energética susceptible de generar ahorros transformables en CAE, los cuales pueden ceder la propiedad de los ahorros (mediante un acuerdo/convenio CAE) a un tercero a cambio de una contraprestación. Al establecerse un mercado libre, supone que está abierto a otros actores que desarrollen su trabajo para el resto de los agentes, como son, por ejemplo, empresas instaladoras, consultoras especializadas en el sector, empresas de ingeniería, etc.

Todas las actuaciones de eficiencia energética susceptibles de convertirse en CAEs, deberán someterse a un proceso de verificación. Las entidades verificadoras, deben ser previamente acreditadas por ENAC y son las encargadas de revisar que la actuación se ha realizado, que la documentación sea correcta y que se han conseguido los ahorros de energía declarados. Hasta la fecha actual existen habilitadas 6 entidades verificadoras para actuaciones estandarizadas y 5 para singulares.

Finalmente, en representación de la Administración, forman parte del Sistema CAE, los Gestores Autonómicos (designados por cada CC. AA), encargados de la comprobación de los expedientes y la emisión de los certificados, y el Coordinador Nacional (Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), cuyas funciones se concretan en el encargo de asegurar el correcto funcionamiento del sistema a nivel nacional, así como autorizar y dar de alta a los sujetos delegados e inscribir definitivamente los CAEs.

## Tipo de actuaciones – el catálogo de medidas estandarizadas

Dentro del sistema se contemplan dos tipos de actuaciones de eficiencia energética, por un lado, las estandarizadas (aquellas medidas fácilmente replicables recogidas en fichas en un catálogo) y por otra, las singulares (de carácter

[1] Comercializadoras de electricidad, gas y operadores de productos petrolíferos y gases licuados de petróleo al por mayor.

[2] Obligación de ahorro multiplicada por el valor de equivalencia financiera (valor del GWh ahorrado que refleja el coste que tiene para la administración acreditar ahorros energéticos a través de programas de subvenciones lanzados por el FNEE)

más complejo o particulares que no disponen de fichas). Respecto a las actuaciones estandarizadas, mediante la Orden TED 845/23, en julio del 2023, se publicó la versión inicial del catálogo de medidas de eficiencia energética del sistema CAE.

El catálogo actualmente se compone de 52 fichas estandarizadas que aglutinan distintas actuaciones agrupadas en cuatro sectores económicos: industrial (17), residencial (15), terciario (18) y transporte (2). Cada una de las fichas conlleva una fórmula de cálculo del ahorro de energía final para cada medida, y una serie de requisitos de documentación para respaldar y garantizar la veracidad de la actuación.

El catálogo es un documento en constante evolución, al incorporar tecnología, ya que puede ser revisado, ampliado y actualizado periódicamente, incluyendo nuevas fichas, retirando o modificando las fichas existentes[3].

Respecto al tratamiento de las actuaciones singulares se deben aplicar los principios recogidos por la Directiva Europea de Eficiencia Energética, estableciéndose como mínima los principios básicos para la contabilización de ahorros de energía final, así como la determinación de una línea base fiable, que respete los mínimos impuestos por la normativa correspondiente de obligado cumplimiento. Adicionalmente, se contempla la posibilidad de aprobar una metodología específica de cálculo de ahorro energético procedente de actuaciones singulares.

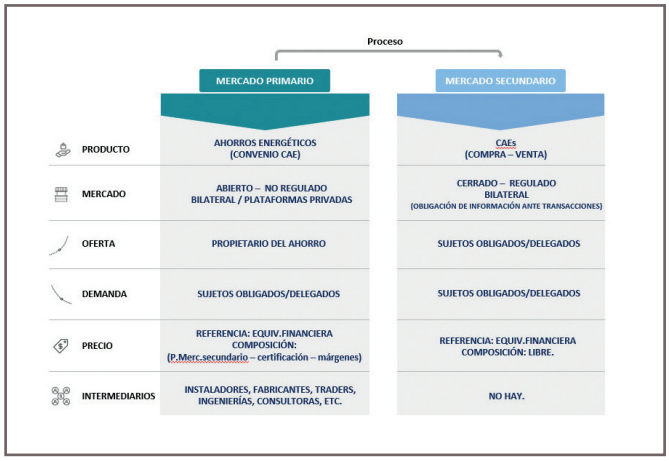
Hay que destacar que los CAE, tanto en actuaciones estandarizadas como en actuaciones singulares, sólo tienen en cuenta el ahorro en energía final conseguido en un año, a diferencia de otros mercados como el francés donde se considera el ahorro acumulado a lo largo de la vida útil de la actuación.

## Impulso a la eficiencia energética a través de distintos mercados

Entrando en detalle sobre el nuevo mecanismo CAE, y como se apuntaba anteriormente, se originan 2 tipologías diferentes de mercados libres que si bien se complementan, poseen características diferentes incluso en su funcionamiento.

La figura 2 los recoge y explica. Hablamos de un mercado primario, abierto y no regulado, donde se generan y transaccionan las actuaciones de eficiencia energética, y un mercado secundario, donde sólo los sujetos obligados/delegados

**Figura 2. Comparativa del Mercado Primario y Secundario del sistema CAE**




Fuente: SGEFE

compran, venden y liquidan CAEs efectivamente emitidos.

En el mercado primario se incorporan diversos actores como son los clientes finales, intermediarios, delegados, obligados, etc. En él se origina el intercambio de actuaciones de eficiencia energética (ejecutadas o a ejecutar) que a *posteriori* se van a convertir en CAEs.

La oferta, recae sobre los propietarios del ahorro (quienes llevan a cabo la inversión del proyecto generador de ahorro

[3] En este sentido, la Orden TED 845/23 fue modificada mediante Resolución DGPEM el 27/10/2023 con objeto de corregir errores materiales de las fichas y simplificar y reducir cargas administrativas en la solicitud de emisión del CAE, eliminando documentos justificativos (duplicados) y modificando numeraciones y nomenclaturas.

de energía final) y la demanda, se aglutina detrás de los sujetos obligados y delegados que no cuenten con proyectos de titularidad propia.

El precio viene marcado por la libre interacción entre oferta y demanda, teniendo como referencia el precio del mercado secundario menos los costes transaccionales (márgenes de intermediación, certificación, etc) para la obtención del CAE.

El mercado secundario, tiene como producto el propio CAE y es operado sólo por sujetos delegados y obligados, mediante contratos de compraventa. El precio del CAE se determina también por la libre interacción de los agentes, teniendo como referencia la equivalencia financiera.

## Procedimiento de emisión

Sólo los sujetos obligados y delegados tienen la potestad de solicitar la emisión de un CAE. A su vez, las actuaciones generadoras de ahorro energético deben estar ejecutadas, y el solicitante ostentar la titularidad del ahorro.

El primer paso, como se mencionó con anterioridad, consiste en obtener de forma previa un dictamen de verificación favorable emitido por un verificador de ahorro energético para la actuación o actuaciones (estandarizadas o singulares) correspondientes a la solicitud.

Una vez obtenido el dictamen favorable, la solicitud de emisión de CAE debe realizarse a través de una plataforma electrónica[4] del Sistema CAE, y según la localización correspondiente a la actuación/es deberá ser dirigida hacia el Gestor Autonómico pertinente, quien analizará el expediente y, en su caso, emitirá los CAEs resultantes. El Coordinador Nacional inscribirá de forma definitiva los CAE emitidos en el Registro Nacional.

Los CAEs tienen una validez de tres (3) años contados desde la fecha en la que finalizó la ejecución de la actuación generadora del ahorro de energía (momento en el que se empieza a generar el ahorro), o bien hasta el 31 de diciembre de 2030 (inclusive), lo que antes suceda. Durante su validez, tendrán consideración de bien mueble, por lo que podrán ser vendidos, comprados y liquidados contra una obligación de ahorro.

## Un sistema de incentivos para los sujetos obligados

El sistema CAE se establece con carácter voluntario y de forma alternativa, al aporte económico de los sujetos obligados al FNEE.

Los sujetos obligados podrán cumplir con parte de su obligación a través de la presentación de CAEs, manteniendo un porcentaje mínimo de aportación económica que se irá reduciendo en el tiempo (2024:35%, 2025:20% y 2026:10%).

Para el año en curso, el aporte económico al FNEE[5] de los sujetos obligados asciende a 795 M€, duplicándose respecto al 2023 (392 M€). Dicho aumento radica, por un lado, en el incremento de los objetivos anuales de ahorro (2024:375 ktep vs. 2023: 204 ktep) y por otro, al incremento en un 10% de la equivalencia financiera (182.373,17 €/GWh en 2024 vs 2023: 165.778,16 €/GWh).

El sistema se plantea, por tanto, como un incentivo para los sujetos obligados, quienes, teniendo dos alternativas para acreditar la obligación de ahorro, contarán con la motivación de conseguir estos certificados, siempre y cuando su precio sea inferior a la equivalencia financiera. Es decir, el precio del CAE se define por la libre interacción de la oferta y la demanda teniendo como techo máximo la equivalencia financiera.

[4] La plataforma electrónica actualmente se encuentra en desarrollo, todas las solicitudes del sistema CAE transitoriamente se realizan a través de un registro electrónico específicamente habilitado.

[5] Propuesta de Orden por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2024.

## Retos del sistema CAE y Oportunidad para las ESEs

El sistema CAE, representa una oportunidad para el desarrollo del mercado de la eficiencia energética y, en particular, un impulso para la consolidación de las ESEs, quienes desarrollan actuaciones de eficiencia energética junto con los clientes finales en todos los sectores económicos susceptibles de participar (industrial, terciario, agrícola, público y residencial).

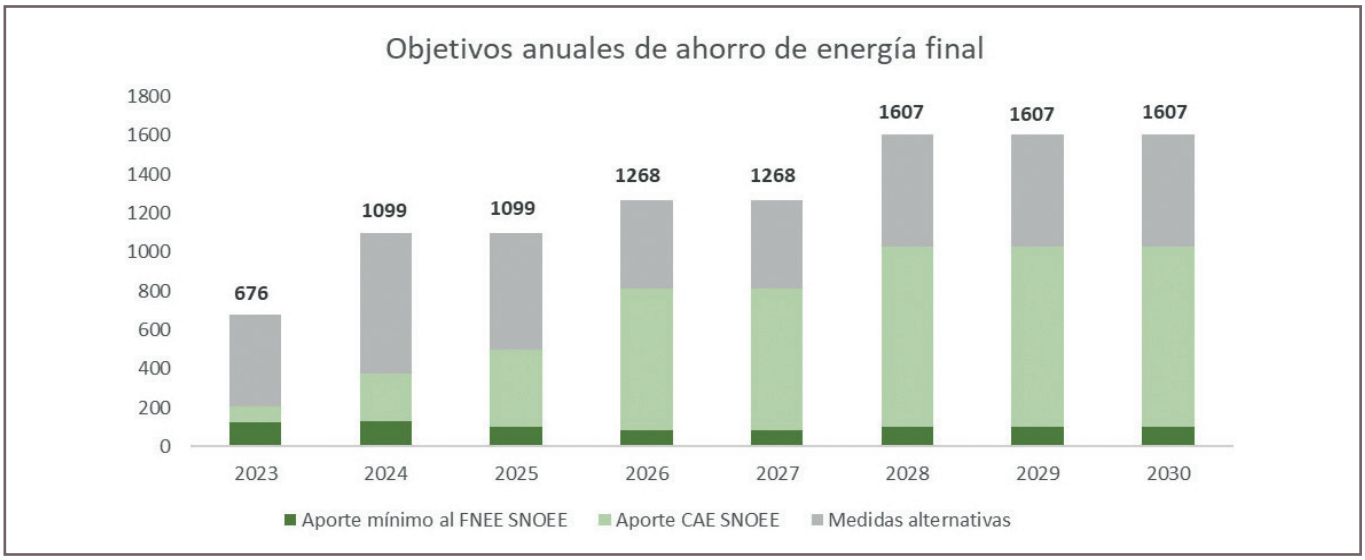
Son un elemento dinamizador del mercado de la eficiencia energética ya que suponen un refuerzo e impulso de beneficios en toda la cadena de valor del mercado de la eficiencia energética, como son la generación de empleo, la productividad y la competitividad empresarial derivados de las inversiones en eficiencia energética.

En particular, permiten mejorar la amortización de las inversiones al monetizar los ahorros energéticos obtenidos, constituyendo una mejora en la financiación para las actuaciones, certificando la generación del ahorro energético.

Como se mencionó con anterioridad la nueva Directiva Europea de Eficiencia Energética conlleva un aumento sustancial en el tiempo de las obligaciones anuales de ahorro energético de España, casi triplicándose hacia finales de década. En la misma línea, el SNOEE aumenta su participación como mecanismo de acreditación de la obligación de ahorro de España de un 30% a un 64%.

Como consecuencia, el mercado de los CAEs (figura 3) también crece en el mismo sentido, proyectando un volumen de mercado de CAEs para los primeros años en torno a los 500-700 millones de euros anuales, lo que implicaría una inversión acumulada en proyectos de eficiencia energética superior a los 41.000 millones de euros a lo largo de la década, de los que un 30% –unos 12.500 millones– serán el resultado de la aplicación del catálogo de actuaciones en los distintos sectores productivos clasificados según estipula el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC): industria (recibirá un 61% de las inversiones), servicios (19,2%), transporte (10,5%), residencial (7,4%) y agricultura y pesca (1,9%).

**Figura 3. Evolución de los objetivos anuales de ahorro de energía final y participación del sistema CAE**




Fuente: Elaboración propia en base al borrador de actualización del PNIEC 2023- 2030 y propuesta de orden de aportación al FNEE 2024.

## Retos, visión presente y futura

Por concluir, vemos apasionante el desafío que se nos presenta para el cumplimiento de estos objetivos, tanto los compromisos como Estado miembro reflejados en nuestro PNIEC, como en el cumplimiento de la Directiva Europea de Eficiencia Energética. La principal diferencia frente al pasado es que el mecanismo CAE aporta una estrategia clara en la forma de afrontarlo.

Los CAEs son, por tanto, la clave de bóveda que necesitaba el sector de la eficiencia energética, representa un elemento dinamizador de todo un sector sobradamente preparado y con experiencia suficiente para afrontar y conseguir los retos marcados, entre otros, por la Agencia Internacional de la Energía (duplicar la eficiencia energética de aquí a 2030).

Es cierto que, estamos en fases tempranas de implantación de este mecanismo, es cierto que, nos queda camino por hacer, pero también es cierto que ya son una realidad, y tenemos todas las herramientas para lanzarnos al sector en búsqueda de ahorros, que mejoren la competitividad de nuestras empresas, reduzcan los consumos de nuestras viviendas y nos permitan mayor independencia energética de terceros países de la Unión Europea.

Nos quedan retos por delante, como la activación de la demanda, promover las buenas prácticas, la necesaria divulgación para que los sectores beneficiarios conozcan el mecanismo, pero el mayor reto es conseguir derribar barreras existentes para conseguir una transición eficientemente energética.

Pertenece ahora al sector privado y a todos los agentes del mercado su acierto en su ejecución, el resto lo iremos contando: ¡Bienvenido Mr. CAE!

# Precios de la electricidad para pequeños consumidores en 2023

**José Luis Sancha**
*Dr. Ingeniero Industrial, Profesor Comillas-ICAI*

## Introducción

Cuando el Club Español de la Energía me pidió un artículo sobre el precio de la electricidad en España, inmediatamente pensé en la llamativa singularidad de su evolución durante estos últimos meses, en los que la estabilidad y la contención han sido las notas dominantes.

Una primera razón es la regulatoria. En efecto, a pesar de todas las convulsiones geopolíticas que han sacudido el mundo de la energía, llama poderosamente la atención la espectacular estabilidad regulatoria del año 2023.

Así, por ejemplo, si abordamos la factura de la luz del consumidor doméstico vemos que en 2023 se han mantenido intocables todas las grandes decisiones tomadas tras la crisis energética, en 2021 y 2022: tope al precio del gas[1], rebajas impositivas en el impuesto eléctrico e IVA, suspensión del impuesto a la generación y aumento de las ayudas en el bono social eléctrico. De hecho, la única modificación regulatoria reseñable es la que incorpora, desde el 15 de junio, un término de financiación del bono social a los consumidores PVPC.

Pero junto a esa estabilidad regulatoria contrasta la fuerte ebullición en el terreno de la oferta y, en menor medida, de la demanda, debido al importante crecimiento de la energía de origen renovable, fotovoltaica y eólica. Estamos examinando un año en el que el precio de la energía de la factura eléctrica es el más bajo de los últimos años, con significativos desplazamientos de la demanda a las horas de menor precio e incluso reducciones de la misma en las horas centrales del día por efecto del auge del autoconsumo.

De cara al nuevo año 2024, el anuncio europeo del fin de las

[1] Un análisis específico del impacto de este mecanismo ibérico puede verse en mi artículo de Cuadernos de Energía nº 71. "Balance económico de 200 días de aplicación del tope al precio del gas". 25 enero 2023.

ayudas energéticas prefigura importantes modificaciones regulatorias que afectarán sin duda a la factura eléctrica. Otro tanto cabe decir de la modificación del sistema de cálculo del precio PVPC, que desde el 1 de enero de 2024 tendrá en cuenta el precio de mercados a plazos. Y, dependiendo de cuándo se ponga en marcha la nueva y reforzada CNE, se podrían dar más novedades regulatorias.

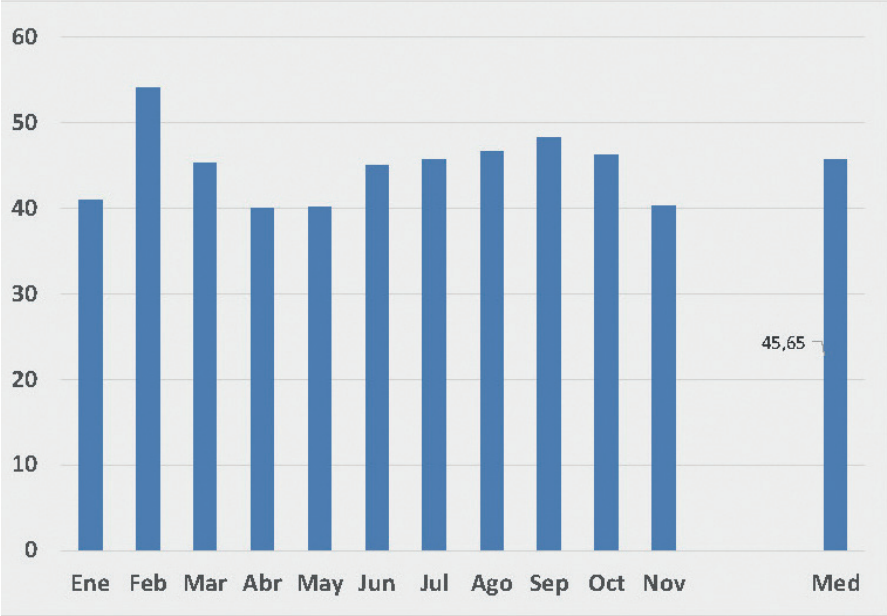
A continuación, vamos a ver con detalle estos aspectos centrándonos en el consumidor doméstico (tarifa 2.0 TD) y más específicamente en el que tiene un contrato regulado PVPC, por la mayor transparencia de este tipo de contratación, aunque también haremos algunas observaciones sobre la contratación libre[2].

## Importe de la factura en 2023

En primer lugar, veamos la evolución del importe de la factura eléctrica a lo largo de los meses de 2023, tal como se refleja en la figura 1. Los datos se refieren al consumidor medio PVPC[3] : 4 kW de potencia contratada (tanto en P1 como en P2) y 200 kWh de consumo mensual.

Con la excepción del mes de febrero (54 €), la factura eléctrica ha sido bastante uniforme, con un valor promedio próximo a 46 €/mes.

**Figura 1. La factura mensual del consumidor medio PVPC (€) en 2023**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

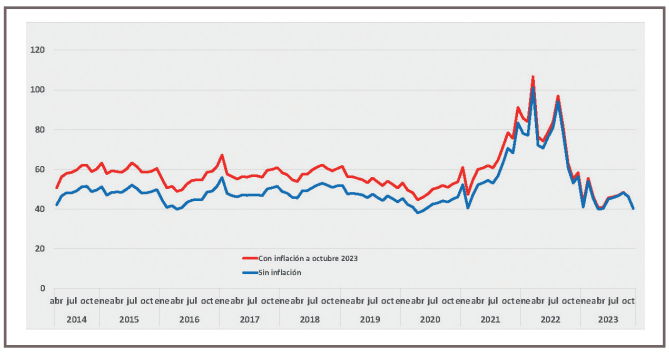
[2] Sobre un total de 28 millones de consumidores domésticos, un 30% son regulados y un 70% tienen contrato libre. Boletín de Indicadores eléctricos, CNMC

[3] Dado que los datos de consumo de los clientes PVPC varían constantemente, a efectos de comparación he tomado los indicados. Según datos de la CNMC (Boletín de Indicadores Eléctricos), en abril de 2014, inicio del PVPC, el consumo medio mensual era 207 kWh y la potencia contratada 3,95 kW. En junio 2023, últimos datos disponibles, estos datos han sido, respectivamente, 155 kWh y 3,78 kW. En términos de consumidores acogidos a la tarifa 2.0TD, serían, respectivamente, 204 kWh y 4,29 kW.

[4] Últimos datos disponibles a principio de diciembre 2023.

Teniendo en cuenta la inflación, la factura de noviembre ha sido la más baja en la historia del PVPC (desde abril de 2014), según puede verse en la figura 2.

**Figura 2. La factura mensual del consumidor medio PVPC (€) 2014-2023**




Fuente: ESIOS, INE y elaboración propia

La línea azul corresponde a los importes sin inflación y la línea roja recoge el efecto de la inflación a fecha de octubre 2023[4].

## Importe de las facturas desde 2021

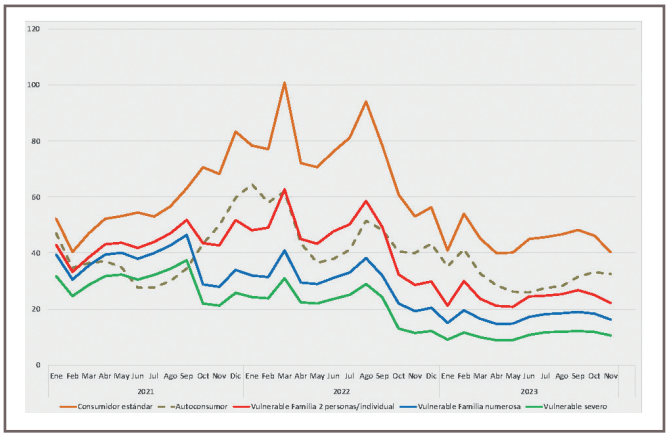
Para situar mejor este 2023 en su contexto, me ha parecido conveniente ampliar el foco en dos sentidos.

Por un lado, he tomado como punto de referencia enero de 2021, por ser una fecha previa a la crisis energética, que comenzó en junio de ese año con fuertes subidas del precio del gas.

Por otro lado, he incorporado en el análisis la factura de otros tipos de consumidores, cada vez más numerosos: vulnerables con bono social[5] y autoconsumidores[6].

En la figura 3 se puede ver la evolución de las facturas mensuales del consumidor medio PVPC. En naranja el estándar, en rojo familia vulnerable dos personas, en azul familia vulnerable numerosa, en verde familia vulnerable severa y a trazos marrón autoconsumidor.

**Figura 3. Factura mensual de varios tipos de consumidores PVPC (€) 2021-2023**




Fuente: ESIOS, CNMC y elaboración propia

Se aprecia claramente la inicial tendencia creciente del importe de todas facturas hasta la adopción de las medidas fiscales y regulatorias, tomadas en 2021 y 2022 con el objetivo de aislar el precio de la luz del precio del gas.

La factura del consumidor estándar alcanzó los 100 € en marzo de 2022, mes en el que el precio del gas de referencia MIBGAS llegó a superar los 240 €/MWh. Desde entonces, no sin oscilaciones, se ha ido moderando hasta el mínimo de noviembre 2023.

Para los consumidores con bono social, la factura sigue una

[4] Últimos datos disponibles a principio de diciembre 2023.

[5] Acogidos al Bono Social 1.509 miles: Vulnerables 691 miles (unidad familiar 365 miles, familia numerosa 253 miles; estos últimos tienen un nivel más alto de energía máxima anual bonificada que los primeros) y Vulnerables severos 804 miles. Boletín de Indicadores eléctricos, CNMC. Datos últimos de junio 2023.

[6] CNMC prevé que se cierre 2023 con un total de 400 miles autoconsumidores en la tarifa 2.0TD. Memoria Propuesta de Resolución Peajes 2024 CNMC.

evolución algo más favorable gracias a las sucesivas ampliaciones de las bonificaciones introducidas por el gobierno. El vulnerable tiene una bonificación que actualmente es del 65% mientras que para el vulnerable severo es del 80%.

En todo caso, 2023 presenta una importante estabilidad que contrasta claramente con las fuertes oscilaciones de 2022.

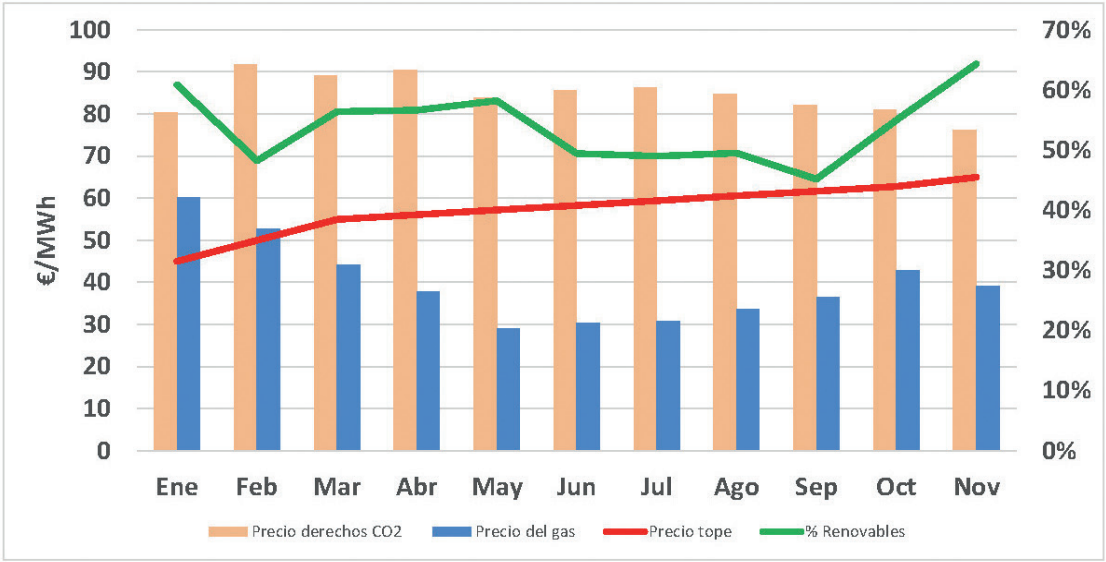
El caso del autoconsumidor es especial. He tomado el caso del consumidor medio PVPC que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp, localizado en una zona intermedia de la península, en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Puede apreciarse que la factura del autoconsumidor se diferencia del resto de facturas por los menores importes, cada vez más pronunciados, en los meses centrales del año, en los que es mayor la energía autoconsumida y por lo tanto menor la comprada de la red.

La aparente paradoja de que el año 2023, sin medidas adicionales de contención de precio, haya tenido un comportamiento mucho más favorable que el de 2022 puede explicarse a partir de la evolución del precio del gas y de la participación de energías renovables en la oferta de generación. Aunque tiene una menor influencia, también conviene mencionar la contribución del precio de los derechos de $CO_2$, bastante estable en el periodo.

