68
Abril
2022

# CUADERNOS DE ENERGÍA

GARRIGUES
CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
Deloitte.

# Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso
Socio de Energía, 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)

Nemesio Fernández Cuesta
Asesor

Iñaki Garay Zabala
Director de Expansión

Rafael García de Diego
Red Eléctrica de España

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

Rafael Piqueras Bautista
Secretario General y del Consejo de ENAGAS

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,

Es un placer para el Comité Editorial de Cuadernos de Energía presentar su edición 68, la primera de 2022.

La tremenda volatilidad de precios, la preocupación por la seguridad de suministro y la necesidad de aceleración de la transición energética han caracterizado el comienzo de este año en el que toda la atención está centrada en la ofensiva militar que, el pasado 24 de febrero, Rusia comenzó en Ucrania, con terribles consecuencias humanitarias y un tremendo impacto en los mercados energéticos. Desde estas líneas, expresamos nuestro profundo apoyo y deseo que esta guerra cese cuanto antes.

Europa trabaja intensamente en intentar independizar sus sistemas energéticos de los recursos de Rusia, buscando además medidas para paliar el impacto de los precios de la energía sobre empresas y ciudadanos. Muestra de ello ha sido la publicación de la comunicación "REPowerEU" el pasado 8 de marzo, seguida de la comunicación que analiza posibles medidas a implementar y sus pros y contras, que sirvió para facilitar el debate que tuvo lugar posteriormente en la reunión del Consejo Europeo del 24 y 25 de marzo. Además, Europa continúa con su firme y decidida apuesta por la descarbonización, conscientes de que la transición energética y las medidas contempladas en las propuestas del "Fit for 55" serán la principal solución para muchos de los riesgos a los que hoy estamos expuestos, y principal herramienta de desarrollo económico futuro.

En España, por su parte, dentro del marco del "Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania", se aprobaron en Consejo de ministros el 29 de marzo una serie de medidas excepcionales encaminadas a reducir los precios energéticos ante la coyuntura actual. Otras medidas planteadas por España y Portugal de manera conjunta, están siendo analizadas en Bruselas en el momento de redacción de este prólogo. A la vez, nuestro país continúa con el gran desarrollo legislativo de los últimos meses para facilitar el cumplimiento de su "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima". Como ejemplos, en diciembre de 2021 se aprobaba la "Hoja de Ruta de la Eólica Marina y Energías del Mar", y el pasado 22 de marzo, se aprobó la "Hoja de Ruta de Biogás". Un día después, conocíamos también el tan esperado "Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en el horizonte 2026".

Además, en nuestro país, comienzan a acelerarse las convocatorias vinculadas a los Fondos de Recuperación, muchas de ellos destinados al sector energético bajo el esquema de los proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (los conocidos "PERTEs") presentados hasta la fecha, como son, entre otros, el del Vehículo Eléctrico Conectado, el de Energías Renovables, Hidrógeno Verde y Almacenamiento o el de Economía Circular.

Éstos y muchos otros aspectos relevantes de lo que llevamos de año son tratados en esta edición de Cuadernos de Energía que comienza, como es habitual, con el **bloque internacional.**

**Mandy Gloyer,** *New UK Sites Manager (Offshore) de Scottish Power Renewables,* es la autora del primer artículo de este número. En él se describen los requisitos de adjudicación y características de la subasta de eólica *offshore* que se celebró en Escocia en enero de 2022, y los tres proyectos adjudicados a la compañía, dos de ellos desarrollados junto con Shell. 74 participantes se presentaron al proceso *ScotWind,* en el que se otorgó una capacidad total de 24,8 GW entre proyectos de eólica flotante y *bottom fixed,* en una superficie de 7.343 $km^2$.

En el siguiente bloque, referido al **ámbito nacional,** se tratan en esta edición varios temas de especial interés en el contexto actual, como son los PERTEs, el sistema y mercado eléctrico, y la descarbonización de los sectores de edificación y la industria.

En concreto, los PERTEs son abordados por **Carlos Bofill,** Socio responsable del área de Subvenciones e Incentivos de Deloitte Legal y Miembro del Deloitte *European Center for Recovery and Resilience* **y Oliverio Álvarez,** Socio responsable del área de regulación técnico-económica de la industria de Energía, Infraestructuras y Telecomunicaciones (EIT) de Deloitte y Coordinador del mencionado Centro. Como explican los autores, estos nuevos instrumentos sirven como "guías" que describen el conjunto de actuaciones que pretende desarrollar el Gobierno dentro del Plan de Recuperación, en diferentes ámbitos, y son muy útiles para preparar próximos pasos y orientar posibles proyectos. Los autores hacen un breve resumen del contenido de algunos PERTEs especialmente relevantes para el sector energético.

Entrando en el ámbito eléctrico, el siguiente artículo se centra en el análisis de los déficits y superávits económicos del sistema desde el año 2000 y las previsiones de su evolución a 2028. **Ana María Antona Díaz y Henar Soto Tejero** de la CNMC, autoras de este análisis, exponen el estado actual de la deuda del sector eléctrico en lo que se refiere a la cuantía total, distribución por categorías de derechos de cobro y distribución por titulares de dichos derechos.

"Suministro y comercialización de electricidad en el mercado español", es el título del siguiente trabajo, elaborado por **Juan José Alba Ríos,** Director de Regulación, **Julián Barquín Gil,** Responsable de Mercados Mayoristas y **Eduardo Moreda Díaz,** Subdirector de Generación, Mercados Mayoristas y Gas, todos de la Dirección de Regulación de Endesa. En él, explican, entre otros temas, la estructura de los mercados eléctricos

y la forma en la que los agentes compran y venden energía. El objetivo de este artículo es dar a entender el impacto de la actual crisis de precios en los costes de suministro a los consumidores finales.

A continuación, **Emili Rousaud Pares,** CEO de Factor Energía, analiza el futuro de la comercialización independiente. El artículo comienza realizando un recorrido histórico de la comercialización en España desde la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico del año 97, para después centrarse en los factores y elementos que harán de la comercialización de energía uno de los principales elementos del cambio de modelo energético con el consumidor como gran protagonista de la transición energética.

Pasando al ámbito de la edificación, el siguiente artículo se centra en la descarbonización del sector residencial en España. **Elena González Sánchez,** Directora de ESCO Energy Services de ACCIONA, entre otros aspectos, explica el papel que tiene la eficiencia energética en este sector, la situación actual del parque inmobiliario de nuestro país y las distintas barreras existentes para su rehabilitación. También hace referencia a las oportunidades que ofrecen los Fondos *Next Generation* en este campo.

Respecto al ámbito industrial, **Javier Rodríguez Morales,** Director General de ACOGEN, se centra en la cogeneración, su papel en la transición energética, su evolución histórica y ciclo inversor, así como el estado en el que se encuentra en el contexto energético actual. En particular, hace una exposición de la propuesta regulatoria, publicada el pasado 28 de diciembre, sobre el nuevo marco de las convocatorias para adjudicar una retribución regulada a un total de 1.200 MW de cogeneración durante los próximos tres años y que se completará con el RDL 6/2022 de 29 de marzo.

Cerramos el bloque nacional con otro artículo relativo a la industria, pero también muy ligado al desarrollo tecnológico en este sector. **Joaquín Pérez de Ayala,** Director de Desarrollo Corporativo y Relación con Inversores de Técnicas Reunidas, nos habla de los distintos pasos que se deben contemplar en una estrategia de descarbonización en la industria, los factores a tener en consideración, y las preguntas a las que debe dar respuesta como ¿en qué invertir? ¿cuándo hacerlo? o ¿cómo se integran estas inversiones en las operaciones existentes? Concluye destacando algunas cuestiones importantes para la implementación de la hoja de ruta y unas reflexiones finales.

Ya entrando de lleno en el bloque de la **tecnología,** contamos con un artículo sobre las Soluciones Basadas en la Naturaleza, centrado en particular en aquellas actividades que contribuyen a la mitigación del cambio climático al reducir o eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero. **Miguel Hernández,** Director

del Área de Sostenibilidad del Institut Cerdà, **Jordi Sales,** Consultor del Institut Cerdà, y **Mariano Marzo,** Catedrático Emérito de la Universidad de Barcelona y Director de la Cátedra de Transición Energética, UB-Fundación Repsol, realizan un análisis de las principales innovaciones, indicadores, proyectos y mejores prácticas corporativas sobre estas soluciones.

**Marta Bregua de la Sotilla,** Investigadora del Departamento de Excelencia Operacional, **María Ángeles Romero Vázquez,** Investigadora Sénior del Departamento de Excelencia Operacional **y Carlos A. Prieto Velasco,** Coordinador del Departamento de Excelencia Operacional, todos de CEPSA, son los autores del siguiente artículo del apartado tecnológico, con una aportación sobre los biocombustibles avanzados para la transición energética. Explican la relevancia de las fases de investigación y desarrollo desde su concepción y pruebas en laboratorio, hasta su implementación a escala industrial destacando, entre otros aspectos, la importancia de la investigación a escala piloto para reducir los riesgos tecnológicos y la incertidumbre económica inherentes a todo proceso de innovación empresarial.

A continuación, se cuenta con una contribución sobre el Barrio Solar de Zaragoza, una iniciativa de ECODES y EDP con el impulso del Ayuntamiento de Zaragoza. Su autor, **Gabriel Nebreda,** Director de EDP Solar, explica cómo este proyecto de generación distribuida contribuye no sólo a la transición energética, sino que conlleva una importante dimensión social y de participación ciudadana, que coloca al consumidor en el centro del sistema eléctrico. En el artículo se explican detalles sobre la creación de la comunidad, sus beneficios en términos de reducción de emisiones, ahorro en la factura eléctrica y eficiencia energética, entre otros aspectos.

Este bloque es completado por **Macarena Larrea Basterra,** Investigadora de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto, presenta una síntesis del trabajo "El papel de los puertos en la Transición Energética" realizado por la autora, en el que analiza cómo los puertos pueden actuar como motores de la transición energética, la descarbonización y la sostenibilidad medioambiental, como impulsores de una actividad portuaria y de un transporte marítimo más sostenibles; y por otro, como eslabones de los clústeres marítimo-portuarios. Además, entre otros aspectos, se presentan diferentes opciones que combinadas permitirán una optimización de la actividad portuaria y contiene una serie de reflexiones sobre la sostenibilidad medioambiental como factor de competitividad.

En esta edición finalizamos, como viene ocurriendo en las últimas ocasiones, dando un espacio a los jóvenes para ser parte activa del debate energético. **Olga Fedorova** Proyectos y Transformación de Negocio en Mobility & New Commerce en Cepsa, **Marta Foyedo,** Comunicación Digital en Repsol e **Iñigo Ullibarri,** Desarrollo

Corporativo en Tubacex, todos ellos miembros del Comité Español de Jóvenes del WPC, contribuyen con un artículo donde destacan las principales conclusiones extraídas del 23º Congreso Mundial del Petróleo celebrado en Houston, Estados Unidos en diciembre del año pasado.

Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía nuestro más sincero agradecimiento a todos los autores que han participado en esta edición y esperamos que los artículos que la componen sean de interés para el lector.

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

www.enerclub.es

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

# Índice

ScotWind success ensures Iberdrola's leading role in global offshore wind
**Mandy Gloyer, New UK Sites Manager (Offshore) at Scottish Power Renewables** **11**

Un PERTE, dos PERTE, tres PERTE, …
**Carlos Bofill, Socio responsable del área de Subvenciones e Incentivos de Deloitte Legal. Miembro del Deloitte European Center for Recovery and Resilience. Oliverio Álvarez Alonso, Socio responsable del área de regulación técnico-económica de la industria de Energía, Infraestructuras y Telecomunicaciones (EIT) de Deloitte. Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el Sector de Energía** **16**

Deuda del sector eléctrico y aplicación del superávit del sistema. Situación actual y previsiones futuras
**Ana María Antona Díaz, Henar Soto Tejero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** **21**

Suministro y comercialización de electricidad en el mercado español
**Juan José Alba Ríos, Director de Regulación de ENDESA. Julián Barquín Gil, Responsable de Mercados Mayoristas de ENDESA. Eduardo Moreda Díaz, Subdirector de Generación, Mercados Mayoristas y Gas de ENDESA** **31**

El futuro de la comercialización independiente
**Emili Rousaud Parés, CEO de Factor Energía** **37**

La transición energética llega al sector residencial español
**Elena González Sánchez, Directora ESCO Energy Services ACCIONA** **43**

Cogeneración: más energía industrial para España
**Javier Rodríguez Morales, Director General de ACOGEN** **54**

La necesidad y el reto de la descarbonización
**Joaquín Pérez de Ayala, Director de Desarrollo Corporativo y Relación con Inversores de Técnicas Reunidas** **65**

Las Soluciones Basadas en la Naturaleza: una oportunidad
**Miguel Hernández (*), Jordi Sales (**) y Mariano Marzo Carpio (***)**
**(*) Director del Área de Sostenibilidad del Institut Cerdà (**) Consultor del Institut Cerdà (***) Catedrático Emérito de la Universidad de Barcelona (Departamento de Dinámica de la Tierra y del Océano, Facultad de Ciencias de la Tierra). Director de la Cátedra de Transición Energética, UB-Fundación Repsol** **71**

Investigación y Desarrollo en Biocombustibles Avanzados para la Transición Energética
**Marta Bregua de la Sotilla, Investigadora Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa. María Ángeles Romero Vázquez, Investigadora Sénior Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa. Carlos A. Prieto Velasco, Coordinador Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa** **81**

Barrio Solar de Zaragoza, Comunidades Solares
**Gabriel Nebreda, Director de EDP Solar** **91**

Los puertos ante la transición energética: de nodos clave en el transporte internacional a actores en la descarbonización de la economía
**Macarena Larrea Basterra, Orkestra-Fundación Deusto. Deusto Business School, Universidad de Deusto** **96**

Houston, tenemos una oportunidad. Reflexiones de los jóvenes tras el Congreso Mundial del Petróleo (diciembre 2021)
**Comité Español de Jóvenes del World Petroleum Council (WPC)**
**Olga Fedorova, Proyectos y Transformación de Negocio en Mobility & New Commerce en Cepsa. Marta Foyedo, Comunicación Digital en Repsol. Iñigo Ullibarri, Desarrollo Corporativo en Tubacex** **107**

# ScotWind success ensures Iberdrola's leading role in global offshore wind

**Mandy Gloyer**
New UK Sites Manager (Offshore) at Scottish Power Renewables

The Iberdrola Group's unparalleled success in the UK's largest offshore wind leasing round verifies the company's position as a global leader in offshore wind and lays the foundations for a new era for floating wind and the creation of a new green global offshore industry.

Iberdrola's UK subsidiary, ScottishPower, was offered the seabed rights for three offshore projects – two large-scale floating projects in partnership with Shell and one solo fixed project with a total capacity of 7 GW – through ScotWind Leasing in January 2022. This success trebles ScottishPower's offshore wind pipeline to more than 10 GW.

This makes it the most successful applicant in terms of the capacity awarded by the programme, with the overall capacity of option agreements offered totalling almost 25 GW.

ScotWind Leasing is the first Scottish offshore wind leasing round in over a decade and the first ever since the management of offshore wind rights was devolved to Scotland.

There was significant global interest in the programme from both established renewables developers as well as oil and gas majors making the transition to a cleaner and greener future.

A total of 74 applications were submitted to Crown Estate Scotland to reserve the rights to specific areas of seabed identified in the Scottish Government's Sectoral Marine Plan for Offshore Wind Energy, which made a maximum of 8,600 square kilometres available for potential offshore wind projects.

Seventeen projects covering more than 7,000 square kilometres were selected by Crown Estate Scotland to be part of the first ScotWind Leasing round and offered option agreements.

The results were announced on 17 January 2022 – just two months after Glasgow hosted the COP26 United Nations climate change conference for which ScottishPower was a Principal Partner.

A total of more than €800 million will be paid by the successful applicants in option fees for the 17 proposed projects, which include a mix of floating and fixed foundations, and will establish a potential overall capacity of 24.8 GW – well above the expected auction outcome of 10 GW – and cover 7,343 square kilometres.

Offshore wind is essential for the UK's green energy security. And the potential power generated by the ScotWind projects will provide for the expanding electrification of the Scottish economy as it moves towards net zero, while delivering significant clean energy at competitive prices.

ScotWind represents a major boost for the Scottish economy, with the €800 million being passed to the Scottish Government for public spending. Initial indications suggest this will be supported by billions of euros worth of supply chain commitments in Scotland.

The variety and scale of the projects also show both the remarkable progress of the offshore wind sector, and a clear sign that Scotland is set to be a major hub for the further development of this technology in the years to come.

ScotWind will kick-start a new green global offshore industry – with Scotland and the UK leading the way, transforming the country's energy market and making significant headway towards meeting net zero ambitions.

## The ScotWind process

The ScotWind leasing round was underpinned by a Sectoral Marine Plan for Offshore Wind Energy, which identified suitable Plan Option (PO) zones in advance and was supported by strategic environ-

mental and economic assessments. This allowed early public consultation on potential locations for offshore wind development and provided visibility of key PO characteristics, constraints and features to all prospective bidders.

The final plan then provided the spatial framework for the leasing round with option and lease agreeements only made available for areas of seabed identified in the final Plan (i.e. final PO's).

As part of the application process, Crown Estate Scotland also required developers to submit a supply chain development statement (SCDS). The SCDS is designed to support a sustainable offshore wind sector in Scotland as a driving force for delivery of net zero requirements and a just transition.These statements are intended to provide a clear and transparent outline of the aniticipated supply chain requirements for each of the proposed projects. Each applicant is required to produce information about supply chain expenditure expected from their projects. Contractual remedies in the Crown Estate Scotland option agreement provide an incentive to applicants to achieve the Commitments they have made.

Unlike other auctions elsewhere, ScotWind was not a 'price-led' auction. Instead it had a cap of £100,000 (around €120,000) per square kilometre of seabed for wind developments, with most of the successful developers paying the maximum amount. This allowed the process to focus on capability, experience, feasibility and financial backing, which resulted in awards being made to a strong field of developers. As a result, the ScotWind projects are more likely to be progressed to consent and construction with ScottishPower leading the way.

## ScottishPower's sector-leading success

ScottishPower was the most successful developer in the ScotWind Leasing process – offered the seabed rights for three offshore projects with total capacity of 7 GW.

This is almost a third of the overall capacity awarded by Crown Estate Scotland and is testament to ScottishPower's – and Iberdrola's – renewable credentials.

Responsible for progressing Iberdrola's renewable energy projects in the UK, the ScottishPower team supports the development, construction and operation of offshore windfarms throughout the world and currently has over 40 operational windfarm sites – onshore and offshore – generating more than 2.9 GW of renewable energy.

Its ScotWind success trebles ScottishPower's offshore wind pipeline to more than 10 GW – with 5 GW of that in partnership with Shell – and boosts its position in the UK's offshore wind market, with potential investment of around €30 billion.

It also further enhances Iberdrola's position as a world leader in the development of offshore wind energy.

Iberdrola has an operational capacity portfolio and early-stage developments of approximately 35 GW in the UK, USA, Germany, France, Ireland, Poland, Sweden, Taiwan, Japan, Philippines and Brazil. Focused on countries with ambitious targets, the company expects to have 12 GW of offshore wind power in operation by the end of this decade.

As a world leader in renewable energy, Iberdrola is set to make a record investment of €150 billion by 2030 to remain at the forefront of the energy revolution and deliver more renewable energy, more networks, more storage and smart solutions for customers.

ScottishPower's three ScotWind projects will be right at the heart of that.

## The projects

The three projects have the potential to create enough clean energy to power almost 8.5 million homes – more than three times the number of homes in Scotland. They comprise:

- MarramWind joint venture (in partnership with Shell) off the north-east coast of Scotland (3 GW floating)
- CampionWind joint venture (in partnership with Shell) off the east coast of Scotland (2 GW floating)
- MachairWind project off the coast of Islay (ScottishPower only, 2 GW fixed).

The MarramWind and CampionWind sites, which are in deeper waters than the Islay site, will be among the world's first large-scale floating offshore windfarms. They herald a new era for floating wind that will kick start a new green global offshore industry – based on partnership, innovation and investment and led by Scotland and the UK.

Large-scale development of floating wind is a global game changer in the race to net zero. In five years, the technology has moved from theoretical designs on paper to securing tens of billions of pounds of investment and large-scale deployment.

ScotWind keeps the UK at the very top of global offshore wind development –

leading innovation into floating wind and developing exportable skills and technologies. The development process delivered by the supply chain in the UK will help bring floating offshore windfarms to seas across the world.

Overall, seabed rights for 10 GW of fixed and 15 GW of floating sites were awarded. The ScotishPower and Shell floating projects represent a third of the overall floating acreage awarded through ScotWind, demonstrating a real confidence in the ScottishPower and Shell partnership and putting it in a strong position with suppliers and ports.

Together, ScottishPower and Shell have decades of experience working offshore, strong innovation capabilities derived from delivering large scale energy infrastructure projects, and a significant presence in Scotland.

The characteristics of the floating sites are:

| | MarramWind | CampionWind |
|---|---|---|
| **Technology** | Floating | Floating |
| **Capacity** | 3 GW | 2 GW |
| **Site area** | 684km² | 860km² |
| **Centre point to shore** | 95km | 119km |
| **Depth range** | 87m-118m | 62m-90m |
| **Estimated annual net energy output** | 13344 GWh | 9313 GWh |

The floating substructures are expected to be constructed of concrete and steel, maximising the potential for Scottish content in the supply chain. There is no a preferred floating foundation technology/turbine design as yet. These will be progressed in line with developments across the industry to ensure the best possible projects are delivered.

The MachairWind project will be ScottishPower's first fixed foundation offshore windfarm in Scottish waters. It will build on ScottishPower's positive track record in onshore renewable energy development and supporting communities and businesses across the Argyll & Bute region.

The characteristics of the site are:

| | MachairWind |
|---|---|
| **Technology** | Fixed |
| **Capacity** | 2 GW |
| **Site area** | 754km² |
| **Centre point to shore** | 27km |
| **Depth range** | 25m-112m |
| **Estimated annual net energy output** | 8846 GWh |

The projects will make a significant contribution to the UK's green energy security, tackling climate change and achieving net zero, while supporting a strong and sustainable green economy, with jobs and investment for local people, places and businesses.

Iberdrola's Chairman and CEO, Ignacio Galán, said: "Offshore wind is essential for a net zero world as it delivers large volumes of clean energy at competitive prices, as well as boosting industrial development and creating significant employment".

"Iberdrola is a global leader in offshore, with investments of more than €5.5 billion already delivered in the UK, Europe and the US. By 2030, we aim to invest €30 billion delivering projects in existing markets, as well as new markets, such as Asia".

"The UK is where our first offshore projects were built, and it is home to our global centre of excellence. In total, €3 billion of investment has been made in UK offshore, delivering 1,000 MW of capacity. The ScotWind award increases our pipeline to 10,000 MW, which could see investment of €30 billion, and demonstrates our commitment to Scotland and the UK".

"The significant investment opportunities for this technology is also encouraging new partnerships, such as the one we have created with Shell. This builds on other partnerships we have developed globally with companies such as Total and Macquarie."

Wael Sawan, Integrated Gas and Renewables and Energy Solutions Director at Shell, said: "Shell and ScottishPower can now look forward to generating floating wind power at significant scale in the UK to accelerate the country's transition towards net zero. Floating wind plays to our strengths in deeper offshore projects, and we are well placed to help advance the wider take-up of this important clean energy source. Renewable electricity will play an increasingly important role in our customer-focused strategy, as we provide more low-carbon products and services customers need for their own journey to net zero."

Keith Anderson, CEO of ScottishPower, said: "It's absolutely brilliant to get the green light to develop new floating technology in partnership with Shell, while expanding our renewables presence in Argyll and Bute into the offshore industry. Offshore wind is set to become the backbone of the UK's energy mix and will do the heavy lifting as we ramp up the production of clean electricity on the journey to net zero. Our ScotWind projects will play a massive part in that and make the best use of our fantastic natural resources to help power the UK's transition

from fossil fuels to renewables and a better future, quicker".

"They will also deliver investment, support jobs and boost supply chains – particularly in areas like the north-east that play a key role in the energy sector – opening up immense opportunities for businesses and institutions across the country. This is a pivotal moment that will reinforce the UK's position as the global leader in offshore wind and boost the UK economy, with ScottishPower right at the heart of that transformation. We look forward to working with Shell and our supply chain partners to make that happen."

## Supporting the supply chain

Collectively, the ScotWind projects create a massive pipeline that will support years of employment and give people the opportunities and the confidence to make the move to a cleaner, greener future.

This means massive opportunities for companies already based in Scotland and the UK, but also for businesses right across the world who have the opportunity to come to Scotland, get involved and build this new floating industry – creating jobs and supporting the Scottish economy in the process.

Thousands of green jobs and training opportunities will be supported and there will be growth in manufacturing – both of which will drive economic opportunities across Scotland and the UK.

To help the supply chain and businesses support the growth of the offshore wind industry in Scotland, ScottishPower and Shell will provide supply chain stimulus funds of €30 million for each of their floating wind projects.

A further €30 million supply chain stimulus fund will be established for ScottishPower's fixed foundation project.

The funding will support investment in Scottish infrastructure and facilities for offshore wind and help companies innovate and upskill and become a key part of the clean energy future – creating new offshore wind capability in Scotland that would not otherwise be possible.

Melissa Read, UK Offshore Wind Business Manager, Shell said: "These funds are in addition to direct project investment in supply chain facilities and will directly support the Scottish supply chain. This includes businesses keen to make the transition to the renewables sector through investment in infrastructure, facilities that will manufacture and service offshore wind projects and support for companies to innovate and upskill."

Applications to the funds will open up later in the year.

Online supply chain registration portals for all three projects are now live.

## Skills and education

A separate workstream is also underway to establish a skills partnership and develop a skills strategy that will promote employment and re-skilling opportunities and support people into long-term sustainable employment linked to the offshore wind industry.

SPR will develop the skills strategy to operate on two levels; direct initiatives/opportunities driven by us and supported by our supply chain (Stream 1) and ring-fenced funding within the Offshore Wind Stimulus Fund (Stream 2) which be available for Scottish supply chain to develop a skilled workforce independent of the physical construction of our projects.

This will make use of the existing local and national education and skills infrastructure, encourage people into careers in the green energy sector and related industries, and help ensure the offshore wind industry continues to grow and flourish while delivering for people, places and the planet.

## Next steps

A huge amount of work is underway to finalise the option agreements for ScottishPower's three ScotWind projects and progress the necessary planning and development work. Once the agreements are officially siged, the details of the supply chain commitments made by each of the winning projects as part of their Supply Chain Development Statements will be published. This is due to happen by the end of April 2022. Should any application not progress to signing a full agreement, the next highest scoring application will instead be offered an option.

In addition to this stage of the process, Clearing provides an opportunity for Scotwind applicants who met the required standards but were out competed for their chosen location, to revise their application for a different location. Applicants are unable to submit a Clearing request for seabed within 5km of seabed covered by an agreements established prior to Scotwind or 35kn of seabed covered by Scotwind Options Agreement without prior consent. One Plan Area (NE1) of the Scottish Government's Sectoral Marine Plan (SMP) will be made available for Clearing. Other areas may be made available but will not be confirmed until April 2022.

Clearing is not an opportunity for applicants to re-start the application process or

for new entrants to compete for seabed. Clearing is only open to those applicants who have already had an application evaluated. The deadline for Clearing applications is expected to be around July 2022 with any resulting Option Agreements from this process to be signed in Autumn 2022.

The initial SCDS Outlook will be published by Crown Estate Scotland once the Option Agreement for that specific project has been signed. This will give public visibility of the overall supply chain commitments made by each project. The SCDS Outlook will also be updated periodically throughout the option period and, in order to provide visibility to all parties, Crown Estate Scotland will also publish information after each update, so that all stakeholders can successfully collaborate to ensure the right investment is prioritised.

Subject to the planning process, construction work on these projects could get underway in the next 4-5 years, with the first turbines turning by the end of the decade.