La figura 4 muestra la evolución de los mencionados indicadores a lo largo de los meses de 2023. El precio promedio del gas MIGBAS se representa en barras azules, el precio tope del mecanismo ibérico en línea de color rojo, el precio promedio de los derechos de $CO_2$ en barras de color naranja y el porcentaje de renovables en la generación peninsular en línea de color verde, eje derecho.

**Figura 4. Influencia decisiva del precio del gas (€/MWh) y de la generación renovable (%) en 2023**




Fuente: MIBGAS, ESIOS, SENDECO2 y elaboración propia

En enero y febrero el precio del gas se sitúa por encima del precio tope, situación que deja de producirse desde entonces por el buen comportamiento del precio del gas, con un precio promedio de 40 €/MWh. El incremento mensual del precio tope, según la senda acordada por el Gobierno español con la Comisión Europea[7] no ha tenido ninguna trascendencia desde el mes de marzo.

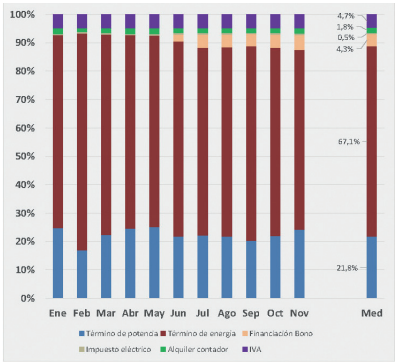
Las energías renovables (hidráulica, bombeo, eólica y solar) han tenido una alta participación en el *mix* de generación, por encima del 45% en todos los meses, llegando en noviembre al 64%, lo que supone el récord histórico.

El precio de los derechos de $CO_2$ ha permanecido bastante estable en el entorno de 85 €/MWh, con una clara tendencia descendente en los últimos meses.

## Términos de la factura eléctrica

En la figura 5 se muestra el peso de los distintos términos de la factura PVPC. En azul el término de potencia, en rojo el de energía, en naranja el de financiación del bono social eléctrico, en gris el del impuesto eléctrico, en verde el del alquiler del contador y en morado el IVA.

**Figura 5. Términos de la factura PVPC (%) en 2023**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

Por orden de importancia, de media el primero es el término de energía (67%), seguido del término de potencia (22%), IVA (5%), financiación del bono (4%), alquiler del contador (2%) e impuesto eléctrico (1%).

### Término de potencia

El precio del término de potencia PVPC se ha mantenido constante durante 2023 en el valor de 0,081750 €/kW día. En un contrato libre, el precio es el acordado con el comercializador.

### Término de energía

El precio del término de energía PVPC es el resultado de un cálculo horario en el que intervienen valores de mercado y parámetros regulados. Por su mayor complejidad e importancia le dedicaremos un apartado especial más adelante.

En un contrato libre, el precio es el que resulta del modelo acordado con el comercializador, puede ser un precio fijo todas las horas o un precio mixto en función de diversas variables.

### Financiación del Bono Social Eléctrico

El precio de este término es 0,068896 €/kW día para el consumidor PVPC y se aplica desde el día 15 de junio. En la contratación libre el precio es 0,038455 €/kW día[8].

### Impuesto eléctrico

Este impuesto se ha mantenido constante para todos los consumidores en el valor de 0,50% de la suma de los tres términos anteriores, con un valor mínimo de 0,001 €/kWh.

### Alquiler del contador

El precio de este término se ha mantenido regulado para to-

[7] Senda que finaliza el 31 de diciembre de 2023 con un precio tope para el gas de 65 €/MWh.

[8] La diferencia de precio se debe a que en la contratación libre el término se aplica desde el 1 de enero mientras que para el PVPC empezó a aplicarse el 15 de junio. En cómputo anual, ambas contribuciones a la financiación del bono social son equivalentes.

dos los consumidores en 0,026630 €/día.

### IVA

Este impuesto se ha mantenido constante para todos los consumidores peninsulares en el valor de 5,00% de la suma de los cinco términos anteriores.

En las facturas libres, los términos adicionales a los mencionados anteriormente (como pueden seguros, asistencias, etc.) no tienen un IVA reducido, sino que se les aplica la tasa del 21%.

## El precio del término de energía

El precio de la energía de la factura PVPC tiene tres tipos de componentes.

### Componentes que dependen del mercado eléctrico

Por un lado, tenemos los componentes que dependen del mercado eléctrico, gestionados por el operador del mercado.

Estos componentes son, en primer lugar, el resultado horario del propio mercado diario. En 2023, el precio máximo ha sido 22 c€/kWh y el mínimo, en 107 horas, 0 c€/kWh[9]. El promedio ha sido 8,98 c€/kWh.

En segundo lugar, está el resultado horario del primer mercado intradiario, que permite rehacer algunas posiciones del mercado diario y, por lo tanto, puede dar lugar a precios positivos y negativos. Este precio ha tenido un recorrido mucho más reducido, entre 0,20 y -0,34 c€/kWh en 2023.

Excepcionalmente, durante los primeros días de 2023, en los que se activó el tope al precio del gas, se tuvo en cuenta un componente asociado a este mecanismo ibérico, con un precio entre 1,22 y -0,65 c€/kWh.

### Componentes que dependen de mercados específicos

En el precio PVPC también interviene el resultado de distintos mercados específicos, gestionados por el operador del sistema, que permiten ajustar la oferta y la demanda en las condiciones reales que se presentan a lo largo del día.

Estos servicios de ajuste corresponden a restricciones, reserva, banda, desvíos y otros, siendo positivo el precio resultante de todos ellos en la casi totalidad de las horas. En 2023, el precio de restricciones ha oscilado entre 3,50 y -0,02 c€/kWh; el de reserva entre 0,16 y 0,00 c€/kWh; el de banda entre 3,49 y 0,01 c€/kWh; el de desvíos entre 0,16 y 0,07 c€/kWh; y el de otros entre 0,57 y 0,33 c€/kWh.

### Componentes regulados

Finalmente tenemos los componentes regulados cuyo valor depende exclusivamente de la energía consumida, independientemente de la coyuntura del juego de oferta y demanda de los mercados. Son siempre positivos.

En primer lugar, tenemos los componentes destinados a la financiación de los operadores: 0,016 c€/kWh para el operador del sistema y 0,004 c€/kWh para el operador del mercado.

En segundo lugar, los componentes destinados a financiar diversos objetivos regulados. Actualmente el único operativo es el cargo de capacidad, que se aplica según el periodo horario: 0,107 c€/kWh en punta, 0,018 c€/kWh en llano y 0 c€/kWh en valle[10].

En tercer lugar, tenemos un componente híbrido que cubre el coste de comercialización. El coste horario se calcula mediante una formulación mixta, en la que sus parámetros es-

[9] Las reglas del mercado permiten que pudiera darse el caso de precio negativo, aunque hasta ahora no se ha producido.

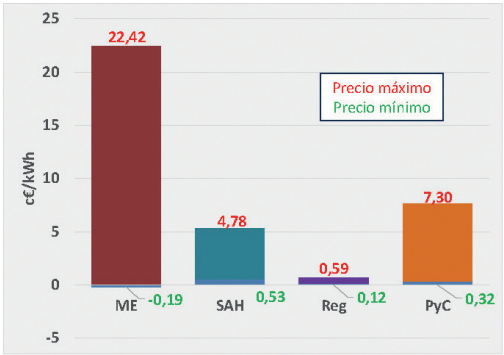
Los periodos vigentes son: punta: de 10 a 14h y de 18 a 22h de lunes a viernes no festivos; llano: entre las 8 y las 10 y las 14 a 18 horas, así como de 22 a 24h de lunes a viernes no festivos; valle: de 0 a 08h de lunes a viernes no festivos y las 24 horas de los fines de semana y festivos.

tán regulados, de forma que compense los gastos variables asumidos por el comercializador PVPC. En 2023, el precio ha oscilado entre 0,47 y 0,10 c€/kWh.

En cuarto lugar, están los peajes y cargos, regulados respectivamente por la CNMC y el MITECO. Su valor tiene una fuerte discriminación dependiendo del periodo horario: 7,2991 c€/kWh en punta, 2,8573 c€/kWh en llano y 0,03175 c€/kWh en valle.

En la figura 6 se muestra el precio máximo (en rojo) y mínimo en verde) de los componentes mencionados. Por su especificidad, el componente de peajes y cargos se presenta separado.

**Figura 6. Componentes del precio de la energía PVPC. Precio máximo y mínimo 2023**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

En rojo, el del mercado eléctrico ME (mercado diario, intradiario y mecanismo ibérico). En azul, el resultante de los servicios de ajuste SAH (restricciones, reserva, banda, desvíos y otros). En naranja, el correspondiente a peajes y cargos PyC. Y en morado el resultante de los regulados Reg (financiación de operadores, pago por capacidad y coste de comercialización).

Ciertamente el precio del mercado eléctrico es el que aporta más peso al precio de la energía y el que más varía entre su máximo y su mínimo. Los otros componentes, no obstante, también tienen su importancia, especialmente los peajes y cargos y los servicios de ajuste.

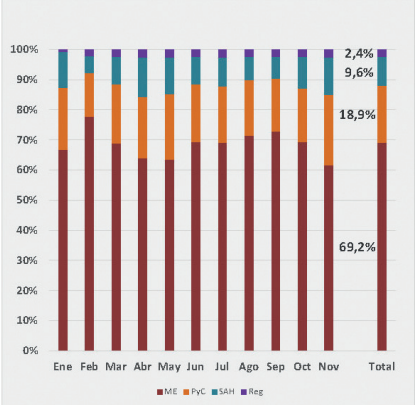
Hay que hacer una última precisión que afecta a todos los componentes excepto a los peajes y cargos.

Se trata de las pérdidas del sistema eléctrico entre la generación y el punto de consumo. Esas pérdidas son asumidas por el consumidor, de forma que todos los precios horarios mencionados (con la excepción de los de peajes y cargos) se ven incrementados por el porcentaje de pérdidas de esa hora, valor éste que es calculado por el operador del sistema. En 2023, el porcentaje de pérdidas ha oscilado entre 27,9% y 13,6%, con un valor promedio del 18%.

Teniendo en cuenta las pérdidas y sumando todos los componentes, el precio de la energía PVPC en estas primeras 8.016 horas de 2023 (11 primeros meses) ha oscilado entre 35,72 c€/kWh y 1,68 c€/kWh, con un valor promedio de 15,34 c€/kWh. En términos mensuales, el valor máximo se dio en febrero 20,65 c€/kWh y el mínimo 12,76 c€/kWh en noviembre.

La figura 7 muestra, por orden de importancia, el peso de cada uno de los componentes en el coste final mensual de la energía.

**Figura 7. Componentes del precio de la energía PVPC (%) en 2023**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

El componente más importante del precio de la energía PVPC corresponde, con un 69,2%, al mercado eléctrico. Los primeros meses del año presentan una cierta volatilidad que se reduce a partir de junio.

El siguiente componente en importancia es el de peajes y cargos, con un 18,9%.

Los servicios de ajuste son responsables del 9,6% del coste (restricciones con 3,1% es el dominante en este grupo).

Los componentes regulados tienen un peso reducido del 2,4%.

Para el autoconsumidor, la rentabilidad de su instalación fotovoltaica va a depender de la cantidad de energía autoconsumida, del precio de la energía tomada de la red y, también, del precio de compensación de los excedentes de energía producidos por su instalación y vertidos a la red.

El precio PVPC de compensación está regulado y se obtiene como el resultado horario del mercado diario, añadiendo el del primer mercado intradiario y el componente de desvíos. Con gran diferencia, el primero de ellos es el más relevante.

En 2023 ha oscilado entre un máximo de 22 y un mínimo de -0,27 c€/kWh, con un valor promedio de 8,71 c€/kWh. Es significativo señalar que, durante 192 horas, este precio ha sido negativo, es decir, que el autoconsumidor ha tenido que pagar por verter energía a la red.

Para el autoconsumidor con contrato libre, el precio de compensación es el acordado con su comercializador.

## ¿Sigue algún patrón el precio de la energía?

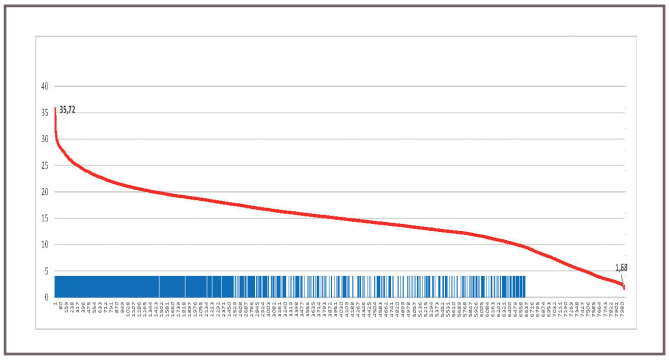
El precio horario del término de energía PVPC tiene fuerte oscilaciones horarias como consecuencia de la influencia de los componentes de mercado y de la discriminación por periodos de los regulados.

El consumidor eléctrico debe ser consciente de esas oscilaciones y, en la medida de lo posible, utilizarlas para mejorar la gestión económica de su consumo. Son numerosas las aplicaciones que informan del precio horario con 24 horas de anticipación. Sin llegar a ese extremo, analizando los datos históricos de 2023 es posible detectar algunos patrones de comportamiento del precio.

En primer lugar, cabe hablar de un patrón horario.

En general, las horas de mayor precio del término de energía de la factura PVPC tienden a ser las horas de periodo punta, como muestra la figura 8, en la que aparece la curva monótona del precio en color rojo. En el eje horizontal están las 8.016 horas de 2023. Las columnas en color azul indican que esa hora corresponde al periodo punta.

**Figura 8. Precio horario de la energía PVPC (c€/kWh) en 2023. Relación con horas punta**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

Se observa una fuerte densidad de columnas azules (horas del periodo punta) en la zona izquierda de la curva, la de mayores precios. Y en la zona de la derecha, de menores precios, no aparece ninguna hora punta.

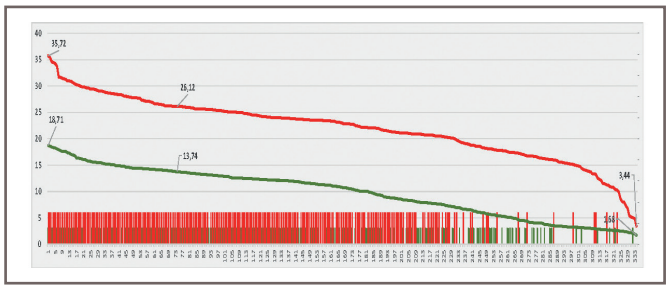
Y, en segundo lugar, hay también un cierto patrón dependiendo del tipo de día.

En general, los días con mayores precios tienden a concentrase en días laborables. Así, la figura 9 muestra las curvas monótonas del precio máximo, color rojo, y mínimo, color

verde, del término de energía de la factura PVPC. En el eje horizontal están los 334 días de 2023 (11 primeros meses).

Las columnas indican que ese día corresponde a un día de lunes a viernes no festivo; las de color rojo para la curva de precio máximo y la verde (de tamaño inferior para que se pueda apreciar la diferencia) para la de precio mínimo.

**Figura 9. Precio máximo y mínimo diario de la energía PVPC (c€/kWh) en 2023. Relación con el tipo de día**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

Las columnas rojas se concentran mayoritariamente en la parte izquierda de la figura, lo que indica que los precios máximos de la curva de precio máximo de cada día tienden a darse los días de lunes a viernes no festivos.

Algo similar, aunque no tan acusado, sucede para la curva de precio mínimo de cada día. También aquí los máximos tienden a darse los días de lunes a viernes no festivos.

El precio máximo diario se sitúa entre 35,72 y 3,44 c€/kWh, superando 26,12 c€/kWh en el 20% de los días. Con mucha diferencia (40%), la hora de precio máximo de cada día es de 21 a 22 h, periodo punta.

El precio mínimo diario se sitúa entre 18,71 y 1,68 c€/kWh, superando 13,74 c€/kWh en el 20% de los días. El auge de la energía solar ha propiciado que la hora de precio mínimo de cada día sea de 15 a 16h (20%), periodo llano, seguida de 4 a 5h (18%) esta sí en periodo valle.

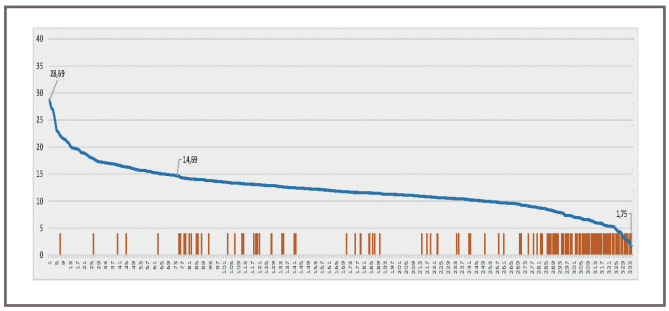
Así pues, hay un primer patrón que correlaciona precio alto con las horas punta de cada día (y singularmente a las 21h) y un segundo patrón que lo correlaciona con los días de lunes a viernes no festivos.

## Volatilidad del precio de la energía

Para los consumidores, un aspecto especialmente importante es la volatilidad intradía, esto es, la diferencia entre el precio máximo y mínimo de cada día, que puede ser aprovechada para desplazar algunos consumos menos rígidos de horas más caras a horas más baratas.

La figura 10 muestra, en azul, la curva monótona de la volatilidad intradía (diferencia entre el precio máximo y mínimo de cada día) del precio del término de energía. En barras de color marrón se señalan los días festivos/sábados/domingos.

**Figura 10. Volatilidad intradía del precio de la energía PVPC (c€/kWh) en 2023**




La concentración de columnas en la zona de la derecha de la curva nos indica que las menores diferencias de precio intradía tienden a producirse los días festivos/sábados/domingos. La mayor volatilidad intradía los días laborables, se debe, entre otros factores, a los peajes y cargos, ya que estos, por sí solos, suponen esos días una diferencia de 7,30 c€/kWh entre las horas punta y valle.

La diferencia entre el precio máximo y mínimo de cada día

supera en el 20% de los días el valor de 14,69 c€/kWh, oscilando entre un mínimo de 1,75 y un máximo de 28,69 c€/kWh.

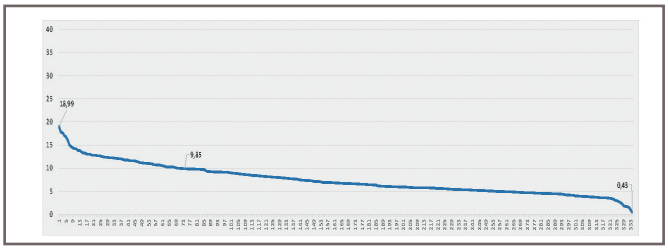
Para el autoconsumidor también tiene importancia la volatilidad del precio de compensación de la energía excedentaria, especialmente si dispone de un sistema de almacenamiento que complemente su instalación fotovoltaica.

La figura 11 muestra, en azul, la curva monótona de la volatilidad intradía del precio de compensación PVPC.

La diferencia entre el precio de compensación máximo y mínimo de cada día supera en el 20% de los días el valor de 9,85 c€/kWh, oscilando entre un máximo de 18,99 y un mínimo de 0,43 c€/kWh.

Ambas volatilidades se verán reducidas por la nueva metodología de cálculo del PVPC al incorporar referencias de precios de mercados a plazos.

**Figura 11. Volatilidad intradía del precio de compensación PVPC (c€/kWh) en 2023**




Fuente: ESIOS y elaboración propia

## Resumen y conclusiones

El año 2023 se caracteriza por una notable estabilidad regulatoria energética, después de las repetidas medidas tomadas en 2021 y 2022 para afrontar la crisis, limitar el impacto de los altos precios del gas y reducir la factura eléctrica.

La moderación del precio del gas, en el entorno de 40 €/MWh y, sobre todo, la gran aportación de la generación renovable, que ha supuesto un récord en noviembre al cubrir el 64% de la generación peninsular, han contribuido de forma relevante a los objetivos de política energética y a la contención de la factura eléctrica.

El análisis de la evolución de los precios se ha centrado en el consumidor doméstico, con especial foco en el sistema regulado PVPC por la mayor transparencia de este tipo de contratación, aunque también se han incluido algunas observaciones relacionadas con la contratación libre en términos de comparación de precios con la regulada.

Para el consumidor doméstico PVPC, en sus distintas modalidades, estándar, vulnerable o autoconsumidor, las facturas mensuales de electricidad de 2023 han sido las más bajas de los últimos años, con un importe medio de 46 € para el consumidor estándar medio (200 kWh mes y 4 kW).

El término de energía es, con gran diferencia, el más importante de la factura, supone de media el 67% de la misma.

Teniendo en cuenta las pérdidas y sumando todos los componentes, el precio del término de la energía PVPC hasta el 1 de diciembre ha oscilado entre 35,72 y 1,68 c€/kWh, con un valor promedio de 15,34 c€/kWh.

Dentro del término de energía, el componente más importante corresponde, con un 69,2%, al resultado asociado al mercado eléctrico.

El resultado horario de propio mercado diario indica un precio que ha oscilado entre 220 y 0 €/MWh, con un valor promedio de 89,83 €/MWh. Queda claro que un precio nulo en el mercado diario no significa luz gratis. La realidad es que, debido al resto de componentes que se facturan en el término de energía, en las 107 horas que se ha dado precio 0 en el mercado diario, el precio de la energía PVPC ha oscilado entre un mínimo de 1,68 y un máximo de 6,79 c€/kWh. Precios no nulos, desde luego, pero ciertamente de los más bajos del año.

Para el autoconsumidor, también es importante el precio de la compensación de la energía excedentaria vertida a la red. En 2023, el precio de compensación PVPC ha oscilado entre un máximo de 22 y un mínimo de -0,27 c€/kWh, con un valor promedio de 8,71 c€/kWh. Es significativo señalar que durante 192 horas este precio ha sido negativo, es decir, que el autoconsumidor ha tenido que pagar por verter energía a la red. Quizá, con una mejor gestión energética pudiera minimizar su impacto económico.

En el último año se ha mantenido la dinámica de volatilidad del precio de la energía.

Una de las variables explicativas de esta volatilidad es la influencia del componente regulado de peajes y cargos, que es mínimo para las horas nocturnas y para todas las de festivos/sábados/domingos. Los días con menores precios tienden a concentrarse en esos días. Por otro lado, la hora del día de mayor precio es, con gran diferencia, la comprendida entre las 21 y las 22 h, mientras que las horas de menor precio se reparten entre de 15 a 16h y de 4 a 5h.

La diferencia entre el precio máximo y mínimo de cada día del precio del término de energía PVPC supera en el 20% de los días el valor de 14,69 c€/kWh. Y la diferencia entre el precio de compensación máximo y mínimo de cada día supera en el 20% de los días el valor de 9,85 c€/kWh. En ambos casos, las mayores diferencias tienden a producirse los días laborables.

En las actuales circunstancias no es realista pensar que el consumidor pueda adaptar su perfil de consumo a los valores horarios de la electricidad, pero es importante que sea consciente de esta fuerte volatilidad intradía por las posibilidades que le brinda de mejorar su gestión energética y de complementar su instalación fotovoltaica, en el caso del autoconsumidor, con una de almacenamiento, en forma de acumulador de calor o de baterías.

Estas volatilidades se reducirán a partir del próximo 1 de enero de 2024 para el consumidor regulado debido a la modificación del sistema de cálculo del precio PVPC, que tendrá en cuenta el precio de mercados a plazos.

En todo caso, el anuncio europeo del fin de las ayudas energéticas y el acuerdo programático del nuevo Gobierno para poner en marcha la nueva y reforzada CNE, prefiguran importantes modificaciones regulatorias que afectarán sin duda al precio de la electricidad y, en consecuencia, a la factura eléctrica.

## Nota del autor

Muchas gracias a Tomás Gómez, Ángel Pérez y Michel Rivier por sus revisiones críticas extremadamente valiosas.

# La siderurgia española ante el reto de la descarbonización

**Andrés Barceló**
*Director General de UNESID (Unión de Empresas Siderúrgicas)*

La industria siderúrgica es el mayor sector industrial consumidor de electricidad, un consumidor muy relevante de gas natural y el principal sector industrial emisor de gases de efecto invernadero.

El compromiso de la siderurgia con la descarbonización es anterior a los requerimientos legales y reglamentarios. Ya en 2019 UNESID, y con ella todas sus empresas asociadas, asumieron el compromiso de ser climáticamente neutras en 2050, cuando todavía se discutía si se podría alcanzar ese importante objetivo en el seno de la Unión Europea.

Como grandes consumidores de energía, sobre todo electricidad, las empresas siderúrgicas tienen en su ADN perseguir la eficiencia energética, ya que eso redunda en un mejor rendimiento industrial y unos menores costes operativos.

Trataré de cómo afronta el reto de la descarbonización la siderurgia española, y la europea, de los efectos que el mercado eléctrico tiene sobre la competitividad de la siderurgia y del nuevo mecanismo de ajuste en frontera del carbono (CBAM) y de los efectos que puede tener en la competitividad de la industria española.

## Descarbonización

La siderurgia a partir de carbones y minerales es un gran emisor de gases de efecto invernadero (GEI). El valor de referencia para la producción de acero, fijado a partir del 10% mejor de todas las instalaciones europeas, se sitúa en 1,8 toneladas de GEI por tonelada de acero producido, siendo considerado un “sector con dificultades para la descarbonización”, por la necesidad de abordar un cambio radical en el proceso productivo.

El estado del arte de la tecnología se centra en sustituir la reducción clásica de mineral de hierro mediante el uso de coque por la utilización de prerreducidos obtenidos a través de gas natural, en un proceso de transición, y posteriormente por otros combustibles ecológicos, entre los que destaca la posibilidad de utilizar el hidrógeno como sustituto del gas natural. En resumen, se trata de sustituir los hornos altos por hornos eléctricos de arco alimentados por prerreducido y chatarra de calidad.

La disponibilidad de la tecnología necesaria no está, hoy en

día, plenamente desarrollada, aunque todas las empresas siderúrgicas se encuentran embarcadas en diferentes proyectos de I+D para el desarrollo de una tecnología que permita reducir drásticamente la emisión de GEI en la producción de acero. Hay ejemplos a lo largo de la Unión Europea, entre los que destaca el proyecto HYBRIT, promovido, entre otros por SSAB en el Norte de Suecia, para la producción de prerreducido de hierro a partir de hidrógeno. Sin embargo, y a pesar de los deseos, el nivel de madurez tecnológica (TRL) de las diferentes aproximaciones al uso de hidrógeno no está plenamente desarrollado.

Para el resto de la producción de acero, minoritaria en el mundo, pero claramente mayoritaria en España, mediante el uso de hornos eléctricos de arco, el reto de la descarbonización se centra no tanto en la producción de acero (las emisiones más importantes son las de alcance dos consecuencia de la electricidad utilizada) sino en la sustitución del gas natural como sustituto en los hornos de recalentamiento de las laminaciones.

La tecnología para la sustitución del gas natural como combustible no está probada a escala comercial y se plantean dos alternativas: el desarrollo de hornos de inducción que puedan alcanzar temperaturas superiores a 1.000 C (los hornos de laminación requieren temperaturas entre 800 y 1.300 C), no disponibles hoy en día, o la sustitución del gas natural por hidrógeno, mezclado en un periodo transitorio, y completamente en una fase más desarrollada.

La captura y almacenamiento (y su utilización eventual) de $CO_2$ es otra pieza fundamental en los esfuerzos de descarbonización, aunque su utilización parece limitada a industrias con emisiones de proceso que son imposibles de eliminar (por ejemplo, la industria cementera).