Clearly, there's a long way to go and ScottishPower's – and Iberdrola's – ScotWind success story is only just getting started.

However, there is no doubt it will play a pivotal role in bringing commercial-scale floating wind to the world, transforming the global offshore industry and creating a clean energy future. ■

# Un PERTE, dos PERTE, tres PERTE, …

**Carlos Bofill**
Socio responsable del área de Subvenciones e Incentivos de Deloitte Legal. Miembro del Deloitte European Center for Recovery and Resilience

**Oliverio Álvarez Alonso**
Socio responsable del área de regulación técnico-económica de la industria de Energía, Infraestructuras y Telecomunicaciones (EIT) de Deloitte. Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el Sector de Energía

En los últimos meses hemos asistido a la aprobación, por parte del Consejo de Ministros, de un creciente número de proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE). A la fecha de elaboración de este artículo, ya son nueve los PERTE formalmente aprobados, y otros han sido anunciados. Muchos de **estos PERTE contienen actuaciones relacionadas con el Sector Energético.**

También se ha emitido la orden[1] que tiene por objeto regular la estructura y el funcionamiento del Registro Estatal de las entidades interesadas en los PERTE, así como los procedimientos necesarios para su utilización por parte de los departamentos ministeriales interesados.

Como es bien conocido, los PERTE son proyectos de carácter estratégico con gran capacidad de arrastre para el crecimiento económico, el empleo y la competitividad de la economía española, con un alto componente de colaboración público-privada y transversales a las diferentes administraciones. Son una nueva figura, con vocación de permanencia, concebida como un mecanismo de impulso y coordinación de proyectos prioritarios. Su objetivo es contribuir a una gestión ágil y eficiente de los fondos europeos, y reforzar aquellos proyectos que contribuyan claramente a la transformación de la economía española.

Desde un punto de vista práctico, los PERTE establecen una serie de objetivos de actuación sobre los que se dirigirán las inversiones a realizar por las empresas (en consorcio o individualmente). Estas inversiones serán financiadas por los programas de ayudas (ya sean subvención a fondo perdido o préstamos blandos) organizados por el Ministerio responsable de cada PERTE, fundamentalmente a través de convocatorias de subvenciones.

En los PERTE se justifica la importancia y la necesidad del proyecto; se describen los ámbitos de actuación, las medidas de apoyo y su coherencia con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia; el presupuesto disponible; el impacto esperado; y, por último, el esquema de gobernanza planteado.

Un PERTE, por tanto, es, fundamentalmente, una hoja ruta, una estrategia. Esa hoja de ruta se instrumentaliza a través de las órdenes de bases reguladoras para la concesión de ayudas y las que lanzan las convocatorias a las que se pueden presentar las entidades interesadas.

Aun cuando ya conocemos un número importante de PERTE, todavía están pendientes las bases reguladoras y las convocatorias de muchos de los programas de ayudas que aparecen descritos en estos PERTE. Hasta ahora se han lanzado, sobre todo, las líneas y los programas más sencillos, similares a los de años anteriores o que no requieren trámites complejos de notificación previa o comunicación a la Comisión Europea, como son los asociados al autoconsumo o a la infraestructura de recarga eléctrica. Como excepción

1 Orden HFP/168/2022, de 7 de marzo, por la que se regula el funcionamiento y estructura del Registro Estatal de las entidades interesadas en los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica.

a este criterio general, ya conocemos la convocatoria[2] de ayudas para actuaciones integrales a la cadena industrial del vehículo eléctrico y conectado. Sin duda, esta convocatoria nos proporciona algunas orientaciones importantes para otras posibles convocatorias similares, como las asociadas a la eólica *off-shore* o a los denominados clústeres o valles de hidrógeno renovable.

A la espera de nuevos pasos relacionados con el despliegue de las actuaciones contenidas en los PERTE, nos gustaría realizar un **breve resumen del contenido de algunos PERTE especialmente relevantes por su conexión con el Sector Energético. Comenzaremos describiendo un PERTE tecnológico, como es el PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento. Posteriormente, nos centraremos en PERTE sectoriales, como los asociados al vehículo eléctrico y conectado, al sector agroalimentario y al sector naval; y, por último, repasaremos el contenido de algunos aspectos del PERTE de economía circular.**

## El PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento

El pasado 14 de diciembre de 2021, el Consejo de Ministros aprobó el PERTE asociado a las energías renovables, el hidrógeno renovable y el almacenamiento (PERTE ERHA). El principal objetivo del PERTE ERHA es potenciar y consolidar las cadenas de valor españolas asociadas a la transición energética. Para ello se pretenden impulsar las cadenas productivas asociadas a las energías renovables (con especial foco en la energía eólica marina), a la producción y la utilización del hidrógeno renovable, y al despliegue de nuevas tecnologías ligadas al almacenamiento energético y a la gestión flexible de la energía.

El Gobierno ha justificado el PERTE ERHA en la necesidad de **maximizar las oportunidades sociales, ambientales y económicas de la transición energética y reforzar la autonomía estratégica española y europea en el ámbito de las energías renovables, el hidrógeno y el almacenamiento,** consolidando la cadena de valor existente y posicionando a nuestro país como referente tecnológico y de conocimiento en este ámbito.

EL PERTE ERHA no es algo disruptivo, se basa, principalmente, en la hoja de ruta del hidrógeno (de octubre de 2020), en la estrategia del almacenamiento energético (de febrero de 2021) y en la hoja de ruta de la eólica marina y las energías del mar (de diciembre de 2021). Aunque no supone un cambio en la estrategia general en estos ámbitos, resulta importante porque identifica a estos vectores y tecnologías energéticas como claves para la transición energética y permite disponer de las ventajas que proporciona que un proyecto sea considerado como un PERTE (agilización administrativa, posibilidad de acceder a un mayor volumen de apoyo, etc.).

Para lograr sus objetivos, el PERTE ERHA plantea diversas medidas "transformadoras", articuladas como instrumentos específicos de inversión, y "facilitadoras" en áreas como la digitalización y la tecnología, o la capacitación, la formación profesional y el empleo. **En total el PERTE ERHA movilizará una inversión pública de 6.920 millones de euros y pretende movilizar una inversión privada de 9.450 millones de euros.**

Las medidas transformadoras pretenden cubrir toda la cadena de valor de la transición ecológica, desde el desarrollo de conocimiento al despliegue comercial y su integración en los distintos sectores. Por su desarrollo en el PERTE ERHA, destacan las **medidas asociadas a los proyectos singulares y de innovación,** incluyendo investigación básica, bancos de pruebas y plataformas de ensayo, desarrollo de nuevos prototipos, y proyectos piloto; el **refuerzo de las capacidades productivas,** desarrollando actuaciones relacionadas con adaptaciones logísticas en puertos y el reciclaje de determinados residuos; y el **despliegue de determinadas tecnologías como los demostradores de electrólisis a gran escala y los clústeres o valles de hidrógeno renovable, el almacenamiento energético, o los biogases.** También resultan especialmente interesantes las medidas de apoyo a la integración de la cadena de valor del hidrógeno nacional en la cadena de valor europea. En este sentido, las iniciativas IPCEI *(Important Project of Common European Interest)* proporcionarán un marco de colaboración europeo que permitirá utilizar estas ayudas fuera de las limitaciones del Reglamento de Ayudas de Estado que aplica de forma general, aunque no estén exentas de notificación.

En definitiva, se trata de apoyar a una industria que ya parte de una buena posición

2 Orden ICT/209/2022, de 17 de marzo, por la que se efectúa la convocatoria correspondiente al año 2022, y se modifica la Orden ICT/1466/2021, de 23 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a actuaciones integrales de la cadena industrial del vehículo eléctrico y conectado dentro del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica en el sector del Vehículo Eléctrico y Conectado (PERTE VEC), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

y que será clave en el desarrollo económico de España en los próximos años. Las empresas ubicadas en nuestro país cubren más del 90% de la cadena de valor del sector eólico y un 60% de la cadena de valor del sector fotovoltaico. En el ámbito de las renovables marinas, la cadena de valor española, asociada a la energía eólica y al sector naval, ya está compitiendo con éxito a nivel global para el suministro de sistemas, equipos y servicios. España es el país de la Unión Europea con más instalaciones de investigación y desarrollo de energías marinas (incluyendo centros de pruebas en mar abierto). En este sentido podemos citar que, de 27 soluciones flotantes para energía eólica marina identificadas como activas a nivel mundial, 7 son patentes españolas. También tenemos capacidades muy relevantes en áreas como la electrónica de potencia, el almacenamiento térmico asociado a las centrales termosolares, o el reciclaje y la segunda vida de las baterías. En el ámbito del hidrógeno renovable, contamos con empresas en todos los eslabones de la cadena de valor, pero las empresas son de reducida dimensión y resulta imprescindible que se desplieguen medidas de apoyo que nos permitan acelerar su desarrollo.

## El PERTE para el desarrollo del vehículo eléctrico y conectado

El PERTE para el desarrollo del vehículo eléctrico y conectado (PERTE VEC), aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de julio de 2021, tiene como objetivo la creación de un ecosistema para el desarrollo y la fabricación de vehículos eléctricos y conectados, mediante el impulso a la industria del automóvil innovadora, con fuerte tracción sobre otros sectores económicos, para dar respuesta a la nueva movilidad sostenible y conectada, y a la generación de nuevas actividades.

Las principales razones que justificaron que éste fuese el primer PERTE aprobado por el Gobierno fueron que este sector representaba, aproximadamente, el 15% del total de las exportaciones españolas y, aproximadamente, el 11% de la cifra de negocio industrial de España. También se destacaron su fuerte efecto multiplicador sobre la actividad económica y su efecto vertebrador del territorio, con 17 fábricas repartidas en diez Comunidades Autónomas. En términos de empleo, el PERTE asocia cerca de 2 millones de empleos al sector automovilístico, 300.000 de ellos de forma directa.

EL PERTE VEC propone actuaciones en dos ámbitos diferenciados:

- Un primer ámbito asociado, principalmente, a actuaciones relacionadas con la cadena industrial, como la fabricación de equipos originales, baterías, pilas de hidrógeno y otros elementos complementarios, y que cuenta con uno de los programas de ayudas específicos con mayor dotación de la historia en España, 2.975 millones de euros.

- Un segundo ámbito, con medidas facilitadoras para la creación de una nueva movilidad, en la que se incluyen programas de ayuda para la adquisición de vehículos eléctricos y para el **despliegue de la infraestructura de recarga.** En este segundo bloque también se incluyen diversas medidas normativas para **favorecer la electrificación de la movilidad.**

El PERTE VEC prevé una inversión total de más de 24.000 millones de euros, con una contribución del sector público de 4.295 millones de euros y una inversión privada de 19.714 millones de euros. De estas cantidades, **el plan de incentivos a la instalación de puntos de recarga, a la adquisición de vehículos eléctricos y de pila de combustible, y a la innovación en electromovilidad, recarga e hidrógeno verde, prevé unas inversiones públicas de 1.100 millones de euros y una inversión privada complementaria de 7.608 millones de euros.**

## El PERTE Agroalimentario

El PERTE agroalimentario (PERTE Agro) fue aprobado, por el Consejo de Ministros, el 8 de febrero de 2022. El PERTE Agro plantea un conjunto de medidas y actuaciones basadas en cuatro líneas estratégicas:

- Impulsar la transformación tecnológica del sector.

- Profundizar en el suministro de alimentos sanos, seguros y saludables.

- Mejorar la dimensión y la cohesión social del sector agroalimentario.

- **Promover un uso eficiente de los recursos naturales y de la energía en la producción agroalimentaria.**

La necesidad del PERTE Agro se ha justificado considerando la enorme relevancia del Sector Agroalimentario en España. Este sector representa cerca del 10% del Producto Interior Bruto y ha superado el umbral de los 50.000 millones de euros en exportaciones. España es la octava potencia mundial agroalimentaria, suponiendo este sector el 20% del total de las exportaciones de nuestro país. Desde el punto de vista del empleo, el sistema agroalimentario, ocupa a más de dos millones y medio de personas, de los que 780.500 personas corresponden a la agricultura y a la ganadería, 31.100 a la pesca extractiva y acuicultura, y más de medio millón a la industria agroalimentaria. El

sector distribución contribuye con más de un millón de ocupados.

Dentro de las medidas transformadoras del PERTE Agro relacionadas con el Sector Energético, se proponen, entre otras, **líneas de apoyo para mejorar la eficiencia energética de las instalaciones** (incluyendo medidas para favorecer el ahorro de agua y la eficiencia energética en los regadíos), **y para favorecer la implantación de instalaciones de energía renovable y autoconsumo.** También resulta importante destacar que existen medidas incluidas en otros PERTE que complementan y facilitan las incluidas en el PERTE Agro. Esto es así por la propia configuración de los PERTE que, en algunos casos, tienen carácter sectorial y en otros temático. Así, dentro del PERTE ERHA, antes descrito, también se incluyen medidas de apoyo al autoconsumo, a las renovables térmicas y al biogás que resultan facilitadoras de las actuaciones contenidas en el PERTE Agro. **En relación con el biogás, serán susceptibles de apoyo instalaciones de biogás a partir de residuos de industrias, deyecciones ganaderas y restos de cultivos, así como las correspondientes instalaciones de aprovechamiento de biogás y de tratamiento del material digerido.**

Para conseguir sus objetivos, el PERTE Agro contará con una inversión pública de unos 1.000 millones de euros, a los que se añadirán otros 1.000 millones de euros de inversión privada.

## El PERTE para la industria naval

En el caso del sector naval, la aprobación del PERTE se produjo el pasado 15 de marzo de 2022. Entre sus objetivos se encontraba **transformar la cadena de valor de la industria naval** para garantizar su competitividad a medio y largo plazo. Para lograrlo, el PERTE propone un conjunto de **medidas para favorecer su diversificación hacia las energías renovables marinas y los buques de bajas emisiones,** su digitalización, la mejora de su sostenibilidad medioambiental y la capacitación de sus empleados.

El PERTE Naval señala que esta industria ocupa a unas 70.000 personas, con alto grado de cualificación, y supone unos 7.500 millones de euros de facturación anual. También señala que existen más de 20 astilleros en España con capacidad para construir buques de gran volumen, y con una fuerte orientación a la exportación. Estas razones justifican, en opinión del Gobierno, la aprobación de este PERTE.

Para cumplir con los objetivos antes descritos está prevista una inversión total de 1.460 millones de euros, con una contribución pública de 310 millones de euros y una contribución privada de 1.150 millones de euros. Se pondrá en marcha una línea de inversiones para la modernización y la diversificación del sector, y otra dedicada a las tecnologías de aplicación en el ámbito naval, incluyendo las asociadas a las a tecnologías renovables marinas (soportes, subestaciones, etc.). También, se concederán ayudas en materia de investigación y desarrollo e innovación (I+D+i).

Además de estas medidas, se proponen un conjunto de medidas facilitadoras asociadas a la **regulación en el ámbito de las energías renovables marinas,** entre ellas:

- Proyecto de real decreto por el que se aprueban los **planes de ordenación del espacio marítimo** de las cinco demarcaciones marinas españolas.
- Adecuación del marco administrativo de **autorización de instalaciones renovables marinas.**
- Aspectos asociados a la **I+D+i en el ámbito de la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España.**

## El PERTE de economía circular

El PERTE de economía circular, aprobado el 8 de marzo de 2022, busca acelerar la transformación del sistema productivo español hacia un modelo más eficiente y sostenible en el uso de materias primas. Para conseguirlo, el PERTE se centra en dos líneas de actuación. En primer lugar, propone desarrollar actuaciones sobre un **conjunto de sectores clave con mayor potencial: el textil, el plástico y el de los bienes de equipo para energías renovables.** En segundo lugar, también propone actuaciones transversales para impulsar, con carácter general, la economía circular en la empresa.

El Gobierno ha justificado la necesidad del PERTE por varios aspectos. La economía circular tiene potencial para crear unos 700.000 puestos de trabajo en Europa, de los que, al menos, un 10% podría generarse en España. Además de favorecer esta creación de empleo, el desarrollo de una economía circular mejorará la resiliencia de la economía española, al reducir la dependencia del exterior, especialmente en un contexto de escalada de precios e incertidumbre sobre la disponibilidad de materias primas.

El PERTE dedica un especial protagonismo a los aspectos relacionados con la economía circular en varios aspectos relacionados con el Sector Energético, en particular en lo relacionado con **las baterías y las instalaciones eólicas y fotovoltaicas.**

Respecto a las instalaciones de producción renovable, el PERTE propone medidas para

abordar la problemática de las **instalaciones que agotan su vida útil,** con mayor urgencia en el caso de la eólica, pero con retos importantes también para la fotovoltaica. La renovación de equipamientos supondrá la generación de volumen relevante de residuos que, de no ser adecuadamente tratados, implicaría un impacto relevante sobre el medio ambiente. En la actualidad, las palas de los aerogeneradores son frecuentemente depositadas en vertedero, dando lugar, además, a la pérdida de posibles materias primas secundarias. La fotovoltaica, por su parte, también genera residuos durante las fases de instalación y mantenimiento de las infraestructuras, tanto debido a roturas como a fallos de funcionamiento. En este ámbito, **el PERTE propone un conjunto de medidas para favorecer el desarrollo de productos con diseños innovadores de cara a la prolongación de su vida útil y al ahorro de costes de material, simplificando el proceso de fabricación y favoreciendo un reciclaje más sencillo.** También, propone medidas para **incentivar la creación de ecosistemas de reciclaje eficientes,** impulsando no sólo una tecnología que recupere las materias primas para nuevos productos, sino también la mejora en los procesos de desmantelamiento *in situ*, de manera que el trasporte de los residuos hasta las plantas de tratamiento genere también un menor impacto.

Respecto a las baterías, aunque existen algunas plantas de tratamiento de baterías y pilas (principalmente, de plomo ácido, alcalinas y de zinc-carbono) en España, no se dispone de plantas de tratamiento final de pilas y acumuladores basados en litio, por lo que actualmente han de ser mayoritariamente exportados para su tratamiento. En este campo, el PERTE prioriza **la reutilización o adaptación de baterías para nuevos usos, y el impulso de los mercados de reciclado y de cierre del ciclo de los materiales valiosos reutilizables en otros productos.** Debido al volumen que se va a generar, se proponen medidas específicas para el desarrollo de sistemas que implementen la segunda vida de las baterías procedentes de los vehículos eléctricos.

Para conseguir todo esto, el PERTE pretende movilizar una contribución pública por valor de 492 millones de euros, a la que se añadiría una aportación privada de, aproximadamente, 740 millones de euros.

## Consideraciones finales

**Los PERTE se están utilizando, básicamente, como hojas de ruta o estrategias** que describen el conjunto de actuaciones (modificaciones normativas y programas de ayuda) que pretende desarrollar el Gobierno, en diferentes ámbitos, en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. **Son una guía muy útil para preparar próximos pasos y para orientar posibles proyectos.** También, que una determinada actuación sea considerada como un PERTE, nos permite acceder a un conjunto de ventajas (agilización administrativa, posibilidad de acceder a un mayor volumen de apoyo, etc.).

**Los PERTE,** por tanto, **no son convocatorias de ayudas.** Las convocatorias se producen al amparo de estas estrategias. En este sentido, **el acceso a los fondos detallados en los PERTE se desarrolla, principalmente, a través de procesos articulados mediante unas bases reguladoras y las convocatorias correspondientes que, típicamente, incorporan criterios de selección de los proyectos** como el componente innovador, la participación de pequeñas y medianas empresas (PYME), la replicabilidad y escalabilidad, la eficiencia de la inversión, la generación de empleo, el impacto social y de género, y la contribución a la transición justa, al reto demográfico y a la cohesión territorial.

**El Sector Energético es protagonista en muchos de los PERTE aprobados hasta la fecha, bien desde un punto de vista de tecnologías, de sectores o incluso de reutilización y reciclaje al final de la vida útil de los proyectos. Conocer el contenido de los PERTE nos ayuda a preparar buenos proyectos para su presentación a las diferentes convocatorias.** ■

# Deuda del sector eléctrico y aplicación del superávit del sistema

## Situación actual y previsiones futuras

**Ana María Antona Díaz, Henar Soto Tejero**
Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

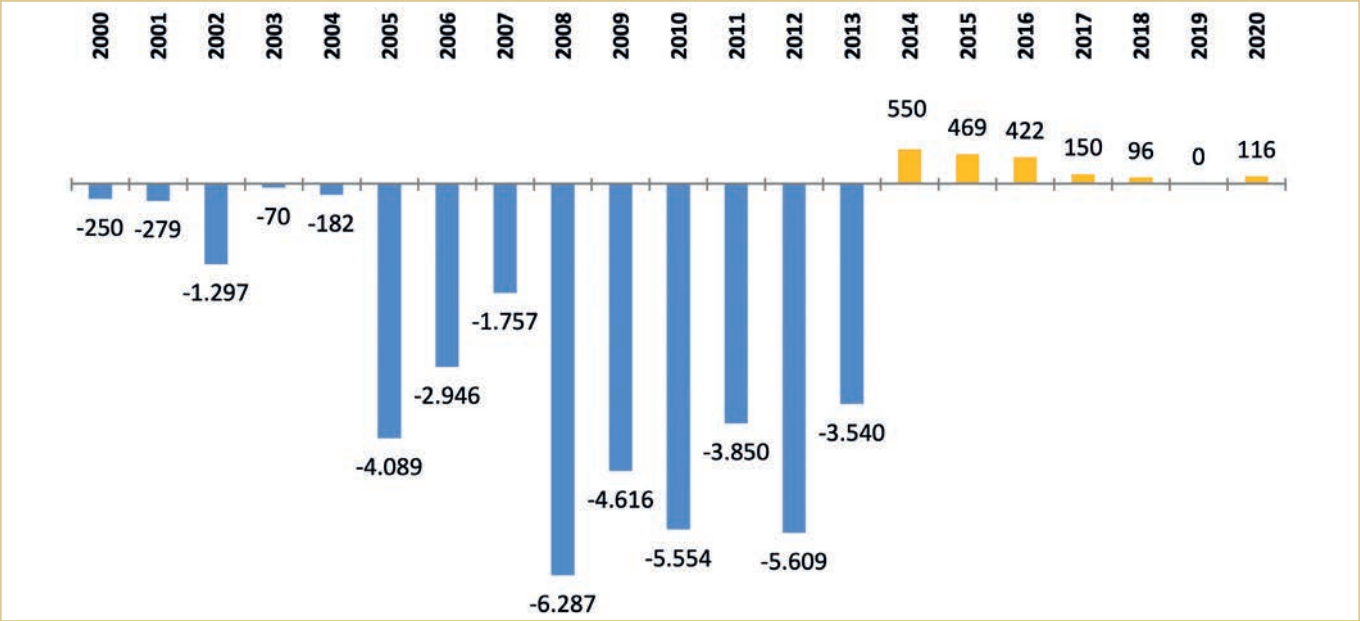
Desde el año 2000 y hasta el ejercicio 2013, los ingresos del sistema eléctrico español fueron insuficientes para cubrir sus costes. De esta forma, se fue generando una deuda en este sector que, en 2013, llegó a superar los 28.700 millones de euros.

La evolución de los déficits y superávits del sistema eléctrico durante los últimos 21 años se muestra en la Figura 1.

Como puede observarse en la Figura 1, en 2014 el sistema registró por primera vez superávit, por importe de 550,3 millones de euros. Esta situación se repitió durante 2015, 2016, 2017 y 2018, si bien cada año con un superávit de menor cuantía.

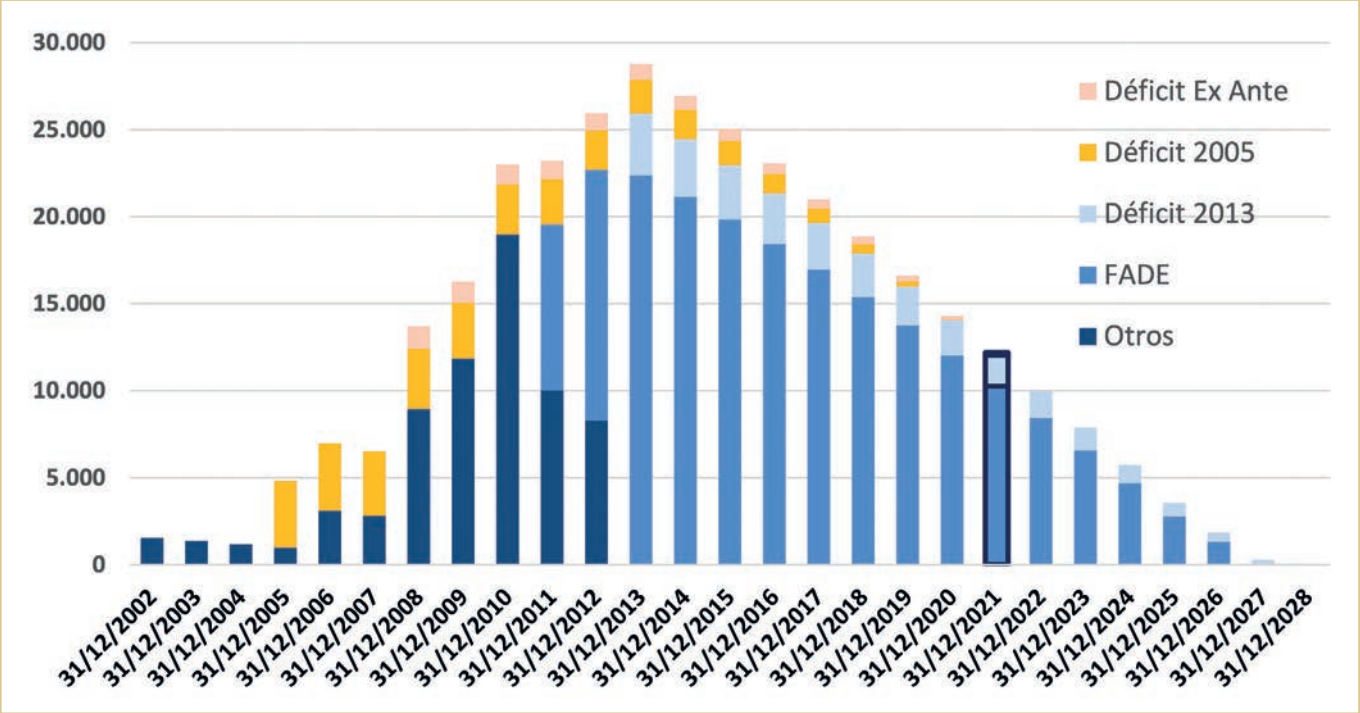
El ejercicio 2019 terminó con un saldo nulo tras la utilización de parte del superávit acumulado en los años anteriores (527,7 mi-

**Figura 1. Déficits y superávits del sector eléctrico generados anualmente en el periodo 2000-2019 (millones de euros)**




Fuente: Ley 24/2013 del Sector Eléctrico; Liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico (definitivas de 2000 a 2019); Resoluciones de 2 de octubre de 2007, y de 3 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se determina la revisión de los costes específicos definitivos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, y a los ejercicios 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

**Figura 2. Evolución de la deuda viva del sector eléctrico a 31 de diciembre de cada año, por categoría de derecho de cobro, desde su origen hasta su completa satisfacción (miles de euros). Hasta 2021 los datos son reales y, a partir de 2022, son previsiones**




Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

llones de euros) para saldar el desajuste existente. También, en el ejercicio 2020, se procedió a transferir desde la cuenta del superávit eléctrico la cantidad de 506,2 millones de euros, lo que hizo que 2020 terminase finalmente con un superávit de 115,7 millones de euros. Este superávit de 115,7 millones de euros generado en 2020 se ha empleado para cubrir las desviaciones transitorias entre ingresos y costes del ejercicio 2021.

El importe total acumulado de los superávits de los años 2014-2018 ascendió a 1.687,5 millones de euros. De esta cantidad, se ha aplicado, para diferentes conceptos, prácticamente su totalidad, no quedando remanente para poder saldar futuros desajustes.