Hay otras áreas de actuación tanto en la siderurgia "integral" como en la eléctrica, pero los citados son los principales caballos de batalla en los que se encuentra inmersa la industria.

Ambas soluciones, así como la producción de prerreducido a partir de hidrógeno, son muy intensivas en consumo de electricidad, que además debe ser de producción no emisora, lo que conllevará un aumento muy importante de la demanda eléctrica por parte de la siderurgia y de su cadena de valor. La descarbonización supondrá una verdadera revolución industrial, por cuanto habrá que aplicar tecnologías que todavía no han alcanzado el grado de madurez tecnológica que les permita un despliegue rápido.

Por ello, la industria electrointensiva precisa un apoyo decidido en su proceso inversor. La esperanza de los fondos europeos todavía no se ha materializado de una forma realmente efectiva para las empresas y confiamos que el PERTE de descarbonización, en proceso de lanzamiento sirva de verdad para apoyar el esfuerzo inversor de la industria española.

Si los productos descarbonizados tienen unos costes de producción superiores a los productos fabricados por las rutas clásicas, será necesario fomentar un mercado efectivo para dichos productos y es ahí donde entran las políticas de compras públicas que deben servir de motor para impulsar el consumo de productos efectivamente descarbonizados.

La descarbonización está íntimamente ligada al proceso de electrificación, lo que va a requerir disponer de electricidad no emisora (renovable en el caso español, por las decisiones políticas en relación con el tema), en cantidades muy relevantes, a un precio que permita garantizar la competitividad de la industria, porque sin un precio atractivo no será posible una electrificación masiva.

## Electricidad

La electricidad se rige por un modelo de mercado eléctrico que demostró sus debilidades en la crisis energética que comenzó en 2021.

A petición de la industria y de algunos Estados miembros, se lanzó una propuesta de reforma del mercado eléctrico europeo, ya culminada, aunque pendiente de la ratificación formal por parte de los colegisladores europeos: el Parlamento y el Consejo.

La siderurgia tanto española como europea tenía mucha esperanza en dicha reforma, una vez constatados los problemas que supone el mercado diario cuando no hay viento ni

sol. Se ha dado la paradoja que a pesar de la mayor penetración de las energías renovables, los precios del mercado diario no reflejan de manera sostenida esa mejora en el precio de la electricidad.

A pesar de los esfuerzos del gobierno español, la reforma del mercado eléctrico se ha conformado como un ejercicio modesto que se puede resumir en los siguientes aspectos:

## PPAs:

• Contratos de PPA normalizados. No serán obligarios (como proponía la Comisión) y quedan a voluntad de cada Estado miembro su aplicación.

• Se faculta a los Estados miembros para que apoyen exclusivamente este tipo de contratos para la compra de nueva generación renovable, de acuerdo a los planes de descarbonización de cada país.

## Contratos por diferencia (CpDs)

Hay que recordar que los contratos por diferencia, tan alabados por una parte de la literatura académica son, en una fracción importante, una mera subvención.

• Los contratos por diferencia serán el vehículo a utilizar en las ayudas a las nuevas inversiones en generación eléctrica solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica de empuje, y nuclear.

• Se establece un periodo transitorio de tres años para mantener la seguridad jurídica en los proyectos en curso.

• Los ingresos generados por los contratos por diferencia pueden transferirse a los consumidores finales, y también para financiar ayudas a inversiones que contribuyan a reducir los costes de electricidad para los consumidores finales.

## Mecanismos de capacidad

• Los mecanismos de capacidad se convierten en un elemento estructural del mercado eléctrico.

• Para los mecanismos de capacidad que ya estén autorizados se podrán aceptar excepciones respecto al cumplimiento de los límites de emisiones de GEI (los límites de emisiones que hay que cumplir para poder acceder a los pagos por capacidad).

## Declaración de crisis energética

• La Comisión Europea podrá proponer al Consejo, que deberá aprobarla, la declaración de una crisis de precios. El reglamento establece los criterios para declarar una crisis, en función de los precios mayoristas y minoristas de la electricidad.

• Al mismo tiempo se establecen medidas destinadas a evitar la disparidad normativa en caso de crisis, para evitar una fragmentación del mercado interior.

## Protección de los consumidores vulnerables frente a los cortes de suministro

• Se incorpora una definición de pobreza energética.

• Se abre la posibilidad a los Estados miembros para que adopten medidas que reduzcan aún más el precio de la electricidad para los consumidores vulnerables.

## REMIT

Se ha adoptado un reglamento que mejora la vigilancia del mercado mediante mayores poderes a los reguladores y un aumento de la transparencia.

Sin embargo, se sacraliza la metodología de fijación de precios "*spot*" (el mecanismo marginal de ajuste) confiando en que el mayor despliegue de las energías renovables haga realmente marginal el recurso al mercado *spot*.

Si una empresa que tenga una cobertura total de PPAs ve la oportunidad de ampliar su producción tendrá necesariamente que ir al mercado *spot* y, en ausencia de viento o sol, tendrá que pagar el precio de la última unidad que entre en la orden de mérito, lo que puede ser una barrera insalvable para posibles aumentos de producción.

Por último, se mandata a la Comisión para que haga una propuesta de revisión del mercado eléctrico en 2025.

En el caso de la siderurgia, casi todos los componentes del escandallo de costes tienen precios internacionales, desde el coste de capital a las materias primas. Tan solo hay dos factores "nacionales": el coste de personal y la energía.

Las empresas siderúrgicas actúan sobre el coste de personal por la vía de la productividad: un proceso permanente de formación, junto con inversiones apropiadas consiguen que la productividad de los trabajadores españoles sea incluso superior a la de otros países europeos.

La electricidad, sin embargo, tiene un fuerte componente nacional en lo que debe pagar una empresa por todos conceptos. Como se puede observar en el barómetro energético de AEGE, las empresas electrointensivas españolas están en una situación de clara desventaja frente a sus colegas franceses o alemanes cuando se tienen en cuenta todos los conceptos.

**Tabla 1. Foto a 15 enero 2024 España, Francia y Alemania**

| €/MWh | ESPAÑA [10] | FRANCIA | ALEMANIA |
|---|---|---|---|
| 2024 | Tarifa 6.4 | Tarifa HTB3 (350kV - 500kV) | Tarifa MAT (380kV o 220kV) |
| Mercado [1][2][3][4] | 70,82 | 55,90 | 80,94 |
| Costes regulados [5][6] | 14,49 | 0,90 | 6,51 |
| Recargos e Impuestos[7] | 1,81 | 0,89 | 1,38 |
| Compensaciones $CO_2$ indirecto[8][9] | -11,60 | -32,00 | -60,00 |
| Retribución servicio Gestión de la Demanda | 0,00 | -2,50 | -3,40 |
| Total | 75,53 | 23,18 | 25,43 |

Tarifa 6.4: 500GWh.

(1) Ese valor es la composición del valor medio del mercado hasta la fecha con el promedio de los futuros del resto del año.
(2) Para España incluye el impuesto del 7% a la producción cuando esté en vigor.
(3) Los precios de mercado se actualizan semanalmente.
(4) En Francia, la composición es del 61,58% de la Tarifa ARENH, que es de 42 €/MWh, y el 38,42% del precio del mercado.
(5) Peajes de red + Cargos del Sistema + Pagos por capacidad + Pérdidas + Servicios de ajuste (SSAA).
(6) En España se estima la compensación de cargo de renovables, cogeneración, etc., de 0,25€/MWh.
(7) Para España: Impuesto Eléctrico (IE) +Tasa Municipal (TM) + Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE).
(8) Para Alemania y Francia se han considerado las compensaciones máximas previstas del $CO_2$ indirecto de 2023.
(9) Para España la compensación prevista es de 244 M€.
(10) En 2024, la industria electrointensiva española compra el 90% de su electricidad en el mercado OMIE.

Fuente: *BOE, REE, OMIE, OMIP, EPEXSPOT, EEX,WESTNETZ, BM Wi, RTE, HAUTS-DE-FRANCE, elaboración propia*

La disponibilidad de electricidad a un precio competitivo es un requisito imprescindible para que se pueda alcanzar la descarbonización. La disponibilidad de energía requiere cuantiosas inversiones en producción y transporte, pero tiene que ir unido a un precio que permita a la industria europea, y con ella la española, mantener la competitividad en los mercados internacionales.

## CBAM

El mecanismo de ajuste en frontera de carbono, conocido por sus siglas en inglés CBAM, fue ampliamente demandado por la siderurgia y otros sectores industriales. EL CBAM parte de la constatación de que el marco regulatorio europeo lejos de promover la competitividad de las empresas industriales, se ha convertido en una rémora que hace de la Unión Europea un espacio poco atractivo para la inversión industrial.

La primera propuesta la realizó el Presidente Macron cuando ocupaba el puesto de Ministro de Economía de Francia, en el año 2016. Desde entonces se ha venido discutiendo y trabajando hasta que la Comisión Europea decidió incluirlo en 2021 en su paquete "*Fit for 55*" con algunas modificaciones sustanciales respecto de los planes iniciales:

Si en un principio el CBAM se configuraba como un "impuesto europeo" que afectaría por igual a los productos fabricados en la UE o en países terceros en función de su carga de gases de efecto invernadero, con el transcurrir de los trabajos preparatorios, la Comisión y los Estados miembros decidieron abandonar la figura de un impuesto, para eludir el engorroso expediente de la unanimidad del Consejo y, finalmente, se decantaron por un mecanismo ambiental, al amparo de una excepción en la normativa de la Organización Mundial del Comercio, que le hizo tener un doble objetivo:

Por un lado, extender la "ambición climática" de la Unión Europe a países terceros.

Por el otro lado, intentar prevenir el riesgo de deslocalización de la industria ("fuga de carbono" en la jerga europea) hacia otros países con menores restricciones regulatorias.

El mecanismo ha sido ampliamente debatido tanto en la sociedad civil como en las instituciones europeas y se aprobó finalmente en 2023, entrando en vigor, de manera provisional, el pasado 1 de octubre.

Hasta 2026 el CBAM funcionará, de manera provisional sin efectos económicos: los declarantes solo deberán suministrar información, que deberá ser la base para que la Comisión, junto con los Estados miembros, refinen el mecanismo antes de su entrada efectiva en vigor en 2026.

El CBAM se ha limitado, en la primera etapa de su implantación, a algunos sectores industriales, en función de la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante por sus siglas inglesas, ETS) y con mayor riesgo de deslocalización.

Los sectores elegidos inicialmente son seis: el acero, el aluminio, el cemento, los fertilizantes, la electricidad y el hidrógeno.

Los importadores deberán comprar unos certificados, similares a los del ETS que se corresponden a las emisiones incorporadas a los productos importados. La responsabilidad recae siempre en el importador europeo que deberá recabar de sus suministradores de países terceros que le informen de las emisiones incorporadas en los productos que exporten a la Unión Europea.

Los importadores podrán deducir del pago del CBAM el pago que ya hayan efectuado en el país de origen por un impuesto al carbono que sea equivalente, o por lo menos similar al coste del ETS europeo.

La cobertura geográfica es universal: todos los países están sujetos, con la excepción de Noruega y los países del espacio económico europeo. Los países en vías de desarrollo, aunque afectados por el CBAM, podrán tener ayudas de la Unión Europea en los fondos de cooperación para adecuar sus industrias e infraestructura a una economía hipocarbónica que les evite tener que pagar los derechos CBAM.

El CBAM pretende, casi por encima de todo, cumplir fielmente las reglas de la Organización Mundial del Comercio y eso ha generado un problema serio para la industria que todo

el mundo conoce y que deberá resolver la Comisión Europea y el Consejo en 2025, antes de la entrada efectiva en vigor del CBAM en 2026.

A juicio de la industria siderúrgica, los principales problemas derivados del CBAM son:

- Deja sin cobertura a las exportaciones europeas. Las empresas europeas deberán correr con todos los costes del ETS, al perder las asignaciones gratuitas, lo cual les va a suponer una importante desventaja competitiva en los mercados internacionales.

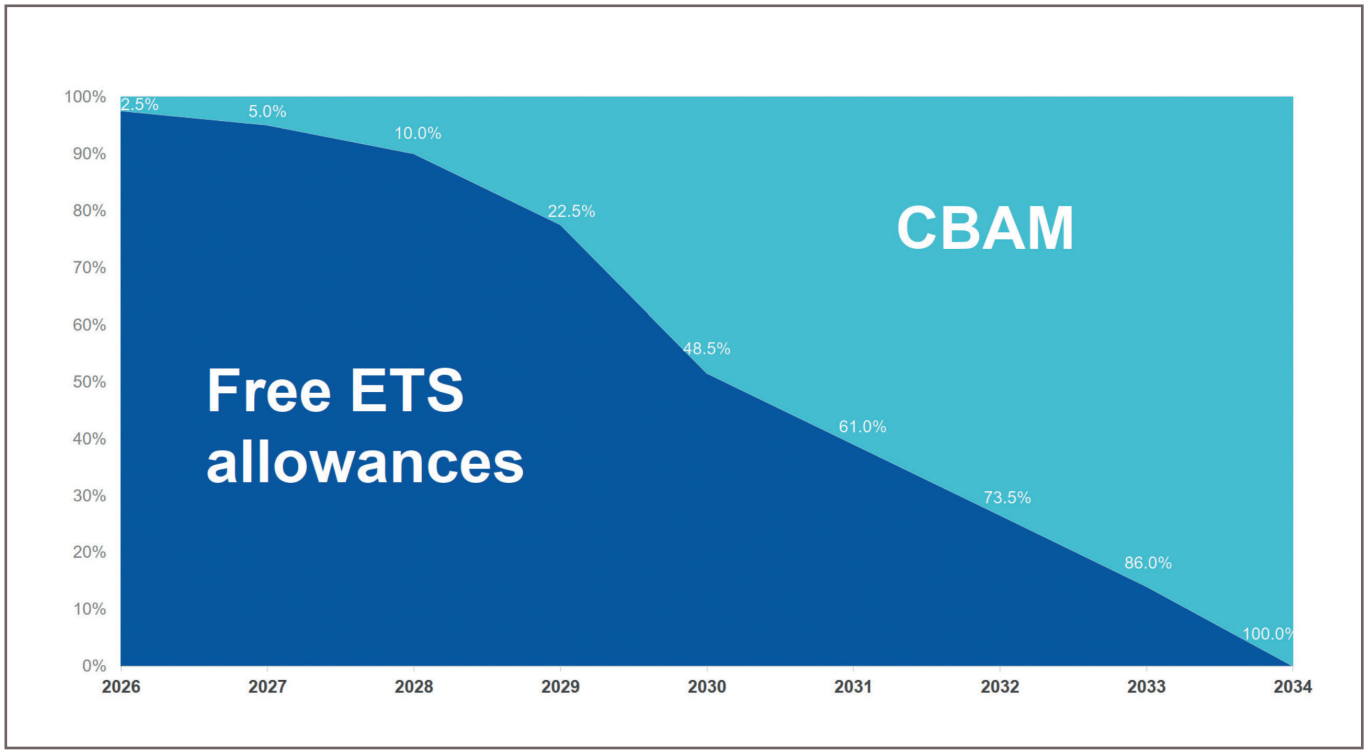
- Como toda regulación compleja, las posibilidades de elusión de las medidas se multiplican, por lo que es muy importante que la Comisión Europea se mantenga firme en la necesidad de verificadores acreditados para la certificación de las emisiones de los productos a exportar a la Unión Europea.

- Por último, y aunque no sea ilegal, la extensión de la ambición climática puede verse dificultada si una empresa de un país tercero con varias instalaciones se dedica a exportar a la Unión Europea la instalación más "limpia" de sus diferentes fábricas y deja el resto para destinarlo a otros mercados con menores exigencias ambientales.

Con objetivo de evitar una doble protección a la industria europea, la implantación del CBAM es gradual, comenzando en el 2,5% en el año 2026 y acompasando su entrada en vigor con la reducción de las asignaciones gratuitas a los sectores industriales en riesgo de deslocalización.

En el gráfico de la Comisión Europea se puede apreciar al entrada gradual y la disminución igualmente gradual, de las asignaciones gratuitas.

**Gráfico 1.**




Fuente: *DGTAXUD. Comisión Europea, octubre 2023*

La Comisión Europea ha desarrollado una amplia campaña de información, con la organización de sesiones informativas y formativas, webinars y documentación de apoyo. El sistema es muy complejo y los importadores afectados deberán afrontar, por lo menos hasta 2030, un coste moderado (en 2030 será el equivalente del 50% del precio de los derechos de $CO_2$), pero sí una importante burocracia.

## Conclusión

La siderurgia está plenamente comprometida con la descarbonización pero necesita ayudas para el proceso de transformación industrial al tiempo que se requiere fomentar una demanda real de los consumidores europeos de productos descarbonizados.

La descarbonización no será posible sin disponer de electricidad a un precio competitivo, estable y predecible. Los industriales siderúrgicos no son agricultores de secano que deban especializarse en meteorología.

Por último, el CBAM, que comenzará de manera plena en el año 2034, solo solucionará el desequilibrio en materia climática, sin que aborde la merma de competitividad que le supone a la industria el resto de la regulación europea, considerando que la Comisión, el Consejo y el Parlamento Europeo alcancen una solución para que las exportaciones a países terceros no se vean mermadas en su competitividad, como va suceder con la regulación actual.

# El Amoniaco

**José Ramón Freire López**
*Director General de la Asociación Española del Amoniaco Renovable (AEAR)*
*Director General de la Asociación Española del Bioetanol (Bio-E)*
*Secretario General de la Asociación Española de Comercio Exterior de Cereales y Productos Análogos (AECEC)*

**El amoniaco es uno de los principales productos químicos necesarios en nuestra sociedad.** Con una producción anual de 185 megatoneladas el amoniaco es el segundo producto químico en mayor volumen producido globalmente.

A principios del siglo XX, la disminución de la mortalidad con índices de natalidad elevados condujo a un crecimiento demográfico sin precedentes y a un problema de escasez de alimentos y hambrunas en muchos países, resultaba imposible alimentar a toda la Tierra contando únicamente con los fertilizantes naturales. Los químicos Fritz Haber y Carl Bosch en 1907 desarrollaron un proceso para hacer reaccionar el hidrógeno y el nitrógeno atmosférico bajo presión para fabricar amoniaco, dando lugar al nacimiento de la moderna industria de los **fertilizantes sintéticos obtenidos a partir de amoniaco**.

Hoy, lo que se conoce como el proceso Haber-Bosch permite la producción de casi todo el amoniaco del mundo.

**Los fertilizantes a base de nitrógeno requieren el 70% de producción de amoniaco.** El resto de la producción actual de amoniaco se utiliza como materia prima química (30%) en docenas de aplicaciones, plásticos, productos de limpieza, textiles, etc…

El uso de amoniaco como precursor de fertilizantes seguirá siendo **esencial para garantizar la creciente población mundial**, lo que requerirá en 2050 24 Mt adicionales de amoniaco para los usos químicos y 44 Mt para fertilizantes

Figura 1.

## Los colores del amoniaco

**El amoniaco tiene colores, como el hidrógeno.** Actualmente el amoniaco se produce principalmente mediante el reformado de gas natural con vapor de agua, se conoce como amoniaco gris**, su producción no sostenible hace que esta industria suponga más del 1% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero.**

**El amoniaco verde es producido a partir de la conversión de hidrógeno renovable, es considerado limpio** y tiene, como ventaja el necesitar de condiciones menos costosas para su transporte y almacenamiento (11,72 bar de presión o – 33 ˚C) que el hidrógeno (700 bar o -235 ºC)

**El amoniaco azul, genera también $CO_2$ en su proceso, pero éste es capturado** y almacenado, por lo que puede considerarse limpio.

## Amoniaco verde

La clave para posibilitar el amoniaco verde es producir hidrógeno con cero emisiones, lo que se puede hacer a través de la electrólisis del agua o a partir de materias primas de origen biológico.

**La producción de amoniaco libre de emisiones permitirá:**

- Usos actuales. Aumentar la producción agraria reduciendo las emisiones GEI.
- *Carrier* de hidrógeno. Almacenar y transportar energía renovable contando con la experiencia e infraestructura existentes a nivel mundial.
- Combustible. Uso en el transporte pesado, en la industria y en generación eléctrica.

## Amoniaco azul

El amoniaco azul podría ofrecer una alternativa de transición limpia desde las fuentes fósiles, ya que **está más cerca que el verde del compromiso entre sostenibilidad económica y medioambiental**, necesario para una eficaz descarbonización y lucha contra el cambio climático.

**Los actuales países productores de petróleo y gas han**

**visto en el amoniaco una nueva era para los combustibles líquidos,** y empiezan a competir por dominar el incipiente mercado de los "combustibles líquidos renovables". Un mercado prometedor y creciente, en la medida que el mundo se tiene alejar de la utilización de petróleo y gas fósil.

En estos primeros momentos, en los que se tendrá que establecer el marco de desarrollo y las reglas del juego, es importante la adecuada transparencia y trazabilidad para evitar las sospechas de que el amoniaco azul podría no ser tan limpio. Por ejemplo, Arabia Saudita utiliza el $CO_2$ capturado en el proceso de formación del amoniaco para aumentar la presión en el pozo y ayudar a la extracción de petróleo.

**Arabia Saudí y sus vecinos han decidido adelantarse en el sector del hidrógeno y el amoniaco azul.** Conscientes de que no podrán indefinidamente exportar combustibles fósiles, están empezando a diversificar sus productos invirtiendo elevados recursos financieros en este sector. Arabia Saudita ya exporta amoniaco azul a varios países de Asia. Ha firmado un acuerdo con Alemania para desarrollar soluciones en torno al hidrógeno y al amoniaco que incluyen la creación de un terminal de amoniaco en el puerto de Hamburgo. La mayor productora de petróleo del mundo, la empresa saudí Aramco, ha anunciado su estrategia para llegar a producir más de 10 millones de toneladas de amoniaco azul al año en 2030. En una creciente entrevista el ministro emiratí de Energía, Suhail al Mazrouei, aseguró a la agencia WAM; *"Seguimos centrados en nuestro objetivo de hacernos con el 25 % del mercado global de hidrógeno"*, en esa estrategia el *carrier* de hidrógeno más adecuado es el amoniaco, ya que permite apoyar su desarrollo en las infraestructuras existentes en los mercados actuales.

**La oportunidad para Europa es no perder el tren de los combustibles renovables para evitar las históricas dependencias de determinadas áreas geográficas**, algo que pasa por lograr una verdadera capilaridad territorial de la producción y el consumo. El amoniaco azul parece una solución de transición, una solución a medio plazo que puede ayudar a descarbonizar la producción y consumo actual de amoniaco gris, pero el verdadero reto es hacer que el coste de las renovables baje y el amoniaco verde sea viable económicamente y pueda extenderse su uso a la movilidad, al transporte, e incluso a la generación eléctrica.

## El amoniaco renovable: un combustible neutro en carbono

**Un combustible neutro en carbono es un combustible que, debido a su composición o a la manera en que se ha obtenido, resulta en emisiones nulas de gases de efecto invernadero cuando se utiliza.** Dicho de otra forma, que no tiene huella de carbono, bien porque sus materias primas han absorbido el $CO_2$ que luego se emite al utilizarlo o bien por que el carbono no forma parte de su composición molecular y no emite ningún tipo de gas de efecto invernadero en su combustión.

**Hay dos tipos de combustibles neutros en carbono: los que no llevan carbono como el hidrógeno o el amoniaco ($NH_3$), y los que sí lo llevan, como el biometano ($CH_4$), el bioetanol ($C_2H_6O$) o el metanol ($CH_4O$)**. Los del segundo tipo son neutros en carbono porque al producirlos, el carbono que llevan proviene de capturar el $CO_2$ del aire (en un proceso biológico de crecimiento) o el $CO_2$ de los gases de combustión o fermentación en un proceso industrial.

Los electrocombustibles son combustibles sintéticos que serán neutros en carbono si se fabrican almacenando la energía eléctrica de fuentes sostenibles o renovables en los enlaces químicos de sus moléculas.

El amoniaco renovable se podría catalogar como un combustible sintético que no tiene carbono en su molécula, puede ser producido a partir de hidrógeno de origen biogénico o procedente de la electrólisis del agua. En este último caso estaríamos hablado además de un electrocombustible, este a su vez podrá o no ser neutro en carbono, lo será si se produce a partir de energía eléctrica de origen renovable o nuclear, sin emisión de gases de efecto invernadero.

## ¿El futuro combustible marítimo sin carbono?

Las dificultades para el almacenamiento, transporte y uti-

lización segura y rentable del hidrógeno han puesto en el debate dos moléculas que pueden ser obtenidas de forma sencilla a partir del hidrógeno, sobradamente conocidas por la industria: el amoniaco ($NH_3$) y el metanol ($CH_4O$).

**Los motores actuales pueden con sencillas modificaciones utilizar alcoholes (metanol)** en lugar de hidrocarburos fósiles. Esta aparente inmediatez tecnológica, en un sector marítimo necesitado de medidas alineadas con la descarbonización, ha dado lugar a llamativos titulares en torno al metanol como combustible marítimo.

Sin embargo, en un análisis más profundo el amoniaco se postula como **la molécula líquida sin carbono que mejor puede descarbonizar el transporte marítimo:**

- **El amoniaco es un compuesto para el que ya existe un comercio internacional bien desarrollado**, con lo que se cuenta con la experiencia e infraestructura para su manejo a costes adecuados y con gran seguridad. Existen alrededor de 120 puertos en todo el mundo con instalaciones diseñadas para almacenar amoniaco, las navieras conocen el producto y lo transportan desde hace décadas. Su uso como combustible marítimo tiene la puerta abierta.

- En comparación con el hidrógeno el amoniaco cuenta con una **densidad energética mayor, su rango de explosividad es más estrecho** y las fugas son más fáciles de detectar.

- En su producción a partir de hidrógeno renovable **no es necesario disponer de una fuente continua de $CO_2$**, como sería el caso del metanol.

- **Su combustión no emite $CO_2$.**

- El amoniaco es la segunda molécula más demandada por la industria, su necesaria transición a una producción limpia facilitará que en el 2050 un 30% de las embarcaciones puedan utilizar esta fuente de energía.

- Los tecnólogos necesitan para los motores de amoniaco un grado mayor de desarrollo e innovación que con el metanol, pero todavía está lo suficientemente próximo a los desarrollos actuales como para no poner en riesgo una comercialización rentable.

**Fabricantes de motores como MAN y Wärtsilä están desarrollando motores marítimos de dos y cuatro tiempos alimentados con amoniaco** y se espera que estos sean comercializados en 2025. Dada la vida útil de un buque de unos treinta años, los buques de nueva construcción se están diseñando con depósitos de combustible pensados para amoniaco.

Es necesario descarbonizar a nivel mundial 300 millones de toneladas de gasóleo marino, esto implica que el **mercado potencial de amoniaco como combustible marítimo podría alcanzar los 200 millones de toneladas** por año en 2050.

**Ni para la utilización ni para la producción de amoniaco renovable como combustible marítimo se vislumbran por tanto barreras relevantes en el corto plazo**. El gran problema es acercar el coste del amoniaco limpio al de los combustibles fósiles. Una barrera económica que está entorpeciendo la descarbonización rápida del planeta. Alcanzar economías de escala adecuadas permitirá atenuar esa barrera, pero seguirá siendo necesaria la apuesta decidida y coordinada por la descarbonización en todos países.

## El papel del amoniaco en la generación eléctrica

En generación de electricidad el amoniaco renovable podrá sustituir al carbón y al gas natural, al igual que al gasóleo marino en el ámbito marítimo.

La utilización de amoniaco renovable en generación se puede utilizar para equilibrar una red eléctrica con alto porcentaje de energía solar fotovoltaica y eólica no gestionables, pero también para una generación suficiente de electricidad en regiones con escasez de suministro de energía eléctrica renovable.

El 90% de la electricidad basada en carbón y gas natural podrá en los próximos años ser reemplazada por una combinación de energía nuclear, hidroeléctrica, geotérmica, solar fotovoltaica, biogás, biomasas sólidas y eólica en combinación con almacenamiento de energía, **pero se podrían lle-**

**gar a necesitar en 2050 unos 600 millones de toneladas al año de amoniaco a nivel mundial para reemplazar el 100% de estos combustibles fósiles en las centrales térmicas**.

## El futuro del amoniaco limpio

**Tanto el amoniaco verde como el azul tienen un papel que desempeñar**. El panorama de la producción de amoniaco podría pasar de ser principalmente gas natural (80%, 147 Mt en 2020) y carbón (20%, 38 Mt en 2020) a múltiples rutas de producción para 2050 con emisiones netas cero.

En un entorno social crítico con el cambio climático que derivará en políticas de inversión ambiciosas, sin duda los usos del amoniaco limpio crecerán en los próximos años:

1. Los usos agrícolas del amoniaco seguirán siendo esenciales para atender a la creciente población mundial. La producción de fertilizantes y la demanda industrial de amoniaco seguirá creciendo constantemente en consonancia con el crecimiento demográfico y el desarrollo económico en terceros países.

2. Adicionalmente, en un mundo descarbonizado, los usos del amoniaco como combustible podría crecer en el transporte marítimo y la generación de energía.

3. La establecida logística del amoniaco a nivel mundial y su seguridad pueden posibilitar una ágil introducción como portador de hidrógeno, para el transporte de energía a grandes distancias.

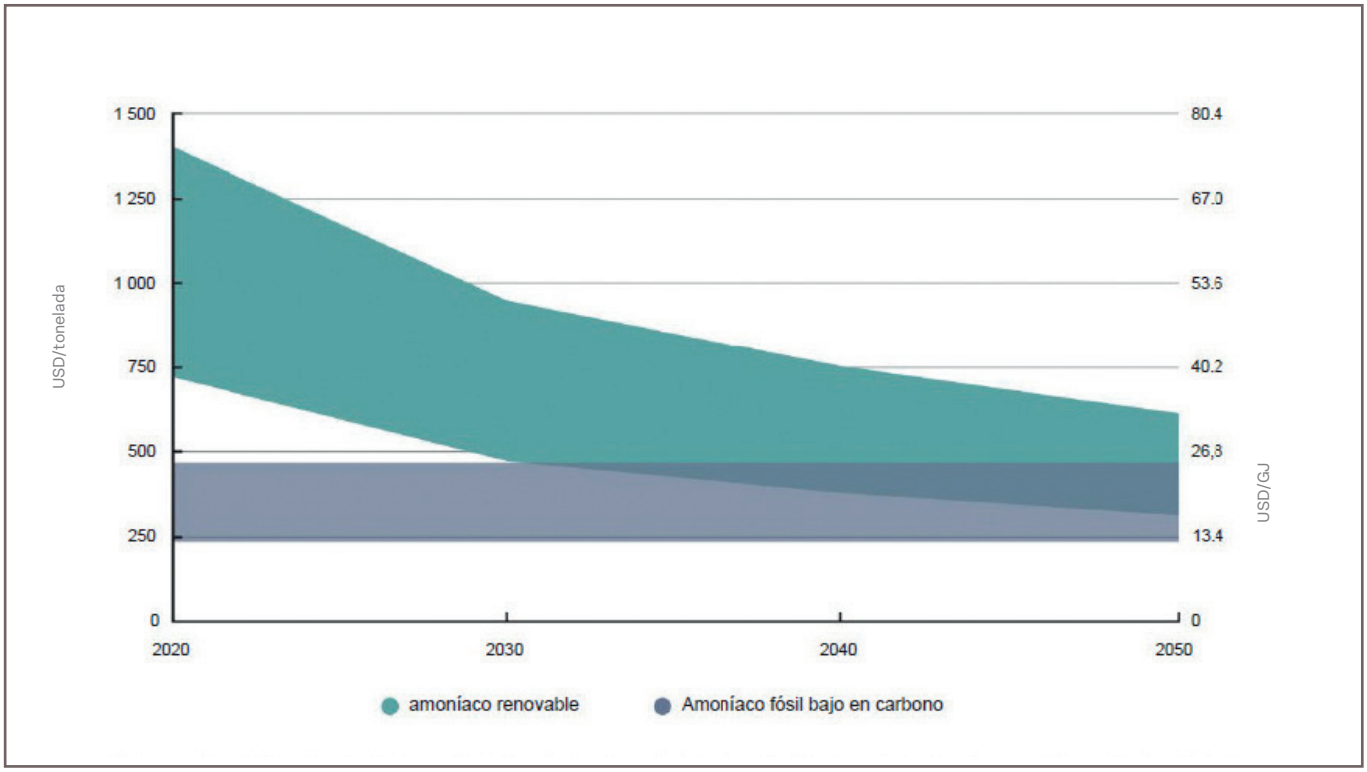
No obstante, para alcanzar la completa descarbonización del sector en 2050 se requerirá:

- Medidas regulatorias **sólidas y estables**.
- Evaluar el papel del amoniaco renovable en las **estrategias de hidrógeno**.
- **Analizar la cadena de emisiones** por el cambio tecnológico y los costes económicos y medioambientales de la transición.
- **Medidas de eficiencia**, cambio de hábitos de consumo y utilización del transporte y la energía, mejora de las técnicas de cultivo y reducir la demanda de fertilizantes.
- Apoyar el **despliegue de tecnologías** de amoniaco renovable existentes **y la cooperación internacional.**
- Establecer una **hoja de ruta** para los combustibles sintéticos y avanzados.

**Las tecnologías de amoniaco azul con altas tasas de captura, podrían estar maduras en los próximos años**. Sin embargo, **para alcanzar la paridad de coste con el amoniaco azul, el amoniaco verde necesitará más de una década**. Será necesario el aumento previo de la generación renovable y la bajada de precios de la energía eléctrica, así como inversiones en grandes electrolizadores.

**Si la tecnología está disponible y las necesidades son evidentes ahora es imprescindible y urgente favorecer globalmente los mecanismos que ayudan a las energías menos contaminantes y penalizan las fuentes fósiles.**

**Figura 2. Evolución estimada de los costes de producción de amoniaco renovable y bajo en carbono**




Fuente: IRENA

# ENGIE España y Heineken: cómo hacer realidad la transición energética y la descarbonización en la industria cervecera

**Francisco Corral Merchant**
*Área Manager de Proyectos "Asset Based on site" y jefe del Proyecto Heineken Sevilla de ENGIE en España*

**Dario Saavedra**
*Head of Construcción Utilites "on site" y descarbonización "Asset Based" de ENGIE en España*

**Daniel Fernández Alonso**
*Director de Comunicación, Relaciones Institucionales y Regulación de ENGIE en España*

## Introducción

En mayor o menor medida todos los sectores de actividad se encuentran en tiempos de verdadera "revolución industrial" ante el reto de la descarbonización. El firme compromiso de ENGIE en España para contribuir a la transición energética gracias a una relación con la energía más limpia y sostenible mediante energías renovables ha sido un éxito durante los últimos años. Esta estrategia se fundamenta en dos pilares esenciales: el impulso de su propia generación de energía a través del desarrollo de proyectos renovables (la compañía cuenta casi con 2000 MW renovables instalados en España y en el total de su negocio es el sexto agente generador del pais) y a través del diseño, construcción, operación y financiación de proyectos industriales "*on site*" que permitan al cliente final reducir consumos energéticos, y en consecuencia costes y emisiones de $CO_2$.

La reciente puesta en marcha de la planta termosolar 100% renovable (CSP, *Concentrated Solar Power*) en la fábrica de Heineken en Sevilla refleja el compromiso firme de ENGIE a la hora de acompañar a sus clientes en su camino hacia las cero emisiones, ofreciendo soluciones innovadoras adaptadas a sus necesidades específicas. ENGIE a este respecto busca ser un socio de referencia del consumidor final de la

energía, verdadero protagonista del reto de la descarbonización.

La colaboración entre ENGIE y HEINEKEN España ha marcado un hito significativo en la transición hacia procesos de uso y optimización de calor industrial cada vez más eficientes y sostenibles y en la promoción de prácticas de negocio más responsables. La inauguración de la mayor planta termosolar de uso industrial en Europa, llevada a cabo por el presidente del Gobierno Pedro Sánchez el pasado 30 de septiembre, representa un punto crucial en la búsqueda de soluciones innovadoras para reducir la huella de carbono y optimizar la eficiencia energética en la producción industrial.

**Foto 1. Foto de la inauguración de la planta**

Con la implementación de esta nueva planta, HEINEKEN España sigue impulsando de manera muy decidida sus compromisos ESG, de cara a convertirse en la primera cervecera española con emisiones netas cero antes de 2025. Esta innovadora solución ha supuesto la descarbonización completa de esta fábrica, evitando así la emisión de 7.000 toneladas de $CO_2$ al año. ENGIE España, líder mundial en este tipo de proyectos, respaldará a la cervecera durante las próximas dos décadas, reduciendo en un 60% el consumo de gas fósil en esta fábrica gracias a una solución termosolar de concentración.

Es la primera vez en España que esta tecnología se integra para el autoconsumo de energía térmica en el proceso productivo de una fábrica de la industria nacional. Esta innovación marca un precedente significativo en la adopción de energías limpias y sostenibles en el sector industrial del país.

## Contexto del proyecto: energía termosolar sostenible para la fábrica de HEINEKEN

El ambicioso proyecto, tramitado durante años se concretó gracias a un impulso decidido de fondos FEDER para la descarbonización de la industria (plan 2014- 2022) adjudicados por el IDAE a finales de 2021 y completado en poco más de doce meses desde su inicio en septiembre de 2022, se ha centrado en la construcción de una planta para proveer de agua sobrecalentada a partir de calor renovable a la fábrica de cerveza de HEINEKEN en Sevilla. Se han movilizado subvenciones en el entorno de 13,5 millones de Euros, que representan alrededor de un 60% de la inversión total realizada por ENGIE en el proyecto.

Estratégicamente instalada en los terrenos de la propia fábrica, esta planta pionera representa un sistema alternativo de generación de energía térmica, aprovechando como fuente primaria la radiación solar, una energía 100% renovable, inagotable y libre de emisiones. Esta tecnología no solo duplica la capacidad de producción de agua sobrecalentada para el consumo de la fábrica, sino que también garantiza, durante décadas, un suministro energético estable para los procesos de fabricación y envasado. Esta integración se posiciona como un hito pionero en la implementación de esta tecnología en el sector agroalimentario no solo en España, sino en todo el mundo. Además, al utilizar agua como fluido caloportador, evita el empleo de aceites sintéticos que podrían causar daños al medio ambiente.

El proyecto se estructura bajo un contrato Modelo BOOT (*Build, Own, Operate & Transfer*) a largo plazo, en el que ENGIE en España está presente en toda la cadena de valor, desde el diseño, la instalación, la gestión y el mantenimiento, hasta la financiación del proyecto. El objetivo es suministrar energía 100% renovable a HEINEKEN España durante las próximas dos décadas, con potencial de ampliación para suministrar

una gama más amplia de servicios.

La alianza estratégica entre ENGIE y HEINEKEN para hacer realidad procesos industriales más eficientes y sostenibles ha dado lugar a un proyecto que no solo impulsa la innovación tecnológica, sino que también reafirma el compromiso compartido de ambas compañías con la responsabilidad ambiental. Este proyecto va más allá de la simple instalación de una planta termosolar, representando una visión integral de prácticas industriales más sostenibles y conscientes del medio ambiente.

## El rol de la tecnología termosolar

La iniciativa representa un hito diferencial, ya que es la primera vez que la tecnología termosolar se aplica a procesos industriales con una alta demanda térmica de baja temperatura, combinando los principios termodinámicos con la tecnología termosolar CSP (*Concentrated Solar Power*). Este proyecto innovador aprovecha una tecnología ya consolidada en la generación de electricidad, pero con un enfoque distinto: emplear la energía térmica del sol para suministrar el calor requerido en los procesos productivos de la fábrica de HEINEKEN España en Sevilla. Esto se logra mediante un sistema de acumulación de energía térmica que amplía la cobertura de la demanda.

La planta termosolar, con una capacidad de 30 MW y una extensión de 8 hectáreas, ha sido diseñada específicamente para proporcionar agua sobrecalentada a la fábrica de cerveza de HEINEKEN. Su integración con sistemas de almacenamiento de energía asegura un suministro estable y confiable para los procesos de fabricación y envasado, lo que conlleva una mejora significativa en la eficiencia operativa y reafirma el compromiso de reducir la dependencia de combustibles fósiles.

La solución energética se integra en el conjunto de la producción térmica de la planta industrial, junto con otras tecnologías, con el objetivo de alcanzar una cobertura energética 100% renovable. Esta solución se perfila como pionera a nivel mundial al incorporar un sistema de autoconsumo de energía solar térmica concentrada de esta envergadura en el proceso de producción de una fábrica cervecera.

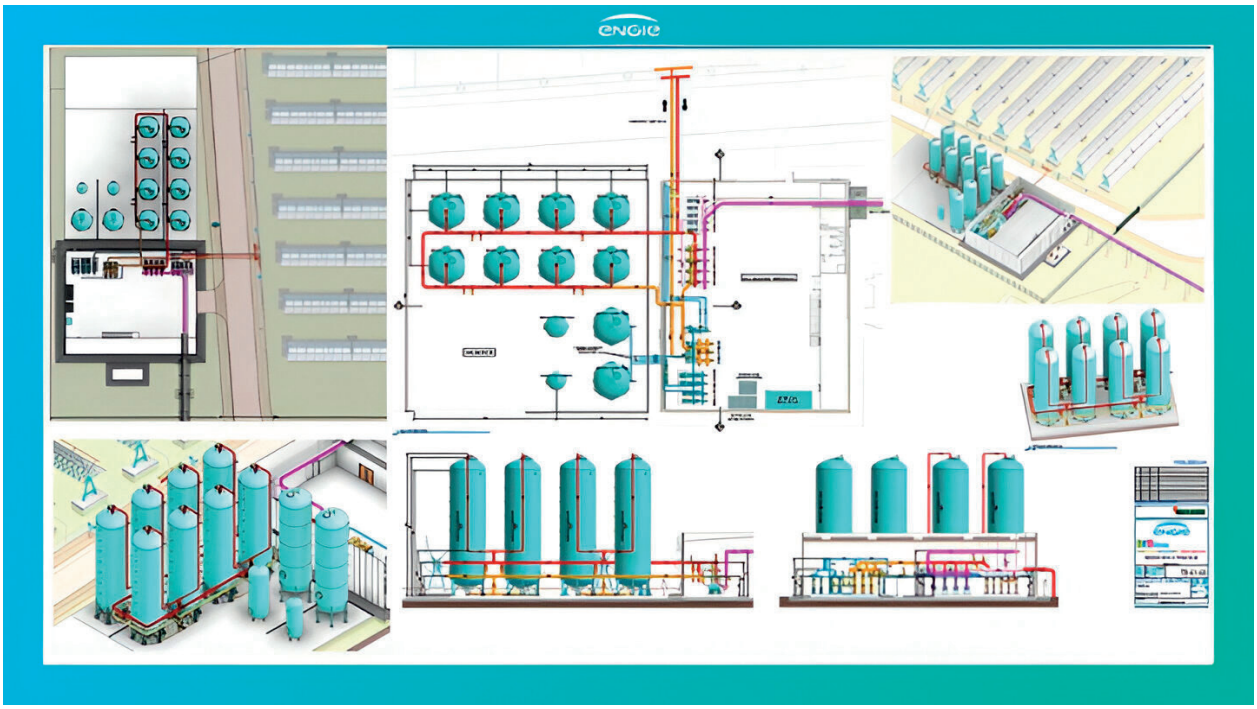
## Funcionamiento básico de la planta termosolar de HEINEKEN en Sevilla

Los captadores solares cilindros parabólicos son el epicentro de este sistema innovador al concentrar la radiación solar en una tubería ubicada en el foco de la parábola del captador. A través de un circuito de tuberías, el agua es bombeada, alcanzando una temperatura de hasta 210ºC, consecuencia de la exposición solar y la captación de energía térmica realizada por los espejos y concentrada en ellos. Los intercambiadores de calor transfieren la energía generada por la planta solar al circuito de agua sobrecalentada de HEINEKEN, elevando su temperatura a los requeridos 160ºC necesarios para los procesos industriales. Si la producción solar excede la demanda, esta energía se almacena en 8 tanques de 115 m³, conservando agua a 210ºC para su utilización posterior. Por ello, el proyecto aporta innovaciones no solo desde la gestión y optimización del calor renovable sino también desde la perspectiva del uso de agua para almacenamiento temporal de energía descarbonizada.

En situaciones en las que la captación solar no está disponible, ya sea por días nublados o durante la noche, el agua sobrecalentada almacenada en los tanques se redirige hacia los intercambiadores de calor, continuando así el suministro energético a los procesos de fabricación de cerveza de HEINEKEN. Este sistema integral, compuesto por captadores solares, una extensa red de tuberías, tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor, bombas de recirculación de fluido y un eficiente sistema de control, incluye también un mecanismo de expansión formado por 4 tanques de diferentes volúmenes. Esta configuración absorbe las dilataciones diarias del agua, generadas por los cambios de temperatura, asegurando el correcto funcionamiento del sistema.

La versatilidad de la planta se refleja en su capacidad para adaptarse a la demanda energética de HEINEKEN en función de sus necesidades cambiantes. De esta forma, puede suministrar energía directamente desde los captadores solares a la fábrica, emplear los tanques de almacenamiento en ausencia de luz solar o incluso combinar ambos métodos según lo requiera el proceso de fabricación.

**Grafico 1. Gráfico del proceso industrial**




## Desarrollo y ejecución del proyecto

La construcción de esta planta termosolar ha sido posible gracias a la participación de múltiples actores. El proyecto, valorado en 21 millones de euros, ha sido cofinanciado por fondos FEDER y gestionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), demostrando así la colaboración entre el sector privado y las entidades gubernamentales en la promoción de proyectos sostenibles. Ya no se trata solo de la colaboración a nivel Gobierno de España con el IDAE. Todas las instituciones se han coordinado en tiempo récord y con muy buen grado de interacción y entendimiento para disponer de todos los permisos ambientales, de obras y de ejecución a tiempo: municipales de los ayuntamientos de Sevilla y de Mairena del Alcor, técnicos de los diferentes equipos de Industria y de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía, etc. Este asunto resultaba crítico ya que los fondos FEDER exigen una puesta en marcha de la instalación anterior al 30 de septiembre de 2023 para su correcta asignación.

De hecho, un aspecto notable del proyecto ha sido su ejecución en un tiempo récord de 12 meses, un logro que ha sido posible gracias a la participación exclusiva de empresas locales y la coordinación entre las mismas, ya no solo acelerando el proceso de construcción, sino también dinamizando la economía regional y generando oportunidades de empleo en la zona. La unión entre el respaldo financiero de fondos FEDER y la gestión eficiente a cargo del IDAE, junto con la dedicación de las empresas locales, ha sido fundamental para el éxito y la prontitud en la ejecución de este proyecto de vanguardia en el ámbito de la energía renovable.

## Impacto sostenible, medible y replicable

La puesta en marcha de esta planta termosolar va más allá de ser un logro tecnológico. Es un hito significativo en la reducción de emisiones de carbono y un gran avance hacia una producción industrial más sostenible. Su desarrollo no solo marca un precedente, sino que establece las bases para la replicabilidad de este modelo en otras industrias con demandas térmicas similares, allanando así el camino hacia un futuro más sostenible para el sector industrial en su totalidad.

Esta infraestructura fortalece la posición de ENGIE como proveedor clave de soluciones de descarbonización y como socio energético fundamental en el ámbito industrial, liderando el camino hacia una economía más limpia y responsable. HEINEKEN está evaluando soluciones termosolares similares en otras fábricas y mercados, para los cuales España está sin duda en vanguardia en cuanto a transición energética.

## Compromiso continuo con la sostenibilidad

Para ENGIE, este proyecto es un ejemplo de cómo apoyar a los clientes industriales a nivel técnico y profesional para desarrollar una alternativa energética sostenible y renovable. Más allá de ser un logro singular, refleja una visión compartida de responsabilidad ambiental y ejemplifica cómo la colaboración empresarial puede dar lugar a soluciones innovadoras con un impacto perdurable y positivo en la sociedad y el medio ambiente. El proyecto se alinea totalmente con el objetivo de ENGIE de contribuir significativamente a acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono y combatir el cambio climático.

Con más de dos décadas de trayectoria en el mercado español, ENGIE se ha establecido como un referente, acompañando a sus clientes hacia la neutralidad en carbono para promover territorios más sostenibles, infraestructuras más competitivas e industrias más eficientes. La compañía encara el futuro con la firme convicción y el compromiso de abordar el marcado crecimiento de la demanda energética global a través de fuentes de energía eficientes y limpias, buscando reducir las emisiones a nivel mundial, preservar el medio ambiente y consolidarse como líder en la transición hacia un modelo energético más sostenible. Para HEINEKEN, este proyecto es una muestra más de cómo tomar acción decididamente camino de la sostenibilidad en todos sus procesos y operaciones de negocio.

## Conclusiones

El proyecto Heineken ENGIE Sevilla no solo representa un logro significativo para Heineken como empresa líder en la industria cervecera, sino que también destaca la importancia de la colaboración entre el sector privado y proveedores de soluciones energéticas para abordar los desafíos ambientales actuales. Este proyecto sirve como un ejemplo inspirador de cómo la innovación y la sostenibilidad pueden converger para impulsar la transformación positiva en la industria a partir de tecnologías de descarbonización en autoconsumos industriales menos explícitas, centrándose en el calor renovable y en la sustitución de moléculas grises por moléculas verdes al reemplazar gas por calor solar. Este tipo de alianzas cruzadas entre diferentes tecnologías, empresas y sectores serán cada vez mas frecuentes y absolutamente necesarias si queremos afrontar con éxito los retos que los acuerdos de París 2015, el *New Green Deal* Europeo de 2019 y, más recientemente, la COP 28 en Dubai han establecido.

# El electrolizador de 2.5MW de Petronor, primera experiencia de hidrógeno renovable a escala industrial en el Grupo Repsol

**Arturo Fernández, Koldo Lizundia, Txetxu Arzuaga, Aitor Arzuaga**
*Alba-Petronor*

**Maria Molina y Maribel Rodríguez**
*Repsol*

## Introducción

El hidrógeno renovable está llamado a ser un vector energético clave para la transición energética, además de ser utilizado como materia prima cero emisiones para muchas aplicaciones industriales como el refino o la elaboración de fertilizantes. La producción de hidrógeno gris supone en la actualidad aproximadamente el 2% de las emisiones globales de $CO_2$, y otros posibles usos en la descarbonización industrial auguran un desarrollo importante de esta tecnología en los próximos años. La importante disponibilidad y potencial de recursos de generación eléctrica renovable en la península ibérica hace que *a priori* la economía del hidrógeno renovable pueda tener un desarrollo muy importante en España en el futuro.

Sin embargo, el desarrollo de la tecnología de electrolisis a escala industrial está en una fase inicial, y las referencias de plantas de producción de hidrógeno renovable en operación son aún escasas, así como la experiencia real derivada de su construcción, puesta en marcha y operación. Este artículo describe el proyecto del electrolizador de 2.5MW del complejo industrial de Petronor, que es el primer electrolizador puesto en marcha en el Grupo Repsol.

## El Contexto industrial: aplicaciones y consumo de hidrógeno en la refinería de Petronor

El hidrógeno es un elemento químico que se utiliza de forma habitual en numerosas aplicaciones de la industria. El consumo global de hidrógeno se encuentra en torno a los 100

millones de toneladas/año, y en España es de 500 mil toneladas/año. A nivel nacional el consumo de hidrógeno está localizado principalmente en la producción de amoniaco para la industria de fertilizantes (aproximadamente 25% del total), y en la industria del refino para la desulfuración de los combustibles (aproximadamente 70% del total), según datos oficiales del MITERD.

Actualmente la práctica totalidad del hidrógeno consumido en España es de origen fósil y se produce a partir del reformado de gas natural con vapor, generando unas elevadas emisiones de $CO_2$ en el proceso de aproximadamente 8 toneladas de $CO_2$ por cada tonelada de $H_2$ producida. A nivel global la producción de hidrógeno representa el 2% de las emisiones totales de $CO_2$ a la atmósfera.

La refinería de Petronor, ubicada en Muskiz (Bizkaia), tiene una capacidad de refino de 220 mil barriles equivalentes al día, y es el mayor consumidor industrial de hidrógeno del norte de España, con un consumo anual de 50 mil toneladas al año. La producción de hidrógeno hasta este momento se desarrolla en dos plantas de reformado con vapor y también se obtiene como subproducto del reformado catalítico de naftas (proceso de refino para aumento del octanaje de naftas destinadas a gasolinas). El menor de los reformadores con vapor cuenta con una planta de captura de $CO_2$ desde el año 1986, siendo la única refinería de España que captura $CO_2$ en la actualidad en la producción de hidrógeno. Por tanto, parte de la producción de hidrógeno es de tipo "azul" (origen fósil y captura de $CO_2$). El $CO_2$ capturado se comercializa y se destina principalmente a aplicaciones en la industria alimentaria.

La producción de hidrógeno en Petronor representa actualmente unas emisiones equivalentes de aproximadamente 400 mil toneladas al año de $CO_2$. En el marco de la estrategia del grupo Repsol, al que pertenece Petronor, de convertirse en una compañía de emisiones netas cero en 2050, ya desde la presentación de dicha estrategia se identificó el hidrógeno renovable como un elemento esencial para poder llevar a cabo el plan de reducción de emisiones y mejora de la competitividad industrial. Por tanto, se identificó como estratégico desarrollar una experiencia de producción de hidrógeno renovable a escala industrial, lanzando un estudio que derivó en el primer piloto industrial del Grupo Repsol: el electrolizador de 2.5MW de Petronor.

Por ello hay que entender la apuesta temprana de Petronor, orientada a desarrollar las capacidades propias y las de los colaboradores industriales del entorno para que se desarrolle la cadena de valor del hidrógeno renovable, que es lo que realmente permite dar robustez a la estrategia de transición energética de Petronor. Y, por supuesto, esto no es sino la reafirmación de la posición y visión de liderazgo de Petronor en el Corredor Vasco del Hidrógeno ($BH_2C$) como gran iniciativa público-privada para el desarrollo del hidrógeno renovable como vector de descarbonización industrial y para el desarrollo de las capacidades tecnológicas e industriales en el territorio del País Vasco.

## Apuesta por el hidrógeno renovable para la transición a una economía descarbonizada

Para lograr alcanzar una economía descarbonizada, además de electrones renovables serán necesarias moléculas renovables y de esas moléculas renovables la más importante es el hidrógeno, que va a jugar un papel fundamental en la descarbonización de sectores difíciles de electrificar.

En el sector industrial, el hidrógeno renovable puede jugar un papel fundamental para descarbonizar la industria en las próximas décadas, al sustituir al hidrógeno convencional en sectores como el refinado de petróleo o la producción de amoniaco.

En el sector de la movilidad, el hidrógeno y sus derivados pueden convertirse en herramienta clave para descarbonizar el transporte marítimo, el aéreo y el de larga distancia por carretera. Mediante combustibles sintéticos con cero emisiones netas, el hidrógeno renovable se puede utilizar como materia prima, junto al $CO_2$, para producir dichos combustibles compatibles con los motores de combustión actuales y mediante la tecnología de la pila de combustible, el hidrógeno podría cubrir la demanda de los vehículos eléctricos de pila de combustible. Cuando se desarrolle plenamente, esta tecnología puede ser complementaria con el vehículo eléc-

trico de batería, sobre todo para el transporte pesado.