En este artículo, se actualiza el estado actual de la deuda del sector eléctrico y su coste de financiación asociado. Asimismo, se revisa la evolución que ha seguido la normativa que regula el destino de los superávits del sistema, especificándose los destinos para los que se han empleado estos. Finalmente, se actualizan las proyecciones futuras de las anualidades para satisfacer el principal e intereses de la deuda, que constituyen un importante coste del sistema eléctrico.

## Actualización del estado de la deuda del sector eléctrico

En base al origen de la deuda y a los mecanismos establecidos para su recuperación, se expone a continuación el estado actual de la deuda del sector eléctrico, en lo que se refiere a cuantía total, distribución por categorías de derechos de cobro y distribución por titulares de dichos derechos, así como su evolución con respecto al año anterior.

### Importe total de la deuda del sector eléctrico y distribución por categorías de derechos de cobro

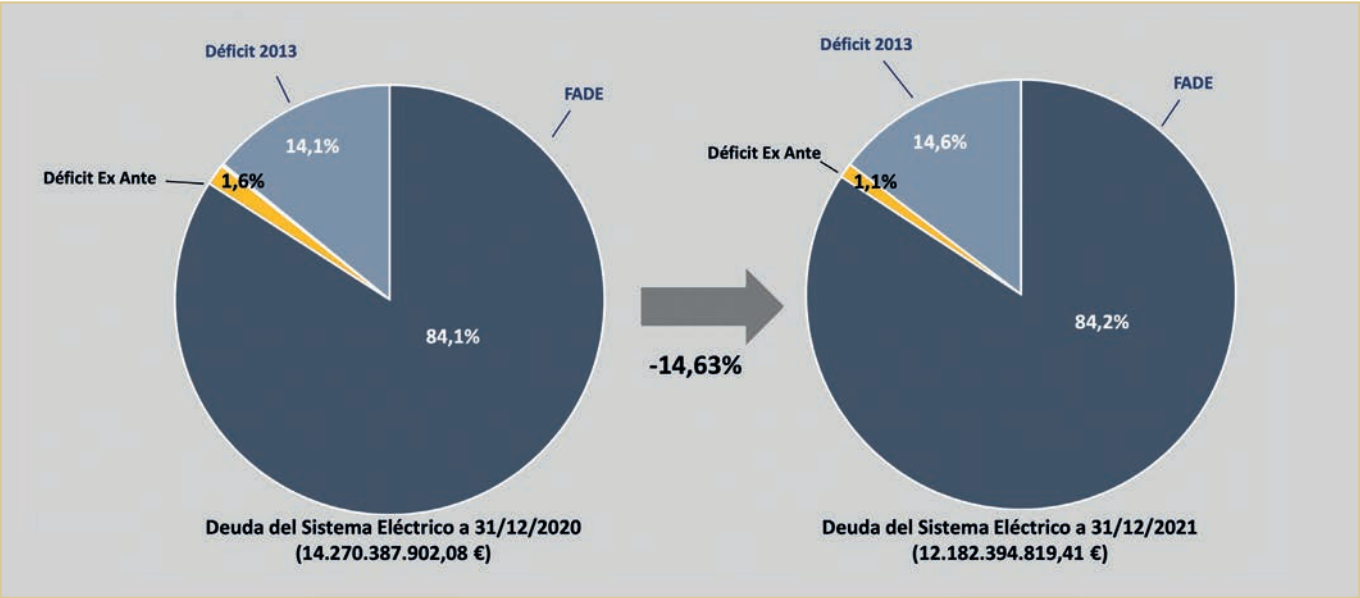
La Figura 2 muestra la evolución de la deuda del sector eléctrico a lo largo del tiempo hasta 2021 y, de 2022 en adelante, las previsiones de la CNMC. Como puede observarse, dicha deuda alcanzó su máximo en 2013, con 28.771 millones de euros, y ha ido disminuyendo progresivamente desde esa fecha.

**Figura 3. Importes por categoría de derecho de cobro de la deuda del sector eléctrico a 31/12/2020 y 31/12/2021 y porcentajes de variación interanuales**

| Categoría Derechos de Cobro | Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2020 (€) | Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2021 (€) | Variación de la deuda (%) |
|---|---|---|---|
| **FADE** | 12.021.790.926,60 | 10.261.030.376,08 | -14,65% |
| **Déficit 2013** | 2.017.739.765,48 | 1.784.268.143,33 | -11,57% |
| **Déficit Ex Ante** | 230.857.210,00 | 137.096.300,00 | -40,61% |
| **TOTAL DEUDA DEL SISTEMA** | **14.270.387.902,08** | **12.182.394.819,41** | **-14,63%** |

Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

**Figura 4. Importe total de la deuda del sector eléctrico a 31/12/2020 y 31/12/2021 y desglose por tipos de derechos de cobro**




Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

A 31 de diciembre de 2021, existían 3 categorías de derechos de cobro asociados a la deuda del sistema eléctrico: los derechos de cobro de los adjudicatarios de la 2ª subasta del Déficit Ex ante, los derechos de cobro del Déficit 2013 y los derechos de cobro del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

Por su parte, el Déficit 2005 quedó saldado el 10 de febrero de 2021, con cargo a la cuota de 2020, tal y como se detalla en los cálculos realizados por la CNMC en el documento INF/DE/005/21 *"Acuerdo por el que se aprueba y comunica el cálculo del importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2020, del derecho de cobro correspondiente a la financiación*

*del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005 y se declara la satisfacción total del derecho de cobro",* aprobado el 25 de febrero de 2021, y se declara en el apartado tercero de la Resolución de 22 de marzo de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, *"por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro, a 31 de diciembre de 2020, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005".*

La deuda del sector eléctrico ha ido reduciéndose desde su máximo en 2013 siendo, a cierre de 2021, de 12.182,39 millones de euros, un 14,63% menor que a finales de 2020 (Figura 3).

El derecho de cobro asociado a FADE representa, como puede verse en la Figura 4, el 84,2% del importe total pendiente de cobro a 31/12/2021, seguido del derecho de cobro del Déficit 2013, con un 14,6%.

## Distribución de la deuda del sector eléctrico por titulares de los derechos de cobro

La Figura 5 muestra un resumen del estado de cada uno de los derechos de cobro relativos a la deuda del sector eléctrico a fecha 31 de diciembre de 2021, en cuanto a sus importes pendientes de cobro, número de pagos anuales pendientes y tipos de interés aplicables en cada caso para el año 2022.

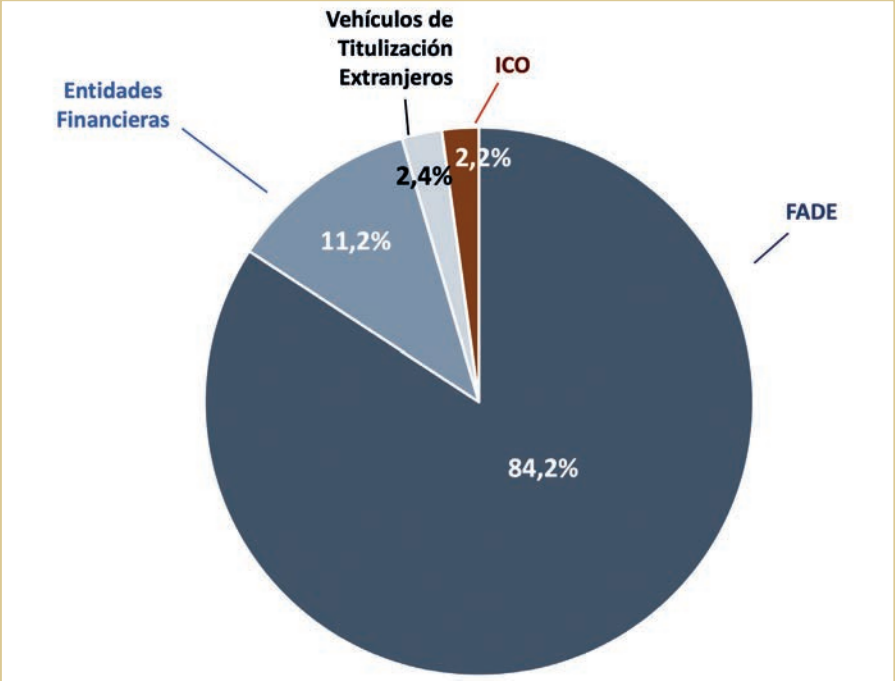
Por tipología de tenedores de los derechos de cobro del sistema eléctrico a 31 de diciembre de 2021, el 84,2% corresponde a FADE, el 11,2% está en manos de entidades financieras, el 2,4% corresponde a vehículos de titulización extranjeros y el 2,2% restante al ICO (Figura 6).

**Figura 5. Importes pendientes de cobro, tipos de interés actuales y número de pagos anuales pendientes de cada una de las categorías de derechos de cobro a 31/12/2021**

| Categoría de Derechos de Cobro | Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2021 (€) | Tipo de Interés 2022 (%) | Nº pagos anuales pendientes (años) a 31/12/2021 |
|---|---|---|---|
| **Déficit Ex Ante** | 137.096.300,00 | 0,075% | 1,46 |
| **Déficit 2013** | 1.784.268.143,33 | 2,195% | 7,0 |
| **FADE** | 10.261.030.376,08 | 1,868% | 4,07-6,85 (según emisión) |

Nota: El tipo de interés para 2022 de FADE es el disponible con datos a 31/12/2021.
Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

**Figura 6. Distribución de la deuda del sector eléctrico a 31/12/2021 por tipología de tenedores de los derechos de cobro**




Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

**Figura 7. Tipos de interés aplicables a las distintas categorías de los derechos de cobro y coste medio ponderado de la deuda del sector eléctrico**

| | 31/12/2020 | | 31/12/2021 | |
|---|---|---|---|---|
| Categoría de Derechos de Cobro | Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2020 (€) | Tipo de Interés 2021 (%) | Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2021 (€) | Tipo de Interés 2022 (%) |
| **Déficit Ex Ante** | 230.857.210,00 | 0,122% | 137.096.300,00 | 0,075% |
| **Déficit 2013** | 2.017.739.765,48 | 2,195% | 1.784.268.143,33 | 2,195% |
| **FADE** | 12.021.790.926,60 | 2,562% | 10.261.030.376,08 | 1,868% |
| **DEUDA TOTAL/COSTE MEDIO DEUDA** | **14.270.387.902,08** | **2,471%** | **12.182.394.819,41** | **1,896%** |

Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

## Coste de financiación de la deuda del sector eléctrico

La devolución de la deuda del sistema eléctrico implica, para cada una de sus categorías de derechos de cobro, el pago de una anualidad a los tenedores de dichos derechos. La anualidad de cada categoría se calcula como un importe que permite recuperar el principal y los intereses, los cuales determinan el coste de la deuda.

### Coste medio de la deuda

Los tipos de interés aplicables a los derechos de cobro para calcular los intereses anuales a pagar a los titulares correspondientes se calculan, para el Déficit Ex Ante, como la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre inmediatamente anterior al año en que haya de aplicarse incrementada en un diferencial de 65 puntos básicos. Por su parte, el tipo de interés empleado para calcular los intereses de actualización del Déficit 2013 es un tipo de interés fijo a 15 años del 2,195%, mientras que el tipo de interés que devengan los derechos cedidos a FADE es la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de todas las emisiones vivas del Fondo a 30 de noviembre del año anterior más un diferencial de 30 puntos básicos[1].

Teniendo en cuenta lo anterior, según se muestra en la Figura 7, el Déficit 2013 ha superado en 2022, por primera vez, a FADE como deuda de mayor coste, con un tipo de interés del 2,195%, mientras que el Déficit Ex Ante es, a día de hoy, la deuda de menor coste, al ser su tipo de interés aplicable del 0,075% en 2022.

Por su parte, el coste medio ponderado de la deuda del sector eléctrico en 2022, con los datos disponibles a 31/12/2021, es del 1,896%[2].

### Coste de las anualidades

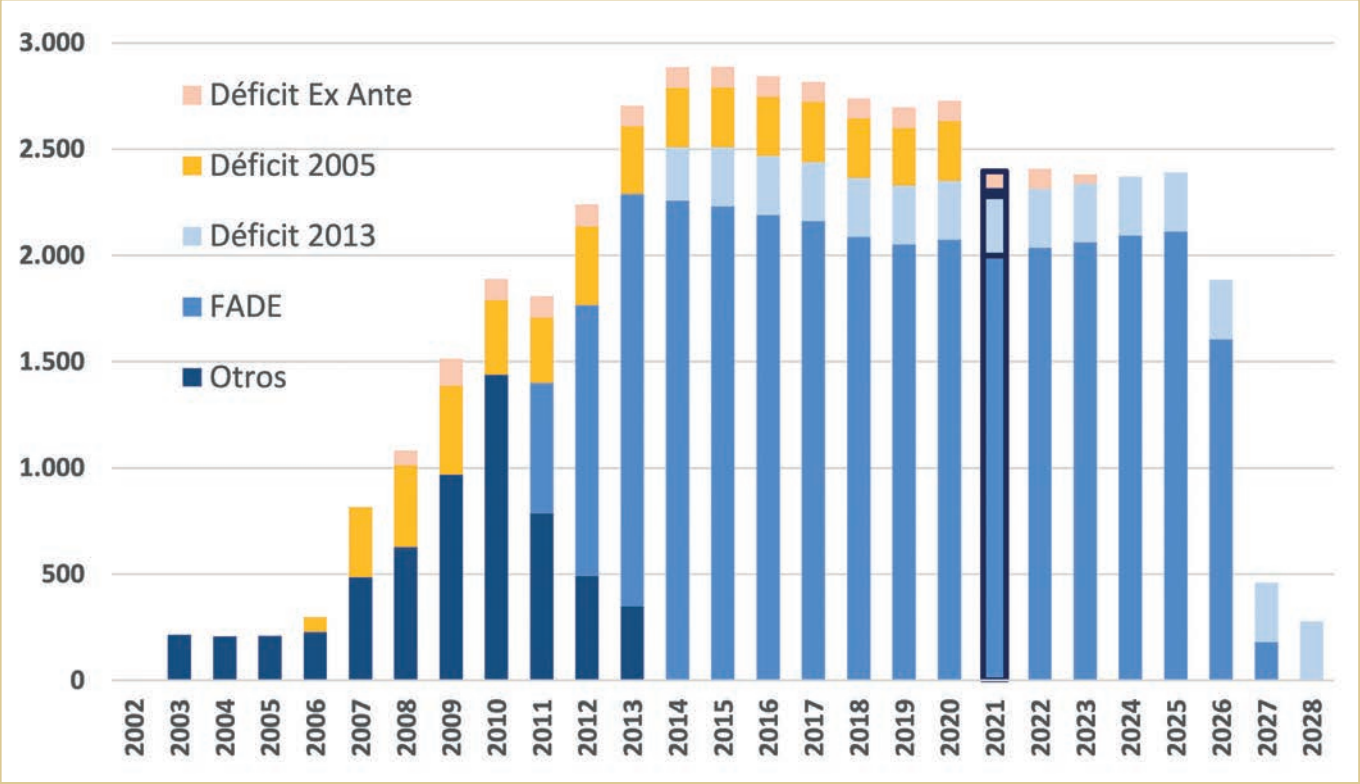
La Figura 8 muestra la evolución de las anualidades de los derechos de cobro de la deuda del sector eléctrico a lo largo del tiempo, y de 2022 en adelante, previsiones.

Como puede verse en la Figura 9, durante el año 2021, el importe total en concepto de anualidad de los derechos de cobro correspondientes a la deuda del sector eléctrico asciende a 2.371,8 millones de euros, un 13,25% inferior a la anualidad total satisfecha en 2020 (2.734,2 millones de euros). Esta bajada es debida principalmente a la amortización del Déficit 2005. Por su parte, la anualidad estimada para el año 2022 con los datos disponibles a 31/12/2021 sería de 2.396,9 mi-

1 El tipo de interés efectivo se ve modificado a lo largo del ejercicio con las emisiones de refinanciación de FADE, que pueden aumentar o disminuir el coste medio ponderado del Fondo.

2 El coste de la deuda se ha calculado para los ejercicios 2022 y 2021 con los datos disponibles a 31/12/2021 y 31/12/2020, respectivamente, y no tiene en cuenta, por lo tanto, el efecto de las emisiones de refinanciación de FADE.

**Figura 8. Evolución de las anualidades de los derechos de cobro del sector eléctrico anuales, por categoría de derecho de cobro, desde su origen hasta su completa satisfacción (miles de euros). Hasta 2021 los datos son reales y, a partir de 2022, son previsiones**




Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

llones de euros, un 1,06% superior a la del año 2021.

La anualidad correspondiente a FADE es la de mayor cuantía. En 2020 y 2021, ha representado un 75,8% y un 84,3% respectivamente, de la anualidad total satisfecha a los titulares de los derechos de cobro.

Por su parte, en la Figura 10 se muestra el desglose entre principal e intereses de las anualidades asociadas a cada uno de los derechos de cobro.

En la anualidad correspondiente a FADE para el año 2022, un 9,5% corresponde al pago de intereses, si bien el porcentaje ha disminuido entre 2020 y 2021, y también entre 2021 y 2022. Los intereses asociados al Déficit Ex Ante representan un 0,1% del total de su anualidad de 2022. Por otro lado, los intereses del Déficit 2013 representan un 14,1% del total de la anualidad de este déficit en 2022.

En términos agregados, los intereses representan el 9,6% del total de la anualidad de la deuda del sector eléctrico en el año 2022.

En términos absolutos, como se muestra en la Figura 11, los intereses de la deuda estimados para el año 2022 ascienden a 230,9 millones de euros, de los que el 83% corresponden a los intereses asociados a la anualidad de FADE.

Tanto la disminución en el tipo de interés de FADE como la reducción del principal de la deuda, se traducen en un pago de intereses asociados a la deuda del sistema eléctrico en 2022 un 18,6% inferiores a los de 2021 (283,8 millones de euros) y un 42,6% inferiores a los de 2020 (402,6 millones de euros), cantidades que incorporan el efecto del ajuste en los intereses de FADE derivado de las operaciones de refinanciación que se realizaron en 2020 y 2021, respectivamente.

**Figura 9. Importes totales de las anualidades satisfechas en 2020 y 2021, y estimadas para 2022, por categoría de derecho de cobro de la deuda del sector eléctrico y porcentajes de variación interanuales**

| Categoría de Derechos de Cobro | Anualidad 2020 (€) | Anualidad 2021 (€) | Anualidad 2022 (€) | Variación de la anualidad 2020-2021 (%) | Variación de la anualidad 2021-2022 (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Déficit 2005** | 290.236.930,00 | 0,00 | 0,00 | -100,00% | 0,00% |
| **Déficit Ex Ante** | 94.239.120,00 | 94.042.560,00 | 93.988.200,00 | -0,21% | -0,06% |
| **Déficit 2013** | 277.761.010,00 | 277.761.010,00 | 277.761.010,00 | 0,00% | 0,00% |
| **FADE** | 2.072.009.420,29 | 2.000.033.054,89 | 2.025.138.993,73 | -3,47% | 1,26% |
| **TOTAL** | **2.734.246.480,29** | **2.371.836.624,89** | **2.396.888.203,73** | **-13,25%** | **1,06%** |

Nota: Las anualidades correspondientes a FADE incluyen los ajustes en los intereses derivados de las amortizaciones y refinanciaciones que han tenido lugar a lo largo de los años 2020 y 2021.

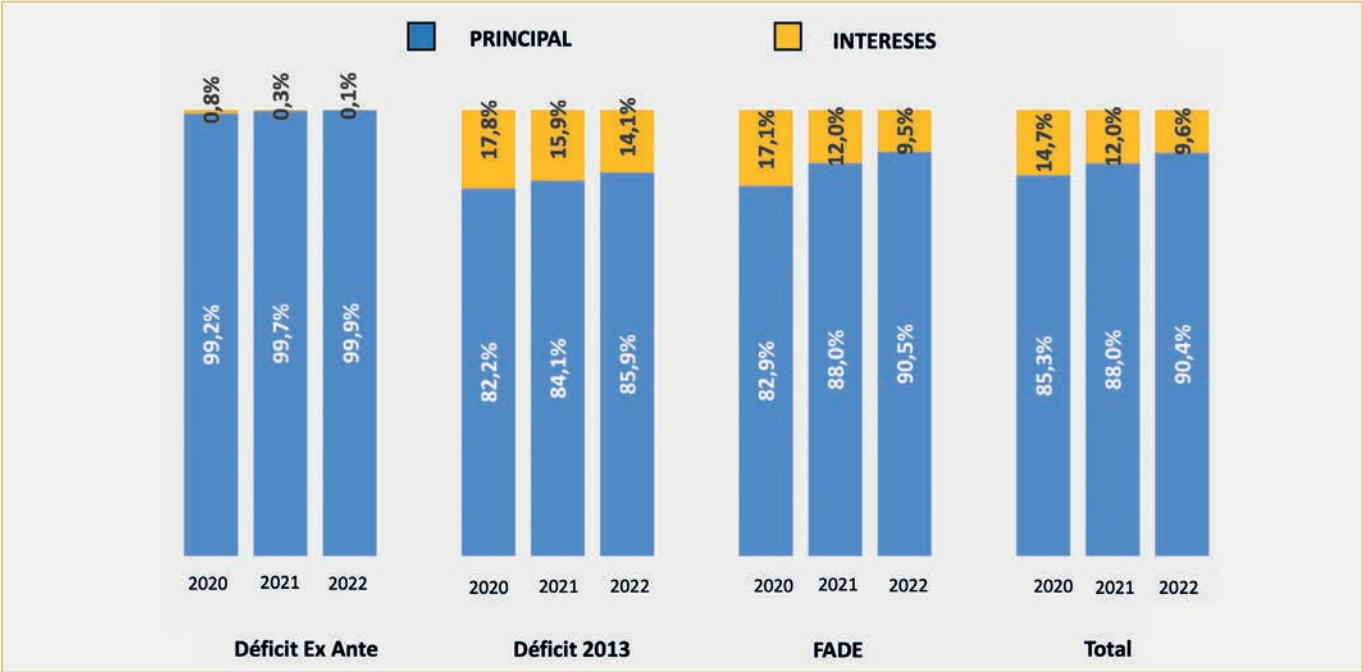
Para el Déficit Ex Ante, se considera la anualidad en los términos establecidos en el artículo 10 punto 2 cap. V de la Orden ITC/694/2008.

La anualidad correspondiente al año 2022, para todas las categorías de derechos de cobro, corresponde a la estimación realizada con los datos disponibles a 31/12/2021.

La anualidad de 2021 no incluye el Déficit 2005.

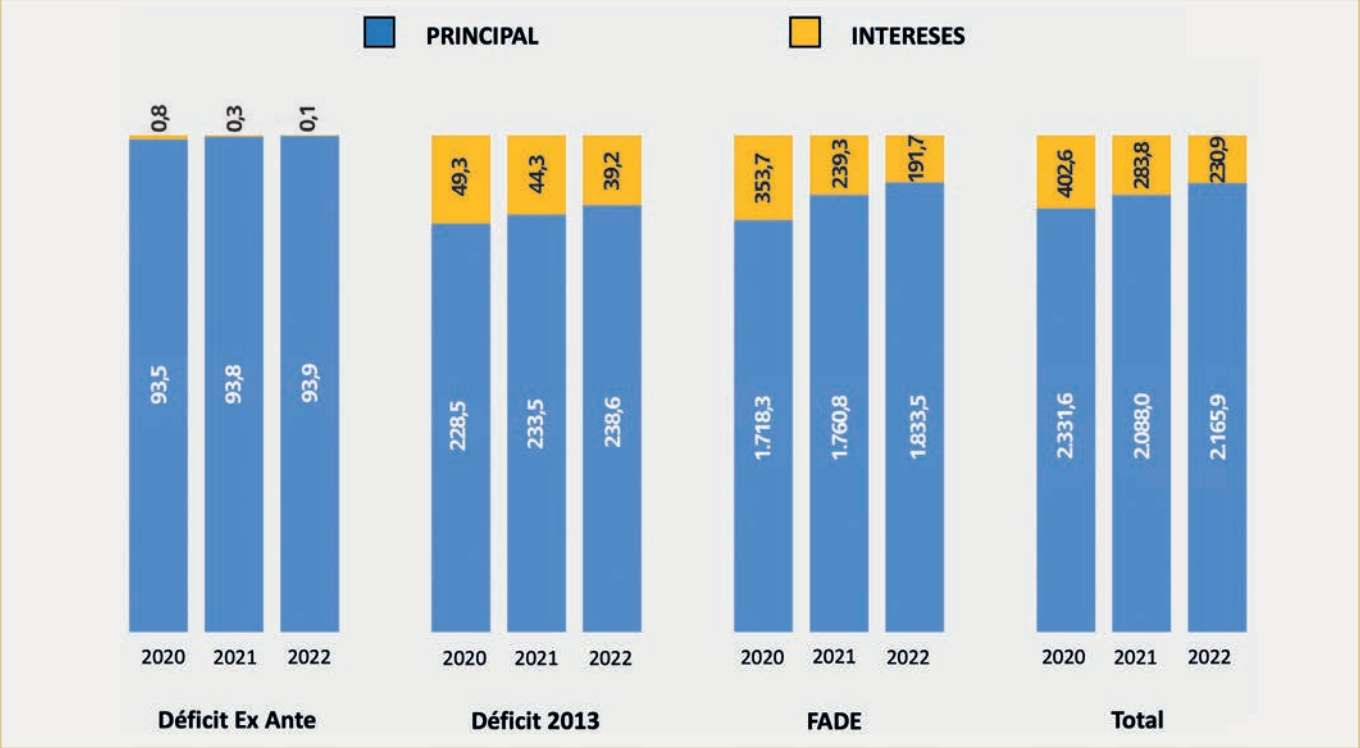
Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

**Figura 10. Desglose entre principal e intereses de las anualidades correspondientes a los años 2020, 2021 y 2022 de cada una de las categorías de derechos de cobro de la deuda del sector eléctrico (%)**




Nota: La anualidad correspondiente al año 2022 corresponde a la estimación realizada con los datos disponibles a 31/12/2021.
Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

**Figura 11. Desglose entre principal e intereses de las anualidades correspondientes a los años 2020, 2021 y 2022 de cada una de las categorías de derechos de cobro de la deuda del sector eléctrico (valores absolutos en millones de euros)**




Nota: La anualidad correspondiente al año 2022 corresponde a la estimación realizada con los datos disponibles a 31/12/2021. La anualidad de FADE de 2020 y 2021 y, en concreto el importe de los intereses, incorpora los ajustes derivados de operaciones de refinanciación.
Fuente: INF/DE/163/21 de la CNMC. Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.

## Aplicación de los superávits del sistema eléctrico

Los superávits de ingresos que han resultado de las liquidaciones de cierre de los ejercicios 2014 a 2018, se depositaron en una cuenta específica abierta por la CNMC, de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria quinta de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre. A lo largo de dichos años, el superávit acumulado alcanzó 1.687,5 millones de euros.

A continuación, se repasa cómo se ha aplicado el superávit, que está saldado en la actualidad.

Como se muestra en la Figura 12, además de haberse destinado cantidades para equilibrar las liquidaciones de cierre de 2019 y 2020, y cubrir desviaciones transitorias en 2021, también se han destinado cantidades importantes para satisfacer litigios.

Diversos pronunciamientos judiciales de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo obligaron al sistema eléctrico a devolver las cantidades financiadas por las sociedades o grupos de sociedades en concepto de bono social de los ejercicios 2014, 2015 y 2016, más los intereses correspondientes.

Por su parte, la Orden TEC/1303/2018, de 27 de noviembre, determina el pago con cargo al superávit del complemento de eficiencia de las plantas de tratamiento de purines. En aplicación de esta orden se satisfizo un total de 11,3 millones de euros con cargo a la cuenta del superávit.

Asimismo, la Orden TEC/1302/2018, de 4 de diciembre, y la Orden TEC/1314/2018, de 7 de diciembre, establecen las disposiciones necesarias para instrumentar un sistema de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables en territorios no peninsulares y se determina la transferencia

de 60 millones de euros procedentes del superávit eléctrico al presupuesto del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) con efectos del año 2017, y otros 60 millones de euros con efectos del año 2018. En aplicación de lo anterior, se transfirieron 120 millones de euros de la cuenta del superávit al IDAE.