Por otro lado, la producción de hidrógeno renovable y la de combustibles sintéticos es un modo de almacenar energía y realizar su transporte de una manera sencilla. Es lo que llamamos "portadores". Gracias a ambos, es posible aprovechar al máximo la producción de energía renovable y, por ejemplo, almacenar el excedente que se produce cuando la oferta supera la demanda. Se consigue transformando esa electricidad en hidrógeno y en combustible sintéticos, que pueden ser utilizados más adelante. Además, de este modo se consiguen amortiguar los picos de oferta y demanda en el sistema eléctrico debidos al carácter intermitente de la generación renovable, habilitando también la posibilidad de almacenamiento energético a gran escala.
El coste de la electricidad renovable será previsiblemente muy bajo en los momentos en que la generación supere a la demanda, por lo que se podría utilizar para generar hidrógeno a un precio competitivo y almacenarlo.

El hidrógeno se puede utilizar para volver a generar electricidad (*power to power*), pero también destinarse a uso industrial o la generación de electricidad y calor en aplicaciones industriales o incluso el hogar.

En lugares con gran potencial de recursos solares o eólicos, como es el caso de España, la transformación de energía renovable en "portadores" como el hidrógeno o los combustibles sintéticos es una manera eficiente de exportar energía hacia nuevos mercados y generar una economía del hidrógeno, generadora de industria, empleo de calidad, inversión y riqueza.

En este contexto, se están creando valles y corredores del hidrógeno por todo el país, que serán pieza clave para lanzar la economía de este gas en España. Estos "*clústeres*" agrupan a compañías industriales y energéticas, instituciones públicas, universidades y centros de investigación, que impulsan proyectos relacionados con este vector energético en áreas con fuerte presencia industrial, donde se va a concentrar su producción y consumo en los próximos años.

Uno de estos corredores es el Corredor Vasco del Hidrógeno ($BH_2C$). La importancia de los valles y corredores de hidrógeno será enorme en los próximos años, no solo como factores de descarbonización, sino también como focos receptores de inversión y de creación de empleo.

## Decisiones con respecto a la tecnología. Bases para el desarrollo de la estrategia

La decisión de optar por la tecnología alcalina para este primer piloto, así como para la primera fase de despliegue de electrolizadores, se fundamenta en la valoración de dos factores principales: capacidad de fabricación europea y seguridad en la cadena de suministro y, por otro lado, estado del arte y potencial de desarrollo de la tecnología. Esta decisión se toma manteniendo la máxima de guardar una posición agnóstica y vigilante en relación con la tecnología para las futuras decisiones en la estrategia de transición de la compañía. En un primer momento, y por el estado del arte de la tecnología, se valora para el primer despliegue la tecnología alcalina y la tecnología de membrana de intercambio de protones (PEM).

En primer lugar, la estrategia es una apuesta firme por la tecnología y manufactura europeas, con la intención de respaldar a fabricantes europeos y desarrollar las capacidades productivas en la región. La consideración principal aquí es contar con las capacidades necesarias para avanzar en la estrategia de despliegue de potencia de electrolisis a medio plazo de Repsol. Además, por otro lado, la apuesta por la tecnología alcalina se hace buscando mitigar posibles riesgos en la cadena de suministro de metales críticos, asegurando una base sólida para el desarrollo de electrolizadores en términos de abastecimiento. Así, en relación con la cadena de suministro, se observa que para la tecnología alcalina se utiliza principalmente níquel, para el cual no se identificaba una amenaza significativa de suministro y precio en el medio plazo. En todo caso, se hace seguimiento de precio y de evolución de la demanda de níquel, como consecuencia de ser una alternativa en el mercado de baterías. Por otro lado, la tecnología polimérica depende de minerales del grupo del platino, como platino, iridio, rodio y rutenio, presentando una mayor vulnerabilidad en términos de suministro, coste y

consideraciones socioambientales en su explotación.

En segundo lugar, la decisión se basa en el potencial de desarrollo tecnológico, evaluando las ambiciones establecidas por la FCH-JU (*Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*) de la UE para 2025-2030 en eficiencia, densidad de corriente, presión de suministro del electrolizador y tiempo de vida o degradación del stack. Actualmente, la comparativa entre la tecnología alcalina y PEM muestra similitudes en eficiencia, presión de trabajo y rango de operación, si bien, se disponen de mayores referencias de electrolizadores alcalinos en producción. Por otro lado, se destaca una disparidad significativa en el costo de capital (CAPEX). Como se ha mencionado, la tecnología PEM actual requiere metales preciosos en sus membranas, lo que encarece considerablemente los costos de los stacks. Ahora bien, trabajar con membranas sólidas en lugar de un electrolito líquido permite reducir el tamaño global de la planta y, por ende, el espacio requerido.

Mirando hacia el futuro, la estrategia de desarrollo difiere entre ambas tecnologías. La tecnología alcalina se enfoca en mejorar eficiencias y aumentar módulos y stacks, mientras que la tecnología PEM centra sus esfuerzos en la reducción del CAPEX. Esto sugiere una convergencia esperada en términos de costos de capital, reduciendo la brecha tecnológica en el futuro.

**Tabla 1. Comparativa del estado de arte de la tecnología alcalina y PEM (2023)**

| Tecnología | Alcalina | PEM |
|---|---|---|
| Electrolito | Hidróxido potásico (KOH) | fluoropolímero (PFSA) |
| Membrana semipermeable | Zirconia (ZrO2) estabilizado con malla de PPS | |
| Electrodo/catalizador (lado $O_2$) | Acero inoxidable perforado con recubrimiento de níquel | Óxido de Iridio |
| Electrodo/catalizador (lado $H_2$) | Acero inoxidable perforado con recubrimiento de níquel | Nanopartículas de Platino depositadas sobre negro de carbón |
| Capa porosa difusora del ánodo | Malla de níquel | Titanio poroso sinterizado recubierto de platino |
| Capa porosa difusora del cátodo | Malla de níquel | Malla de carbón o titanio poroso sinterizado |
| Placa bipolar del ánodo | Acero inoxidable con recubrimiento de níquel | Titanio recubierto de platino |
| Placa bipolar del cátodo | Acero inoxidable con recubrimiento de níquel | Titanio recubierto de oro |
| Consumo específico AC BOL (MWh/ton) | 49-54 | 50-55 |
| Consumo específico DC del stack BOL (MWh/ton) | 46-50 | 46-50 |
| Presión salida del stack, (bar) | 0-30 bar | >30bar |
| CAPEX (€/kW, 100 MW) | 500-1000 | 800-2000 |

En resumen, la decisión de Petronor de elegir la tecnología alcalina como primera opción para su fase de despliegue inicial se fundamenta en contar con tecnología probada, siendo conocedores de que no existen razones técnicas para creer que una tecnología tiene ventajas significativas frente a la otra y buscando garantizar las capacidades y suministros necesarios en el medio plazo. En cualquier caso, Repsol avanza en otros proyectos con tecnología PEM y SOEC, siguiendo también de cerca otras tecnologías prometedoras como la AEM lo que permite disponer de información de primera mano para minimizar el riesgo tecnológico pudiendo adaptar la estrategia en caso de una evolución disimilar en cualquiera de los factores que determinen ventajas de una tecnología frente a otra.

En cuanto al proveedor tecnológico para el electrolizador, Petronor seleccionó a John Cockerill como proveedor tecnológico y a Sener como proveedor de servicios de ingeniería.

**Figura 1. Stack del electrolizador alcalino de Petronor**

## Objetivos del proyecto del electrolizador de 2,5 MW

El proyecto se definió para la consecución de varios objetivos. Podemos clasificar los objetivos en dos grupos principales desde la perspectiva de aprendizaje:

El primero, y desde una perspectiva de primer proyecto de producción de hidrógeno renovable en el Corredor Vasco del Hidrógeno ($BH_2C$), consiste en poder integrar, en una escala inicial adecuada, distintos usos del hidrógeno partiendo del electrolizador que está conectado por el hidroducto de Nortegas con el Parque Tecnológico de Abanto-Zierbena (EIC). La idea es disponer de un banco de pruebas que ayude a impulsar el desarrollo regulatorio y sirva de base para otros proyectos de integración dentro del ecosistema con aplicaciones en movilidad, aplicaciones estacionarias para complementar soluciones de calor en el sector servicios o sector residencial en el parque tecnológico EIC, y, también, como validación de una primera experiencia de distribución hidrógeno por tubería canalizada a distintos consumidores.

En otras palabras, este primer electrolizador facilita el testeo de toda la cadena de valor del hidrógeno y de sus principales aplicaciones en la industria y en la movilidad.

El segundo, desde una perspectiva industrial e interna del Grupo Repsol, el proyecto tiene como objetivo el aprendizaje y generación de conocimiento interno, tanto en las disciplinas de ingeniería y puesta en marcha de estas unidades, como desde el lado del proceso, integración y operación de estos activos y de su integración en la red de hidrógeno de los complejos industriales. Así mismo, este proyecto va a permitir el desarrollo de las herramientas digitales para la trazabilidad de la molécula para su certificación como hidrógeno renovable o la expedición de garantías de origen, y, por otro lado, herramientas para la optimización del uso de recurso renovable.

Por último, y también desde la perspectiva de aprendizaje industrial, además de los usos del hidrógeno, está el objetivo de la valorización de oxígeno tanto en las instalaciones propias como posibles usos exteriores por terceros, y, todo el proyecto relativo al acondicionamiento de la calidad de agua que es crítica como alimentación al proceso de electrólisis, así como, el proyecto para la recuperación de las purgas y tratamiento de efluentes para una mejor gestión del recurso agua.

## Configuración de la planta de electrolisis

Podemos dividir la planta de electrolisis en 5 áreas funcionales:

**Área eléctrica**: que se compone de la subestación donde se encuentran las celdas de media tensión que alimentan al transformador - rectificador (equipo de intemperie) de alimentación al stack, por un lado, y el transformador para alimentación de los elementos auxiliares en baja tensión con todas sus celdas. También en el mismo edificio se integra el sistema de alimentación ininterrumpida.

**Área de control**: En el mismo edificio de la subestación, se destina un área a los PLCs de los elementos del sistema, así como a los interfaces de usuario (HMIs) para control local de la planta.

**Área de tratamiento de agua**: Planta de agua desmineralizada para afino de condensados recuperados a la calidad requerida del agua de aporte a proceso.

**Área de proceso**: Edificio donde se ubican las unidades del proceso de electrolisis y acondicionamiento y que a su vez se subdivide en: stack, skid de separación y skid de purificación.

**Área de tanques de aporte y recuperación**: Tanques de agua tratada de alimentación a proceso, tanques de electrolito de aporte y de purga, y tanques de recuperación de purgas de condensado.
A continuación, describimos someramente el proceso en los equipos mencionados:

El **stack** se compone de 186 celdas electrolíticas exactamente iguales, las cuales, en presencia del electrolito (30% de KOH más 70% de agua desmineralizada) y tras aplicar

corriente continua, dividen la molécula de agua en oxígeno por la parte de los ánodos e hidrógeno por la parte de los cátodos.

Las corrientes de salida producidas en el stack consisten en una mezcla de gas $H_2$ más electrolito por un lado, y gas $O_2$ más electrolito por otro lado, y se envían al skid separador. Cada una de las dos corrientes, junto con el exceso de electrolito circulante se envía a su separador correspondiente, donde se produce la separación de la fase líquida (electrolito) y la fase gas (hidrógeno y oxígeno en sus separadores respectivos). El electrolito se vuelve a recircular al stack y los gases se acondicionan, mediante un proceso de lavado y posterior eliminación de agua, consiguiendo $O_2$ (que se podrá aprovechar en futuros usos relacionados con la eficiencia energética en hornos o tratamientos de agua) e hidrógeno, el cual se envía a un último proceso de purificación en el skid **purificador** para eliminar el $O_2$ remanente (<0,6%) y conseguir un $H_2$ de pureza superior al 99,99%.

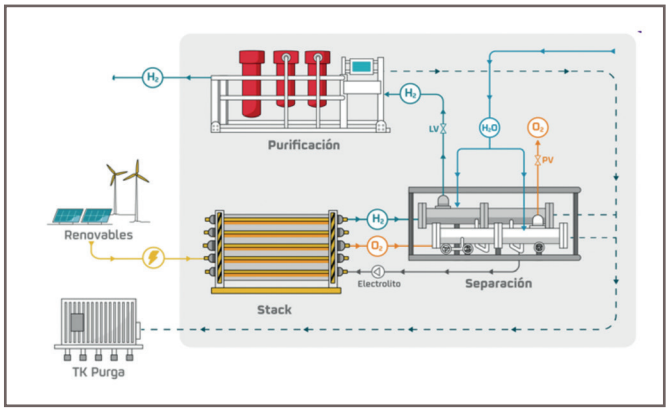
El fundamento de control básico de un electrolizador alcalino consiste en mantener la misma presión a ambos lados de las membranas de las celdas y mezcla de gases. Esto se consigue manteniendo el mismo nivel a los equipos separadores de hidrógeno y oxígeno. Para ello, los separadores se encuentran a la misma altura, siempre en una posición elevada respecto del stack, y conectados por una línea que hace de vaso comunicante y cuenta con un sistema de válvulas para el control de nivel y presión mediante el control de la salida de gases (en electrolizador de Petronor la válvula del separador de $O_2$ está asociada al control de la presión del sistema y la válvula de la salida de $H_2$ está asociada al control de nivel mediante un control de nivel diferencial = 0). A través de los separadores se va reponiendo agua conforme el nivel de electrolito va descendiendo con la generación de $O_2$ e $H_2$ con el objetivo de mantener niveles en separadores y concentración óptima de electrolito.

El proceso de purificación consiste en pasar el $H_2$ proveniente de separación por un reactor de deoxigenación donde el 0,6% de $O_2$ remanente reacciona con el propio $H_2$ transformándose en agua. A continuación, hay dos secadores en paralelo, de los cuales y de forma alternativa, uno está en operación eliminando el agua generada en el reactor, mientras el otro, está en regeneración mediante una recirculación del propio hidrógeno purificado y precalentado.

## Ejecución de proyecto y puesta en marcha

La construcción del proyecto se ha desarrollado a lo largo de un año comenzando la obra civil en el último trimestre de 2022 y finalizando con la obtención del primer hidrógeno en octubre de 2023. Anteriormente se desarrolló una fase de desarrollo de ingeniería de detalle que llevó aproximadamente otro año de trabajos.

**Figura 2. Diagrama de bloques del electrolizador**




Tanto en la etapa de construcción como en la puesta en marcha, nos hemos enfrentado a diferentes retos propios de una nueva unidad y una nueva tecnología. Podemos destacar tener que trabajar con servicios no existentes anteriormente en la refinería, como pueden ser las líneas de oxígeno cuyo montaje lleva un procedimiento específico y unas posteriores limpiezas de circuitos exhaustivas. También, desde el punto de vista operativo, al tratarse del primer electrolizador del grupo en ponerse en marcha, el no disponer de ningún conocimiento técnico ni experiencias previas en unidades similares.

Durante la ejecución del proyecto, por un lado, ha sido fundamental la coordinación entre diferentes disciplinas, con

gran peso para la parte eléctrica. Por otro lado, cabe destacar la importancia que tuvo la correcta definición de las etapas críticas del proyecto para su ejecución, haciendo posible el trabajo simultáneo en diferentes tareas por distintas disciplinas en un reducido espacio dentro de la unidad con todas las garantías de seguridad.

Durante la fase previa a la construcción, en la manufactura y suministro de equipos, se presentaron diferentes situaciones que obligaron a la búsqueda de soluciones alternativas y reprogramación de varios trabajos con un impacto relevante en los plazos del proyecto. Se puede destacar la necesidad de cortar los equipos separadores en dos partes tras su diseño final para poder llevar a cabo los baños de níquel en las cubas existentes en el mercado. O el impacto que tuvo el comienzo de la invasión rusa de Ucrania en los plazos de suministro de varios equipos.

En la fase de construcción, se puede destacar principalmente, la dificultad de trabajo en la zona del skid separador. Esto se ha debido al diseño compacto del skid, que tenía por objeto minimizar la huella en planta. Si bien, siendo la reducción de huella en planta siempre un factor a promover durante el diseño de la ingeniería, durante la fase de construcción y posterior puesta en marcha, se ha evidenciado que los diseños compactos que se orientan a la containerización dificultan la posterior operatividad y mantenibilidad de la planta.

Durante la fase de puesta en marcha los retos han sido secuenciales. Los dos que posiblemente han requerido más esfuerzo desde el punto de vista de recursos y tiempo para la consecución final del arranque y estabilizado de la unidad han sido, por un lado, y, primeramente, el ajuste de la programación entre PLC y transformador - rectificador para la correcta comunicación y ajuste de la secuencia de arranque. Por otro lado, una vez conseguido el arranque de la unidad, la estabilización del comportamiento de los elementos internos del stack, que durante las primeras energizaciones arrastraban pequeñas partículas de, presumiblemente, parte de las membranas y recubrimientos de electrodos, que formaban un residuo que colmataba los filtros y que han requerido de varios procesos de limpieza con las dificultades que implicó realizarlo en circuitos con una solución alcalina.

Así, ambas fases han permitido adquirir un valioso aprendizaje que está siendo fundamental para poder evaluar de manera crítica el diseño de los módulos de las siguientes fases de escalado a próximos electrolizadores, así como los manuales de puesta en marcha, operación y el mantenimiento de los mismos.

El proceso de construcción y experiencia obtenida en el proceso de comisionado ha permitido obtener conocimiento para tomar las decisiones orientadas a la mantenibilidad que permitirán realizar optimizaciones de forma más sencilla en futuras plantas.

## Digitalización y trazabilidad molecular

La operación de una planta de hidrógeno renovable no solo debe contemplar los aspectos propios del proceso de electrolisis y de la seguridad de éste, sino que también ha de tener en cuenta otra serie de condicionantes como, por ejemplo, la previsión de generación de energía eléctrica renovable o el precio *spot* del mercado eléctrico, dado el gran impacto que estos factores pueden tener en el rendimiento económico-energético de la planta.

Adicionalmente, es muy importante asegurar que el hidrógeno producido cumple con los requisitos que garanticen su origen renovable. En España, las garantías de origen (GO) para gases renovables están reguladas mediante el RD 376/2022, en el que se crea el sistema de GO y se designa como entidad responsable al Gestor Técnico del Sistema (GTS). El GTS ha desarrollado una plataforma *software* para la gestión de GO conforme a las normas establecidas en la Orden TED/1026/2022. Estas normas implican que los productores de hidrógeno renovable, aparte de realizar las labores administrativas de registro en la plataforma de gestión de GO, debemos proporcionar regularmente información relativa a la producción de hidrógeno (registro diario) y la demanda de energía eléctrica utilizada para dicha producción (demanda mensual, tanto de la energía eléctrica dedicada al proceso de electrolisis como a los servicios auxiliares). En el caso de que la electricidad utilizada para la producción de hidrógeno sea suministrada por la red eléctrica, será necesa-

rio que también se rediman las GO eléctricas asociadas a los consumos eléctricos. Para facilitar la gestión de las GO del electrolizador de 2.5MW de Petronor, dentro del programa digital de Repsol, se está llevando a cabo una nueva iniciativa llamada "trazabilidad molecular". El objeto que persigue esta iniciativa digital es doble. Por un lado, monitorizar en tiempo real el rendimiento energético de la planta, y por otro, facilitar la acreditación del carácter renovable del hidrógeno producido.

Para lograr ambos objetivos, la herramienta de trazabilidad implementa una serie de flujos de datos que facilitan la recogida de datos de la planta asociados tanto a la demanda de energía eléctrica como a la producción de hidrógeno. Aunque la normativa actual indica que la correlación temporal entre los registros de energía eléctrica demandada por el electrolizador y la producción de hidrógeno debe realizarse mensualmente, la nueva solución *software* realiza una correlación temporal con una granularidad horaria, relacionando la energía eléctrica con la producción de hidrógeno en la misma hora.

El disponer la información de planta con granularidad horaria permite a Repsol/Petronor determinar la eficiencia energética del proceso de electrolisis, pudiendo modular la producción de hidrógeno de acuerdo con las condiciones del mercado eléctrico. Este tipo de información puede también ayudar en la detección temprana de posibles anomalías en el stack.

**Figura 3. Electrolizador de 2.5MW en el complejo industrial de Petronor**

Aparte de los indicadores de eficiencia anteriormente indicados, la herramienta de trazabilidad molecular facilita el proceso de expedición de GO de gases renovables, proporcionando al operador de la planta la información que necesita cargar en la plataforma del GTS.

Un elemento clave de la nueva herramienta *software* de trazabilidad molecular lo constituyen las conexiones que debe establecer con los sistemas de información de terceros. Aunque, en la actualidad, la comunicación con el sistema de gestión de GO del GTS se basa en la carga de ficheros, desde Petronor estamos impulsando una línea de trabajo en el Comité de Sujetos del GTS para la definición de una API que automatice el intercambio de información entre las plataformas digitales de productores, agentes de mercado, consumidores y el GTS.

En definitiva, las herramientas digitales juegan un papel muy importante en la optimización de las plantas de producción de hidrógeno renovable. En el caso de Repsol, la plataforma de trazabilidad molecular facilitará el proceso de gestión de GO, asegurando la trazabilidad y la transparencia de la operación de sus plantas de producción.

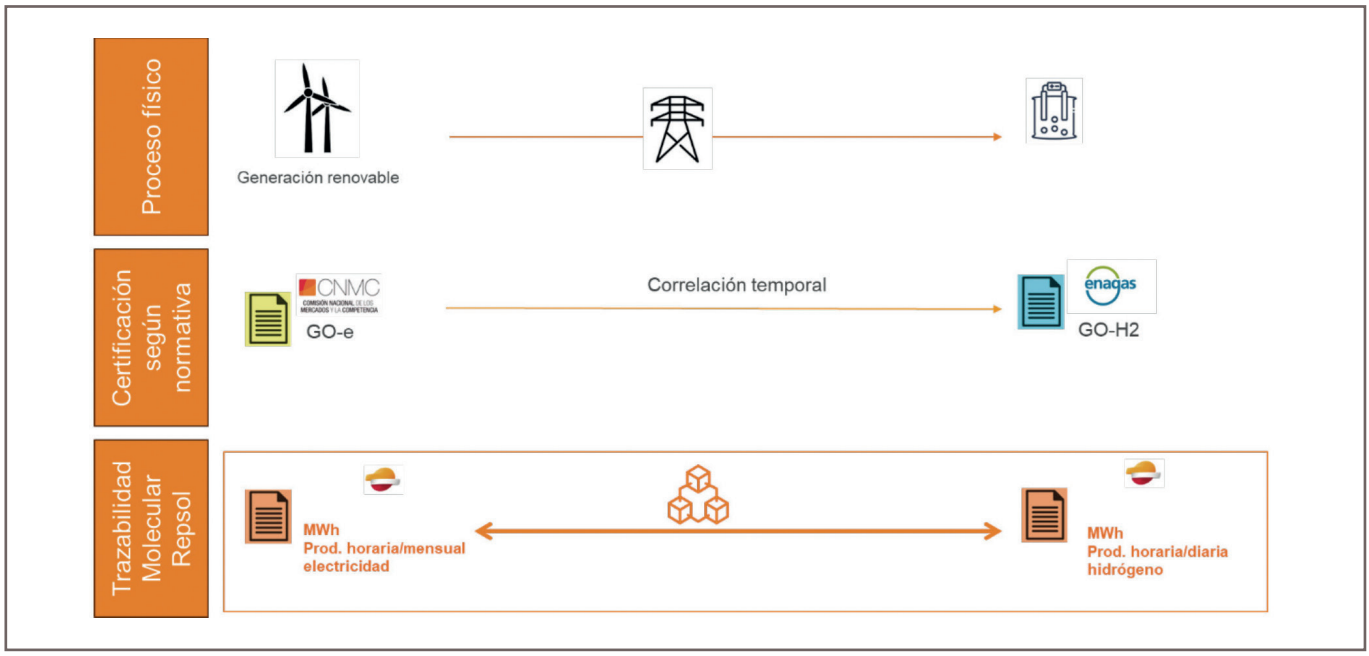
## Siguientes pasos: escalado industrial

La primera fase de escalado industrial en tecnología de electrolisis que va a acometer Petronor se establece para el periodo 2021-2026 y consiste en tres electrolizadores de distintas potencias, y una potencia agregada de 112,5MW, y con distintos objetos y aplicaciones. Como ya hemos adelantado, este primer despliegue se realizará con tecnología alcalina.

Primeramente, el electrolizador de 2,5MW, que se puso en marcha en octubre de 2023, del que ya hemos explicado sus objetivos en base a la perspectiva de aprendizaje de habilitador para un piloto en el ecosistema BH2C y desde la perspectiva del aprendizaje industrial del Grupo Repsol.

El segundo proyecto, el electrolizador de 10 MW, es un proyecto de la empresa Basque Hydrogen, en la que Petronor se

**Figura 4. Proceso de emisión de garantías de origen para el hidrógeno renovable**




ha asociado con el EVE y Enagas Renovable. Este proyecto se integra dentro del proyecto del Hub de descarbonización que promueve Petronor en el Puerto de Bilbao. Concretamente, el proyecto responde a las necesidades de hidrógeno y oxígeno por parte de la planta de combustibles sintéticos que Repsol y Aramco pondrán en marcha en la segunda mitad de 2025 en dicho Hub.

Como último proyecto, el electrolizador de 100 MW, que será acometido por la empresa Bay of Biscay Hydrogen, tiene por objeto la descarbonización industrial. El proyecto representará una producción equivalente a un tercio de la producción actual por reformado con vapor de la refinería de Petronor. Si bien, el consumo no será exclusivo para Petronor ya que abastecerá también a grandes consumidores industriales del entorno.

Tras esta primera fase de despliegue está planificada una segunda fase, a partir de 2026, para la que todavía no hay tecnología seleccionada, con el objetivo de cubrir la demanda total de hidrógeno renovable prevista por la refinería a medio plazo, dando respuesta a las necesidades de su transformación para el coprocesado de aceites vegetales y aceites de cocinas usados, así como para la síntesis de combustibles de origen no biológico con $CO_2$ capturado.

## Principales aprendizajes y conclusiones obtenidas

Enlazando con los objetivos de aprendizaje explicados anteriormente, a día de hoy, podemos decir que el proyecto de puesta en marcha del electrolizador de 2,5 MW de Petronor ha contribuido de manera muy notable al segundo objetivo indicado. Esto es, tras este primer proyecto, el conocimiento interno en el Grupo Repsol de la tecnología y de una planta de electrolisis alcalina, en todas las disciplinas referidas, ha tenido un desarrollo muy importante. Durante la ingeniería, ejecución y puesta en marcha del proyecto se detectaron varias modificaciones necesarias en el diseño de la planta, tanto en configuración, cumplimiento de especificaciones de seguridad mínima en nuestra industria de proceso, así como, por el lado operativo la necesidad de reprogramación de modos y secuencias de operación. Se puede destacar en-

tre ellas, aprendizajes en las consideraciones de materiales para el agua afinada de proceso, la configuración y programación de los modos de operación del transformador - rectificador, o el diseño de los sistemas de despresurización de emergencia, entre otros muchos. Todo ello se ha documentado en una relación de lecciones aprendidas que se han puesto en común en la compañía y que actualmente se está considerando en el desarrollo de ingeniería de los proyectos de la primera fase de despliegue.

Con respecto al primer objetivo de aprendizaje en el ecosistema, es aún temprano para sacar conclusiones, aunque los indicios son positivos. Próximamente se pondrá en funcionamiento el envío de hidrógeno al hidroducto que conecta con el Parque Tecnológico EIC y del que se podrán sacar unas conclusiones también muy relevantes.

Por otro lado, el proyecto nos ha permitido medir dónde están realmente la tecnología y los tecnólogos tanto al nivel de desarrollo de su tecnología y de sus diseños, pero también de sus capacidades para abordar grandes proyectos industriales. Y esto nos ha permitido saber dónde estamos nosotros como organización para poder trabajar en los proyectos de transformación y de introducción de nueva tecnología aún no madura. Dónde nos tenemos que reforzar y dónde tenemos que ayudar a los tecnólogos para poder afrontar los saltos de escala deseados para los nuevos proyectos y poder llevarlos a cabo con solvencia.

Como conclusión, podemos decir que este primer electrolizador marca el inicio de la hoja de ruta de utilización de hidrógeno renovable por el Grupo Repsol, apalancándose en sus usos actuales de refinación de combustibles, pero también abriendo la puerta a otros usos como el uso industrial como calor, la movilidad o la utilización de hidrógeno renovable como base para nuevas moléculas descarbonizadas de aplicación en el transporte. Repsol actualmente es el mayor consumidor y productor de hidrógeno en España y tiene un papel esencial en el cumplimiento de los objetivos marcados por el PNIEC. Es por eso que, aprovechándose de las palancas de consumo y de tracción de la industria mediante iniciativas colaborativas como las asociaciones SHYNE y el Corredor Vasco del Hidrógeno, Repsol trabaja en el impulso de la implantación de una cadena de valor del hidrógeno renovable en España que tenga un impacto relevante en la descarbonización y en la generación de tejido industrial.

# De los conceptos a las políticas: reflexiones para un nuevo enfoque de la innovación

**José Molero**
*Catedrático Emérito de la Universidad Complutense de Madrid*

## Introducción y objetivos

En las últimas décadas hemos asistido a fuertes perturbaciones y amenazas que han afectado al sistema económico internacional, con sus paralelismos en los sistemas políticos y la situación social. La profunda crisis financiera comenzada en 2008 inauguró este largo periodo de turbulencias y a ella se le han unido, primero, la crisis sanitaria provocada por la COVID-19 y, después, la guerra de Rusia con Ucrania y el más reciente conflicto entre Israel y Palestina.

En dicho contexto se han visto puestos en cuestión aspectos que considerábamos bien establecidos como la democracia parlamentaria en los países occidentales, la división internacional del trabajo gobernada por la globalización, las posibles consecuencias del cambio climático, o por referirnos a nuestro tema, el papel de las distintas energías en los modelos de crecimiento y desarrollo. Ante tales perturbaciones se producen reacciones de diferente tipo, desde aquellas que consideran que "en tiempos de tribulaciones no hay que hacer mudanza" y que, consecuentemente, tratan de apuntalar el sistema que venía funcionando anteriormente, hasta las apuestas por cambios rotundos en todos los ámbitos, desde los desafíos medioambientales a los liderazgos internacionales y también por el diseño de un nuevo modelo de energía y economía vinculado al desarrollo. La postura que aquí se mantiene es que es precisamente en este tipo de situaciones es cuando son necesarias políticas renovadas en múltiples ámbitos, pero sobre todo en el de la innovación tecnológica, ya que partimos del principio de que la innovación es un elemento crítico para hacer frente a los desafíos al desarrollo que presenta la situación presente y donde el sector energético es una pieza nuclear. Este ensayo se dedica no tanto a debatir aspectos concretos del sector, sino que se tratará de esclarecer criterios y enfoques para esa necesaria transformación de la política tecnológica.

El segundo epígrafe se dedica a discutir los conceptos más extendidos sobre la dinámica de la innovación y en el tercero se hará una propuesta metodológica para el debate sobre el impulso de las nuevas políticas. Finalmente se harán unas reflexiones de cara a la reforma de la gestión de las nuevas políticas.

## Las distintas perspectivas sobre la innovación

Antes de adentrarnos en aspectos más directos del proceso de innovación tecnológica es necesario hacer algunas precisiones sobre lo que, en terminología de *Schumpeter,* sería la "visión" que se tiene de aquel proceso (*Schumpeter,* 1971). La razón es que, según sea esa "visión" se derivarán elementos distintos para entender si hay que apoyarla desde los poderes públicos y mediante qué actuaciones.

Comenzaremos por una afirmación general: la forma de analizar la innovación que se propone será acompañando su evolución con la coevolución de la actividad económica. Subrayar esto es importante porque en los últimos años hay una tendencia a aislar el proceso de innovación de su contexto económico y social; así la innovación sería una suerte de respuesta genérica ante cualquier desafío, a la manera de un nuevo "bálsamo de fierabrás" que todo lo cura. Se pasaría así a una perspectiva de la "innovación sin economía" que estaría sustituyendo con éxito a la visión previa ortodoxa de la economía que apenas se refería a la tecnología, si acaso considerándola como un factor exógeno; haciendo un juego de palabras, sería la "economía sin innovación". Pues bien, como demostró sobradamente Schumpeter y después la teoría evolucionista de la innovación, el cambio tecnológico y la dinámica económica han de entenderse de manera conjunta dado el protagonismo que tiene la tecnología para los elementos económicos y los actores sociales e institucionales en el que se produce.

Cuando a partir de los años 1950 la economía "redescubre" la importancia del cambio tecnológico, se articulan dos respuestas contrapuestas: la teoría del tirón del mercado "*market pull*" y la del empujón de la ciencia "*science push*". El enfoque del "*market pull*" considera que la innovación tecnológica se produce como respuesta a las oportunidades y evolución de los mercados, lo que en la práctica significaría que no es precisa ninguna intervención pública, pues solo ejercería una influencia nociva sobre el funcionamiento del mercado, Esta visión está detrás de las críticas que se hacen a las políticas públicas de innovación por cuanto, se argumenta, serían un factor de distorsión de las reglas del mercado. Desde esta concepción, las políticas aconsejables son las que cuidan de la pureza de la competencia en los mercados como las leyes antimonopolio o de defensa de la competencia, es decir, no políticas de innovación sino políticas que eviten que la ausencia de competencia dificulte la innovación de las empresas.

En este terreno hay un cambio radical a partir de los años 1960 cuando Arrow y otros demostraron con gran rigor que el mercado no siempre emite las señales adecuadas para que las empresas tomen sus decisiones de inversión en invención/innovación porque estas actividades, basadas en el conocimiento, tienen características destacables como la imperfecta apropiabilidad privada de sus logros, la fuerte incertidumbre de sus resultados o los efectos de "rebosamiento" entre actividades que se manifiestan. A partir de aquí, con el objetivo de compensar la posible subversión privada en esas actividades, se haría necesaria una intervención del Estado para incentivarlas con formas de apoyo como las subvenciones o las desgravaciones fiscales; esta concepción, genéricamente conocida como los "fallos del mercado", sigue estando presente en buena parte de los diseños más tradicionales de políticas de fomento de la innovación.

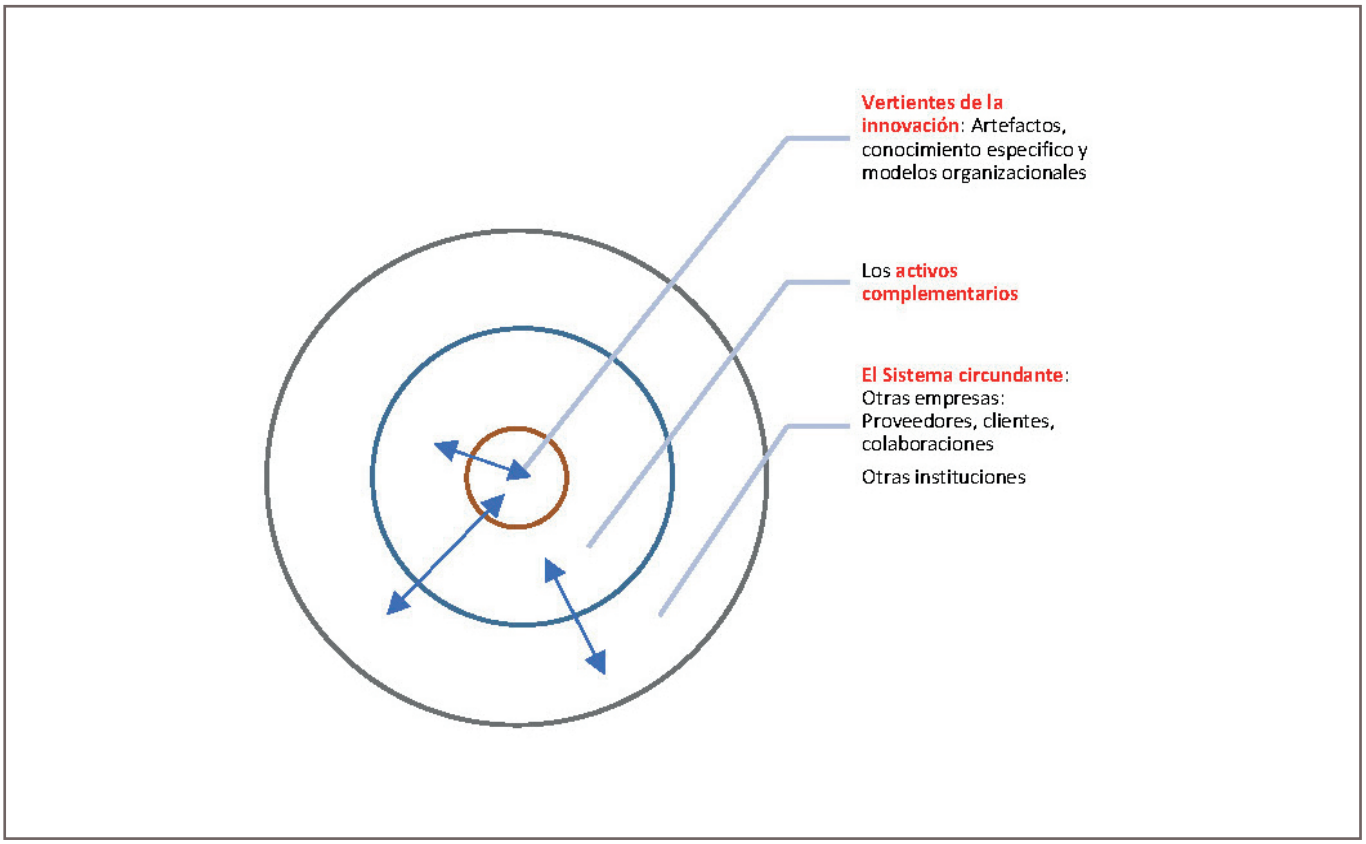
Frente a esta concepción está la conocida como "*Science push*", que consiste en ver la innovación como un derivado natural del avance científico, pasando por unas fases encadenadas desde la investigación básica y aplicada, siguiendo por el desarrollo tecnológico y terminando con la innovación; este enfoque se conoce como "modelo lineal", pues la innovación sigue un curso natural desde el avance científico al conocimiento práctico aplicado a la producción y organización de las empresas.

Las políticas aconsejadas por este tipo de enfoque son también fácilmente deducibles pero muy distintas de la ya expuestas; desde los poderes públicos debe apoyarse fuertemente la investigación científica y todo lo demás se dará por añadidura. Esta visión sigue estando muy presente en actuaciones como los pactos por la ciencia, que ignoran la innovación o en las medidas encaminadas a eliminar los obstáculos que dificulten el fluir natural del conocimiento y pone su centro de atención en aspectos incluidos en el am-

plio y discutible concepto de "transferencia de conocimiento". Una de las expresiones más conocidas de esta forma de entender la política de innovación la proporcionó la Unión Europea cuando en su libro verde de la innovación de 1995 sostenía la tesis de que Europa tenía una posición privilegiada en la generación de ciencia pero que su debilidad frente a competidores como Estados Unidos o Japón consistía en que sus procesos de transferencia al sector productivo eran menos eficaces. De aquí se acuñó el concepto de "paradoja europea" y sus principios básicos siguen alumbrando múltiples ejemplos de políticas a nivel estatal, europeo o regional. Tanto la visión del "tirón del mercado" como la del "empujón de la ciencia" tienen parte de verdad en sus planteamientos, el problema es cuando se ponen en práctica ignorando la variedad y heterogeneidad que gobiernan los procesos de innovación en distintos contextos sectoriales o espaciales.

La tercera perspectiva sobre una innovación podríamos denominarla como la "visión estructural" pues trata, por un lado, de conjugar los aspectos de los anteriores enfoques y por otro, enriquecerlos considerando la innovación de las empresas como una dinámica en estrecha vinculación con el sistema en el que actúan. El papel del sistema es trascendental y la relación entre las empresas y el entorno se establecen tanto desde el núcleo de conocimiento/tecnología de la empresa con los paralelos en el sistema como desde el entorno no tecnológico de las empresas con el amplio entramado de instituciones públicas y privadas del su entorno.

**Figura 1. Los círculos de la innovación**




Fuente: elaboración propia

La interacción entre fuerzas del mercado y el contexto institucional es característico de este enfoque de manera que las políticas deben ir orientadas a hacer que el sistema conjunto funcione bien, evitando lo que podemos denominar "fallos del sistema" frente a los convencionales "fallos del mercado" ya mencionados. Además, se introducen dos conceptos muy importantes para las políticas: el ciclo de las tecnologías y la variedad de los procesos de innovación.

El ciclo de las tecnologías (Utterback, 2001) introduce un elemento clave de las relaciones entre instituciones y mercado. Estas relaciones varían a lo largo de las fases de los ciclos de las tecnologías. En una primera, la fase fluida, coexisten distintos principios y propuestas tecnológicas, los elementos de mercado están relativamente distantes y, por tanto, los aspectos institucionales sociales y políticos tienen un fuerte protagonismo a la hora de seleccionar tecnologías y su maduración. Cuando se llega a la maduración de las tecnologías y se consolidan los "modelos dominantes" (fase específica), los elementos del mercado adquieren un protagonismo mucho mayor. Una consecuencia directa es que las políticas "inteligentes" deberían incorporar esta visión dinámica para ser capaces de adaptarse a las distintas etapas evolutivas.

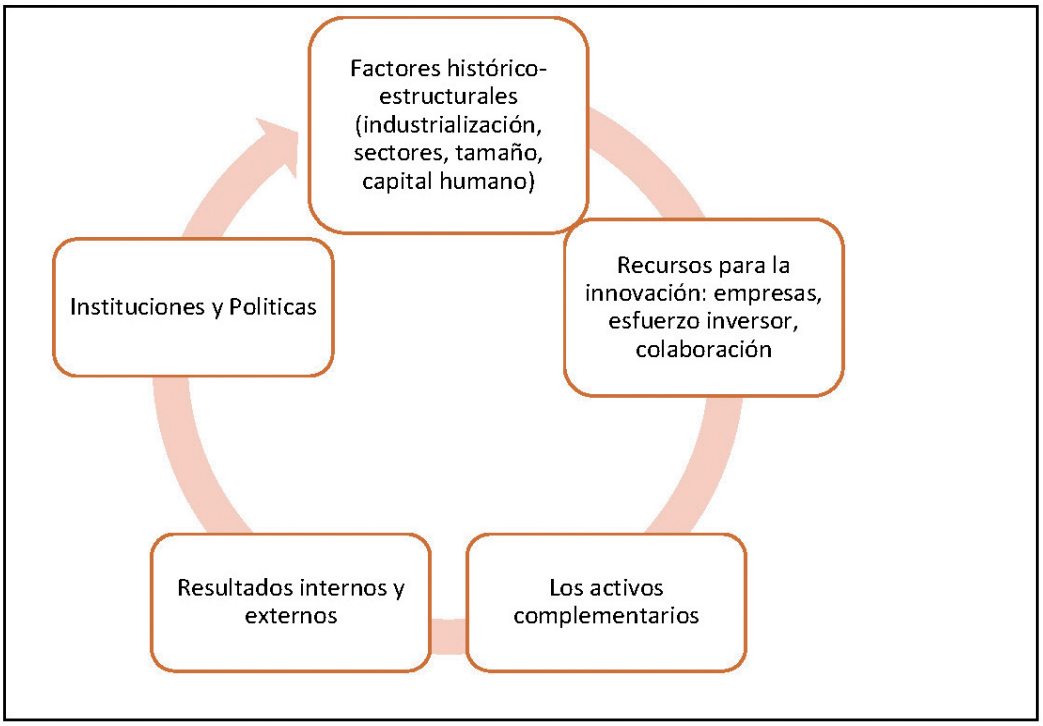
La cuestión de la variedad es igualmente primordial para el diseño y eficacia de las políticas. Frente a la idea de un modelo de innovación general -en el que buscarían el factor o los factores determinantes- los análisis a partir de los años 1970/1980 introducen el concepto de variedad de dinámicas innovadoras. Esto es un desafío importante para la puesta en marcha de políticas ya que, si llegáramos al extremo de que cada caso es singular, no sería posible deducir el tipo de estímulos a aplicar. Es aquí donde aparece el concepto de "taxonomía de la innovación" (Pavitt, 1985), que permite establecer cuatro o cinco modelos básicos de innovación según estén basadas en la ciencia, la aportación de los proveedores, las economías de escala o los oferentes de equipos especializados. A partir de aquí es fácil entender que aspectos como el apoyo a la investigación científica sería más útil en la innovación basada en la ciencia (v.g. la industria farmacéutica), mientras que el apoyo a actividades de ingeniería y de fabricación serían más apropiadas para el tipo de innovación dominante en sectores donde se dan importantes economías de escala (v.g. la fabricación de electrodomésticos). El tema se complica aún más si tenemos en cuenta que las empresas innovadoras pueden adoptar diversos modos de innovar con el paso del tiempo y la madurez de las tecnologías. De nuevo los diseños rígidos de políticas no serían apropiados en un contexto de diversidad de trayectorias.

## Una propuesta de análisis

El siguiente paso consiste en plantear una propuesta analítica que permita debatir de manera coherente los múltiples elementos que se derivan del enfoque estructural. En anteriores trabajos (Molero, 2015;2017) se ha utilizado el modelo de la causación circular propuesto por Myrdal (1968) para explicar la complejidad del subdesarrollo en los países atrasados. Se trata de aproximarse al sistema de producción e innovación mediante la identificación de los bloques principales, estudiar sus aspectos más importantes y fijarse en las relaciones más significativas entre aquellos. En esta perspectiva importan tanto la identificación de los núcleos fundamentales del análisis como la valoración de las relaciones que se establecen entre ellos.

La figura 2 muestra una forma de concretar el modelo mencionado. Siguiendo a Myrdal podemos decir que lo sustancial sería las relaciones de causación entre los bloques, de manera que el impulso hacia el desarrollo (en nuestro caso, una mayor innovación) se obtiene logrando que el círculo se ponga en marcha simultáneamente en todos sus elementos y genere "círculos virtuosos" para un mayor desempeño del cambio tecnológico y la innovación.

**Figura 2. Modelo de Causación Circular de la Innovación**




Fuente: elaboración propia

Antes de entrar a comentar algunos aspectos de este sistema en relación con la energía, ya podemos establecer una distinción importante de cara al tipo de políticas que pueden derivarse. De un lado, las que tengan como finalidad la mejora de cada uno de los bloques (v.g. la disponibilidad de recursos humanos y económicos para la innovación) y, de otro, actuaciones encaminadas a mejorar las relaciones entre los bloques (v.g. las relaciones entre centros de investigación y empresas).

Un requisito previo de este enfoque es considerar la situación actual como la herencia de un largo proceso de constitución del sector. Conocer la génesis de la actual estructura es algo primordial para saber las posibilidades de actuación de nuevas políticas de innovación; estamos hablando de un proceso vinculado a la industrialización del país que ha pasado por muy diversas etapas. Hay que considerar elementos como el número y tamaño de las empresas que forman el sector, su nivel de interconexión, el alcance de la internacionalización y otros, sin olvidar los detalles del marco regulatorio.

Desde el ángulo de las políticas hay que señalar que, en gran medida, las actuaciones en este campo se producen a través de políticas variadas como la industrial, medioambiental, etc. En nuestra forma de ver se trata de estudiar las posibilidades que la estructura económica genera para que las políticas más directamente relacionadas con el cambio tecnológico e innovación sean más eficaces; esto es, innovación con economía. De aquí se deduce otro rasgo importante de las nuevas políticas, deben ser confluyentes y no contradic-

torias con políticas industriales, fiscales, regulatorias, etc.

El segundo bloque incluye los elementos típicos de los diagnósticos convencionales: qué recursos se disponen para las actividades tecnológicas y de innovación. No es este el lugar para un desarrollo en profundidad del asunto -lo que requeriría un trabajo extenso en sí mismo- pero si queremos destacar algunos datos importantes procedentes de las Estadísticas de I+D y la Encuesta Sobre Innovación de las Empresas, ambas elaboradas por el INE.

El cuadro 1 recoge datos seleccionados de la actividad de las empresas en I+D, comparando los datos de los sectores energéticos con los del total de la industria y el total de empresas[1]. Los hechos más significativos que se deducen son los siguientes:

- El panorama es diferente entre las industrias del Petróleo y Electricidad y Agua.

- En el caso del gasto en I+D, las empresas de petróleo, sin duda influido por su tamaño elevado, llevan a cabo un gasto medio por empresa muy superior al total nacional, al total de la Industria e incluso el de las empresas de Electricidad y Agua.

- Aunque la desproporción es mucho menor, también el gasto por empresa es superior al del conjunto nacional y de la Industria en el sector de Electricidad y Agua.

- Teniendo en cuenta la dimensión de las empresas, el esfuerzo relativo en I+D, medido por el porcentaje de este gasto respecto a la facturación de las empresas, es relativamente modesto.

- La compra externa de I+D, esto es, la I+D no desarrollada internamente, tiene una importancia significativa. Así, en Energía y Agua supera el 90%; comparándolo con el esfuerzo en I+D interna refleja un modo diferente de adquirir nuevo conocimiento para la innovación.

- En el Petróleo es cerca de un tercio del total, siendo también superior a lo que se produce en el total de empresas y en las empresas industriales. Sin embargo, el peso es mucho menor; dos tercios del gasto en I+D se hace internamente.

**Cuadro 1. Algunos datos de I+D en 2022**

| Sector | Número de empresas que realizan I+D interna | Gasto en I+D interna (miles de euros) | | Compra de I+D (miles de euros) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Total | Media de gasto por empresa (miles de euros) | Total (miles de euros) | % de la compra respecto al gasto |
| Total empresas | 11.890 | 10.901.728 | 916,88 | 1.795.611 | 16,47 |
| Industria | 4625 | 5.034.878 | 1.088,62 | 1.199.827 | 23,83 |
| Industrias del petróleo | 4 | 67.496 | 16.874,00 | 21.758 | 32,23 |
| Energía y agua | 95 | 162.290 | 1.708,31 | 159.608 | 98,34 |

Fuente: Estadísticas de I+D. INE

[1] Hay que hacer una reserva metodológica importante respecto a los sectores que hemos identificado como de Energía. De una parte, hay actividades que no deberían tenerse en cuenta como es el caso del Agua y, de otra, no se incluyen otras actividades que la estadística incorpora en otros sectores como en el extractivo.

La Encuesta Sobre Innovación de las Empresas se refiere al conjunto de actividades innovadoras y no solo a la I+D. Con esta información se ha elaborado el cuadro 2, que permite extraer algunas conclusiones interesantes.

- El porcentaje de empresas con gastos en innovación es del 100% en el Petróleo, mientras se reduce a poco más del 30% en Energía y Agua. Esta proporción es algo mayor que la existente para el conjunto de la industria donde es el 23,42%.

- El volumen de gasto en el caso del Petróleo es muy elevado, mientras que en Energía y Agua no alcanza los dos millones de euros por empresa, aunque es muy superior a la media de la Industria en la que no llega a alcanzar los 1.200 miles de euros.

- De ese gasto, el 20,33% es gasto en I+D interna en el Petróleo, subiendo al 36,94% en Energía y Agua. En ambos casos, muy por debajo del 55,92% que alcanza en el conjunto de la industria.

- La compra de I+D externa, por el contrario, supone un elevado porcentaje de los gastos en innovación en Energía y Agua, 37,88%, mientras que en el sector del Petróleo se reduce a un escaso 6,55%. En Petróleo la compra externa es inferior al promedio de la Industria (14,51%), en tanto que es netamente superior a esa media en Energía y Agua, 37,88%.

- En conjunto, todo el gasto en I+D (interna y externa) representa el 26,88% del gasto total en innovación en el caso del Petróleo, mientras que en Energía y Agua sube hasta las tres cuartas partes del total.

- Dicho de otra forma, en Energía y Agua el recurso a la inno-

**Cuadro 2. Gastos en Innovación, 2022**

| | Empresas con gasto en Innovación | | Gasto en Innovación y tipo de gasto | | | | Cooperación para innovar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Empresas con gasto en innovación | % de empresas sobre el total de empresas | Gastos en innovación (miles de euros) | Gastos en Innovación por empresa (miles de euros) | % gasto en I+D interna | % gasto en I+D externa | % empresas que cooperaron para realizar actividades innovadoras |
| Total empresas | 24.065 | 15,61 | 20.836.041 | 865,82 | 50,07 | 9,75 | 6,85 |
| Total Industria | 7.588 | 23,42 | 8.872.359 | 1.172,35 | 55,92 | 14,51 | 10,14 |
| Petróleo | 6 | 100,00 | 331.952 | 55.325,33 | 20,33 | 6,55 | 66,67 |
| Energía y agua | 217 | 30,68 | 429.991 | 1.981,52 | 36,94 | 37,88 | 15,45 |

Fuente: Encuesta Sobre Innovación de las Empresas. INE

vación sin I+D es una cuarta parte del gasto total, dominando, en consecuencia, las actividades de I+D para la innovación. Sin embargo, en el Petróleo, el gasto en innovación que no es I+D tiene un importante protagonismo, suponiendo tres cuartas partes del gasto total.

- Las actividades de cooperar para la innovación están muy generalizadas entre las empresas grandes de Petróleo, pero en el caso de Energía y Agua, las empresas que cooperan son un reducido 15,45%.

El análisis del bloque denominado activos complementarios es de gran importancia cualitativa. La idea proviene de Teece (1986), quien, al analizar los factores que facilitan el aprovechamiento de los resultados de las innovaciones, acuña este concepto: más allá de ser los primeros temporalmente en obtener las innovaciones, se trata de quién tiene más éxito a la hora de beneficiarse de los frutos económicos que proporcionan. En su opinión, junto con el conocimiento tecnológico, el éxito económico tiene que ver con disponer y manejar con éxito otros activos; los activos complementarios.

Vamos a comentar algunos de ellos, unos de corte más convencional y otros pocas veces incluidos en el análisis. Entre los primeros caben citar varios como la capacidad financiera, la formación de los trabajadores y directivos y el uso eficiente de métodos de propiedad industrial. Por tanto, en nuestro caso, un salto hacia adelante de la innovación en energía necesitaría mejores fórmulas de financiación de la innovación, planes ambiciosos y duraderos de formación y mecanismos para garantizar el retorno de los frutos de la innovación. Estas políticas no serían estrictamente hablando de innovación, pero su ausencia dificultaría la capacidad de apropiación de sus resultados.

Menos habitual es referirse a dos activos singulares: la capacidad de producción y las capacidades organizativas. En el primer caso, lo acaecido recientemente con la pandemia de la COVID-19 es muy esclarecedor: disponer de conocimientos sin una base de producción adecuada hace que la batalla por los beneficios de las nuevas tecnologías sea ganada por quienes, además de conocimientos, tienen bases productivas sólidas. La enseñanza que se deriva es evidente, hay que reforzar la capacidad de producción energética y de los insumos necesarios para ello. Una nueva llamada a la política industrial orientada por el eje de la innovación.