## Previsiones futuras

Finalmente, se introducen las previsiones futuras de la deuda del sector eléctrico, desde el punto de vista de la evolución prevista de la amortización de las deudas ya generadas.

Se ha realizado una estimación a futuro de los importes pendientes de cobro a 31 de diciembre de cada año, así como de las anualidades a satisfacer, por categoría de derecho de cobro, hasta su completa amortización.

Dicha proyección se ha realizado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el Déficit Ex Ante, se ha partido de los correspondientes importes pendientes de cobro definitivos a 31 de diciembre de 2021 publicados por la CNMC y de las anualidades calculadas para 2022. Asimismo, se ha estimado que para 2023 (año en el que se extinguirá el fondo) no hay variaciones en los tipos de interés con respecto a los empleados en el cálculo de las anualidades del ejercicio 2022.

- Respecto al Déficit 2013, dado que el tipo de interés aplicable es un tipo fijo del 2,195%, no es necesario realizar estimaciones, sino que las cantidades de los futuros importes pendientes de cobro y las anualidades son ciertas.

- En cuanto a la futura evolución de la deuda asociada a FADE, la CNMC ha realizado una proyección del activo y pasivo del Fondo hasta el final de su vida, basada en una serie de hipótesis.

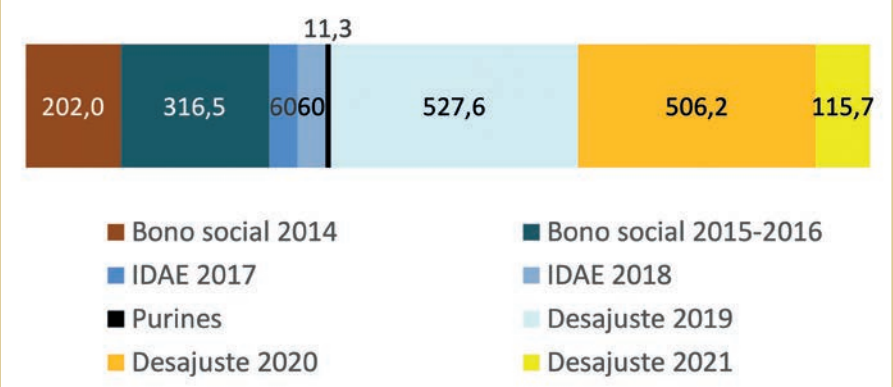
En relación a la estimación del activo, partiendo del saldo inicial de la caja de FADE, se han proyectado los ingresos anuales del Fondo a partir del cálculo de las anualidades correspondientes, relativas a las emisiones realizadas en el pasado. En el cómputo de las anualidades, se han tenido en cuenta los ajustes derivados de las amortizaciones, para considerar el efecto económico derivado de la variación en la TIR media ponderada del Fondo.

Por el lado del pasivo, a diferencia de lo que se consideró en las proyecciones realizadas en ejercicios anteriores, no se consideran nuevas refinanciaciones, ya que se ha supuesto que, en aquellos momentos en que no se cubra la totalidad de las necesidades de caja de FADE para hacer frente a las amortizaciones correspondientes, se utilizará la línea de crédito del ICO de la que dispone el Fondo, como se ha venido haciendo en el año 2021. Asimismo, se han estimado de una manera conservadora, como gastos adicionales, los intereses derivados de la utilización de la línea de crédito del ICO, por importe de 1.000 millones € durante los 12 meses del año. La utilización de estas hipótesis (utilización de la línea de crédito frente a realización de emisiones de refinanciación), tiene como resultado un perfil de anualidades de importe superior hasta 2026, pero que se ve compensado por ahorros superiores en 2027 y 2028.

Bajo las anteriores consideraciones, la deuda viva del sector eléctrico iría disminuyendo gradualmente a lo largo de los próximos años, quedando completamente satisfecha a 31 de diciembre de 2028, tras pagarse durante ese año la última anualidad correspondiente al Déficit 2013, como se muestra en la Figura 13.

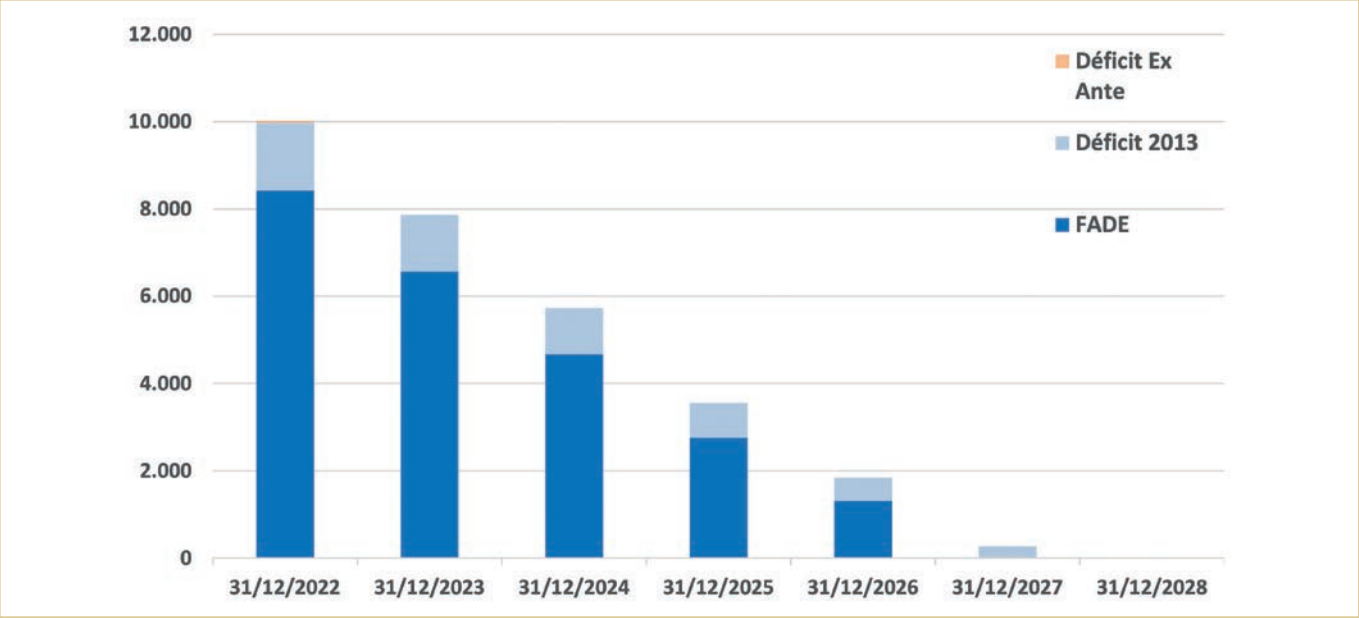
Por otra parte, se observa en la Figura 14 la previsión total de pagos por anualidades del déficit de las actividades reguladas del sector eléctrico. Dichos pagos se estima que se mantendrían bastante estables hasta 2025 y disminuirían notablemente desde 2026, debido a la disminución de las anualidades de FADE. ■

**Figura 12. Desglose de las distintas aplicaciones del superávit realizadas**



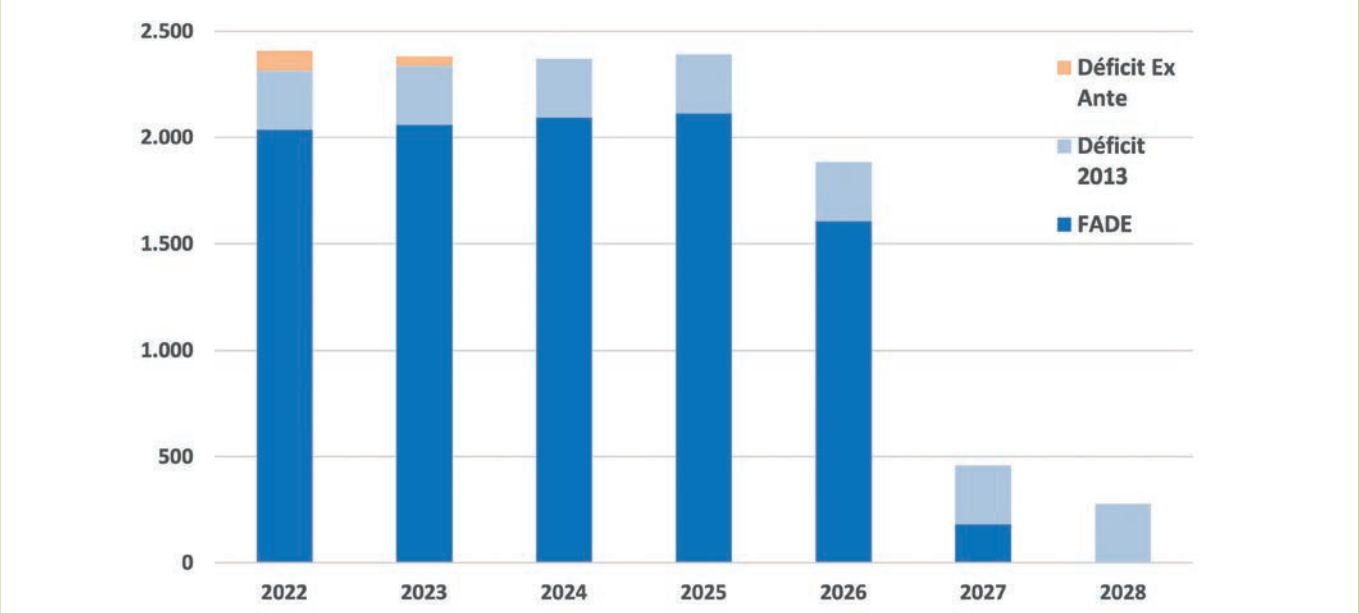

Fuente: CNMC

**Figura 13. Evolución prevista de la deuda viva del sector eléctrico a 31 de diciembre de cada año, por categoría de derecho de cobro, desde 2022 hasta su completa satisfacción (miles de euros)**




Fuente: CNMC

**Figura 14. Evolución prevista de las anualidades de los derechos de cobro relativos a la deuda del sector eléctrico hasta su completa satisfacción (miles de euros)**




Fuente: CNMC

# Suministro y comercialización de electricidad en el mercado español

**Juan José Alba Ríos**
Director de Regulación de ENDESA

**Julián Barquín Gil**
Responsable de Mercados Mayoristas de ENDESA

**Eduardo Moreda Díaz**
Subdirector de Generación, Mercados Mayoristas y Gas de ENDESA

## Resumen

El mercado eléctrico español ha estado, y sigue estando sujeto, a un intenso escrutinio público. La atención está normalmente centrada en el mercado mayorista, en el que productores y comercializadores realizan transacciones diariamente. Aunque este mercado proporciona una referencia fundamental, no es en él donde se aprovisionan la mayor parte de los clientes. Lo habitual es tener contratos, al menos de un año de duración, con comercializadores que les garantizan condiciones específicas de precio y calidad. Entender la estructura y gestión de estos mercados es fundamental para entender el impacto de las vicisitudes del mercado mayorista en los costes de suministro de los consumidores finales y poder valorar la eficiencia y equidad de posibles medidas regulatorias. Es este el objeto de este artículo.

## Introducción

Desde sus comienzos, pero con especial intensidad durante la crisis de precios de energía en la que todavía estamos, los mercados de energía eléctrica han sido objeto de un intenso escrutinio. Es habitual que el mismo se centre en el mercado diario, donde los agentes negocian la compraventa de energía con entrega en cada una de las 24 horas del día siguiente. Aunque este mercado proporciona una referencia de precio de enorme relevancia, es tan solo uno de los numerosos mercados donde se negocia la electricidad, y en muchos sentidos no es el más importante. Es muy importante tener este hecho presente a la hora de proponer cualquier tipo de intervención en el mercado, so pena de alcanzar resultados distintos de los esperados, incluso contraproducentes. En suma, no existe tal cosa como "el mercado eléctrico", sino más bien un conjunto de mercados interrelacionados que garantizan, entre otras cosas, un uso eficiente de los recursos disponibles. Estos mercados son una "máquina" que transfieren los costes del capital y las materias primas empleadas en la producción eléctrica a los consumidores finales. Se argumentará más adelante que esta "máquina" ha funcionado, incluso hoy en día, de la manera en que se preveía cuando fue diseñada. No está "rota", aunque problemas en otros sectores, y en particular un mercado internacional del gas natural descoyuntado por diversas circunstancias esté llevando a precios extremadamente altos de la electricidad.

Relacionado con esto hay otro malentendido muy frecuente: la descripción del mercado eléctrico como "marginalista", como si existiera algún mercado que no lo fuera. En todo mercado el precio lo fija el coste marginal, el mercado eléctrico no es diferente en este particular. Lo que sí es peculiar es el papel que tiene en la fijación del precio la existencia de subastas competitivas, como el mercado diario o los intradiarios. Cambiar el formato de las subastas es posible, aunque la teoría económica y la práctica en el mundo real nos indica que no cabe esperar cambios extraordinarios en el precio. Sí, posiblemente, algunas diferencias que podrían conducir a un resultado menos eficiente. En suma, la discusión relevante no es entre mercados "marginalistas" y "no marginalistas", sino entre sistemas de mercado y sistema regulados, o la combinación más deseable de ambos sistemas.

El resto de este artículo se estructura como sigue. En el segundo apartado se analiza la estructura de los mercados eléctricos, y en el tercer apartado la forma en que los agentes gestionan su riesgo en estos mercados, que depende tanto de sus activos físicos como de la estructura de sus compromisos contractuales. Conocimiento de estos

temas es fundamental para entender el impacto de la actual crisis de precios. El cuarto apartado trata de los impuestos y cuasi-impuestos sobre la electricidad, que ha sufrido cambios en las tasas aplicadas, aunque no en su estructura, durante la presente crisis. Finalmente, el último apartado concluye con algunas observaciones y recomendaciones basadas en lo anteriormente expuesto.

## El flujo de energía: de la generación al suministro a cliente final

La energía eléctrica la producen distintas compañías en sus instalaciones de generación (centrales renovables, o nucleares, o de gas natural, o de otras posibles tecnologías), se mueve por las redes de transporte y distribución propiedad de compañías reguladas, y es suministrada a los clientes finales que la adquieren, sea directamente (en el caso de algunos grandes consumidores) sea a través de compañías comercializadoras.

La estructura del sistema descansa en que, en la medida de lo posible, es preferible utilizar mecanismos de mercado a una administración directa por parte de una entidad pública. Los argumentos a favor son bastante generales y fundamentan la organización económica de las sociedades de nuestro entorno. No obstante, existen casos en que la competencia en el mercado no es la opción más eficiente. Este es el caso de las redes de transporte y distribución eléctrica, que son monopolios naturales que todos los agentes del mercado se ven precisados de usar. Es también el caso de las actividades de coordinación de la operación.

Por otra parte, las actividades de generación, comercialización y compra de electricidad se prestan, de forma natural, a desarrollarse en un contexto de mercado. En esto la electricidad no es diferente de otras muchas actividades económicas, en las cuales la producción, comercialización y consumo de bienes se llevan a cabo por agentes privados. Lo que es muy peculiar de la electricidad es que estas actividades han de estar cuidadosamente coordinadas, ya que la producción y el consumo de electricidad han de ser esencialmente simultáneas. Esta característica física es fundamental para comprender la organización detallada de los mercados de energía eléctrica y el motivo por el cual es probablemente uno de los mercados más complejos que existen.

Específicamente, la compraventa de electricidad se articula mediante una sucesión de mercados con horizontes temporales diferentes. A largo plazo (meses, incluso años) existen mercados a plazo. Por ejemplo, es habitual que compañías fabriles contraten la energía que planean consumir a lo largo de un año fiscal, con la finalidad de cerrar un precio que permita planificar sus actividades. En el otro extremo de la escala, pequeños consumidores domésticos también firman contratos que, típicamente, son de un año de duración, pero son automáticamente extendidos y su duración es indefinida. La contraparte de estos contratos son a menudo compañías comercializadoras, que adquieren la electricidad de generadores, sea mediante contratos a largo plazo, sea acudiendo a mercados de más corto plazo como el mercado diario.

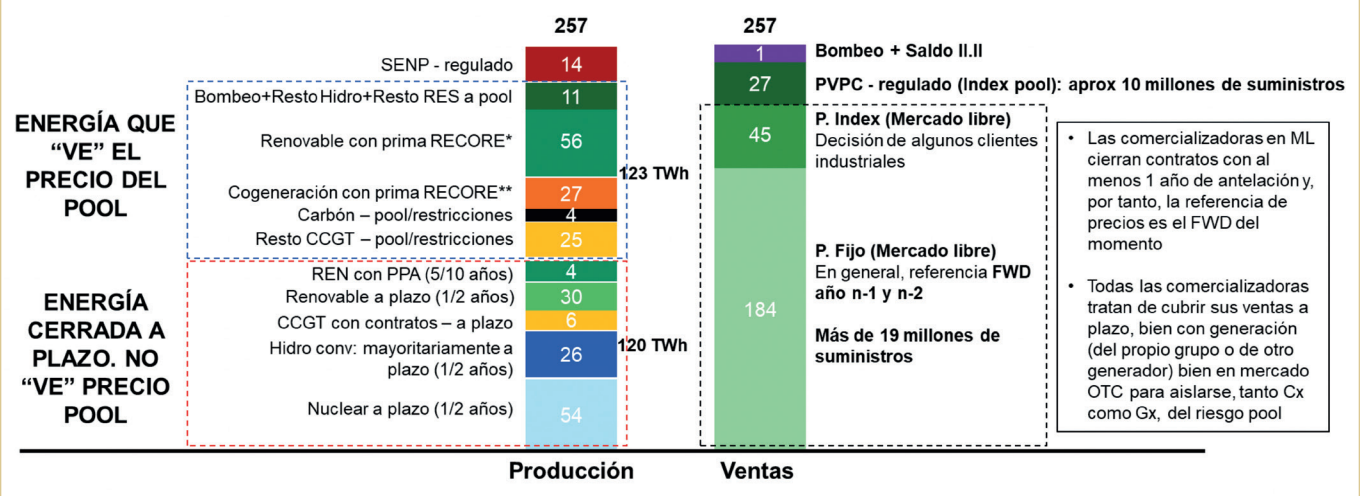
El mercado diario de la electricidad es una subasta que se convoca cada día para la entrega de electricidad en cada una de las 24 horas del día siguiente. El diseño de esta subasta está pensado para someter a los agentes a una presión competitiva fuerte, al tiempo que se facilita su supervisión regulatoria. Es por ello por lo que se estructura como una subasta de "precio único", donde todo el mundo cobra o paga, para cada hora, el mismo precio. Se puede demostrar que ello implica que todos los agentes tienen incentivo a subastar su coste marginal (en el caso de productores) o su utilidad marginal (en el caso de consumidores).

Un diseño alternativo sería las llamadas subastas *pay as bid,* en que se paga o cobra a cada agente su oferta. En este caso los agentes tienen incentivo a subastar no sus costes, sino su estimación del precio de mercado. Esto puede tener alguna ventaja en ciertos casos, pero ciertamente implica riesgos de asignación ineficiente en caso de que las previsiones de los agentes no sean precisas, así como dificultades de supervisión regulatoria, ya que puede obligar al regulador a intentar imaginar cuál era la previsión que se manejaba. En cualquier caso, y si las previsiones de los agentes son en efecto precisas, el precio resultante es el mismo con ambas organizaciones. Esta equivalencia es un caso particular del enunciado general que no existen mercados "no marginalistas": todo mercado competitivo es marginalista.

Más cercano al momento de la entrega física existen mercados adicionales: mercados intradiarios, así como mercados de balance gestionados por el operador del sistema. Su función es asegurar el balance continuo ente generación y demanda que requiere la física de la electricidad.

Lo que cobra y paga cada agente es la resultante de la actividad que realicen en la totalidad de estos mercados. Los precios de los mismos están relacionados, pero son claramente diferentes. Si se trata de un cliente con un contrato anual, su precio es el precio que contrató y es indiferente al precio del mercado diario. Una comercializadora ingresa dinero por sus contratos a clientes de largo plazo, pero lo paga en contratos a generadores en el largo y corto plazo. Aunque, en equilibrio, los precios en estos diferentes

**Figura 1. Energías a precios del MD ("pool") y a precio de plazo ("FWD")**




mercados tenderán a igualarse con el tiempo, no lo serán en cada momento. Esto es particularmente cierto en el caso de cambios inesperados e importantes de los costes y precios, como los que sufrimos actualmente. En estos casos, considerar tan sólo el precio del mercado diario puede proporcionar una imagen muy distorsionada de la situación económica de cada agente específico.

Un tema adicional, de gran importancia práctica, son las subvenciones o primas que agentes específicos puedan recibir por diversas razones. Las más relevantes son las recibidas por generadores renovables. En principio, reglas de buena regulación soportadas por la Comisión Europea establecen que estos pagos deben estar diseñados de forma que no distorsionen la operación de los mercados, aunque no siempre éste es el caso. Aunque tanto la energía eólica como la fotovoltaica son ya tecnologías maduras, y por tanto sin necesidad de apoyo, el proceso de transición energética requiere el desarrollo de tecnologías distintas, especialmente en lo relativo al almacenamiento y a los usos finales de la electricidad. El diseño de los posibles mecanismos de apoyo es un tema de actualidad, en el que por la propia granularidad y diversidad de estas tecnologías cabe esperar que se requieran aún más que en el pasado unos mercados de energía eléctrica eficientes, más que una microgestión administrativa.

## Gestión de riesgos: las coberturas de generadores y comercializadores

Los distintos agentes tienen distintas aversiones al riesgo, y compran por tanto con diferentes plazos. Por ejemplo, son numerosas las empresas (aunque lejos de ser todas) que firman contratos de suministro a precio fijo de 1 de enero a 31 de diciembre, a fin de fijar el coste de uno de sus factores de producción. En el lado de la oferta, algunos generadores venden a plazo su producción o parte de ella.

La Figura 1 muestra el precio que ve la energía eléctrica producida y suministrada en España (unos 257 TWh). En el lado de la generación, y una vez descontada la energía en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla (los SENP, unos 14 TWh) cuya remuneración está fijada por el regulador, alrededor de la mitad se vende a plazo (con antelación superior al medio año) y la otra se ve directamente afectada por el precio del mercado diario. La parte de la energía vendida a plazo incluye a renovables con contratos de largo plazo y PPAs[1], a la mayor parte de la hidráulica convencional y la totalidad de la nuclear, y una parte de la producción de las plantas de gas natural (CCGTs). La mayor parte de estas ventas se realizan a compañías comercializadoras, aunque hay algunos grandes clientes que contratan directamente con generadores.

La parte de la generación expuesta al precio del mercado diario se divide en dos grandes grupos. Por una parte, la mayor parte de la generación con gas natural, la gene-

1 Siglas de Power Purchase Agreement: un acuerdo para vender la energía producida por una instalación a largo plazo.

ración con carbón y una parte de la generación hidráulica obtienen sus ingresos del mercado diario y mercados posteriores (intradiarios, restricciones, ...) cuyo precio está estrechamente ligado al del mercado diario. Estos ingresos son la práctica totalidad de los recibidos por estas tecnologías[2].

El otro grupo, que supone las dos terceras partes de la generación directamente afectada por el mercado diario, es, quizá un poco sorprendentemente, la mayor parte de la generación renovable, que se beneficia del régimen regulado denominado RECORE. Hay que ser, no obstante, cuidadosos con esta dependencia. La generación RECORE recibe pagos por la energía vendida en el mercado diario y un pago adicional regulado. La cuantía de este pago regulado está calculada para que la remuneración total, a lo largo de toda la vida útil de la instalación, sea un valor fijo. El pago regulado se actualiza cada tres años. La consecuencia es que, si el precio del mercado diario es inusualmente alto, como ocurre en el momento de escribir estas líneas, la generación RECORE recibe un pago inusualmente alto que se compensará en años venideros con un pago regulado más pequeño.

Si miramos la estructura de la demanda se observa un cuadro interesante. La mayor parte de la energía (229 TWh) está contratada en el mercado libre con diversas comercializadoras mediante contratos acordados por las partes. El 80% de esta energía lo está a precio fijo, mientras que el 20% restante está indexado al precio del mercado diario. Este 20% corresponde a compañías que, por una u otra razón, han querido correr el riesgo de que los precios en el mercado diario pudieran subir de forma inesperada, en vez de seguir una política más prudente y contratar a plazo.

Hay además algo más de un 10% de la demanda final (unos 27 TWh) que se suministra mediante una tarifa regulada: el llamado PVPC. Aunque la cantidad pudiera parecer relativamente menor, tiene un gran impacto social, ya que una gran parte de los consumidores domésticos están acogidos a la misma. Esta tarifa consta básicamente de unos elementos bastante estables relacionados principalmente con los costes de red y las subvenciones históricas a la energía renovable, más el precio de la energía en el mercado diario. Esta característica (cobrar la energía al precio del mercado diario) es muy inusual, de hecho, un caso único en el mundo. La consecuencia es que los consumidores domésticos se ven expuestos a las variaciones imprevisibles de este precio, actualmente a una fuerte subida.

Lo más habitual en otros países es que la tarifa regulada tenga un precio fijo anual por la energía, que se establece que subastas de suministro periódicas organizadas o supervisadas por el regulador. Este era el sistema que estaba anteriormente en vigor en España, hasta su sustitución por el PVPC. Es cierto, sin embargo, que los consumidores domésticos pueden contratar en el mercado libre tarifas con precio fijo. Así que en cierto sentido lo que hace el PVPC es fijar una opción por defecto inusual. No obstante, la opción por defecto es un asunto relevante cuando se refiere a pequeños consumidores que no van a meditar excesivamente sobre la tarifa a contratar.

La figura muestra que la cantidad de energía comprada a plazo no es la misma que la vendida a plazo, sino substancialmente superior. La razón es la existencia de intermediarios que venden (o compran) a plazo para comprar (o vender) en el mercado diario y otros mercados de corto plazo. Estos intermediarios son a menudo las propias comercializadoras, pero también instituciones puramente financieras, sin activos físicos, como bancos de inversión. Esta compraventa en mercados de diverso plazo es la forma en que los agentes gestionan su riesgo.

En el caso de compañías verticalmente integradas (Endesa, Iberdrola, Naturgy y otras) esta venta interna entre la generación y la comercialización de la misma compañía es una de las principales formas en que estas compañías gestionan su riesgo y pueden ofrecer a sus clientes precios mucho más estables, fijos, que los más volátiles del mercado diario. La estrategia específica depende, como es natural, de la cartera de activos de generación y de contratos de suministro de cada empresa. En el caso de Endesa, conforme se van firmando contratos con los clientes, se van asignando a cubrir la demanda esperada, comenzando por la generación nuclear, hidráulica y renovable esperada, añadiendo energía comprada en los mercados de plazo, y completando lo que sea necesario con compras en los mercados de corto plazo. Endesa vende, de hecho, alrededor del doble de lo que genera, con lo que es una compradora neta de energía en los mercados de plazo. Aun así, habitualmente necesita comprar también cantidades significativas en mercados de corto plazo, como el diario. Por ello, una subida inesperada de precios suele ser una mala noticia para la compañía: se vendió al cliente final la energía propia y la contratada en mercados a plazo a un precio basado

2 En el caso de las centrales de gas natural la siguiente componente, a bastante distancia, son los llamados "pagos por capacidad", que solamente se cobran por un subconjunto de estas plantas y están en vías de desaparición.

en la expectativa del precio en el momento de la venta, energía que suele ser necesario completar con energía más cara comprada a corto y cuyo mayor precio no se tuvo en cuenta en la oferta realizada.