Teórica y empíricamente se ha demostrado que el éxito competitivo de la innovación depende muy particularmente de las capacidades organizativas de las empresas. Son capacidades que fomentan, orientan y hacen eficiente el aprendizaje colectivo dentro de las empresas. Estas capacidades no están disponibles en el mercado, sino que son fruto de un aprendizaje histórico donde las estructuras de las empresas y sus modalidades de aprendizaje (incluso cómo incorporar el conocimiento de otros) tienen elementos idiosincráticos fundamentales. Las políticas de innovación deberían incluir iniciativas que fomentasen este tipo de aprendizaje más allá de que las empresas dediquen determinados recursos a la innovación (Dosi et al, 2023).

Llegamos así al bloque de los resultados del proceso de innovación. Aquí el análisis debe ocuparse de medir esos resultados y después ponerlos en el contexto internacional para diseñar estrategias de políticas acordes con esta situación. No se trata de hacer un análisis pormenorizado del tema ya que, primero, este ensayo está orientado a esclarecer ciertos elementos para el diseño de las políticas y, segundo, porque los datos existentes sobre resultados de innovación son menos precisos que los que tenemos acerca de los recursos dedicados.

Uno de los más utilizados es ver la importancia que tienen los nuevos productos de la empresa respecto al total de la cifra de negocios. Aquí se utilizan dos indicadores: el porcentaje de las ventas debidas a nuevos productos para la empresa y el similar respecto a nuevos productos para el mercado. Los datos de 2022 muestran que el porcentaje debido a nuevos productos para la empresa supuso el 18,20% en la industria del Petróleo y algo más del 11% en Energía y Agua. Por tener un elemento de comparación esa ratio era del 14,65% para el total de empresas y el 18,39% para el conjunto de la industria.

La ratio de productos nuevos para el mercado se considera exponente de innovación de mayor alcance. En el mismo año la ratio era del 7,4% para la industria del Petróleo y del 2,9% en Energía y Agua; para el total de empresas el porcentaje era del 5,43% y para la industria del 6,4%. En resumen, estos

**$VTR_i$ = (Patentes españolas en el sector i/ Patentes mundiales en el sector i) / (Patentes Españolas totales/ Patentes mundiales totales)**

datos indican un modesto ritmo innovador.

Una perspectiva muy enriquecedora de los resultados es la que establece fórmulas para comparar el comportamiento relativo de los sectores; en este caso, de los sectores de la energía con otros sectores industriales. Para ello es útil aplicar el concepto de Ventajas tecnológicas relativas (VTR).

Para cada sector (i), sus VTR se estiman mediante la fórmula siguiente:

La interpretación del índice de VTR es simple: cuando alcance valores VTRi>1 quiere decir que en ese sector la posición de las patentes españolas en el conjunto de las mundiales es superior a la posición media que ocupan las patentes españolas en el mundo lo que "revela" que este sector tiene ventajas relativas. Por el contrario, VTRi<1 revela una posición peor de ese sector con respecto al promedio y decimos que existen desventajas relativas. En ambos casos, cuanto más se separe de 1, mayores son las ventajas o desventajas que revela el comportamiento real de los agentes españoles.

**Cuadro 3. Ventajas/desventajas tecnológicas en España. 2008-2012.**

**VENTAJAS INTENSIVAS**
**VTR > 1,25**

-Aparatos domésticos
-Madera y de productos de madera y corcho, excepto muebles
-Productos alimenticios y bebidas
-Pesticidas y otros productos agroquímicos
-Muebles
-Marroquinería, talabartería y calzado
-Productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos
-Productos metálicos, excepto maquinaria y equipo
-Maquinaria agropecuaria y forestal

**VENTAJAS MODERADAS**
**1,00 < VTR < 1,25**

-Otro material de transporte
-Productos de caucho y plástico
-Otros productos minerales no metálicos
-Pinturas, barnices y revestimientos similares; tintas de imprenta y masillas
-Máquinas herramienta
-Maquinaria para la producción y uso de energía mecánica, excepto motores de aviones, vehículos automóviles y ciclomotores
-Industria editorial, impresión y reproducción de medios de comunicación
-Otro tipo de maquinaria de uso general

**DESVENTAJAS MODERADAS**
**0,75 < VTR < 1,00**

- Otra maquinaria de uso especial
- Motores, generadores y transformadores
- Aparatos de iluminación y lámparas eléctricas
- Equipo de control de procesos industriales
- Tabaco
- Instrumentos y aparatos de medida, verificación, control, navegación y otros fines, excepto equipos de control de procesos industriales
- Distribución de energía eléctrica, aparatos de control, hilos y cables aislados
- Productos derivados del petróleo y combustible nuclear
- Equipo eléctrico
- Pulpa, papel y productos de papel

**DESVENTAJAS INTENSIVAS**
**VTR > 0,75**

- Transmisores de radiodifusión y televisión y de aparatos para telefonía y telegrafía
- Equipo médico y quirúrgico y de aparatos ortopédicos
- Instrumentos de óptica y equipo fotográfico
- Receptores de radio y televisión, los bienes asociados grabación de audio o vídeo o reproductor
- Válvulas, tubos y otros componentes electrónicos
- Máquinas de oficina y ordenadores
- Relojes
- Acumuladores, pilas y baterías primarias

Fuente: elaboración propia

Para el enfoque de este ensayo de reflexionar sobre asuntos que ayuden a orientar las políticas, podemos valernos de una estimación relativamente reciente, recogida en el cuadro 3. Aun manteniendo las reservas ya expresadas sobre el detalle sectorial de las estadísticas, se puede extraer una conclusión sobre el comportamiento de los sectores próximos a la energía.

La mayor parte de sectores muestran "desventajas", señalando un comportamiento innovador -medido por las patentes internacionales- menor al que se produce en el conjunto de la industria. Es el caso de Distribución de Energía Eléctrica, Aparatos de Control, Hilos y Cables y los Productos derivados del Petróleo y Combustible Nuclear y Equipo Eléctrico. La proximidad a los valores centrales de la estimación permite calificarlas de desventajas relativamente moderadas. Una mejor posición se observa en sectores de maquinaria de uso en trabajos de energía, pero la falta de desagregación impide sacar mejores conclusiones.

A pesar de las carencias estadísticas, la consideración conjunta de los resultados de los distintos indicadores de resultados innovadores apunta a que el desempeño no es muy brillante y hay un importante terreno de mejora que debe ser potenciado por la puesta en marcha de nuevas medidas de políticas. Estas deberían discriminar si los resultados poco brillantes son consecuencia básicamente de la escasez de recursos empleados para la innovación o si el sistema de producción e innovación no es muy eficiente en transformar recursos en resultados.

## Reflexiones finales

A modo de recapitulación, se quiere volver a subrayar que el propósito de estas páginas no era entrar en detalles particulares de la situación de la innovación tecnológica en el ámbito de las energías, sino discutir ideas esenciales que permitan orientar las políticas evitando generalizaciones y/o continuismos poco aconsejables. De ahí que se comenzó subrayando que el enfoque de partida -la "visión"- que se tenga sobre la innovación condiciona fuertemente el diseño y ejecución de políticas prácticas.

Una segunda idea que cruza la reflexión es que la(s) política(s) de innovación deben estar enraizadas en la consecución de logros del desarrollo económico y social y deben incluir, junto a actuaciones clásicas de fomento de las actividades innovadoras de las empresas, otras dependientes de las políticas industriales, fiscales, educativas, etc. Creemos que el enfoque de la causación circular esclarece este enfoque.

Otro concepto repetido en las páginas anteriores es la apuesta por medidas de política que tengan capacidad de adaptación tanto a las diferentes etapas de los ciclos de las tecnologías, como a las diferentes formas de innovar.

Para avanzar en esas direcciones, no solo hace falta conocimiento y voluntad de poner en marcha las nuevas políticas, sino que se necesitan al menos otros dos ejes de actuación: la reforma de la administración y la evaluación constante.

Afirmamos con contundencia que es muy necesaria y urgente la reforma de la maquinaria político-administrativa encargada de planificar y ejecutar las políticas. Los signos de ineficiencia en este ámbito son múltiples y se reflejan nítidamente en la sistemática incapacidad de ejecutar los Presupuestos Generales del Estado para la I+D+I+D. Debe comenzarse por la dotación de recursos humanos suficientes y suficientemente cualificados para esta función concreta. A ello deben añadirse los temas de coordinación tan repetidos y que incluyen al menos dos ámbitos; la coordinación entre departamentos ministeriales y la coordinación entre los diversos niveles de administración, desde la general hasta la local, pasando por la autonómica.

La nueva etapa que se postula necesita también más que nunca un planteamiento riguroso y generalizado de evaluación de los resultados de las diferentes actuaciones. Se trata de poner en marcha o reforzar mecanismos de evaluación llevados a cabo por personas/instituciones independientes con capacidad de interlocución con los órganos de la administración para un continuo replanteamiento de las actuaciones llevadas a cabo. En nuestra opinión, es la única manera de evitar que por esquivar los "fallos del mercado" caigamos en "fallos de lo público".

## Referencias

Dosi et al (2023): *From organizational capabilities to corporate performance: at the roots of productivity slowdown. Industrial and Corporate Change*.

Molero, J (2015): La innovación tecnológica en la economía española: la necesidad de un "gran impulso". Información Comercial Española. 883.

Molero, J. (2021): La especialización tecnológica de la industria española: fortalezas y debilidades. Economía Industrial. 421.

Myrdal, G. (1968): Asían Drama. Penguin.

Pavitt, K. (1985): *Sectoral Patterns of Technological change: towards a taxonomy and a theory. Research Policy*. 13

Schumpeter, J. A. (1971): Historia del Análisis Económico. Ariel.

Teece, D. (1986): *Profiting from Technological Innovation. Research Policy*. 15

Utterback, J. (2001): Dinámica de la Innovación tecnológica. Fundación COTEC.

# La energía al servicio del relato de la transición ecológica

## Causas (y recomendaciones para reducir) la brecha entre la intención y la acción hacia un consumo sostenible

**Diego Herranz**
*Director de la Unidad de Análisis del Comportamiento en IMOP Insights*

**Antonio González**
*CEO Impact Hub*

Pese a algunos destellos que nos podrían invitar a un moderadísimo optimismo, la COP 28 sobre cambio climático celebrada en Dubái (Emiratos Árabes Unidos) en noviembre y diciembre de 2023 se ha caracterizado por la falta de ambición en los compromisos y la desconexión que muestran nuestros líderes mundiales para ponerse de acuerdo.

Esa inacción de los representantes políticos se vincula a los intereses financieros de los países productores de petróleo -comenzando con la celebración de un evento climático global en el corazón de una nación cuya enorme riqueza depende del petróleo-, aunque no solamente. Cabría preguntarse por qué los políticos no sienten la importancia y la urgencia de la presión ciudadana en los países occidentales en lo que se refiere a la acción contra el cambio climático, cuando los datos nos dicen que la ciudadanía está preocupada pero no sabe cómo pasar de esa idea difusa a la acción. Todo ello se concreta en la falta de incentivos y de programas de cambio real y decidido que canalicen esa intención "difusa" en acción "concreta".

Sin duda, el **cambio climático** y el conjunto de fenómenos relacionados con él son ya un tema central de nuestras vidas, con la **transición a un mundo sostenible** como principal objetivo de nuestras sociedades.

¿De qué manera pueden prepararse las organizaciones para responder a este enorme desafío? ¿Qué rol pueden cumplir las Administraciones públicas, las marcas y el tercer sector? El consumidor, a nivel individual, se encuentra desorientado. Es necesario que las instituciones, públicas y privadas, proporcionen un marco de valoración, reflexión y acción en el que los individuos puedan apoyarse para hacer realidad los necesarios cambios sociales.

La investigación social resulta fundamental aquí para identificar las dimensiones problemáticas y las palancas que pueden disparar el impulso a la acción en los y las consumidoras. Para el área de la investigación esto también es un gran desafío, porque el consumo sostenible es un ámbito en el que la brecha existente entre las actitudes e intenciones, por un lado y los comportamientos por otro, pueden ralentizar ese cambio necesario de cultura de consumo.

La investigación puesta en marcha por IMOP Insights en colaboración con *Impact Hub* busca conocer con mayor precisión los diferentes factores que pueden hacer más grande o más pequeña esa brecha hacia la acción, y proporcionar un marco orientativo que reduzca la complejidad en la toma de decisiones para las organizaciones.

## Ficha técnica del estudio

Encuesta *online* de 2.151 entrevistas a personas de 18-65 años, ámbito nacional, con cuotas de sexo por edad y comunidad autónoma. Margen de error de muestreo: +/- 2,2. Campo del 24 de enero al 13 de febrero de 2022.

Tres grupos de discusión realizados del 1 al 7 de julio de 2021. GD1: Jóvenes con trabajos cualificados. GD2: Edades intermedias de clase media amplia. GD3: Adultos mayores con estudios medios.

En un contexto en que la sociedad española parece estar concienciada sobre el problema de la sostenibilidad como gran reto de nuestro tiempo, la investigación debe contribuir con todo su potencial metodológico y de capital humano a comprender los procesos complejos, racionales, emocionales y sociales que están provocando en la actualidad una brecha entre la intención y la acción.

Vivimos una crisis civilizatoria en la que empezamos a sentir cómo el mundo que conocíamos se mueve bajo nuestros pies, lo que nos provoca una distorsión emocional parecida a la que se vive en el duelo por la pérdida de una persona importante en nuestra vida. Muchos niegan la realidad, otros se irritan, se deprimen; también los hay que ya están negociando la nueva realidad o que vislumbran un mundo futuro.

El estudio mixto, cualitativo, cuantitativo y basado en economía del comportamiento realizado por IMOP Insights con la colaboración de *Impact Hub* explora las diferentes regiones de la toma de decisión, incluidas las que pueden estar más afectadas por la distorsión emocional del momento actual.

Hablando en abstracto, podemos decir que la sostenibilidad es un discurso de lo políticamente correcto, muy pocos se oponen a él. Si tenemos en cuenta, por ejemplo, la valoración de la amenaza que supone el cambio climático, se comprueba que únicamente un 6,7% de la población internauta asegura que el cambio climático o bien no está claro que exista o se exagera sobre sus efectos, mientras que el 75,5% percibe que ya estamos viviendo sus efectos o los vamos a vivir en breve.

## Componentes de la brecha entre la intención y la acción

¿Qué factores explican el espacio que hay entre la intención y la acción? En primer lugar, el consumidor medio ve el consumo sostenible como un sacrificio, ya que los efectos del cambio climático le resultan difusos, no lineales y con distintas intensidades en diferentes lugares. Esta percepción relativiza su grado de impacto. Tanto es así que si preguntamos cuáles son los principales problemas a diez años vista solo un 15% considera el cambio climático como primera opción, mientras que los problemas económicos preocupan al 27,7% y se sitúan como preocupaciones junto a otros como la pérdida de valores, la violencia o el envejecimiento poblacional.

Vemos, por tanto, que el cambio climático **no es una prioridad**, y resulta difícil pensar en que pueda llegar a serlo si

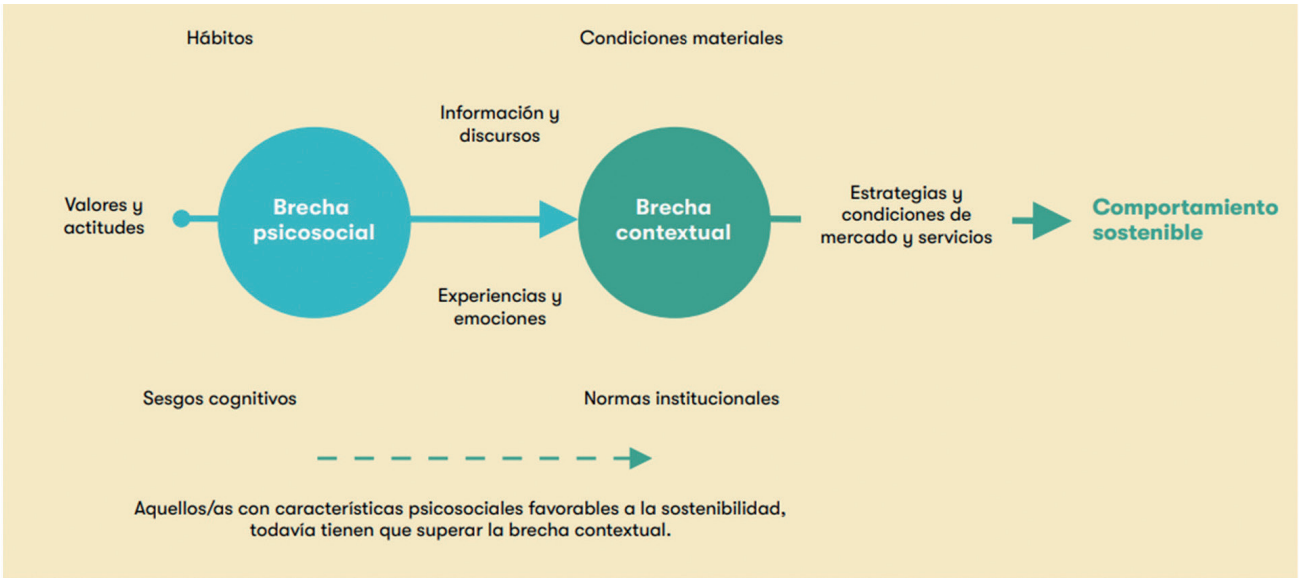
acontecimientos catastróficos como la guerra de Ucrania y la inflación se reproducen en el futuro.

A esto se une que los comportamientos considerados sostenibles se pueden definir como bienes de inversión: mientras que los costes se perciben inmediatamente en forma de esfuerzo o precio, los beneficios que se obtienen son a más largo plazo o colectivos. Todo ello lleva a que las marcas, organizaciones e instituciones tengan que justificar muy bien esos comportamientos, como bien expresó un participante en los grupos de discusión: "Si me pides sacrificios, al menos que tengan sentido".

En segundo lugar, nos encontramos con la **naturaleza psicosocial de cada individuo y colectivo** (valores, hábitos adquiridos o sesgos cognitivos que configuran un consumidor más o menos predispuesto a tener un comportamiento sostenible). A esto se unen las **condiciones** contextuales, que facilitan o vuelven más exigente el paso final a la acción (entraría aquí la información disponible sobre el cambio climático y otros aspectos relacionados como la experiencia emocional o mediática compartida por la población, entre otros).

Este sería el esquema general que nos lleva de la brecha de la intención a la acción:

**Figura 1. Proceso de superación de la brecha de acción**




Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

Al analizar la brecha a la acción podemos extraer las siguientes recomendaciones:

- **Desideologizar**. El comportamiento sostenible está excesivamente ideologizado en el factor de los valores y actitudes. De este modo, hay que atraer a muchas personas que se autoposicionan en la derecha y tienen muchos problemas para sentirse cómodos en esta nueva cultura que consideran "de izquierdas".

- **Del consumo consciente al hábito sostenible**. En el terreno de los hábitos, es necesario diseñar un mundo nuevo donde el consumidor medio no tenga que pensar demasiado, sino que la opción sostenible sea sencilla y eficaz.

- **Dar *feedback* y generar presión social**. Debemos aprender a tratar con los sesgos cognitivos, sobre todo aportando *feedbacks* de las consecuencias agregadas de las acciones individuales y visibilizando las acciones positivas que ya se llevan a cabo (sesgo de arrastre social).

- **Información legitimadora**. Los discursos "oficiales" sobre la sostenibilidad tienen un problema de pérdida de legitimidad: los consumidores dan veracidad a relatos y atribuyen responsabilidades del problema de tal manera que se eximen de implicarse en la acción.

- **Construir un marco de la ganancia**. La predisposición emocional es negativa: el ciudadano cree que el cambio a una nueva realidad va a suponer necesariamente una pérdida de comodidades. En cambio, se ha identificado a las sociedades del centro y norte de Europa como un imaginario que puede sustituir esa visión negativa en la proyección a futuro.

- **Sostenibilidad accesible**. Resulta fundamental sacar al consumo sostenible de su actual situación de nicho vinculado a un consumidor joven, cosmopolita y con poder adquisitivo y convertirlo en un consumo masivo y transversal, con varias gamas de precio y fácil de usar.

- **Normativas coherentes**. Las normas que regulan el comportamiento colectivo, así como la actuación de los Gobiernos, deben estar alineadas con los principios de una vida sin impacto ambiental y no entrar en contradicciones al promover grandes inversiones en infraestructuras contaminantes.

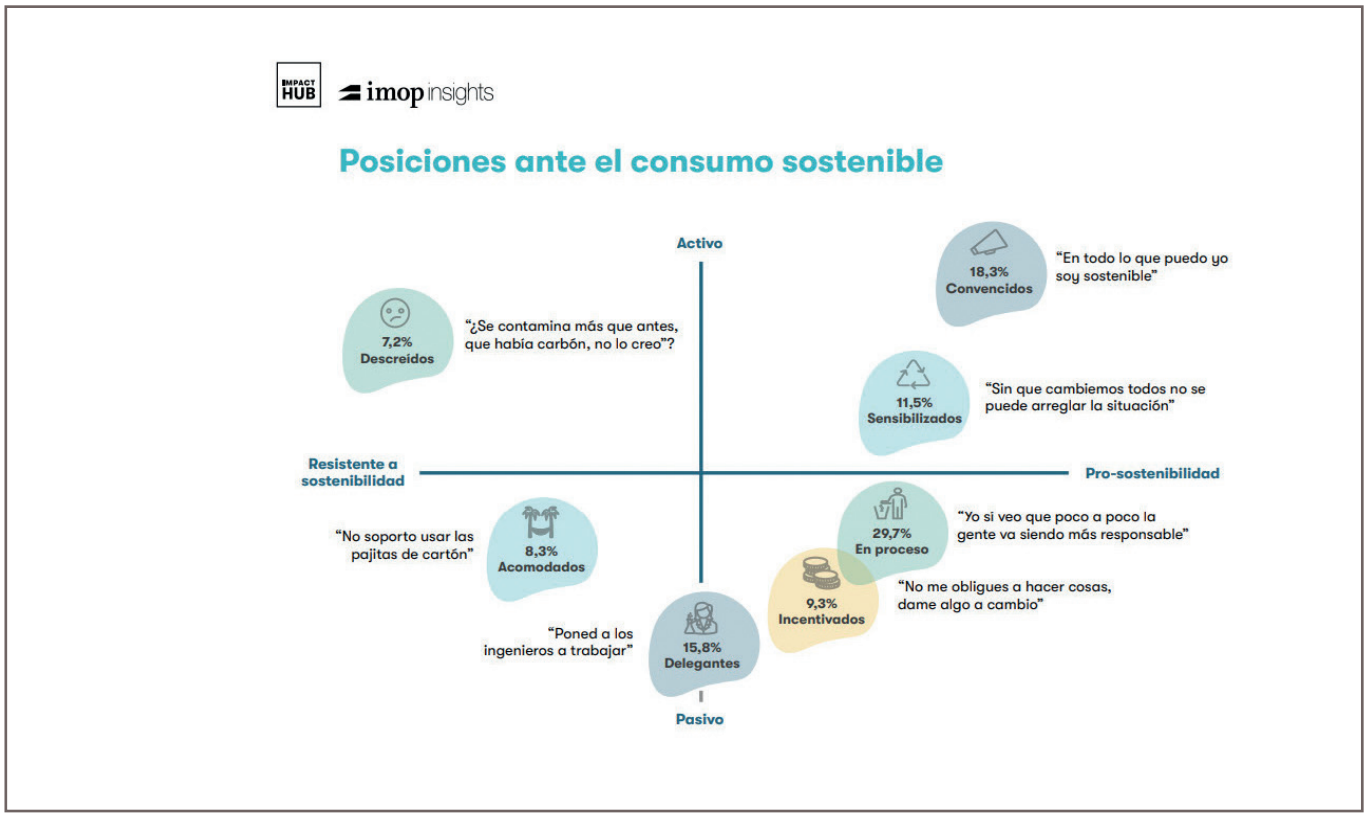
- **Beneficios para ambas partes en lugar de sacrificios**. Las marcas deben ofrecer ofertas *win-win*, en las que el gesto de consumir suponga un beneficio para ambas partes. Un ejemplo de esto son las aplicaciones para evitar el desperdicio alimentario: la empresa factura por un producto que iba a desechar y que el consumidor obtiene por un precio reducido.

Ahora bien, conviene destacar qué significado tiene y cómo se puede comprender mejor el fenómeno de la sostenibilidad en el consumo. Así lo muestra un experimento de economía conductual que describimos más adelante, y en el que constatamos que el **impulso a contratar un servicio de energías renovables** es mayor cuando se explica cómo se realizaría exactamente la canalización, siendo la tendencia a contratar este servicio incluso mayor que una opción en la que una agencia europea garantizara el suministro.

## Perfiles

Mediante un análisis clúster hemos identificado y definido siete arquetipos en función del grado de asimilación de la cultura sostenible y su implicación activa a favor o en contra de la misma. Esto es interesante porque para superar la brecha entre la intención y la acción se requieren una serie de condiciones que no todos los perfiles de consumidor cumplen al mismo nivel.

**Figura 2. Posiciones ante el consumo sostenible**




Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

Según los datos obtenidos, cerca de un 15% está distanciado de la sostenibilidad: son los **descreídos**, sobre todo hombres, de ideología de derechas, cercanos a las posiciones negacionistas y los **acomodados**, a los que les impacta con fuerza el necesario cambio de hábitos e intentan negar la realidad. Por otro lado, encontramos el que consideramos el ***target* central de las campañas** que se deben llevar a cabo en el futuro: son los que han aceptado la nueva situación pero condicionan su compromiso a diferentes requisitos (casi un 55%): **delegantes**, que delegan la responsabilidad a la ciencia, las marcas y los Gobiernos; **incentivados** que hablan el lenguaje de la economía del intercambio, buscando beneficios al comportarse sosteniblemente, y las familias de clase media-baja (**en proceso**), que se sienten atraídas por una cultura que perciben cada vez más extendida. Existe, finalmente, todo un 30% de personas convencidas que proponen regulaciones más estrictas: son jóvenes que ya imaginábamos que estaban impulsando los nuevos comportamientos (**sensibilizados**) y, un dato a destacar, el 18% de **convencidas**, que son principalmente mujeres mayores de ideología de izquierdas que ejecutan una cultura sostenible más tradicional y discreta.