En general, el impacto medio en los ingresos o costes de los agentes (consumidores finales incluidos) de variaciones en los precios del mercado diario es mucho menor que estas variaciones. Ello es debido al efecto conjunto de estas compraventas a plazo, y de que la mayor parte de los agentes, tanto en el lado de la generación como de la demanda, son aversos al riesgo e intentan asegurarse un precio más o menos fijo. Dicho esto, este impacto medio puede ocultar una enorme diversidad, desde agentes que son prácticamente indiferentes a las vicisitudes del mercado diario a otros que están expuestos casi íntegramente al mismo.

## La estructura impositiva

La electricidad en España está sometida a una de las estructuras impositivas más pesadas y barrocas que se han diseñado. Existen un gran número de cargas fiscales y parafiscales, a menudo establecidas alegando razones ambientales sin que su diseño ni el destino de su recaudación tengan este carácter. En varias ocasiones, en especial en situaciones de crisis como la actual, se reducen los tipos impositivos de dichas cargas sin que se modifique una estructura. Ello a pesar de que son cada vez más numerosas las voces que piden su reforma y armonización para los diversos vectores energéticos (electricidad, gas natural y derivados del petróleo), incluyendo las de expertos con encargos del propio gobierno (p. ej. la comisión Lagares en 2014 o el más reciente Libro Blanco sobre la Reforma Fiscal).

Así se pueden mencionar el IVA sobre la electricidad (el tipo habitual ha sido del 21%, temporalmente reducido al 10%) o el Impuesto Especial sobre la Electricidad (normalmente un 5,11% adicional, temporalmente reducido al 0,5%). Existe además el Impuesto sobre la Producción de Energía Eléctrica, que se paga sobre los ingresos resultantes de la generación y que, amén de afectar a la competitividad de las exportaciones de electricidad, se traslada en una subida del precio final de electricidad (normalmente el tipo ha sido un 7%, estando en la actualidad temporalmente suspendido). Mientras que la reducción de tipos en las presentes circunstancias de crisis de precios es bienvenida, es preciso recordar que la reducción de la recaudación no es proporcional, al haber aumentado la base imponible debido al aumento de precios y que, en cualquier caso, es preciso establecer un sistema fiscal eficiente y predecible. El Impuesto sobre la Producción de Energía Eléctrica, siendo un impuesto sobre un bien intermedio, es particularmente ineficiente, posiblemente resultado más de consideraciones de conveniencia política que de buena economía.

Adicionalmente a estos impuestos generales existen otras tasas e impuestos que afectan a tecnologías específicas. En el caso de la energía nuclear se paga no solamente una tasa de 8,3 €/MWh a Enresa en concepto de costes por el procesado de residuos nucleares (que ciertamente es un coste que habrá que afrontar en el futuro y es razonable incluir en el coste de la energía nuclear) sino tasas adicionales; un impuesto nuclear estatal de 4,9 €/MWh y, en el caso de Endesa, tasas autonómicas por un valor medio de 5 €/MWh. Añadiendo a estos costes, a otros impuestos y tasas, y a las cuantiosas inversiones requeridas en los últimos veinte años por el Consejo de Seguridad Nuclear (contrariamente a lo que se oye con cierta y deprimente frecuencia) las centrales nucleares no están amortizadas. La consecuencia de estas tasas e impuestos es que las centrales nucleares disfrutaban de un pequeño margen de operación insuficiente para pagar los costes (hundidos) de inversión. En términos de economía industrial, un claro caso de captura regulatoria de rentas, como quedó demostrado con la decisión de cierre de la central de Santa María de Garoña.

El caso hidroeléctrico presenta una mayor diversidad, habida cuenta de las muy diferentes características de las plantas implicadas. Dicho esto, merece especial atención el llamado canon hidráulico, introducido en 2015, más tarde declarado en parte inválido por el Tribunal Supremo, y actualmente sujeto de un Proyecto de Ley en las Cortes Generales. Independientemente de que supone una significativa captura de rentas de instalaciones hidroeléctricas, su estructura actual implica un coste adicional para el bombeo que disminuye significativamente los incentivos a usarlo eficientemente.

Esta breve descripción no agota una lista muy larga de cargas fiscales y parafiscales. Dos puntos son quizá relevantes aquí. El primero es que, en la medida que afectan a los beneficios de las empresas, estas pierden incentivos a invertir en los activos que la transición energética requiere. Por el contrario, prefieren invertir en subastas reguladas que, aunque a ritmo irregular y muy por debajo de las cantidades que el propio gobierno prevé, dan una mayor seguridad a las inversiones realizadas. El segundo punto es que estas políticas incrementan el precio final de la electricidad, disminuyendo su competitividad respecto a combustibles fósiles, en contra de los objetivos de descarbonización declarados.

## Conclusiones

La presente crisis de precios está motivando la toma de decisiones por parte del regulador, a menudo de gran calado, que afectan a los diversos agentes del mercado de forma muy asimétrica. Es por ello por lo que es necesario tanto una comprensión adecuada de quién paga cuánto, como tener el valor de explicarlo a una opinión pública a la que se la ha proporcionado y se le sigue proporcionando una información a menudo parcial y tendenciosa. No son las circunstancias más fáciles para corregir errores pasados, pero tampoco han sido nunca los incentivos más altos.

Si hubiera que hacer una lista de hechos importantes que se derivan de lo anteriormente expuesto, quizá pudiera tener la siguiente forma:

- Los mercados eléctricos, como todos los mercados competitivos, son marginalistas: el precio de la electricidad (un bien homogéneo) es el coste de la última unidad de producción. Su funcionamiento ha sido, y sigue siendo coherente con este principio, que ha guiado su desarrollo.

- El mercado del gas natural, debido a una serie de circunstancias, está en una situación disfuncional, con precios muy altos, que se transmiten no solamente al sector eléctrico sino a grandes segmentos de los sectores industriales y comerciales, que usan gas en sus procesos productivos. La solución a largo plazo pasa, por tanto, por un mercado de gas eficiente, con costes ligados a fundamentales y una estructura que no sea vulnerable a acciones de productores individuales con gran poder de mercado, como Rusia.

- El impacto de la actual crisis de precios es muy asimétrico y depende no solamente de la naturaleza de los activos físicos de los agentes de generación y demanda, sino también de la estructura de sus contratos de venta o compra de energía y de otros instrumentos de cobertura de riesgos. En general, dado que los agentes suelen ser aversos al riesgo, el impacto para bien o para mal de subidas de precios es limitado y menor que dicha subida, con las debidas excepciones, al menos en el corto y medio plazo. A largo plazo puede, sin embargo, dar lugar a desequilibrios significativos si la crisis se prolonga.

- Parecidos comentarios pueden hacerse del impacto de las posibles medidas regulatorias que se tomen para paliar los posibles daños.

- La estructura de la contratación de las plantas de generación sugiere que el beneficio extraordinario de la crisis de precios ha sido hasta ahora mucho más limitado de lo que a menudo se sugiere. Por una parte, la mayor parte de la generación inframarginal ya tiene su producción vendida a plazo a los precios de hace meses. La generación de gas natural internaliza en sus ofertas el mayor coste de este combustible de forma que sus beneficios no varían. Por su parte, la generación renovable regulada (RECORE) tiene ingresos mucho mayores a cambio de pagos regulados menores en el futuro.

- Finalmente, en el caso de empresas integradas, como Endesa, es preciso considerar su cartera completa de activos físicos y financieros para estimar el impacto de la crisis y de las medidas tomadas. No obstante, a priori no cabe esperar que una compañía que vende el doble de lo que genera esté muy beneficiada por esta crisis, estando de hecho negativamente afectada. ■

# El futuro de la comercialización independiente

**Emili Rousaud Parés**
CEO de Factor Energía

## Una muy breve historia de la comercialización de electricidad

Me permitirán una introducción a la liberalización del sector desde la óptica de la comercialización independiente, lo que en los albores de la liberalización se denominó "los nuevos entrantes" contrapuestos a "los incumbentes", empresas con una larga historia en el sector, muy vinculada al propio desarrollo industrial de nuestro país.

Con la promulgación de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico se produjo la liberalización de las actividades de Generación y Comercialización, consagrándose el Transporte y la Distribución como monopolio natural, en el sentido de que cablear tramos ya existentes sin agregar valor alguno para el uso de la energía carecía de sentido económico.

Se llevó a cabo el proceso de segregación de actividades y las grandes eléctricas se vieron abocadas a separar en personas jurídicas diferenciadas cada una de las actividades que desarrollaban, pese a que todas las sociedades resultantes de la segregación quedasen integradas en una cabecera de grupo que es la cotizada en los mercados bursátiles (amén de algún *spin off* que debutó en bolsa con el objetivo de hacer caja y maximizar el valor al accionista).

Tras el citado cambio normativo quedaron muy claros los roles de cada participante: la generación y la comercialización serían respectivamente la oferta y la demanda en un mercado mayorista de electricidad *(Pool)* basado en un sistema de fijación de precios marginalista, en que la última central necesaria para cubrir la demanda marca el precio de casación horario para el conjunto de oferentes; en contraposición las actividades no liberalizadas como el transporte y la distribución de electricidad que percibirían una retribución regulada o "peajes" por su actividad y, finalmente, debemos centrarnos en el sujeto más importante del sistema que es el consumidor final que aporta el insumo esencial para que todo el sistema funcione: la renta.

Esta renta que inyecta el consumidor eléctrico en el Sistema al pagar la correspondiente factura pasa a distribuirse entre las distintas actividades y debiera, óptimamente, cumplir dos requisitos: (1) retribuir adecuadamente cada una de las actividades, tanto reguladas como liberalizadas y (2) no ser excesivamente gravoso para el consumidor final, ya sea por su impacto en la renta familiar, ya sea por su impacto en el escandallo del producto y/o servicio que fabrique y/o preste para que no afecte negativamente a la competitividad de los negocios y/o empresas en un entorno globalizado.

El negocio de la comercialización en que se adquiere la energía en el mercado mayorista *(Pool)* a precio de casación para venderla al cliente final conlleva siempre una asunción de riesgo-precio que puede ser mitigado mediante diversas vías: (1) disponer dentro del grupo empresarial de generación propia que establezca contratos bilaterales intragrupo entre las dos actividades, (2) contratar derivados financieros de cobertura de precio ya sea en mercados organizados (OMIP) o en el OTC, (3) suscribir contratos bilaterales con entrega física (PPA) con terceros titulares de instalaciones de generación, (4) suministrar al consumidor a precio de mercado, trasladándole íntegramente el riesgo-precio (suministro indexado a *Pool*) o bien (5) un *mix* de todo ello con diversidad de productos de suministro (semi-indexados, fijos revisables, multiclicks,…) que se desarrollan prácticamente a medida del consumidor concreto *(taylor made)* teniendo en cuenta que los derivados aportan carga base y cobertura a corto plazo, que los bilaterales físicos aportan cobertura a medio/largo plazo pero cuyo volumen depende de que la planta de generación está en funcionamiento *(pay as produce)* dada la impredictibilidad de la producción renovable; sin obviar que la traslación del riesgo al cliente, por lo general, implica suministrar a márgenes unitarios reducidos dado

el menor importe de la "prima de riesgo" implícita en los precios fijos.

La gestión del riesgo-precio es clave en el negocio, Factorenergia fue pionera en la creación del primer producto indexado a mercado, facturando al cliente el precio horario en su consumo horario y cargando unos honorarios por el servicio de intermediación, el primer cliente que en 2002 disfrutó de este producto, creado a imagen de las hipotecas indexadas al Euribor, fue la compañía Valenciana del Extensible (COVALEX) que, desgraciadamente unos años después fue pasto de las llamas. También sospecho que fuimos la primera comercializadora española en suscribir en el año 2002 un contrato financiero por diferencias de precio *(swap)* en el mercado español con ENRON de contraparte, cuando todavía no se había desarrollado un mercado de futuros organizado (OMIP).

La diferencia esencial entre una eléctrica integrada verticalmente y una comercializadora independiente, es que en la primera los beneficios fluyen entre actividades al son de las fluctuaciones del precio de mercado, por lo que tienen una cobertura *(hedging)* del riesgo-precio natural al estar presentes en las actividades de generación y comercialización.

El poder de mercado ha sido ostentado por la oferta ("mercado de oferta") cuando hemos tenido un crecimiento sostenido de la demanda de energía (1997-2008). En este escenario la oferta se empodera y marca precio, que es lo que sucedió en el período mencionado caracterizado por un crecimiento económico sostenido en España, y en el que el precio del mercado se correlacionaba directamente con los precios de los combustibles fósiles y/o del gas natural (correlacionado con petróleo brent), éste último ganando peso a medida que en el parque de generación español la potencia instalada de ciclos combinados iba creciendo sostenidamente.

La crisis económico-financiera de 2008 cambió la dinámica del mercado pasando a ser un "mercado de Demanda", la debilidad de la demanda durante la profunda crisis combinada con un crecimiento de la potencia instalada de generación año a año, a medida que muchos proyectos, especialmente eólicos, entraban en funcionamiento y presionaban a la baja el precio en que la atonía de la demanda se cruzaba con unas tecnologías de generación baratas, ya sea por ser renovable, ya sea porque la crisis mundial provocó una fuerte caída en los precios de las materias primas energéticas.

En este entorno de crisis en que los ciclos combinados se hallan parados por falta de demanda eléctrica y la capacidad instalada crecía vegetativamente por los propios tiempos de maduración de los proyectos (5-8 años), surgieron iniciativas legislativas tendentes por un lado a frenar el desarrollo de la generación renovable (alguna de estas iniciativas dañaron la imagen de seguridad jurídica de nuestro país) y por otro lado, para garantizar una retribución a los ciclos parados por estar a disposición del sistema eléctrico, esta iniciativa promovida por los titulares de dichas centrales que incluso acuñaron término de "*back up* del sistema" para los ciclos combinados, un concepto de marketing brillante pero que no estaba en la génesis de los proyectos, que lógicamente partieron de la premisa de un crecimiento sostenido de la demanda y, por ende, de ser la tecnología que marcara el precio mayorista.

Hay un cambio regulatorio que tiene una gran incidencia en la comercialización y es el R.D. 661/2007, su promulgación reservó a las Comercializadoras independientes la potestad de Representar a mercado a plantas de generación en Régimen Especial no vinculadas a los Incumbentes, lo que implicó, por un lado, el acceso directo a mercado de las mencionadas plantas a través de un Comercializador Independiente que ofertaba a precio 0 y cuya responsabilidad principal de cara al generador representado (eólico, minihidráulica, fotovoltaica o cogeneración) era realizar las mejores estimaciones posibles de la energía generada a nivel horario del día n+1, agregarlos en unidades de oferta a mercado que permitieran una compensación de desvíos, el llamado "efecto cartera" y, por otro lado, el liquidarles la energía horaria mensual efectivamente vertida a red al precio horario del mercado, energía que era liquidada semanalmente al Comercializador por el Operador del Mercado (OMEL/OMIE) lo que proporcionó a la Comercialización una fuente de financiación inestimable del capital de trabajo *(working capital)* requerido por la actividad. Las reglas de mercado eléctrico establecen para la Comercialización la obligación de pagar semanalmente la energía adquirida para su ulterior suministro al consumidor, dado que la factura al consumidor se emitirá durante el mes n+1 en el momento en que el distribuidor proporcione la medida del consumo, ello supone, de media, que el comercializador financia unos 45 días del consumo a sus clientes; si tiene actividad de Representación a Mercado, se genera semanalmente un efecto de caja neto entre la energía adquirida a mercado y la vendida en representación, lo que, en la práctica, proporciona al Comercializador la misma financiación del capital de trabajo que tendría en caso de disponer de plantas de generación propias en su grupo empresarial.

El período 2009-2015 es un período de florecimiento de la comercialización independiente, se facilita financiar el capital de trabajo necesario para crecer por la vía de la Representación a Mercado, los precios de mercado se mantienen todos los años por debajo de los 50 €/MWh por la propia debilidad de la demanda condicionada por el entorno económico, mientras se van tomando las iniciativas legislativas para liberalizar los distintos segmentos de mercado, cuyas variables de segmentación se basan en la tensión de suministro, el volumen anual de consumo y la potencia contratada; la combinación de dichos parámetros de contratación eléctrica –que además son magnitudes correlacionadas- categorizaba los segmentos en tres: (1) las Grandes Empresas consumidoras: suministradas en media tensión, consumo anual superior a 0,5 GWh y, en cuanto a la potencia contratada, si bien, no discriminaba, la potencia superior a 450 kW en uno de los períodos tarifarios, caracterizaba a las más grandes del segmento; (2) las PYMEs: suministradas en baja tensión, con un consumo anual inferior a 0,5 GWh y con una potencia contratada que discriminaba entre las Medianas empresas con potencia contratada superior a 15 kW y las Pequeñas con potencia contratada superior a 10KW e inferior a 15 kW; y (3) Consumidor Doméstico, caracterizado por un suministro en baja tensión, un consumo medio de unos 3.500 kWh/año y una potencia contratada inferior a 10 kW. El segmento de Gran Empresa consumidora, de forma escalonada desde el año 1998, estaba totalmente liberalizado en 2008, el segmento PYMEs, se liberalizó durante 2008 mediante un sistema de eliminación gradual de la tarifa regulada -que se encarecía trimestralmente ofreciendo un claro incentivo para contratar con la comercializadora- y finalmente el segmento doméstico, sujeto a una Tarifa de Último Recurso basada en una subasta de energía, que fue liberalizado abruptamente en 2013 al pasarse a una tarifa de Precio de Venta al Pequeño Consumidor (PVPC) que estaba indexada a mercado, lo que implicaba "de facto" la liberalización del segmento.

En este entorno de "mercado de Demanda", Factorenergia desarrolló la distribución comercial a través de terceros creando en 2008 el primer contrato de suministro en mercado libre estandarizado para negocios y empresas, a fin de poder vender masivamente el producto a través de agentes comerciales externos, replicando el modelo de distribución comercial del mercado de la telefonía móvil y obteniendo, gracias a ello, un fuerte crecimiento en el segmento de PYMEs.

Conviene analizar con cierta perspectiva, lógicamente subjetiva, el impulso liberalizador coincidente con el estallido de la crisis económico-financiera de 2008. Así, previa a esta etapa de crisis, el consumidor doméstico se mantenía en el entorno de la tarifa regulada, que, por diversos motivos que eludiré detallar, tendía a disfrutar de un precio en general inferior al del mercado, diferencial negativo que al distribuidor, obligado a suministrar a una tarifa inferior al precio de mercado (dada su carencia de discrecionalidad en su condición de actividad regulada), que se le compensaba reconociéndole una deuda que, tras ser titulizada en concepto de "déficit tarifario" con garantía del estado, era adquirida por los bancos con su carga financiera correspondiente y recobrada por éstos, a través de su repercusión laminada en los años venideros por los futuros consumidores al incorporarse en las tarifas de acceso.

Este *statu quo* se rompe fundamentalmente por dos motivos (1) la banca rehúsa en 2009 adquirir el déficit titulizado y se resuelve el entuerto por la vía de la emisión de deuda pública y (2) en 2013 se hace un movimiento para romper la tarifa de ultimo recurso (TUR) provocando un alza de precios en el mercado *spot* y de futuro que llevan a la cancelación de la subastas de energía para la TUR y a la imposición de una tarifa indexada a mercado (PVPC) lo que, de facto, como se ha mencionado, liberaliza el segmento doméstico.

Así llegamos al año 2014 con todos los consumidores con derecho (y ventajas) a elegir comercializador; desaparece el abonado eléctrico ("acepta") en todos los segmentos y emerge el cliente ("elige"), en este entorno la comercialización adquiere un mayor dinamismo y las comercializadoras se cuentan por centenares.

## El futuro de la comercialización independiente

A medida que la UE, siguiendo la estela de las políticas de *new new deal* en EE.UU., fue dejando atrás las políticas de austeridad e implementando políticas monetarias expansivas, por la vía de la barra libre de liquidez y los tipos bajos (negativos), España retornó a la senda del crecimiento de forma clara a partir de 2015 con un alza sostenida de la demanda eléctrica que conllevó que en el *Pool* mandase de nuevo la oferta ("mercado de Oferta"), con la excepción, claro está, de la pandemia de coronavirus (covid-19), que en 2020 hundió la demanda energética, especialmente durante los confinamientos, cuyo contraste se ha producido durante 2021 en que el crecimiento de la demanda ha empoderado a una oferta "dopada" por la reactivación de la actividad económica, caracterizada por la restitución de los *stocks* vaciados durante la pandemia, y por determinados movimientos de carácter geopolítico que han dispa-

rado los precios (con el *driver* del gas natural) y que pueden llevar al sector en 2022 -tras el impacto del estallido de la guerra en Ucrania- a una situación muy compleja porque el consumidor, que al final es quien desembolsa la renta que retribuye todas las actividades, afrontará graves dificultades para atender una factura eléctrica y de gas que supone un riesgo real de *default* de todo el sector, especialmente si las medidas que se adopten desde la administración para paliar su efecto no resultasen lo suficientemente eficaces.

La UE ha demostrado un compromiso firme con la lucha contra el cambio climático, hoy ya emergencia climática, medidas como la señal económica derivada de la creación de los derechos de $CO_2$ (precio creciente), el *green deal, winter package,* fondos *next generation,* etc… se han visto ahora respaldados por la necesidad imperiosa de promover la independencia energética de la UE frente a terceros países, la triste paradoja en esta lamentable confrontación Rusia-Ucrania, es que la UE financia al invasor ruso comprándole el gas a un precio elevado al tiempo que financia la defensa del ejercito ucraniano, lo que, a todas luces, resulta contrario a los valores que inspiran a nuestras democracias.

Durante los últimos diez años, la innovación tecnológica y las economías de escala han ido reduciendo paulatinamente el coste de inversión en renovables, éstas tecnologías que durante casi veinte años estaban jurídicamente encuadradas en el llamado "Régimen Especial" que supone un régimen retributivo regulado de subsidios para promover el desarrollo de las renovables y la cogeneración, hoy día las renovables no lo precisan porque ya son tecnologías maduras que permiten a su coste de inversión obtener un retorno razonable al titular de la instalación con la venta a mercado *(Pool)* de la energía generada, teniendo éste adicionalmente la opción de contratar la venta a un precio estable a largo plazo que mitigue la volatilidad del mercado, asegurando una estabilidad en el *cash-flow,* mediante la suscripción de contratos de compraventa de energía a un precio fijo y largo plazo (PPA), instrumento en que el comprador óptimo es el comercializador independiente, que lo precisa al carecer de generación propia y puede, mediante una cartera suficientemente amplia y diversificada de Clientes, ofrecer al vendedor una seguridad a largo plazo mayor que la de un único consumidor del segmento Gran Empresa, cuyas circunstancias futuras están sujetas a múltiples factores (competitivos, regulatorios, etc…) que podrían quebrar el contrato anticipadamente.

El fuerte crecimiento de la generación renovable en España que, sin duda, tendremos en los próximos años, sin pretender obviar en tal afirmación las dificultades técnico-administrativas vinculadas a la infraestructura de evacuación de la energía, a la concesión administrativa de permisos de conexión y acceso, permisos medioambientales , etc…, plantea un escenario de energía barata y abundante que puede contribuir a una reindustrialización del país, especialmente en una industria 4.0 en que la cibernética (y la I.A.) remplaza al factor trabajo y la energía se constituye en factor competitivo esencial.

En este escenario de oferta de energía abundante y barata, se dibuja un "mercado de Demanda" en el que la comercialización tendrá un papel protagonista, aunque este escenario podría no acontecer plenamente si se produjese un fuerte desarrollo de la movilidad eléctrica, un fuerte desarrollo de la producción de hidrógeno verde y/o un mayor desarrollo de las interconexiones, que conviertan a España en un país exportador de energía a la UE, dejando de ser una "isla energética".

En definitiva, la comercialización en España se encuentra en un entorno que podemos caracterizar en una serie de factores que confluyen y son a nivel macro (estado):

**(1)** la disposición del recurso renovable en España, país de la UE con mayor radiación solar y diversidad de vientos (peninsularidad),

**(2)** una señal de precio muy atractiva procedente del mercado mayorista que permite un retorno simple de la inversión a corto plazo *(pay back),*

**(3)** la disposición de capital abundante (barra de liquidez) a un coste reducido por la política promovida por el BCE *(quantitative easing),*

**(4)** la promulgación de legislación que impulsa la transición energética, especialmente el autoconsumo y la movilidad eléctrica (remoción del "impuesto al sol", facilidades a la instalación de infraestructura de recarga de VE, promoción del autoconsumo compartido, comunidades energéticas, etc..)

**(5)** la disposición de fondos de la UE en forma de subvención a la inversión a fondo perdido o créditos blandos para la transición energética

Y a nivel micro (consumidor):

**(1)** fuerte concienciación social en apoyo de las políticas de sostenibilidad (ODS),

**(2)** precios energéticos crecientes que suponen un lastre para las economías familiares y pone en riesgo la competitividad de nuestras empresas

En este entorno la comercialización halla su razón de ser en la promoción de la transición energética como un producto que realmente genera ahorro al consumidor aliviando las economías familiares y proporcionando un precio más competitivo a negocios y empresas, así, una instalación de autoconsumo permite al consumidor un coste eléctrico resultado de la media ponderada de la energía consumida procedente de la red a un precio de mercado y la autogenerada a un coste cero (omitimos por su escaso calado en un horizonte temporal tan amplio costes tales como la amortización de la inversión, mantenimiento de la instalación, seguros, etc..)

En este apartado la Comercialización adquiere un papel esencial porque puede promover la transformación del consumidor a *Prosumer,* categorizado éste en una fase inicial como el consumidor empoderado que produce y gestiona su propia energía; pudiendo disponer de instalaciones de autoconsumo, puntos de recarga de vehículo eléctrico, dispositivos que fomentan el ahorro y la eficiencia energética, gestores inteligentes de climatización y/o cargas, y todo ello tanto en el hogar como en la empresa o local de negocio.

El Comercializador va a transformar el sector energético, al ser el agente que tiene contacto directo con el consumidor final, dado que el motor del cambio no se hallará aguas arriba -tecnología, inversión, infraestructuras, …- *(upstream)* sino que es el propio Consumidor *(downstream),* puesto que transforma su rol de consumidor a consumidor empoderado o Prosumer, que implica un cambio fundamental por cuanto se empodera y requiere algo más que el simple suministro de electricidad; requiere formación, información y servicio; por tanto, el precio, que es el factor esencial en la toma de decisión de compra de cualquier *commodity,* no va a ser un elemento decisorio único para el Prosumer, si éste no va acompañado de los servicios con la amplitud y calidad que el propio Prosumer va a requerir. Esta transformación del Consumidor se iniciará en el Prosumer definido inicialmente como consumidor-productor pero, como ha sucedido con este término en internet, que hacía referencia al usuario de la red como generador de contenidos, el término Prosumer paulatinamente incorpora al conjunto de consumidores del mercado, en un proceso de prestación extensiva de servicios facilitados por el desarrollo de las tecnologías de la información.

Así, en la diferenciación competitiva del Comercializador el apartado de servicios es un factor de marketing decisivo en este entorno nuevo y en él adquiere todo su sentido el término "digitalización" como factor transformador del sector, por cuanto la provisión de formación, información y servicios, se generan mediante programas informáticos que utilizan algoritmos de cálculo e inteligencia artificial para proveer la formación e información, en los formatos y contenido que el Prosumer, analizado a fondo mediante el acopio de información *(big data),* desea o necesita, de modo que se prestan unos servicios masivos, automatizados e individualizados, albergados en la nube y basados en tecnología *blockchain,* que garantizan una absoluta accesibilidad y privacidad, todo ello al servicio de las políticas de fidelización del Prosumer, en sentido amplio, que mantiene una relación continuada con su Comercializador a través del "teléfono inteligente" (o cualquier otro dispositivo de conectividad).

Estamos ante el incipiente nacimiento del Comercializador ya no sólo percibido como un suministrador energético sino transmutado en un proveedor de servicios tecnológicos vinculados a las necesidades del Prosumer, entendido éste como consumidor empoderado.

En el marketing clásico, la diferenciación de los *commodities* – productos indiferenciados- se basaba en la marca, en la mente del consumidor se producía una identidad absoluta entre el suministrador y el producto suministrado, por lo que las grandes inversiones en publicidad tenían su razón de ser en generar actitudes positivas hacia las marcas, inicialmente basadas en el precio y la seguridad del suministro; y, a medida que la conciencia medioambiental iba calando en nuestra sociedad, la comunicación publicitaria se ha ido centrando en los aspectos relativos a posicionar al suministrador como sostenible, ya sea como suministrador de electricidad de origen renovable ("verde") ya sea como suministrador de energías limpias ("no contaminantes").

En el marketing que viene, podríamos decir que se trata de "marketing personalizado", la comunicación dejará de ser masiva para individualizarse, en ella el precio y la sostenibilidad de la energía suministrada continuarán siendo factores de diferenciación pero ahora deberá acreditarse, es decir, el Prosumer dispondrá fácilmente de información objetiva para comparar el precio del suministro, como en el caso de los precios publicados por la CNMC y, en cuanto a la sostenibilidad, ya no bastará con comunicar en la publicidad convencional o en la propia factura – obligación legal que tienen los comercializadores de proporcionar su *mix* energético- que la energía suministrada al consumidor es en un x% de origen renovable, ahora deberemos facilitar al consumidor su correspondiente certificado emitido por la CNMC que acredita que su consumo específico ha procedido de plantas de generación renovable o de cogeneración de alta eficiencia, es decir, el Prosumer requerirá que se acredite de forma individualizada que el compromiso de suministrarle energía renovable se cumple. En definitiva, el Prosumer emerge como consumidor empodera-

do, con conocimiento (formación) y acceso a la información que precisa para la toma de decisiones o la valoración objetiva del cumplimiento de los compromisos efectuados por su Comercializador.

La emergencia del Prosumer, como ha sido definido, es un fenómeno que pudiera parecer una predicción eurística, pero es la pura convergencia de una mayor concienciación medioambiental en nuestra sociedad y el desarrollo de la digitalización, podríamos decir que es el resultado de un silogismo en que las premisas son ya hechos contrastados.

## Conclusiones

Fundé Factor Energia, SA (Energy Factory Group, SL) en el año 1999, en estos 23 años he tenido el privilegio de vivir prácticamente desde su inicio el proceso de liberalización del Sector Eléctrico desde la posición del Comercializador.

Durante los años de fuerte crecimiento económico en España (1999-2008), experimentamos los efectos de la comercialización en un "mercado de Oferta", en que el desarrollo de instrumentos, productos y estrategias para mitigar el riesgo-precio fueron el fundamento de la supervivencia de la Comercialización Independiente. En este entorno nacieron los productos a precios indexados a *Pool* y los contratos financieros por diferencias de precio *(swaps)*.

La llegada de la crisis económico-financiera del segundo semestre de 2008 (2008-2014), inicia un período de cambio en la comercialización al pasarse a un "mercado de Demanda" en el que los precios se mantienen estables por debajo de 50 €/MWh y además gracias al RD 661/07 se facilita al Comercializador la financiación del capital de trabajo afecto a través de la actividad de representación a mercado de plantas en R.E., todo ello conduce a un florecimiento de la Comercialización Independiente, apareciendo en este período la mayoría de las Comercializadoras medianas y pequeñas actuales. En este entorno, se inicia la distribución comercial de productos de suministro eléctrico a través de terceros, basada en una estandarización del producto de suministro que impulsa el crecimiento de las comercializadoras.

El retorno del crecimiento económico (2015-2019) nos ha conducido, de nuevo, a un mercado de Oferta, en este período se pone de manifiesto la rentabilidad de la generación renovable a mercado, sin subsidios, resultado del descenso del coste de inversión (fotovoltaica y eólica), ha facilitado para la Comercialización independiente un instrumento adicional para la gestión del riesgo-precio, como son los contratos de compraventa de energía a plazo (PPA), que facilitan un *driver* de precio a largo plazo.

El período 2020-2022, es un período de excepcionalidad, en 2020 sufrimos la pandemia del Covid19 con un efecto devastador sobre la demanda que hundió el precio de mercado, en el primer semestre de 2021 tuvimos un fuerte repunte del precio por impulso de la demanda global y el fuerte crecimiento de las materias primas (incluidas las energéticas), mientras que en el segundo semestre la geopolítica (Rusia) ha provocado un fuerte aumento de los precios de gas en Europa, que en 2022 ha desembocado en una invasión bélica de Ucrania por parte de Rusia, financiada, en parte, por unos precios de gas desorbitados y muy volátiles, con *spreads* descomunales a nivel diario e intradía, lo que han impactado fuertemente en la actividad de Comercialización Independiente, al ser los ciclos las tecnologías que marcan precio.

El futuro que empezó ayer, se caracterizará por la transición energética en la UE, fluyen los recursos financieros para impulsar las energías renovables en todas sus formas y dimensiones, se impulsará el desarrollo de la economía del hidrógeno verde y se da un fuerte impulso a la movilidad sostenible, que en España se basará en la electricidad (incentivándose la carga lenta). En este futuro la Comercialización es un motor del cambio de modelo, promoviendo el autoconsumo en las casas, comunidades de vecinos y empresas; promoviendo la movilidad eléctrica coadyuvando la actividad de promoción de los constructores de vehículos y, sobre todo, promoviendo la prestación de servicios basados en la digitalización a este consumidor empoderado emergente *(Prosumer)* que se constituirá en protagonista del cambio de modelo energético. ■

# La transición energética llega al sector residencial español

**Elena González Sánchez**
Directora ESCO Energy Services ACCIONA

## 1. Introducción: la eficiencia energética y el sector residencial

Europa se ha propuesto ser el primer continente en conseguir la neutralidad climática en 2050. El sector residencial uno de los mayores consumidores de energía en Europa, los edificios suponen aproximadamente el 40% del consumo de energía, el 36% de las emisiones de $CO_2$ y el 55% del consumo de electricidad.

Queda de manifiesto que una actuación eficiente sobre este sector va a facilitar de forma amplia y directa obtener el logro de un sistema energético descarbonizado y limpio.

La eficiencia energética nace debido al carácter limitado de las fuentes energéticas tradicionales, el aumento de su precio de la energía, la dependencia energética del exterior y el impacto ambiental. Además, en los últimos años, se ha visto enormemente impulsada ya que, a la concienciación creciente tanto de las empresas como de los particulares, se le suma la prioridad absoluta en las agendas políticas.

### ¿Qué es la Eficiencia Energética?

Puede ser definida como la optimización del consumo energético para unas determinadas condiciones de confort y niveles de servicio. Su aplicación pasa por la implementación de medidas que minimizan las pérdidas de energía u optimizan su uso, consiguiendo ahorros y ajustando el consumo energético a las necesidades reales del cliente.

Este concepto es primordial para poder enfocar de manera correcta la rehabilitación del parque residencial y lograr unos resultados notables que perduren en el tiempo, ya que los edificios son elementos vivos que necesitan de energía para cumplir con las condiciones de confort requeridas por sus habitantes.

Como esta energía es indispensable, no puede ser suprimida, por lo tanto, se hace irremediable la búsqueda de un medio para poder optimizarla y conseguir con ello llegar a los niveles objetivo en cuestión de sostenibilidad y descarbonización.

Indiscutiblemente, la eficiencia energética es una gran solución a este problema. Dentro de sus ventajas, pueden ser citadas las siguientes:

- Ahorros económicos ligados a la reducción u optimización del consumo de energía.
- Disminución de la dependencia energética del exterior, aumentando la seguridad del abastecimiento.
- Disminución del consumo de recursos naturales y del impacto de los gases de efecto invernadero, ampliando el compromiso con el medio ambiente.
- Descarga de la red eléctrica al disminuir la energía que circula por ella, optimizándola, reduciendo su necesidad de mantenimiento y alargando su vida.

En conclusión, para combatir la emergencia climática y lograr un mundo bajo en carbono, la energía debe ser gestionada de forma óptima, con un propósito firme hacia el que debe ser orientada la manera de generar valor.

## 2. Marco Actual y obstáculos presentes

### 2.1. Situación actual del parque inmobiliario español

En primer lugar, más del 50% de las viviendas en nuestro país son anteriores al año 1980 y, de ellas, un 18% fueron construidas antes del 1960 (Observatorio de Vivienda y Suelo – Boletín Anual 2019). Esta cantidad de edificios fue construida antes de la publicación de las Normas Tecnológicas de la Edificación, que regulan cada una de las actuaciones que intervienen en el proceso edificatorio y donde se incluyen

condiciones básicas exigibles a los materiales empleados para aislamiento térmico, condiciones que anteriormente no eran contempladas.

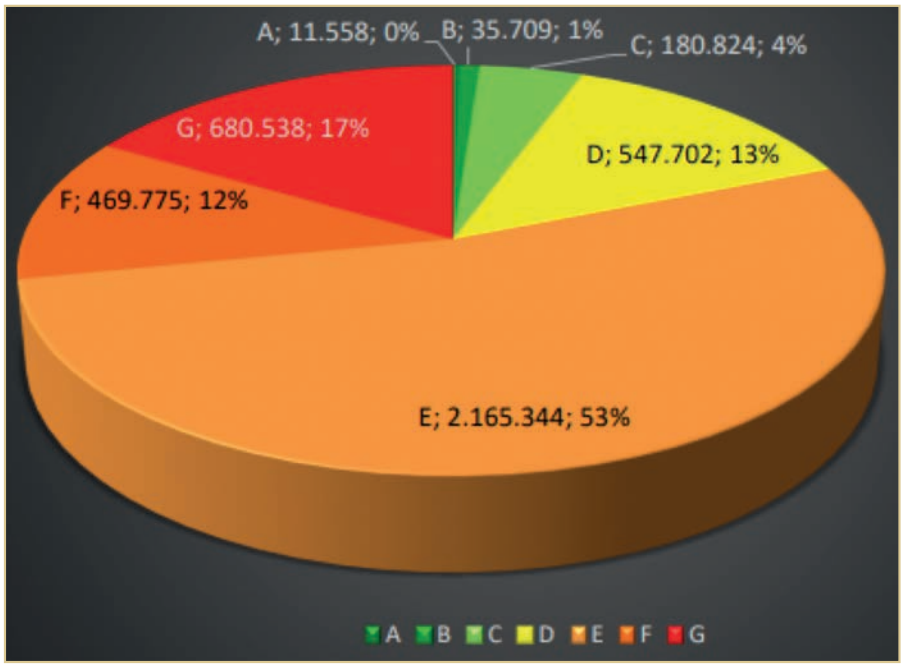
Por ello, si se estudia la realidad presente en España, se puede comprobar que el 97% de los edificios construidos no cumplen las exigencias de eficiencia energética en vigor, por lo que resultan completamente ineficientes. Por un lado, esto es debido a la llegada tardía de regulación en estas materias (NTE 1980), lo que ha supuesto que el 53% de las viviendas carezca de aislamiento térmico al no ser obligatorio. A esto se le suma que las construcciones entre 1950 y 1980 fueron realizadas con cemento aluminoso, lo que ha resultado en un gran deterioro con el paso del tiempo por el calor y la humedad.

Por otro lado, a esto se le superpone el pobre rendimiento y eficiencia de los sistemas de producción de calefacción y agua caliente sanitaria, que hace que los consumos necesarios para cubrir la demanda sean, en ocasiones, extraordinariamente elevados.

Estos datos se ven directamente reflejados en las certificaciones energéticas de los edificios, donde más del 70% del parque certificado dispone de calificación inferior a C. Cabe destacar para dotar de la importancia necesaria a este punto que, una certificación E o inferior supone un consumo de energía un 90% superior a aquella consumida por la calificación de letra A.

De las líneas anteriores puede extraerse claramente una conclusión acerca de lo necesaria que se hace la rehabilitación energética del parque inmobiliario español, como medio para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo y de los planes remitidos a la Unión Europea para el año 2050.

**Figura 1. Calificación Emisiones Edificios existentes España**




Fuente: IDAE.

### 2.2. Barreras en los planes de rehabilitación de edificios

Los precios elevados de la energía y los efectos negativos que provoca el elevado consumo energético en el cambio climático, fuerzan a todos los sectores de la sociedad a reflexionar sobre su propia situación frente a estos problemas, y más concretamente al sector público por su responsabilidad frente a los ciudadanos en materias de sostenibilidad.

España es uno de los países situados a la cola de Europa en materia de rehabilitación de edificios, debiendo verse multiplicada su tasa de rehabilitación por 25 para ser capaz de lograr los objetivos de eficiencia energética planteados.

Para poder cumplir con el propósito de neutralidad climática, la tasa de renovación de edificios en Europa debería ser del 2-3% anual, siendo la media actual del 1% y la de España inferior al 0,5%.

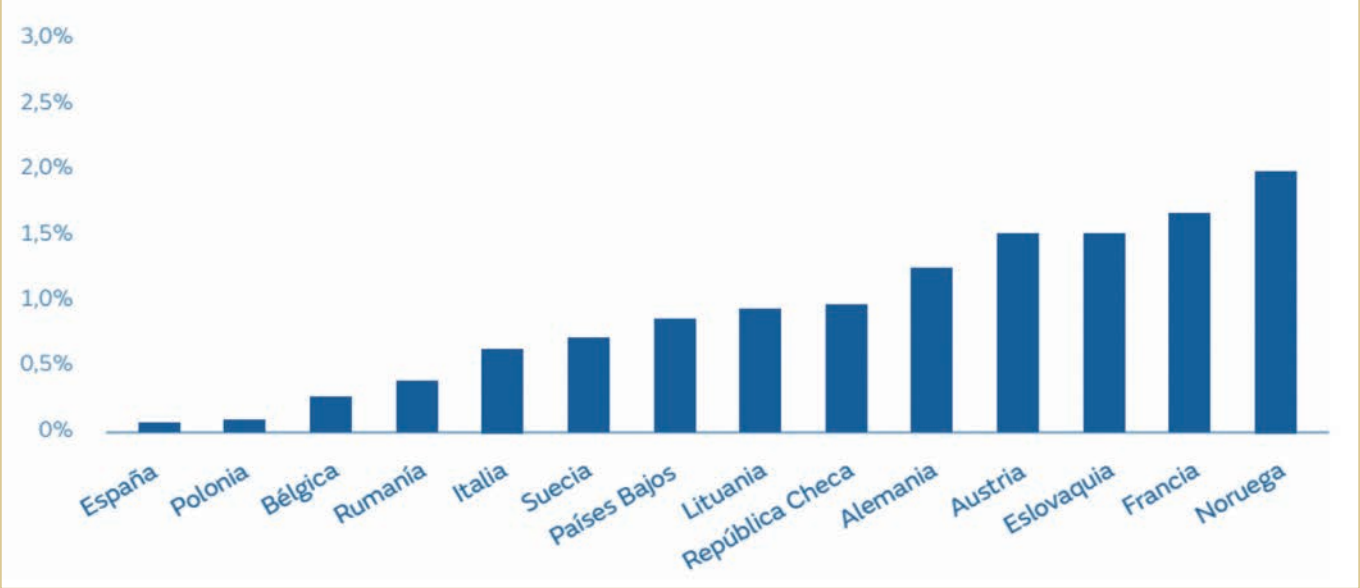
**¿Cuáles son las principales barreras en los planes de rehabilitación?**

A pesar del convencimiento e interés cada vez mayor, la rehabilitación ha sido un proceso todavía limitado debido a un gran número de obstáculos que retrasan, e incluso impiden tanto la toma de decisiones para realizar una actuación de rehabilitación, como la factible aplicación de un modelo de rehabilitación energética con éxito.

1. La escasa concienciación de los propietarios por el cambio climático y la eficiencia energética de sus viviendas.

2. La duración, molestia y complejidad que pueden acarrear las obras de rehabilitación.

**Figura 2. Tasas de renovación de edificios residenciales en Europa**




Fuente: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/renovation-wave_en

**3.** La falta de información fiable sobre el tipo de actuaciones, beneficios que aportan o incertidumbre acerca de en qué o quién confiar.

**4.** La planificación a largo plazo que suponen los programas de subvenciones. Hay una gran incertidumbre y un miedo generalizado a no recibir las subvenciones por problemas que ha habido en el pasado con otro tipo de ayudas.

**5. Ahorros energéticos insuficientes para rentabilizar algunas medidas de eficiencia energética como la instalación de aislamiento en la envolvente.** Todos los intentos de rehabilitar se han basado en poner en valor el ahorro económico generado por un menor consumo de energía al disponer de un edificio eficiente, olvidando que los ahorros generados pueden soportar un cambio de equipamiento desde el punto de vista de una instalación de consumo ineficiente, pero no una modificación de la envolvente. El periodo de retorno, en muchos casos, es superior a los 15 años, demasiado tiempo incluso para la vida de los equipos sustituidos.

**6. Incapacidad de endeudamiento de los propietarios,** o, mejor dicho, la animadversión al endeudamiento y a la exigencia de que las garantías no las aporta el inmueble sino el propietario o peticionario del crédito.

**7. Tomas de decisiones complicadas en las comunidades de propietarios.** Dificultades de coordinación y comunicación entre todos los agentes involucrados.

**8. Complicaciones administrativas** en la obtención de los permisos y licencias necesarios.

**9. Interés económico en la obra nueva** con respecto a la rehabilitación debido al volumen de negocio que esa supone.

**10. Falta de interiorización del efecto incremento de valor** que recibe el inmueble una vez rehabilitado.

**11. Burocracia,** largos periodos de aprobación de los proyectos de rehabilitación y falta de continuidad de las regulaciones.

La resolución o la mejora de cada uno de los conceptos anteriores por sí solos no es suficiente para que los procesos de rehabilitación puedan ser una práctica habitual y que los planes fijados por las diferentes administraciones puedan tener éxito. Se debe realizar una concienciación y acción global en todos y cada uno de los puntos como un conjunto que permita el avance hacia la sostenibilidad y descarbonización.

Es fundamental trabajar en comunicar un modelo claro para que los propietarios de los inmuebles a rehabilitar perciban las diferentes ventajas que la rehabilitación con-

lleva y las facilidades que su desarrollo implica, hasta conseguir romper las barreras económicas y de decisión.

## 3. Fondos Next Generation. Plan de rehabilitación y regeneración urbana

Los fondos *Next Generation* son un instrumento temporal concebido para impulsar la recuperación y supone el mayor paquete jamás financiado en Europa hasta la fecha.

De los 140.000 M€ destinados a España, dentro de la inversión prevista para 2021-2023, el programa de Rehabilitación Energética tiene asignados 6.820 M€, es decir, un 5% del total. Es la segunda componente más importante, solamente por detrás de la línea de actuación en movilidad sostenible, haciendo evidente la importancia de la rehabilitación energética como un negocio muy relevante a largo plazo.

Este paquete responde a la necesidad de *"Adaptar el parque de edificios y viviendas en España a los retos nacionales y europeos en materia de sostenibilidad".* La anualidad de 2021 cuenta con 1.151 M€ y se reparte de la siguiente manera:

**Figura 3. Reparto de la anualidad del 2021según CCAA**

| Comunidad Autónoma / Ciudad | Porcentaje | Miles de euros |
|---|---|---|
| Andalucía | 17,37% | 199.928,70 |
| Aragón | 2,90% | 33.344,47 |
| Asturias | 2,43% | 27.957,79 |
| Baleares | 2,46% | 28.326,11 |
| Canarias | 4,59% | 52.842,41 |
| Cantabria | 1,30% | 14.916,96 |
| Castilla y León | 5,44% | 62.625,91 |
| Castilla - La Mancha | 4,21% | 48.480,12 |
| Cataluña | 16,16% | 186.036,13 |
| Comunidad Valenciana | 10,82% | 124.549,71 |
| Extremadura | 2,31% | 26.530,55 |
| Galicia | 5,85% | 67.275,95 |
| Madrid | 14,01% | 161.220,57 |
| Murcia | 2,94% | 33.827,89 |
| Navarra | 1,38% | 15.883,80 |
| País Vasco | 4,86% | 55.915,58 |
| Rioja | 0,70% | 8.033,98 |
| Ceuta | 0,15% | 1.680,46 |
| Melilla | 0,14% | 1.622,91 |
| **TOTAL ESPAÑA** | **100,00%** | 1.151.000,00 |

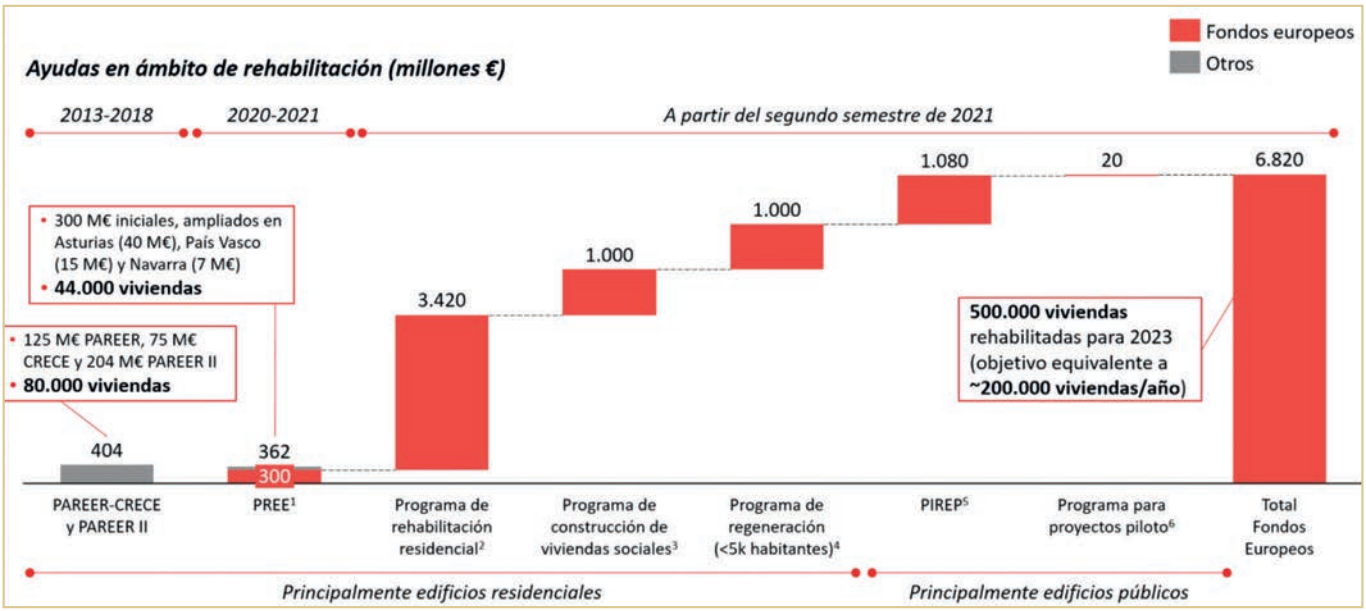
Los objetivos que el Real Decreto 853/2021 por el que se regulan estas actuaciones son:

- 231.000 actuaciones de renovación en, al menos, 160.000 viviendas únicas el cuarto trimestre de 2023.
- 510.000 actuaciones de renovación en, al menos, 355.000 viviendas únicas el segundo trimestre de 2026.

Dentro de las ayudas destinadas a la rehabilitación, es importante destacar el esfuerzo puesto en renovar el parque residencial español. Concretamente se van a destinar 3.420 M€ repartidos en 3 líneas principales:

- **Línea 1 – Barrios:** Se destinarán 976 M€, gestionados por el MITMA a través de las CCAA y con la participación de los ayuntamientos. Los barrios serán elegibles si las actuaciones propuestas consiguen, al menos, una reducción del 30% en consumo de energía primaria no renovable o una mejora de la calificación energética A o B. Con esta línea de ayudas, se espera reconvertir barrios de bajos ingresos y/o pobreza energética en líderes de la transición energética. Además, parte de esta línea de ayudas será destinada a reurbanizar los entornos del barrio para mejorar la accesibilidad y aspecto global de las zonas en las que se actúe. ACCIONA colaborará para ello con la administración pública para identificar esos barrios y proponer la mejor solución adecuada a la tipología de clima de las principales ciudades españolas.
- **Línea 2 – Edificios:** Idem línea 1 pero sin partida destinada a la mejora del entorno. ACCIONA planteará en todo momento proyectos llave en mano y redac-

**Figura 4. Ayudas en ámbito de rehabilitación**




ción/actualización del libro del edificio con el objetivo de facilitar la toma de decisiones y simplificar todo el proceso para las comunidades de propietarios.

- **Línea 3 – Ayudas fiscales:** Para impulsar y facilitar que todos los fondos destinados a estas ayudas se utilicen, la Administración Tributaria ofrecerá ayudas para la deducción de hasta un 40% de IRPF de las cantidades satisfechas por las obras realizadas.

Estas líneas de ayudas, publicadas en el BOE durante el último trimestre del 2021 y recogidas en el RD-Ley 19/2021 y el RD 853/2021, son la principal herramienta del Gobierno para impulsar la transición energética en el sector residencial. Se espera que estas bases y el modelo de servicios energéticos propuesto por ACCIONA Energía consiga, después de tantos y repetidos esfuerzos, rehabilitar las viviendas de buena parte el territorio español.

Las líneas 1 y 2 tienen por objeto, tanto en ámbito urbano como rural, la financiación de actuaciones de mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad, con especial atención a la envolvente edificatoria.

Para poder ser beneficiarios de las ayudan deben cumplirse, en primer lugar, una serie de requisitos imprescindibles no excluyentes.

Previo a la indicación de los mismos, es necesario exponer el término de energía primaria no renovable, elemento clave y central de los requerimientos del Real Decreto:

**La energía primaria es aquella energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.**

Por otra parte, la energía que aparece en las facturas que se reciben en los hogares, es la llamada energía final, y se necesita aplicar una serie de coeficientes de paso a energía primaria para poder valorar todas las fuentes de energía conjuntamente.

Estos factores de paso van a depender de la fuente de energía, el lugar de producción y la eficiencia del sistema con el que ha sido producida dicha energía.

Con todo lo anterior, los dos requisitos que deben ser cumplidos para poder optar a las subvenciones son:

- **Reducción de la demanda** energética anual global de calefacción y refrigeración de al menos:
  - Zonas climáticas D y E: un 35%
  - Zona climática C: un 25%
- Reducción de, al menos, un 30 % en el indicador de **consumo** de energía primaria no renovable. En este camino no hay imposición de ningún tipo de actuación y, en

**Figura 5. Tabla de porcentaje de subvención en función del ahorro energético conseguido**

| Ahorro energético conseguido con la actuación | Porcentaje máximo de la subvención del coste de la actuación | Vivienda | Locales comerciales u otros usos |
|---|---|---|---|
| | | Cuantía máxima de la ayuda por vivienda (euros) | Cuantía máxima de la ayuda por m² (euros) |
| $30\% \leq \Delta C_{ep,nren} < 45\%$ | 40 | 6.300 | 56 |
| $45\% \leq \Delta C_{ep,nren} < 60\%$ | 65 | 11.600 | 104 |
| $\Delta C_{ep,nren} \geq 60\%$ | 80 | 18.800 | 168 |

función del ahorro en consumo de energía primaria no renovable conseguido, se optará a un escalón u otro de subvención.

Además, hay una serie de ayudas adicionales que contemplan:

- Situaciones de vulnerabilidad económica: ayuda adicional que podrá alcanzar hasta el 100 % para el propietario.
- Retirada de elementos con amianto: aumento de cuantía máxima hasta 1.000 euros por vivienda o 12.000 euros por edificio.

Cuando las actuaciones se contemplen dentro de la línea 1 de rehabilitación de barrios, las cantidades anteriores se verán incrementadas debido a que dentro del programa se contemplan las actuaciones de urbanización o reurbanización de espacios públicos dentro de ámbitos de actuación denominados Entornos Residenciales de Rehabilitación Programada (ERRP) previamente delimitados en municipios de cualquier tamaño de población.

Finalmente, el Real Decreto señala una figura muy importante que va a estar presente a lo largo de todo el transcurso de los proyectos de rehabilitación energética, el Agente y gestor de la rehabilitación.