## El consumidor frente a la energía

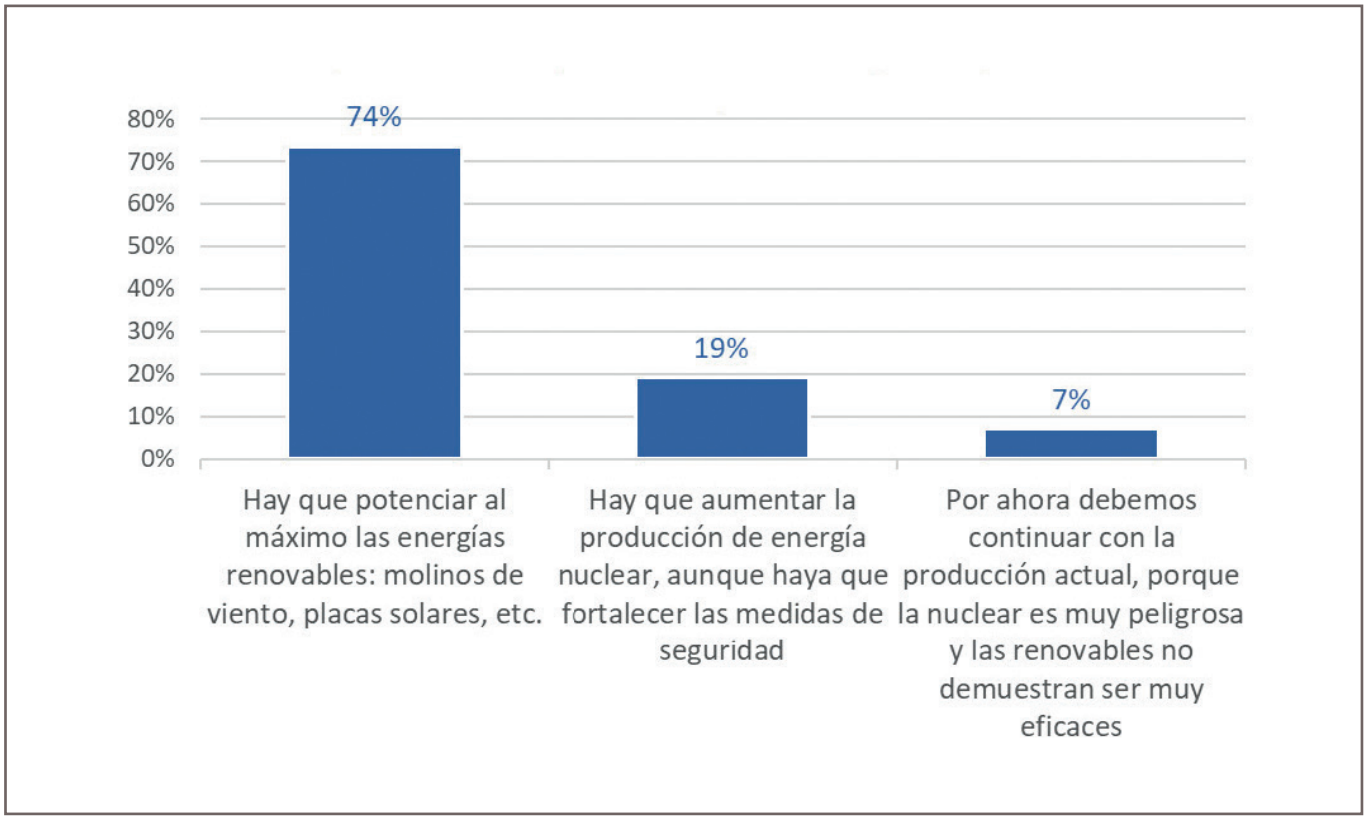
Entre los tres sectores de consumo estudiados, el de las energías renovables aparece como menos maduro en términos de alcance de sus ofertas y de información del consumidor -cabe recordar aquí que el trabajo de campo finalizó antes de que se iniciara la guerra de Ucrania, con las conse-

cuencias que el conflicto ha supuesto y supone en el mercado energético-.

Los consumidores son conscientes de que la transición a un mundo más sostenible debe basarse fundamentalmente en un cambio de paradigma energético. Las energías renovables suelen aparecer bien valoradas como solución, a pesar de que un grupo minoritario se posiciona críticamente por el coste en impuestos y los escasos rendimientos que parecen extraer en la actualidad. Pero el ciudadano medio no tiene un conocimiento mínimamente profundo sobre posibles ofertas del mercado en energías renovables, y en el discurso aparecen suspicacias en torno a las campañas de comercialización de las operadoras eléctricas.

De este modo, si observamos con detalle los datos, las energías renovables tienen un amplio respaldo, no solo de los sectores más sostenibles, sino también de quienes se sitúan en un punto medio y creen que los efectos del cambio climático serán a más largo plazo. Asimismo, los menos cercanos a las opciones de sostenibilidad se apoyan en mayor medida en la energía nuclear como fuente de energía alternativa a la actual.

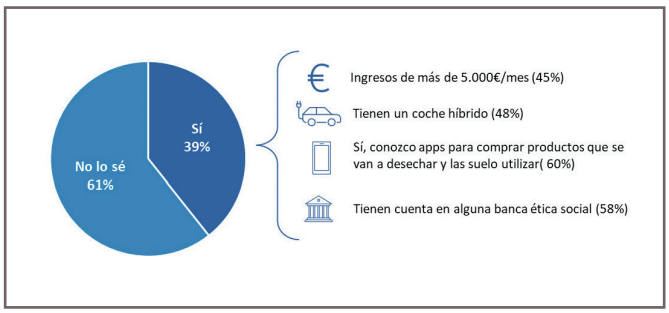
**Figura 3. Frente a la situación actual del consumo de energía en España, ¿cuál es para usted la opción por la que se debería optar?**




Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

Observamos que la mayor parte de los entrevistados no sabe si en su hogar puede contratar un suministro de energías renovables. Por su parte, los que ya realizan prácticas sostenibles son quienes tienen más claro que pueden contratar energía renovable en el hogar, lo que puede interpretarse como una búsqueda proactiva de información. Asimismo los que residen en hogares con mayor poder adquisitivo creen en mayor medida que tienen acceso a esta posibilidad.

**Figura 4. ¿Sabe si usted como particular, puede contratar el servicio de suministro de energías renovables en su hogar?**



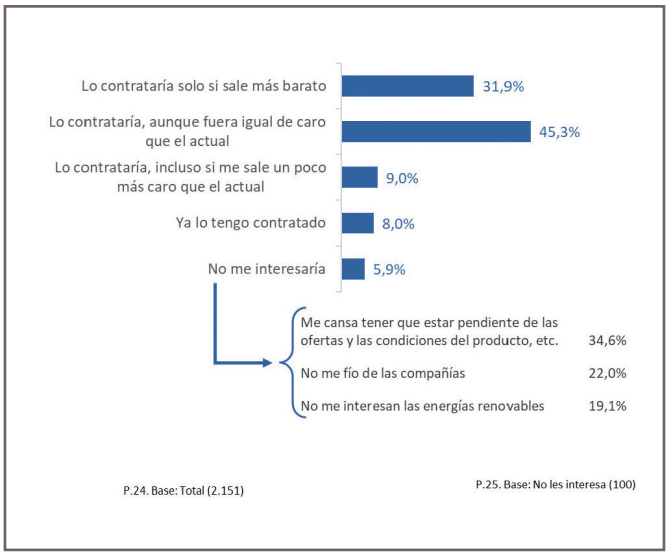

Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

Un 86% de los entrevistados contrataría energía renovable, aunque el 45% solo lo haría si no repercute en el precio y un 32% si el precio es más bajo. Además, únicamente el 9% lo contrataría sin condiciones, incluso aunque fuera más caro.

A pesar de que el precio actual lo haga inviable, el hecho de que a igualdad de precio la predisposición es alta, supone un apoyo grande a este tipo de energía, teniendo en cuenta lo tediosas que suelen ser este tipo de gestiones, lo que no se puede obviar como freno.

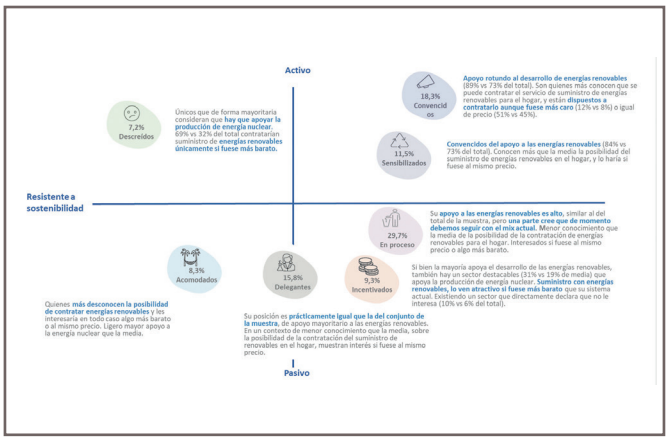
Finalmente, los que muestran desinterés en este tipo de energía son negacionistas del cambio climático y argumentan cierta pereza al cambio, desconfianza o simple desinterés en este tipo de energía.

**Figura 5. ¿Contrataría usted el servicio de suministro de energías renovables en su hogar?**




Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

**Figura 6. Tipologías. Energía**




Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

## Factores en la toma de decisión

La toma de decisiones es una actividad que forma parte de la vida cotidiana de los seres humanos. Cualquier decisión está basada en las creencias, percepciones y sentimientos, pero también están condicionadas por los **sesgos cognitivos**, que son desarrollados por todas las personas sin que se den cuenta: se trata de auténticos impulsores capaces de modificar radicalmente la forma en que percibimos las cosas, en consecuencia, alterando las decisiones que tomamos en nuestra vida personal y como consumidores.

En este sentido, la **economía del comportamiento** o economía conductual -una disciplina que lleva desarrollándose desde los años setenta del siglo XX en EE.UU y otros países, pero solo recientemente ha adquirido protagonismo en la investigación comercial y en las políticas públicas- consiste en el estudio de los aspectos irracionales en la toma de decisiones de los individuos, identificando sesgos en nuestra manera de analizar y decidir sobre nuestro comportamiento.

Un sesgo cognitivo es una tendencia del aparato cognitivo humano que genera errores de cálculo y decisión sistemáticos al influir en cómo se perciben y evalúan los datos de un escenario de decisión. Esto sucede porque en muchas ocasiones el individuo no maneja la suficiente información ni tiene el tiempo suficiente para tomar decisiones, y su estructura cognitiva y su trasfondo psicosocial responden para permitir tomar la decisión, pero lo hacen aplicando respuestas automatizadas y prejuicios.

Se pueden investigar porque esas tendencias automáticas suelen reaccionar de manera similar frente a estímulos parecidos. Analizar el material de investigación desde la idea de que existen sesgos que impiden tomar decisiones reflexionadas, ayuda a explicar los fenómenos sociales afectados por contradicciones y complejidades.

El consumo sostenible es un terreno especialmente afectado por las distorsiones afectivas y contradicciones morales que pueden condicionar las respuestas a la acción. El enfoque de economía del comportamiento ofrece precisión al análisis de los factores inconscientes o semiconscientes que actúan sobre la brecha existente entre las intenciones y marcos de valores de los individuos y las acciones sostenibles.

Al descubrir estos mecanismos, podemos utilizarlos para ajustar la intención del consumidor con la posibilidad de que la lleve a la acción.

## La importancia de conocer el funcionamiento del suministro

El **experimento** realizado consistió en lo que se suele llamar un test A/B mediante una encuesta en modalidad *online*. Se dividió la muestra total en tres submuestras de alrededor de 700 individuos a los que se les propuso el mismo ejercicio de decisión de opciones de contratación de servicios de suministro de energías, uno de ellos de fuentes renovables, pero cambiando un aspecto de la misma en cada caso, para comprobar cómo afecta a las decisiones los detalles que se modifican. El objetivo era comprobar qué efectos tienen esos pequeños cambios en la selección de las opciones de decisión.

La reflexión que orientó este experimento es que en fases previas de la investigación, en la encuesta realizada y sobre todo en los debates que se produjeron en tres grupos de discusión con diferentes perfiles de consumidores, se evidenció que uno de los problemas que estos consumidores tenían en el momento de decidir sobre la contratación de sus servicios de suministro de energía, era la **desconfianza** existente **respecto a las operadoras y distribuidoras de energía.** Hay que recordar que los grupos de discusión se realizaron en el año 2021, cuando ya se habían producido crecimientos de los precios de la energía.

Otro de los resultados de dichos grupos de discusión es que los consumidores presentaban una imagen de la **Unión Europea y los países del centro y norte de Europa** como un **modelo ideal** de estilo de vida adaptado a la transición ecológica y energética.

Y por último, un tercer aspecto que se verificó es que estos consumidores no conocen c**ómo se produce la canaliza-**

**ción de la energía** cuando esta es de una fuente renovable. Los consumidores se hacen la pregunta. ¿si yo contrato energía renovable, cómo ese tipo de energía llega a mi casa y la distribuidora me hace llegar la energía correcta? Esto es una fuente de incertidumbre y de desconfianza también importante.

En nuestro experimento quisimos comprobar cómo afectaba a la decisión el sesgo de autoridad -por el que sobrestimamos la validez de la opinión de algún agente o principio- y comprobar qué elementos, figuras, hechos, etc., podrían llegar a aportar ese nivel de confianza que impulse la contratación de energías renovables.

En las tres submuestras se proponen dos modalidades de contrato: una de energía de combustible fósil con un descuento de un 8%, y otra con energías renovables con un descuento menor, del 5%, que por tanto supone una pérdida de descuento. Además, en cada una de las tres submuestras el contrato con renovables se muestra con diferentes contextos: uno con la oferta "al desnudo", otro incluyendo la supervisión de la UE como elemento de confianza y un último explicando cómo se produce realmente la canalización del suministro.

El resultado es que la explicación de cómo funciona el suministro es la opción que obtiene mejores resultados. La conclusión es interesante, porque al cliente le da más confianza saber cómo se va a producir la distribución, es decir conocer y dar sentido a la propuesta, que la mención a un elemento externo que garantizaría, en principio, mucho mejor ese su-

**Figura 7. Resultados**

**Ahora imagine que usted es el responsable de contratar el suministro de luz y gas en su casa y recibe de la empresa con la que trabaja las siguientes ofertas, elija la opción que prefiere**

**Muestra A**

A. Contrato Electroplus. Reducción de 8% del precio respecto a su precio actual de la factura de la luz . . . . . 32,9%

B. Contrato Renovables-plus. Consumo de energías de producción con renovables. Reducción del 5% respecto a su precio actual de la factura de la luz . . . . . 67,1%

**Muestra B**

A. Contrato Electroplus. Reducción del 8% respecto a su precio actual de la factura de la luz . . . . . 26,0%

B. Contrato Renovables-plus. Consumo de energías de producción con renovables. Reducción del 5% respecto a su precio actual de la factura de la luz. Con esta alternativa la compañía mide el consumo que usted hace, e incrementa en su producción esa cantidad de energía con medios renovables (eólica, solar, etc.) y la incorpora al sistema de canalización de energía global. De esta forma, gracias a su contrato existe una cantidad mayor de energía renovable en el sistema . . . . . 74,0%

**Muestra C**

A. Contrato Electroplus. Reducción del 8% respecto a su precio actual de la factura de la luz . . . . 31,0%

B. Contrato Renovables-plus. Consumo de energías de producción con renovables, Reducción del 5% respecto a su precio actual de la factura de la luz. La Agencia Europea del Medio Ambiente emite un certificado que garantiza que la energía distribuida proviene de renovables . . . . . 66,0%

Fuente: Estudio Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía

ministro (la Unión Europea).
Los datos anteriores y su pormenorizado análisis nos llevan a sugerir, a modo de conclusión, que uno de los grandes desafíos de la transición ecológica y energética consiste en generar sentido y significado, es decir, pasa por que la sociedad asimile en un relato la justificación de los esfuerzos que deben ser realizados.

La información que ofrece nuestro estudio quiere contribuir al conocimiento de la brecha a la acción, que consideramos un objetivo prioritario de reflexión que debe sustentar la posición de la investigación como mediador en una nueva alianza entre las marcas, el consumidor y el planeta. Queremos sumarnos así a la construcción de esa narrativa que pueda verse acompañada de acciones concretas e incentivos por parte de nuestros representantes políticos que, en definitiva, ayuden a la ciudadanía a pasar de la intención a la acción de manera decidida y sostenida en el tiempo.

El estudio *Comportamientos sostenibles. Discursos y sesgos en movilidad, alimentación y energía* está disponible en la web de *Impact Hub Madrid*. Y su presentación en vídeo en:
https://www.imop.es/comportamientos-sostenibles-cerrando-la-brecha-entre-la-intencion-y-la-accion/

# El WPC 2023: Un paso adelante en la transición energética

**Olga Fedorova Sidorova**
*Head of Partnerships & New Business (Cepsa)*

**Laura Maria Keeling**
*M&A Analyst (Repsol)*

En septiembre de 2023, el 24º Congreso Mundial del WPC, celebrado en Calgary, Canadá, marcó un hito importante en la transición energética global. El congreso reunió a más de 15.000 participantes de todo el mundo, incluidos representantes de gobiernos, empresas del sector y anexas, así como de la academia.

La 24ª edición del Congreso anunció la transformación del W*orld Petroleum Council* a WPC Energy, reflejando su compromiso con liderar la transición global hacia un sistema de energía baja en carbono. Destacando la necesidad de la participación activa de las compañías de petróleo y gas en esta transformación.

En su discurso de apertura, el Presidente del WPC *Energy*, Pedro Miras, subrayó que *"la transición no ocurrirá sin la participación de las compañías de petróleo y gas presentes aquí. Nuestras empresas están mejor preparadas para enfrentar los desafíos, y encontrarán soluciones mediante la innovación y la tecnología".*

Con la descarbonización como el tema central del congreso, los participantes coincidieron en que la transición a un sistema energético más sostenible es una prioridad global. En este contexto, las principales compañías del sector, tanto multinacionales (IOCs) como las Compañías Nacionales de Petróleo (NOCs), han reafirmado su compromiso con objetivos ambiciosos de descarbonización a corto y largo plazo.

## Los desafíos de la transición energética

El congreso también abordó los desafíos de la transición energética. Entre ellos, se destacan el aumento de la demanda de energía, el impacto de la guerra en Ucrania y la necesidad de garantizar un suministro de energía asequible y seguro.

El aumento de la demanda de energía es un reto importante para la transición energética. El crecimiento de la población y el desarrollo económico están aumentando la demanda de

energía, lo que dificulta la reducción de las emisiones.

Para garantizar una transición ordenada, el mundo necesita que la energía convencional y la nueva funcionen en paralelo durante el tiempo que sea necesario. Interrumpir prematuramente las inversiones en energía convencional conducirá a déficits de suministro y frenará el ritmo de la transición global hacia emisiones más bajas.

En este contexto, las palabras de Danielle Smith, la Primer Ministra de Alberta, resume de manera acertada el estado de ánimo general. *"Nos estamos alejando de las emisiones. No nos estamos alejando del petróleo y el gas natural".*

La guerra en Ucrania también ha tenido un impacto significativo en la transición energética. La guerra ha interrumpido el suministro de energía de Rusia a Europa, lo que ha llevado a un aumento de los precios de la energía y ha puesto de manifiesto la necesidad de diversificar las fuentes de energía.

Es esencial abordar la transición energética desde una perspectiva geopolítica. La diversificación de las fuentes energéticas y la promoción de infraestructuras energéticas resilientes se presentan como medidas clave para mitigar riesgos y garantizar un suministro estable en un entorno geopolítico dinámico.

Por último, participantes como Anibor Kragha, Secretario Ejecutivo de la Asociación Africana de Refinadores y Distribuidores (ARDA, por sus siglas en inglés) hicieron un excelente trabajo explicando que una transición única para todos no funcionará. La necesidad de garantizar un suministro de energía asequible y seguro es un desafío clave para la transición energética. El acceso a la energía sigue siendo un derecho fundamental que aún no está garantizado para todos. En los países en desarrollo, millones de personas carecen de acceso a la electricidad o a combustibles limpios para cocinar y calentar sus hogares.

En algunas regiones del mundo, algunas energías renovables y sus infraestructuras asociadas, aunque sostenibles, tienden a ser más costosas frente al uso de combustibles fósiles, lo que puede obstaculizar su adopción en países en desarrollo con necesidades energéticas urgentes. Durante el congreso se destacó cómo algunos países estaban utilizando tecnologías como el gas licuado de petróleo (GLP) para proporcionar reducción de emisiones a precios más asequibles para su población.

La búsqueda de soluciones equitativas y viables para asegurar un acceso a la energía económico y seguro se posiciona como una prioridad fundamental en la agenda de la transición energética global post *WPC Energy* 2023.

## Soluciones y camino hacia el futuro

El éxito de la transición energética radica en mantener un equilibrio entre velocidad, alcance y costes. Establecer objetivos poco realistas no solo corre el riesgo de fracasar, sino también de alimentar la frustración.

Para alcanzar un futuro sostenible, debemos avanzar con cautela, siendo conscientes de los desafíos únicos que enfrenta cada región. Es una llamada a un enfoque matizado y consciente del contexto, un reconocimiento de que el trilema energético no solo exige soluciones, sino también una implementación reflexiva y considerada.

La urgencia de la transición no debe nublar nuestro juicio ni llevar a expectativas poco realistas. Sobreestimar la velocidad de esta transición podría poner en peligro el bienestar de muchos, especialmente en naciones en desarrollo donde las soluciones de alto coste son a menudo poco prácticas e inalcanzables. Un marco de tiempo realista se vuelve primordial, enfatizando la necesidad de un enfoque equilibrado.

Como señaló el CEO y Presidente de Aramco, Amin H. Nasser, *"Damas y caballeros, nunca hubo un camino único, rápido y fácil hacia los objetivos climáticos globales. Es más bien como un viaje épico a través de un vasto océano." "Es hora de reunirnos en torno a una transición más sólida, con vientos de realismo en nuestras velas, reflejando un enfoque multisectorial, multivelocidad y multidimensional".*

Mientras que el comentario anterior subraya los desafíos complejos de definir la trayectoria de la transición energética, la multitud de tecnologías de las que se hablaron durante el congreso ( energías renovables eléctricas, gases renovables, hidrógeno, ecocombustibles, CCUS, tecnologías

relacionadas con la economía circular, etc.) ilustra que esta falta de claridad en el camino no ha detenido la innovación de nuevas tecnologías para reducir las emisiones.

Josu Jon Imaz, CEO de Repsol, resaltó el papel de las moléculas renovables en la descarbonización de la industria pesada y el plan de Repsol para transformar su enfoque central de producción del petróleo convencional a los combustibles renovables. *"La gente dice que descarbonizar significa electrificar y eso no es cierto. Cuando se trata de la navegación marítima, camiones pesados, fabricantes de acero, fertilizantes y plantas químicas, estos [sectores] no van a electrificarse. Pero podemos descarbonizar líquidos a través de combustibles renovables".*

## El papel de la colaboración

Otra conclusión clave del congreso fue la importancia de la colaboración entre empresas productoras, consumidores y organismos públicos para alcanzar el anhelado objetivo de Cero Emisiones Netas. Destacando la importancia de trabajar juntos para desarrollar soluciones innovadoras que satisfagan las necesidades de seguridad, sostenibilidad y accesibilidad de la energía.

En palabras del Ministro de Energía y Recursos Naturales de Canadá, Jonathan Wilkinson: *"La transición energética no puede ser liderada por un solo sector o actor. Requiere una colaboración sin precedentes entre gobiernos, empresas y sociedad civil".*

Los participantes del congreso enfatizaron la importancia de las políticas gubernamentales para el éxito de la transición energética. Los gobiernos pueden proporcionar incentivos para las energías renovables, financiar la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías y regular la industria energética.

Sin embargo, se destacó que la regulación a veces avanza más rápido que la tecnología. En ese sentido, Dareen Woods, CEO de Exxon Mobil Corp., expreso: *"Creo que la gente subestima el tamaño del sistema energético global y el desafío de pasar de lo que tenemos hoy a un nuevo sistema energético". "No tenemos la tecnología hoy para resolver este problema de manera asequible".*

El decálogo de los gobiernos para impulsar la transición energética bajo el principio de neutralidad tecnológica es un paso importante en la dirección correcta. Sin embargo, es importante reconocer que no existe una solución única para la transición energética.

Los modelos lineales convencionales están dando paso a enfoques multienergía. Reconociendo que una estrategia única para la transición energética es inviable, las empresas y los gobiernos deben equilibrar cuidadosamente los imperativos de descarbonización con la necesidad de garantizar un suministro de energía asequible y seguro.

## Participación de jóvenes y mujeres

El *WPC Energy* 2023 también destacó la importancia de la participación de jóvenes y mujeres en la transición energética. El congreso contó con una amplia participación de jóvenes profesionales y estudiantes, que compartieron sus ideas y perspectivas sobre el futuro de la industria energética.

En el congreso se presentó los resultados de la encuesta *WPC Young Professionals Survey*, realizada a estudiantes y jóvenes profesionales de la industria energética. La encuesta reveló que los jóvenes profesionales tienen una percepción muy positiva del sector energético y son optimistas respecto a la descarbonización de la industria energética, pero no tienen las herramientas para liderar este proceso.

La encuesta también destacó una disparidad entre la percepción y la realidad, con solo el 26% de los encuestados encontrando claras las estrategias de cero emisiones netas, y un 67% dudando de la capacidad de las empresas para alcanzar sus objetivos de cero emisiones netas para 2050.

Los jóvenes profesionales, armados con perspectivas frescas y un profundo conocimiento de las tecnologías emergentes, representan el futuro de la industria energética. Su capacidad de adaptación, su disposición de buscar nuevas ideas y su compromiso con la sostenibilidad son activos invaluables para dar forma a la trayectoria de la industria.

Las empresas y líderes de la industria deben aprovechar las percepción positiva y ganas de hacer de los jóvenes profesionales para mejorar la percepción externa del sector y acelerar la transición energética.

En el caso de las mujeres, el congreso reconoció la necesidad de aumentar su participación en la industria energética. Las mujeres representan solo el 24% de la fuerza laboral de la industria energética, un porcentaje que casi no ha cambiado en la última década.

Las mujeres han estado infrarrepresentadas en el sector energético durante mucho tiempo, a menudo enfrentándose a barreras y estereotipos que obstaculizan su avance. Sin embargo, sus contribuciones son innegables. Las mujeres aportan una mezcla única de pensamiento analítico, habilidades para resolver problemas y un compromiso con la colaboración que es esencial para abordar los complejos desafíos de la industria.

En el sector energético, donde la innovación es fundamental, se requiere una amplia gama de perspectivas, habilidades y experiencias. Esta diversidad actúa como un catalizador para la resolución creativa de problemas, donde diferentes puntos de vista fomentan un intercambio enriquecedor de ideas, conduciendo a soluciones más sólidas y completas.

En este contexto, la activa incorporación de talento joven y femenino se presenta como un elemento clave para abordar los desafíos presentes y futuros. Al fomentar una cultura de equidad, mentoría y transparencia, la industria puede atraer y retener el talento, impulsando la innovación y asegurando un futuro energético sostenible para todos.

## Conclusiones

El 24º Congreso Mundial del Petróleo fue un evento importante que ayudó a dar forma al futuro de la industria energética mundial. El congreso proporcionó una plataforma para el debate y la colaboración entre las principales partes interesadas del sector, y ayudó a identificar las tendencias y desafíos clave que la industria debe abordar en los próximos años.

Enfrentados a una realidad donde la demanda de energía está en constante aumento, la geopolítica desempeña un papel crucial, y la accesibilidad a la energía sigue siendo un derecho fundamental no garantizado para todos. La complejidad de la transición energética se hace evidente, pero también lo es la necesidad de encontrar soluciones equitativas y viables.

La energía abarca más que solo preocupaciones climáticas; es un factor clave en la competitividad industrial que debe ser fomentado. Una visión política integral es imperativa, asegurando que todas las partes interesadas puedan navegar eficazmente por las complejidades del trilema energético.

El Congreso ha delineado un camino hacia un futuro energético más sostenible. La colaboración global, la innovación tecnológica y el compromiso de todos los actores son esenciales para navegar por este viaje transformador. Estamos ante una oportunidad única de convertir los desafíos en oportunidades y avanzar hacia un futuro donde la energía sea segura, sostenible y accesible para todos. En este congreso, hemos demostrado que no estamos solo hablando del futuro; estamos construyéndolo juntos.

La coordinación y publicación de los **“Cuadernos de Energía”** se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes:

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los **“Cuadernos de Energía”**, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los **“Cuadernos de Energía”** han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los **“Cuadernos de Energía”** sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de su stitulares.

Publicación trimestral: Número 75, Año XX, Madrid Diciembre 2023

Producción gráfica: COMFOT

Depósito legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009

75
Diciembre
2023

GARRIGUES

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel. 91 514 5200
Fax. 91 399 2408
www.garrigues.com

Club Español de la Energía

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel. 91 323 7221
Fax. 91 323 0389
www.enerclub.es

Deloitte.

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel. 91 514 5000
Fax. 91 514 5180
www.deloitte.es