Este agente queda definido en el RD como *"la persona física o jurídica, o entidad pública o privada que pueda realizar actuaciones de impulso, seguimiento, gestión y percepción de ayudas públicas, mediante mecanismos de cesión de derecho de cobro o similares, acceso a la financiación, elaboración de documentación o proyectos técnicos u otras actuaciones necesarias para el desarrollo de las actuaciones de rehabilitación o mejora que puedan ser objeto de financiación a través de alguno de los programas recogidos".*

Las Comunidades Autónomas, según recoge el RD, posibilitarán en la aplicación de los recursos transferidos y en las convocatorias la participación de estos agentes o gestores de la rehabilitación que faciliten modelos tipo «llave en mano» a propietarios y comunidades de propietarios o agrupación de comunidades de propietarios de edificios de vivienda.

## 4. Líneas de trabajo y medidas a aplicar

### 4.1. Líneas de trabajo que desarrollar para afianzar la rehabilitación

Avanzar y conseguir que la rehabilitación suponga una **oportunidad** y no una iniciativa con un alto grado de dificultad y de riesgo, exige poner en valor todos los elementos positivos que tiene esta práctica. En primer lugar, a través del conocimiento de cada uno de los actores implicados y, en segundo, generando la posibilidad de añadir las ventajas individuales que el proceso de la rehabilitación de un edificio tiene, atendiendo a:

- La mejora del confort y la calidad de vida que ofrece el edificio.
- El incremento de valor como activo.

**Figura 6. Tabla de porcentaje de subvención en función del ahorro energético conseguido en línea de barrios**

| Ahorro energético conseguido con la actuación | Porcentaje máximo de la subvención del coste de la actuación | Vivienda | Locales comerciales u otros usos |
|---|---|---|---|
| | | Cuantía máxima de la ayuda por vivienda (euros) | Cuantía máxima de la ayuda por m² (euros) |
| $30\% \leq \Delta C_{ep,nren} < 45\%$ | 40 | 8.100 | 72 |
| $45\% \leq \Delta C_{ep,nren} < 60\%$ | 65 | 14.500 | 130 |
| $\Delta C_{ep,nren} \geq 60\%$ | 80 | 21.400 | 192 |

- La reducción de costes de funcionamiento.

- Las ventajas añadidas que introduce un proyecto integral en cuanto a accesibilidad y mayor disfrute de zonas comunes.

- La capitalización de la reducción de impuestos y tasas.

- El aprovechamiento de líneas de apoyo tanto a nivel de subvención como de financiación.

En definitiva, lograr la mejora de las condiciones de vida dentro del inmueble y que su transformación no suponga una carga ni administrativa ni vital para sus propietarios.

Siguiendo con la definición de agente rehabilitador que se ha expuesto en el punto anterior, es importante insistir en la importancia que tienen las alianzas entre los diferentes actores para poder alcanzar los objetivos y volúmenes de actuaciones en rehabilitación considerados.

Un agente por sí solo tiene capacidad limitada en todas las vertientes que componen la rehabilitación, desde las etapas más iniciales y abstractas, donde se deben captar las oportunidades, hasta las etapas finales de ejecución y justificación.

Por ello, el trabajo conjunto entre distintos actores se estima esencial y proporciona importantes fortalezas a la propuesta de rehabilitación integral presentada a los vecinos de una comunidad. Así, fusionando el *know-how* de las distintas partes asociadas para llevar a cabo los proyectos de rehabilitación, se pueden presentar ofertas robustas, bien detalladas y con un potencial de ahorro máximo dadas las características de cada edificio.

Mediante la alianza y conveniente cooperación entre todas y cada una de las partes se conseguirá alcanzar una visión global e integral del proyecto de rehabilitación. Con ello se logrará implementar soluciones individualizadas que cumplan con todas las necesidades del cliente y que obtengan la máxima subvención, conllevando una menor inversión por parte del propietario final.

Por ejemplo, hay empresas para las que la relación con las comunidades de propietarios y agentes relacionadas con ellas es algo natural y cotidiano, otras que aportan soluciones innovadoras y una experiencia destacada y dilatada en cuestiones técnicas y, por último, es necesario contar con colaboradores que posibiliten incorporación de las subvenciones a la oferta económica.

Siendo consecuentes con las líneas anteriores, las propuestas de rehabilitación realizadas por los agentes rehabilitadores en colaboración con todos los actores (incluyendo entidades públicas y ayuntamientos) se van a centrar en tres líneas de actuaciones principales:

1. **La capitalización de los flujos de caja que la rehabilitación genera,** entendiendo que estos flujos provienen fundamentalmente de:

   a. La reducción de la factura energética debido a la disminución del consumo, de la demanda térmica del edificio y posibles compensaciones de factura por excedentes de la instalación fotovoltaica.

   b. La capitalización de ayudas y reducciones fiscales. En este sentido es muy importante destacar que las subvenciones no tributarán como ingreso en la declaración de la renta, sino que se podrá deducir hasta un 40% del importe de la obra.

   c. La disponibilidad de financiación sin recurso por parte de entidades públicas y privadas. En este punto se abren varias soluciones alternativas más ligadas al empeño privado con control público, como la presencia de fondos de inversión creados *ad-hoc* o la existencia de avales por parte de entidades públicas como garantía de los flujos de caja que obtener y de su destino.

   d. El reconocimiento del incremento del valor en el mercado de un inmueble rehabilitado. Sería importante que las agencias de valoración, los bancos y la administración, apoyándose en los Colegios de Administradores de Fincas, pusieran en marcha una campaña sobre el incremento del valor de los edificios una vez rehabilitados. La creación de índices y de avales de garantía de valor debe ser una herramienta que estudiar.

2. **Facilidad administrativa.** La facilitación administrativa tiene como objetivo que las decisiones individuales de rehabilitación tengan la posibilidad de pasar a ser colectivas:

   a. Necesidad de mayorías simplificadas para acometer el proyecto de rehabilitación.

   b. Simplificación de los permisos y de las licencias de obra, así como reducción de su cuantía.

   c. Procedimiento de ventanilla única.

3. **Campaña de información de las ventajas de la rehabilitación.** La realidad es que las ventajas de la rehabilitación nunca se han difundido, en parte porque son más visibles las molestias, por considerarse un proceso complejo que

supone para el morador de una vivienda, que las ventajas que la rehabilitación conlleva, no solo por la generación de valor, sino por las mejoras en la accesibilidad, la calidad y el confort, así como por el aprovechamiento de los espacios y la reducción de costes.

Trabajar con empresas de tasación para demostrar el incremento de valor en el mercado, en un comparativo antes y después, hablar con los Colegios de Administradores de Fincas y con gestores de proyectos de reforma es uno de los puntos de referencia que debemos utilizar para poner en valor la iniciativa.

### 4.2. Medidas a aplicar en la rehabilitación energética de edificios

En ACCIONA Energía se considera la rehabilitación como una línea de actuación muy relevante en materia de sostenibilidad y que debe ejercer un papel tractor de la actividad económica de nuestras ciudades y pueblos, favoreciendo la creación de un tejido empresarial local para dinamizar el desarrollo de pequeñas empresas dedicadas a dicha labor.

Para cumplir con las condiciones de reducción del consumo y la demanda energética, explicados en párrafos anteriores, necesarios para la obtención de las subvenciones, se van a aplicar una serie de medidas de eficiencia energética que son, en todo momento, complementarias. Aunque estas podrían modificarse o instalarse de forma individual, se obtendrá un mejor resultado si combinamos las distintas tecnologías disponibles.

Por un lado, para la reducción de la demanda es necesario actuar sobre los sistemas pasivos, que buscan lograr el acondicionamiento de un edificio utilizando los recursos del diseño arquitectónico y elementos que eviten pérdidas energéticas en invierno y ganancias en verano.

Por otro lado, fijando el objetivo en la reducción del consumo de energía primaria no renovable, que es la parte fundamental, es necesario tener claro que simplemente actuando sobre la envolvente podemos haber reducido la demanda un gran porcentaje, así como el consumo, pero no lo suficiente como para optar al máximo de la subvención disponible. Por ello, es necesario implantar medidas activas de rehabilitación, mejorar los sistemas de producción, hacerlos más eficientes y reducir su consumo al máximo.

Aquí es donde la eficiencia energética juega un papel clave, es fundamental optimizar la energía producida, el kWh producido, no vale simplemente con generar energía verde en el propio edificio, hay que optimizar su consumo.

En este sentido, la visión global del proyecto juega de nuevo un papel primordial, pues hay que ser capaces de diseñar medidas que actúen sobre todos los posibles consumidores, optimizándoles ya que, si se consigue un buen aislamiento, además de reducir la demanda, los sistemas de producción necesitaran menos potencia, por lo que la reducción del consumo será mayor, consiguiendo máxima subvención con una menor inversión.

1. Actuaciones sobre la demanda:

**i. Reducción de la demanda mediante actuaciones en la envolvente del edificio:** La demanda depende del clima, de la orientación, de la relación entre la cantidad de superficie y el volumen del edificio –todos ellos factores dados- y de los cerramientos del edificio, sobre cuya cualidad es sobre la que se puede intervenir.

En este punto, resulta necesaria la actuación en los sistemas pasivos, teniendo en cuenta 3 escalones divididos en aislamiento de fachadas, aislamiento de huecos y aislamiento de cubiertas. Estas actuaciones pueden realizarse tanto por el exterior como por el interior, siendo más eficientes las primeras.

**ii. Reducción de la demanda mediante el control de la ventilación:** Una vez se ha conseguido un uso y gestión adecuados y se dispone de unos cerramientos con el máximo aislamiento y estanquidad, la ventilación se convierte en el factor determinante en la demanda de energía del edificio. Controlar la ventilación cuando hay un salto térmico sensible entre la temperatura del aire exterior y la temperatura del aire interior mediante un sistema mecánico, es una acción que limita fuertemente el consumo energético.

2. Actuaciones sobre el consumo de energía mediante la optimización de los sistemas activos:

**i. Mejora de la eficiencia de las instalaciones térmicas:** Sólo tiene coherencia abordar la mejora de la eficiencia de las instalaciones que recogen, transportan, conducen y entregan el calor o el frío necesario en cada momento y en cada lugar para satisfacer la demanda, cuando esa demanda se ha racionalizado previamente al máximo posible mediante la suma de las medidas anteriores. Por esta razón, las actuaciones sobre los sistemas pasivos son imprescindibles.

**ii. Sustitución de equipos de luminaria por tecnología LED:** la luz supone una quinta parte de nuestro consumo eléctrico total. La sustitución de la iluminación por tecnología LED, mucho más

eficiente, consigue reducir el consumo eléctrico en torno a un 70% del consumo actual.

3. Actuaciones sobre la generación mediante la implantación de energías renovables y residuales:

**i. Biomasa** como fuente de energía en la generación de calor, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, la contaminación y el coste energético. También permite limpiar los bosques, evitando la degradación y los incendios forestales.

**ii. Energía Solar Térmica** para la generación de agua caliente sanitaria (ACS).

**iii. Energía solar fotovoltaica,** tanto individual como colectiva para reducir el consumo de energía primaria no renovable. Estas instalaciones pueden estar destinadas a suministrar electricidad tanto a los servicios generales de la comunidad como para las viviendas con los correspondientes coeficientes de reparto.

**iv. Aerotermia** como solución de climatización 100% eléctrica. Esta medida tiene como objetivo la generación de agua caliente para la calefacción y el ACS de todas las viviendas. Se integra a la perfección con la instalación fotovoltaica ya que gran parte de la generación irá destinada a la producción del agua caliente mediante los equipos de aerotermia.

**v. Redes de energía y energías residuales:** Siempre que en las proximidades del edificio exista una red local de energía o la oportunidad de aprovechar energía residual, especialmente térmica, debe utilizarse si es técnicamente y económicamente rentable.

4. Actuaciones en la gestión:

**i. Monitorización:** desde el diseño hasta la puesta en marcha de los dispositivos necesarios para la adquisición de datos y la monitorización de los principales parámetros energéticos (electricidad y gas) y de agua.

**ii. Telegestión y control en remoto y en tiempo real,** que optimiza su funcionamiento y analiza las desviaciones respecto a los indicadores de referencia.

Todas estas actuaciones consiguen, en conjunto, una serie de beneficios que pueden ser enumerados como:

**1.** Ahorro energético (electricidad, gas y agua)

**2.** Disminución de emisiones de $CO_2$.

**3.** Control sobre los consumos.

**4.** Habilitante para certificación en edificación sostenible (LEED, BREEAM)

**5.** Conocimiento de los hábitos y necesidades de consumo, con posibilidad de actuar sobre los equipos.

**6.** Para ofrecer servicios energéticos más avanzados (MicroGrid, Flexibilidad, Agregación, Comunidad Energética) es necesario disponer de un servicio base de monitorización y gestión energética.

Una vez consolidadas estas capas básicas, se pueden ofrecer otros servicios más complejos:

**1. Gestión integrada de la Demanda y Microrredes de electricidad y térmicas:** combinando las capacidades de generación, almacenamiento, consumo de la red y carga de vehículo eléctrico. Además, se optimiza el consumo de los clientes, usando energía de la red en las horas de menor precio, ajustando la potencia contratada y distribuyendo los consumos flexibles hacia los momentos óptimos.

Se puede configurar la optimización de diferentes escenarios de funcionamiento:

– Maximización del autoconsumo

– Optimización de tarifa

– Disminución de picos de potencia

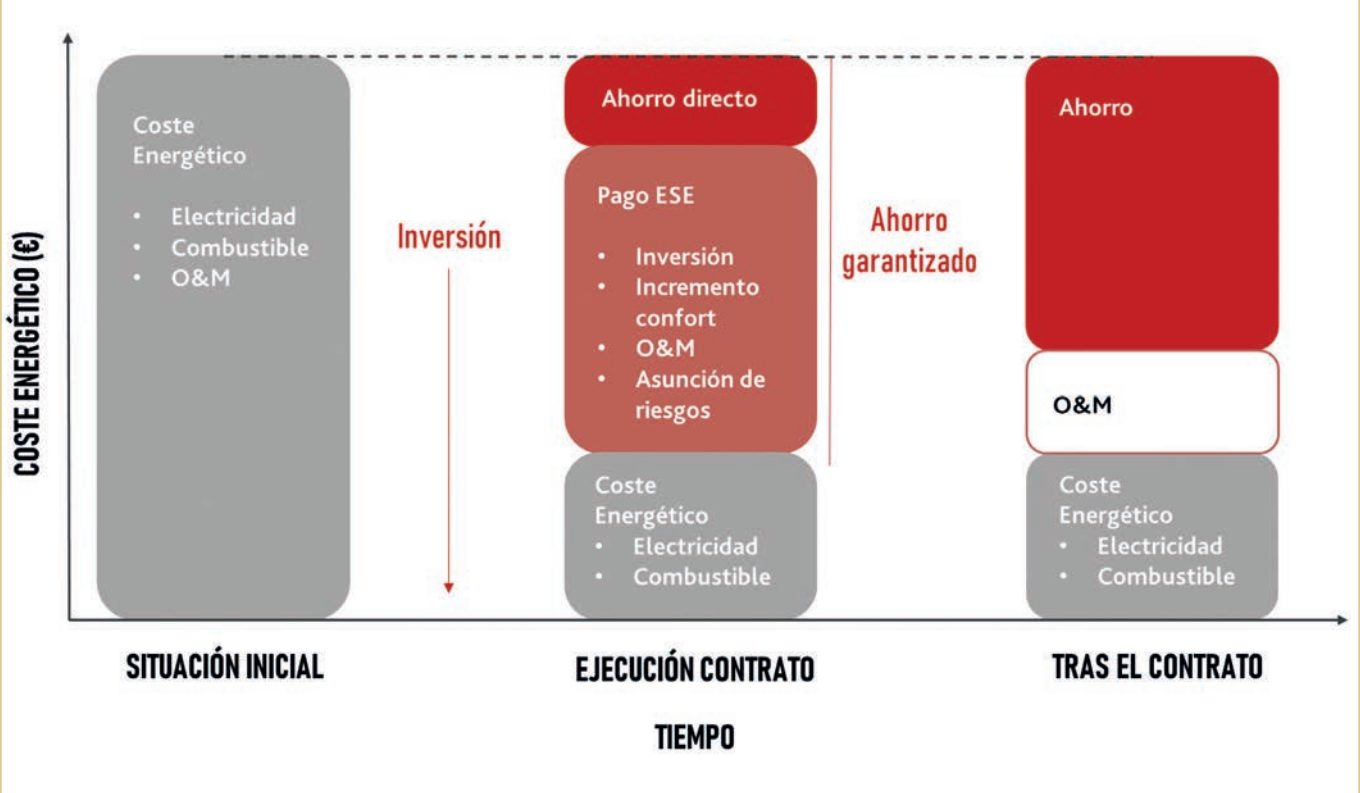
– Funcionamiento en modo desconectado

– Maximización del volcado de excedentes a la red

**2. Respuesta de Demanda y Servicios de Agregación:** sumando la flexibilidad de múltiples instalaciones para ofrecer servicios de agregación al Operador del Sistema y a las distribuidoras, de forma que se puede participar en mercados de ajustes y colaborar en la optimización del sistema eléctrico en su conjunto. Se puede operar y actuar sobre las instalaciones, enviando consignas a los equipos en campo, lo que permite ofrecer esa flexibilidad al mercado y obtener ingresos adicionales a nuestros clientes.

**3. Servicios para Comunidades Energéticas:** para gestionar las redes comunitarias de energía renovable, en las que los hogares y entidades locales explotan conjuntamente la capacidad de generación de electricidad y de almacenamiento de baterías a nivel doméstico y optimizan la eficiencia y los gastos energéticos. Esta gestión permite integrar la colaboración público-privada y dar soluciones a la pobreza energética.

**Figura 7. Funcionamiento del modelo de servicios energéticos**




## 5. Modelo de Servicios Energéticos. Planteamiento de ACCIONA Energía

La inversión necesaria para acometer este abanico de actuaciones para acometer la rehabilitación energética de una comunidad de propietarios es relativamente alta, y no todos los vecinos pueden hacer frente a una derrama excepcional, incluso con la subvención más alta del 80%. Por ello, resulta interesante plantear un modelo de servicios energéticos que permita llevar a cabo estos proyectos ya que creemos firmemente que esta incapacidad económica no debería frenar el crecimiento y avance hacia la descarbonización y la sostenibilidad.

Mediante un modelo *paid by benefit* podemos desarrollar un plan completo de gestión energética asumiendo la inversión necesaria y asegurando unas garantías de ahorro.

De esta manera la comunidad de propietarios no soporta el gasto, sino que comparte un porcentaje de los ahorros durante los años que dure el contrato para amortizar la inversión realizada por ACCIONA Energía como empresa de servicios energéticos. Además, se intenta en todos los casos que su cuota por servicio no sean en ningún caso más elevadas que las actuales facturas energéticas. De esta forma, el vecino obtiene una instalación y edificio completamente rehabilitado desde el primer día y, pagando lo mismo que hasta ahora, amortiza la inversión durante los años del contrato.

Otro aspecto importante a la hora de mejorar la propuesta económica es la gestión relativa a la solicitud de las subvenciones, tramitación de licencias de obra, redacción del libro del edificio, así como a la realización los proyectos de ejecución y direcciones de obra. Esto permite ofrecer a los vecinos un paquete "llave en mano" que simplifica todo el proceso al tener en todo momento un solo interlocutor.

Este modelo lleva consigo una serie de ventajas, entre las que se encuentran:

- La comunidad no realiza ningún desembolso económico (**sin inversión** por su parte).

- **Modernización y renovación** de equipos, instalaciones.

- Mejora **confort** de las viviendas y **ahorra desde el primer día,** € y $KgCO_2$ no emitidos.

- Al final del contrato se queda una instalación: **más eficiente, renovada** y perfectamente mantenida.

- Aumenta el valor del inmueble

- La ESE (empresa de servicios energéticos) asume la **garantía de ahorros.**

- Mantenimiento especializado y con **garantía total** de las nuevas instalaciones.

- **Monitorización y gestión** de los equipos consumidores, facilitando a nuestros clientes el cambio de comportamiento para optimizar su uso energético y reducir sus emisiones de $CO_2$.

Europa y España en particular, se encuentran ante un reto complejo por su atomización, pero relevante en cuanto a la consecución de los objetivos climáticos, de sostenibilidad y competitividad, como es la rehabilitación energética de todo su parque de edificios.

Tras la crisis provocada por el COVID-19, Europa ha tomado la decisión de poner en marcha los Fondos *Next Generation* con un foco decidido en la reactivación de parte de la economía ligada a la eficiencia energética.

En el caso español, los fondos que se inyectarán en los próximos tres años, si son bien aplicados, representarán un reductor extraordinario en tiempo de cara a conseguir nuestros objetivos de sostenibilidad en el sector de la edificación. Por ello, más que nunca se hace imprescindible que la colaboración entre las entidades públicas y privadas se haga efectiva, logrando así que el parque residencial español materialice el potencial de ahorro energético previstos en todos los estudios. ■

# Cogeneración: más energía industrial para España

**Javier Rodríguez Morales**
Director General de ACOGEN

La propuesta del 28 de diciembre de 2021 de marco regulatorio para renovar el parque de cogeneración y promover la construcción de nuevas instalaciones, a través de la convocatoria de subastas de régimen retributivo específico por 1.200 MW, es una buena noticia para la industria, los sistemas energéticos, la transición hacia la descarbonización y el interés general del país.

La propuesta llega tras más de diez años de moratoria al otorgamiento de régimen retributivo a instalaciones, a pesar de que la Unión Europea promueve activamente el fomento de la cogeneración de alta eficiencia y que son muchos los países de nuestro entorno —especialmente los de mayor peso industrial, como Alemania o Italia que nos duplican y cuadruplican en potencia instalada—, que han seguido impulsando y acrecentando la cogeneración por sus in-

**Figura 1. Actividad de la Cogeneración en España**

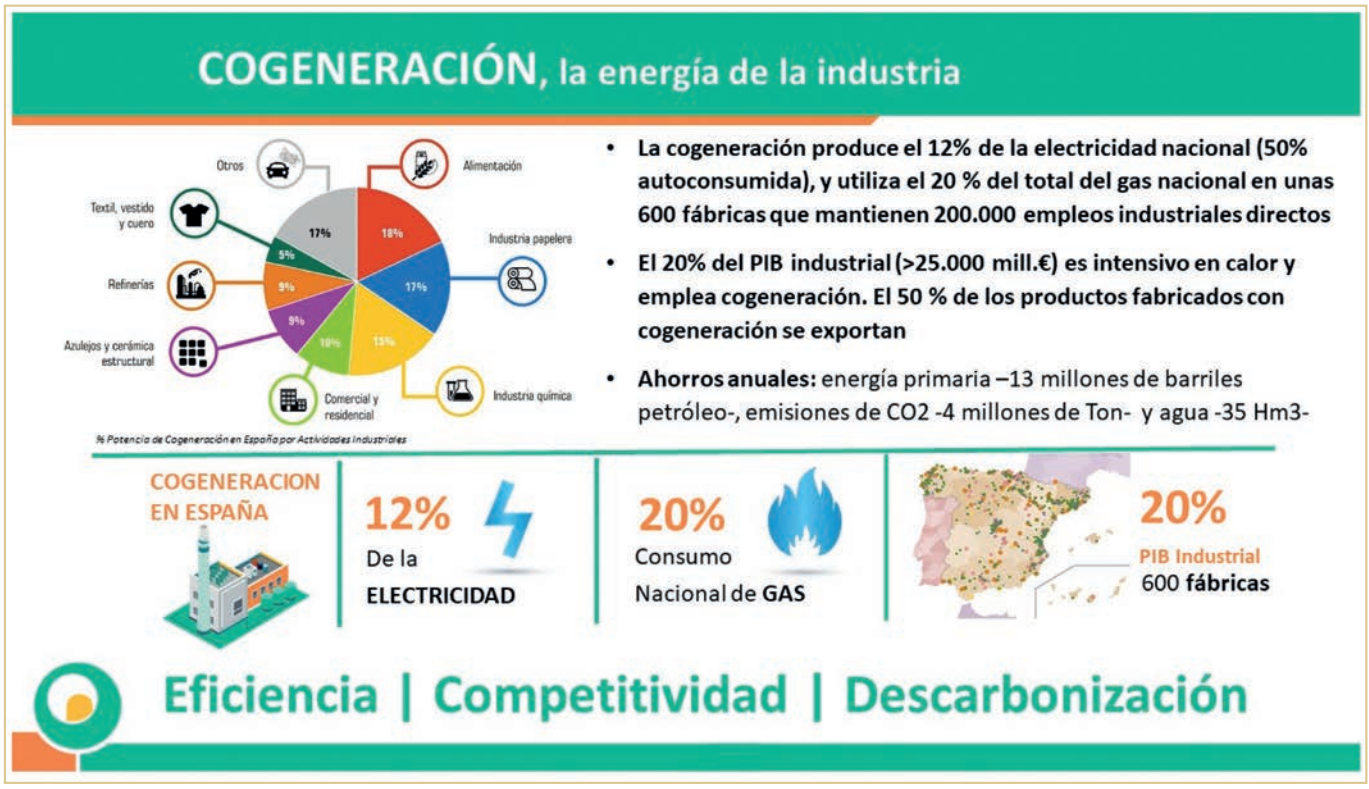
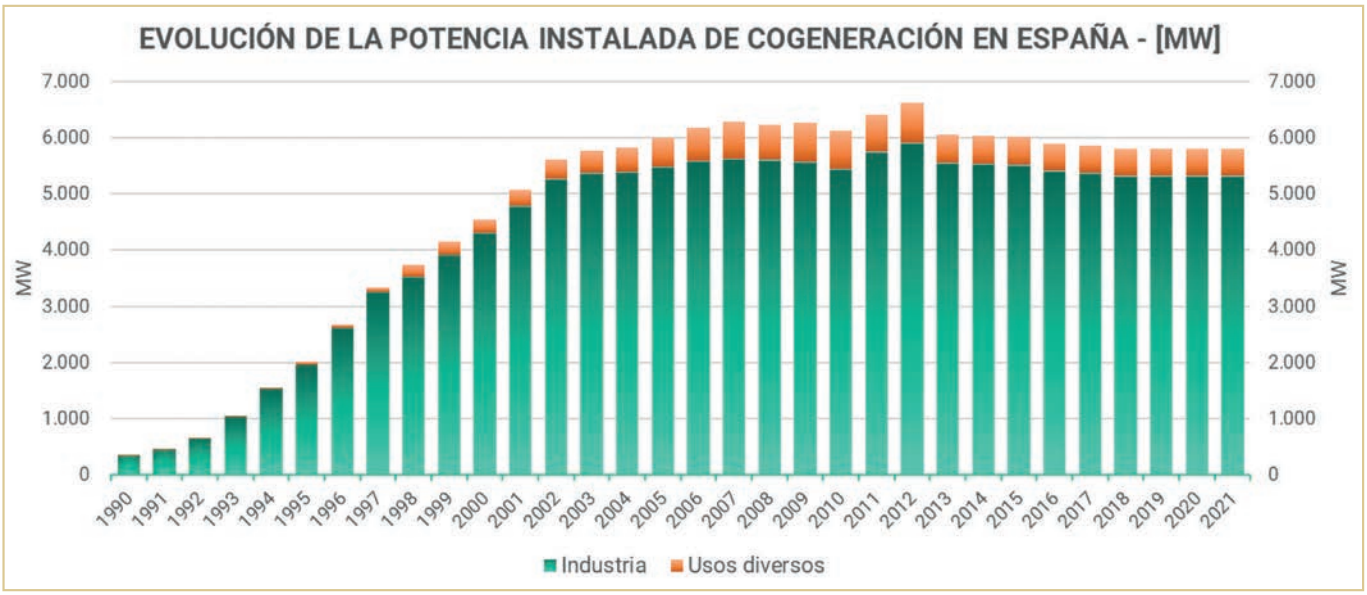


**Figura 2. Desarrollo de la Cogeneración en España 1990-2021**




Fuente: IDAE/CNMC elaboración propia ACOGEN

negables y múltiples ventajas energéticas, climáticas, de competitividad y desarrollo económico.

El 20% de nuestro PIB industrial fabrica con energía proveniente de la cogeneración, que supone el 12% de la generación total de electricidad del país y que utiliza con la más alta eficiencia el 20% del consumo nacional de gas, esto es el 40% del consumo industrial. La cogeneración es clave para sectores calorintensivos como el alimentario, papelero, químico, cerámico, refino o textil, que exportan apoyando a la economía nacional y mantienen más de 200.000 empleos directos. Unas 600 fábricas de nuestra geografía nacional la emplean actualmente como pilar de competitividad en costes energéticos e integrarán nuevos desarrollos energéticos y de circularidad que serán claves para la reindustrialización de España: la cogeneración es una herramienta perfecta para la transición energética de la industria.

Tras más de un año de trabajo entre el MITERD y el sector cogenerador, la propuesta va en la buena dirección y se completará antes de dos meses con importantes ajustes y desarrollos del RDL 6/2022 de 29 de marzo, que afectarán al actual esquema retributivo y de diseño de la subasta para lograr un marco al que las industrias acudan con confianza y materialicen las fuertes inversiones establecidas como requisito.

La cogeneración es la base donde sustentar estratégicamente el autoabastecimiento energético competitivo de electricidad y calor de las industrias calorintensivas, que permitirá planificar y multiplicar con certidumbre mayores inversiones industriales en procesos productivos en emplazamientos existentes y nuevos.

Se trata de movilizar un nuevo e intensivo ciclo de inversión en la industria calorintensiva que permita una operación y planificación competitivas para la transición energética, en línea con el impulso a la cogeneración otorgado en otros países industrializados con los que competimos, e integrándola en las particularidades de nuestro sistema de muy alta presencia de renovables.

## La cogeneración, aliada eficaz en la historia energética e industrial de España

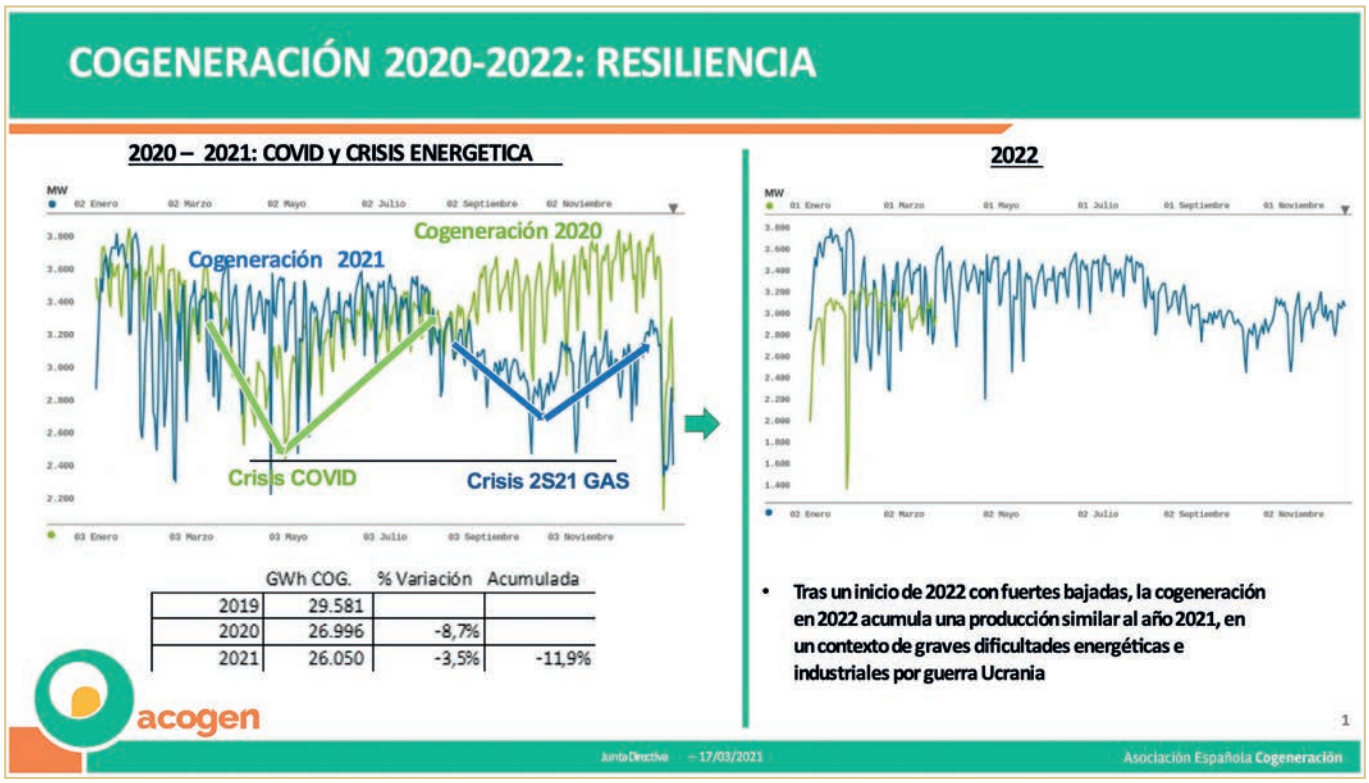
La cogeneración lleva presente en España más de 30 años en los que sus aportaciones a los sistemas energéticos y a una economía más moderna e industrializada han sido factores clave de escala y sinergias positivas a nivel macroeconómico. Desde finales de los 80 del siglo pasado, la cogeneración será un factor determinante para el desarrollo de la red de gas y para el impulso industrial del país, potenciando la eficiencia energética, la gasificación y la generación distribuida.

La mayor parte del parque se desarrolló en los 90 al amparo del RD 2366/1994, dentro

del entonces imperante marco estable con un precio de gas regulado y unas tarifas de venta en consonancia con el 80% del valor de la tarifa de suministro. La liberalización del sector eléctrico, tras la Ley 54/1997, conllevó un nuevo marco (RD 2818/98) en el que los cogeneradores empezaron su operación en un naciente mercado eléctrico cuyos resultados venían determinados por el reconocimiento de los costes de transición a la competencia de los que sin embargo se excluyó injustamente a la cogeneración. Tras años de difícil operativa e intento por dotar de un marco equilibrado al sector a través del RD 436/2004, fue el impulso europeo con la directiva 2004/8/CE de cogeneración (traspuesta mediante el RD 616/2007) y con la promulgación en 2007 del RD 661/2007, donde los cogeneradores encuentran ya una operación más estable en los mercados liberalizados de electricidad y gas, con la inclusión de opcionalidades de venta y autoconsumo y reconocimiento de los costes de generación asociados a los combustibles. Tras la promulgación en 2010 de un marco de renovación para las cogeneraciones, la repentina moratoria energética de 2012 frustró las renovaciones de plantas previstas a la vez que se extendía la vida regulatoria. Mientras Europa renovaba el papel de la cogeneración con la directiva 2012/27/UE de eficiencia energética, la reforma energética española estableció un nuevo marco a través de la Ley 24/2013 del sector eléctrico y del RD 413/2014 de energías renovables, cogeneración y residuos, que conllevó la parada del 20% de las instalaciones. Los posteriores desarrollos y ajustes del esquema de ingresos y costes (OM 1345/2015) consiguieron dar transparencia y predictibilidad a la operación de las plantas, con grandes variabilidades financieras asociadas al diseño del nuevo esquema, en espera del desarrollo de un "plan renove" que, contemplado en la Ley 24/2013, ha tardado una década en materializarse.

Es patente la capacidad de la cogeneración para adaptarse a los diferentes contextos energéticos e industriales en la reciente historia de España; los cogeneradores hemos sido testigos del nacimiento y espectacular desarrollo de las energías renovables, el desarrollo de los ciclos combinados, la Unión Europea de la Energía con el desarrollo, unión e interconexión de los mercados de electricidad y gas, y la integración de las

**Figura 3. Producción de Cogeneración en España 2020-2022**



políticas de energía y clima, manteniendo siempre las aportaciones y valores que siguen sustentando a la cogeneración como una tecnología de presente y mayor futuro, preparada para afrontar los retos de la transición energética con la industria.

## 2020 y 2021: cogeneradores resilientes

Desde 2020, con la revisión de los costes establecida en la Orden TED/171/2020, los cogeneradores han transitado por un difícil contexto asociado a la crisis COVID, que hizo retroceder la producción hasta en un 30%, y tras la que demostraron la capacidad para revertir la caída recuperando en seis meses los niveles productivos pre-crisis. A partir del segundo semestre de 2021, con la irrupción de la crisis energética y la escalada de los precios eléctricos y gas, la industria cogeneradora se ha resentido y ha reclamado ajustes estructurales en las fórmulas reguladas del precio del gas y $CO_2$, obsoletas para reconocer los costes actuales de operación en los mercados gasistas y de derechos de emisión de $CO_2$.

Tras un inicio de 2022 con fuertes bajadas, la cogeneración acumula una producción similar a la de 2021 en un contexto de graves dificultades energéticas e industriales por la guerra en Ucrania que son acometidas por el RDL 6/2022 con importantes cambios para los cogeneradores.

## Contexto de la cogeneración en la actual crisis energética

Vivimos tiempos convulsos para la industria y la energía en los que la cogeneración es más que nunca una herramienta imprescindible para el país. Con los precios desbocados, los ahorros y la gestión que proporciona la cogeneración adquieren un mayor valor para mantener la competitividad y la producción industrial, conjuntamente con la factura energética nacional y la seguridad de suministro energético y de productos industriales. La incertidumbre y volatilidad de los mercados complica al extremo la gestión del riesgo de la operación en cogeneración, pero lo más peligroso para las industrias es la incertidumbre regulatoria derivada del retraso de más de un año y medio en la publicación en el BOE de las retribuciones reguladas y la necesidad de una adecuación urgente y acertada de las fórmulas de reconocimiento del precio del gas y el $CO_2$.

## El RDL 6/2022: Una nueva metodología y ajustes estructurales para un nuevo ciclo

El precio de gas y su sistema de actualización a los cogeneradores (IET 1345/2015), estableció desde 2015 un marco de referencia para la revisión de los precios de los combustibles cada seis meses basado en la ponderación de componentes de precio de suministro de gas a largo plazo (Brent y tipo de cambio) con otros de mercados a futuro (Henry Hub y NBP) que hoy apenas reflejan la mitad del precio de suministro de las plantas. También, la actualización del precio del $CO_2$ en las estructuras de costes de la cogeneración ha sido una reclamación constante del sector, dado que la revisión establecida—cada 6 años— no venía reflejando la situación de los mercados con grave perjuicio para los cogeneradores al venir reconociendo para 2020-2025 un precio de $CO_2$ de 24,72 €/TonCO2, cuando los mercados están en 90 €/Ton CO2.

El "Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania", ha establecido importantes fundamentos y ajustes estructurales para el futuro de la cogeneración:

- Incluye el mandato de aprobar, en dos meses, una nueva metodología, que será de aplicación desde el 1 enero de 2023, para la actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo, cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Se revisarán con carácter anual los ingresos por venta de energía en el mercado y los costes de explotación que dependen del precio del combustible y del precio de los derechos de emisión. Esta nueva metodología sustituirá a la prevista en la Orden IET/1345/2015.

- La nueva metodología revisará el coste de combustibles y el coste del $CO_2$ anualmente, además de los ingresos por venta en el mercado.

- A partir de 2023 el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, no será de aplicación para la energía generada en el año 2023 y posteriores.

Estos desarrollos dotarán a la cogeneración —actual y a la que sea adjudicataria de un nuevo periodo de régimen retributivo mediante subastas— de una nueva metodología acorde a la situación y evolución de los mercados, como venía reclamando el sector, un marco previsible, transparente y equilibrado para abordar el futuro.

También, el RDL 6/2022 de 29 de marzo introduce ajustes en el valor estimado de mercado eléctrico para 2022 y revisiones de la Orden TED/171/2020 y otros ajustes que serán desarrollados en dos meses para establecer la retribución en 2022, de aplicación retroactiva desde el 1 de enero, con afecta-

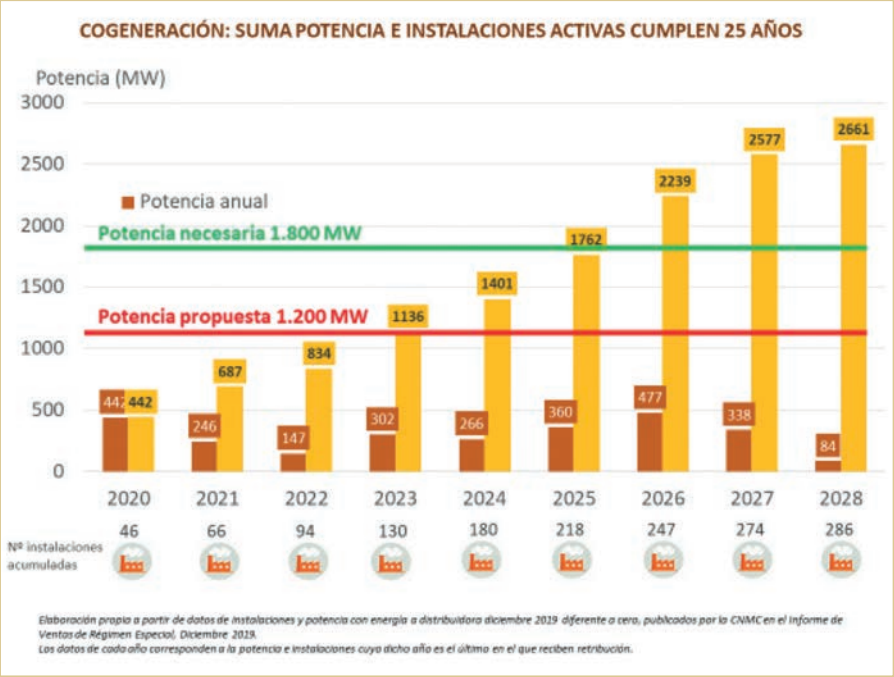
ción a las retribuciones pendientes de publicar desde el segundo semestre de 2020.

El previsible y próximo establecimiento en España y Portugal de un nuevo mecanismo de topado de precios de gas y mercado eléctrico –"excepción ibérica"- en el que se incluirá a la cogeneración, sitúa nuevamente a la operación actual en un escenario de total incertidumbre –impropia de un país que priorice y cuide su industria- en espera de desarrollos urgentes.

Los cogeneradores valoramos los cambios introducidos por el RDL 6/2022 pero preocupa gravemente la retroactividad de su aplicación y la total incertidumbre retributiva hasta completar los desarrollos previstos y atender la publicación de las retribuciones pendientes desde el segundo semestre de 2020.

Los desarrollos previstos en este primer semestre de 2022 para completar el marco tras el RDL 6/2022 y promulgar el nuevo régimen retributivo mediante subastas serán determinantes para iniciar un nuevo ciclo de seguridad jurídica.

**Figura 4. Potencia e instalaciones de cogeneración activas que alanzan el final de la vida útil regulada y potencia propuesta a subastar frente al nivel mínimo necesario**




## La cogeneración: ciclo inversor inaplazable en 2022

La inversión es la piedra angular que soporta la competitividad industrial como garantía de presente y futuro, permitiendo mantener el compromiso social y ambiental de la empresa. Cada anuncio de inversiones es una buena noticia para el país.

El actual contexto de crisis bélica e incertidumbre asociada retrae en extremo las inversiones. Gran parte de la industria cogeneradora (1.800 MW) afronta en tres años el final de su vida útil regulada sin otra alternativa, ni mejor herramienta que acudir a las subastas. Para los procesos calorintensivos no hay opción ni alternativa viable que sea más eficiente que la cogeneración industrial que emplean asimismo nuestros competidores europeos. La cogeneración es el pilar para desarrollar un nuevo ecosistema energético en la industria, con sinergias y potenciales para la transición energética industrial. No renovar y mantener la operación de las plantas que alcanzan el final de su régimen regulado conllevaría una pérdida de competitividad y eficiencia con demoledor retroceso y cierre de tejido industrial que pondría en grave riesgo a más del 8% del PIB industrial, con fatal efecto en el empleo y la actividad. Por ello, el nuevo ciclo inversor en cogeneración es inaplazable y urgente en cientos de industrias repartidas por toda la geografía nacional.

Más de 200 fábricas con 1.800 MW en operación acudirán a las subastas al alcanzar el final de su vida útil antes de 2025, pero la potencia propuesta a subastar son 1.200 MW, totalmente insuficientes siquiera para las necesidades del parque actual. La revisión de un desfasado PNIEC 2021-2030 es urgente en este contexto de emergencia y aceleración de la transición energética para dotar al país de mayor fuerza industrial. España dispone de un elevado potencial de renovación de plantas y de construcción de nuevas cogeneraciones que debe ponerse en valor porque es la generación más eficiente y con mayores sinergias de hibridación con autoconsumo renovable y el desarrollo de la economía del hidrógeno.

El nuevo ciclo inversor en cogeneración movilizará una inversión directa superior a 800 millones de euros en tres años para dotar a las industrias calorintensivas de un abastecimiento energético competitivo con

un marco regulado estable a largo plazo, lo que conllevará una multiplicación a gran escala de inversiones industriales adicionales asociadas a los procesos productivos que superarán por tres las cifras de inversión previstas en cogeneración. Un hito de inversión y desarrollo industrial sin precedentes a nuestro alcance si se hacen las cosas bien.

Asimismo, los cogeneradores hemos propuesto la modificación del Artículo 5 del RDL 29/2021 para el impulso del autoconsumo de proximidad, ampliando la limitación vigente de 500 metros a 2,4 y 20 Km (Baja, Media y Alta Tensión), como ya ha regulado Portugal, que permitiría a las industrias cogeneradoras y al sector energético grandes oportunidades para realizar suministros de autoconsumo de proximidad con generación de valor en los productores y consumidores.

España necesita una industria más competitiva, que aporte inversión, exportación y empleo. El próximo ciclo inversor en cogeneración es una oportunidad excelente para impulsar la reactivación industrial en una transición ecológica de éxito para el país. Contar con más cogeneración, no sólo es ineludible en el contexto actual, sino que es la mejor opción para el desarrollo de economía industrial, sinergias energéticas y de circularidad así como para la expansión de los suministros de $H_2$ asociados a la descarbonización de la industria. El Gobierno debe acertar con urgencia en los desarrollos pendientes para dotar de seguridad jurídica y confianza al nuevo ciclo, después de una década no exenta de ostracismo a la cogeneración y con ella a la industria calorintensiva en España.

## Hacia la cogeneración renovable

La nueva cogeneración conjugará la muy alta eficiencia, descarbonización, flexibilidad e hibridación y digitalización al servicio de un nuevo ecosistema ecológico industrial. El nuevo marco de subastas conforma y dirige hacia un nuevo modelo altamente competitivo, que potencia el papel de la cogeneración en base a sus valores y a los avances tecnológicos disponibles en concurrencia con otras tecnologías:

- **Muy alta eficiencia:** la cogeneración debe alcanzar un 15% al menos de ahorro de energía primaria, lo que supone un 50% de mayor eficiencia que la referencia armonizada europea, y situará al sector en España a la cabeza de la eficiencia energética en Europa.

- **Descarbonización:** Las plantas quedarán preparadas para emplear al menos un 10% de hidrógeno. La tecnología de cogeneración es ya hoy "H2 ready" permitiendo emplear hasta un 100% de gases renovables. El esquema promueve la captura de $CO_2$, una actividad de gran potencial y viabilidad en cogeneración donde ya hay experiencias en operación y modelos de éxito. La cogeneración es hoy un elemento capital de desarrollo de la economía del $H_2$ en la industria que requerirá de la concurrencia de otros aliados energéticos.

- **Flexibilidad e hibridación:** Las capacidades de las plantas de operar de manera flexible e integrada en los sistemas energéticos, con alta variabilidad de fuentes renovables, sitúan a la cogeneración como actividad clave a futuro en los sistemas energéticos europeos y especialmente en el peninsular. El nuevo ciclo inversor se dirige hacia esta flexibilidad operativa, total e integrada con otros activos energéticos (almacenamiento de calor y eléctrico, calderas convencionales, eléctricas y renovables de alternancia operativa) y con una creciente concurrencia en las industrias a la hibridación con otras tecnologías renovables de generación eléctrica (fotovoltaica, eólica) y otros combustibles (biomasa, $H_2$, biogas, residuales).

- **Digitalización:** Añadir la integración y digitalización de las operaciones de cogeneración y otros activos energéticos en el entorno industrial es un desarrollo ineludible del sector para lograr una gestión energética, ambiental y económica más eficaz. La coyuntura actual y las previsiones a medio plazo de los mercados energéticos (con la futura entrada en vigor de la resolución cuarto-horaria, el intradiario en continuo y los mercados eléctricos de ajustes, mercados organizados y de futuros, etc.) hacen necesaria una toma de decisiones basada en los datos y el desarrollo de herramientas de gestión digitales (IA, IoT, *Big Data, Digital Twin,* etc.). Los equipos de cogeneración permiten ya una completa digitalización de sus decisiones operativas y de gestión para operar en los mercados y gestionar el riesgo en cualquier plazo, desde el continuo a los diarios y medio y largo plazo, con mayor valor.

## Propuesta regulatoria de nuevo marco de subastas y régimen retributivo para 1.200 MW de cogeneración: en la buena dirección pero con mejoras adicionales

La fuerte introducción de tecnologías de generación renovables, prevista en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, plantea un reto para la cogeneración como respaldo que contribuya a la estabilidad del sistema y ofrezca la flexibilidad que la operación del sistema eléctrico demandará para alcanzar los objetivos previstos de generación eléctrica de origen renovable. El PNIEC incluye una medida para impulsar 1.200 MW de

cogeneración de alta eficiencia; contempla la renovación del parque de cogeneración existente, sustituyendo las instalaciones de combustión más contaminantes y promoviendo la construcción de nuevas instalaciones más eficientes y con menor impacto medioambiental.

## Instalaciones de cogeneración de muy alta eficiencia con gas y biomasa, "$H_2$ ready"

El alcance del nuevo ciclo inversor prevé aprobar el otorgamiento de régimen retributivo específico para un total de 1.200 MW de potencia de instalaciones de cogeneración de muy alta eficiencia, con límite para instalaciones de potencia inferior a 50 MW. Se trata de desarrollar las nuevas actuaciones en el subgrupo a.1.1 (gas natural) y en los grupos b.6 y b.8, (biomasa) conforme a la clasificación establecida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, mediante convocatorias de subastas anuales sucesivas. Está excluida la modificación de instalaciones existentes de la Disposición Transitoria primera del RD 413/2014 (anterior DT 2ª RD 661/2007), así como nuevas instalaciones de tratamiento de residuos de explotaciones de porcino, de lodos de la producción de aceite de oliva, o de otros lodos, que requerirán a futuro otras medidas.

## Subasta de potencia con oferta de reducción del valor de inversión de referencia

El producto a subastar será la potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. La variable sobre la que se ofertará será el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia (ITR) en la que se encuadre la instalación ofertante.

Se han propuesto cinco ITR para instalaciones nuevas y ocho para renovaciones de instalaciones existentes. Las cinco ITR de instalaciones nuevas corresponden cuatro para el subgrupo a.1.1 de gas natural, en función del rango de potencia (0 a 1 MW, 1 a 10 MW, 10 a 25 MW, 25 a 50 MW) y una para las instalaciones de los grupos b.6 y b.8 (biomasa). Hay dos grupos de renovaciones con cuatro ITR cada uno: aquellas que mantienen el empleo del gas natural en el mismo grupo a.1.1 y las que pasan del grupo a.1.2 (combustibles líquidos -gasoil y fuel- y sólidos) al grupo a.1.1.

La instalación se define como "nueva" cuando no hubiera resultado inscrita con carácter definitivo con anterioridad a la entrada en vigor de la orden de subastas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Se entiende como "modificación de una instalación existente", cuando la instalación modificada se encuentra inscrita con carácter definitivo en el registro y la inversión elegible que efectuará es superior a la que se recoge a continuación (Figura 5).

Se considera como inversión elegible la realizada en los siguientes equipos o sistemas: a) Turbina de gas, motores alternativos y turbogeneradores de vapor. b) Calderas y recuperadores de calor. c) Máquina de absorción. d) Sistemas de limpieza de gases combustibles y humos. e) Compresor de gas. f) Sistemas de control. g) Sistema eléctrico de conexión con el consumidor o la red. h) Sistema de acumulación de calor y electricidad. i) Sistemas de captura de $CO_2$. j) Sistemas de adecuación a hidrógeno. El listado actual incorporará equipos y sistemas adicionales bajo una concepción flexible para que cada planta invierta en

**Figura 5. Inversiones mínimas exigidas en renovaciones de plantas existentes**

| Tipo de instalación | Inversión mínima (€/kW) |
|---|---|
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.1 P < 1 MW | 925 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.1 1 MW ≤ P < 10 MW | 625 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.1 10 MW ≤ P < 25 MW | 600 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.1 25 MW ≤ P < 50 MW | 475 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.2 P < 1 MW | 925 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.2 1 MW ≤ P < 10 MW | 625 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.2 10 MW ≤ P < 25 MW | 600 |
| Subgrupo a.1.1 - modificación desde a.1.2 25 MW ≤ P < 50 MW | 475 |

aquellos activos de su elección que sean los más idóneos a las múltiples casuísticas que presentan las industrias.

La inversión debe estar constituida por equipos nuevos y sin uso previo, tanto para nuevas instalaciones como para la modificación de una instalación existente.

## Régimen económico asociado al RD 413/2014 con requisitos y ajustes adicionales

El régimen retributivo específico da lugar a la percepción de una retribución a la operación (Ro) para cada ITR, en función del año de autorización de explotación definitiva y en consonancia con las revisiones establecidas en el RD 413/2014 y la futura metodología prevista en el RDL 6/2022. Adicionalmente percibirán una retribución a la inversión (Rinv) minorada en función del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial resultante de la subasta.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se calculan según la metodología descrita en el RD 413/2014 y se revisarán y actualizarán de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013 y en el propio RDL 6/2022.

## Vida regulatoria propuesta de 10 años en gas y 20 en biomasa

La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo será de diez años -subgrupo a.1.1 de gas- y de veinte años -grupos b.6 y b.8 de biomasa- a contar desde el inicio del devengo del régimen retributivo específico.

## Obligación de autoconsumo, nuevas posibilidades y enfoque a largo plazo

Las instalaciones de cogeneración perceptoras del régimen retributivo específico asignado mediante las subastas deberán garantizar un nivel mínimo de autoconsumo de al menos el 30%. Se considerará tanto el autoconsumo individual como el colectivo y de proximidad. La propuesta recoge contabilizar los requisitos de autoconsumo por semestres naturales y su incumplimiento conlleva una minoración de la energía eléctrica con derecho a retribución y penalización añadida del 5%.

Es importante, y con grandes potenciales de desarrollo, el nuevo enfoque que promueve el marco para la gestión de la energía cogenerada a un mayor y largo plazo. Así, las instalaciones que hayan acreditado ante la CNMC que han vendido, mediante contratos a plazo, una cantidad de energía superior a la energía por la que se incumple el nivel mínimo de autoconsumo, percibirán retribución a la operación por la energía eléctrica corregida para el cumplimiento del nivel mínimo de autoconsumo. Solo serán válidos los contratos de venta de energía con un plazo superior a 5 años, cuando se haya acreditado su existencia antes del inicio del semestre de control del nivel de autoconsumo.

## Cogeneraciones preparadas para el $H_2$

Será requisito obligatorio, para las instalaciones del subgrupo a.1.1 gas, que la instalación cuente con los elementos y equipos necesarios para la utilización, como combustible principal, de gas natural con una concentración de hidrógeno verde de, al menos, el 10% en volumen.

## Liderando la muy alta eficiencia en Europa

Asimismo, las instalaciones participantes deberán comprometerse a aportar un ahorro de energía primaria porcentual, calculado conforme al apartado c) del anexo III del RD 616/2007, de al menos el 5% (potencia instalada inferior a 1 MW), y de al menos el 15 % para potencias instaladas igual o superior a 1 MW, lo que supone aumentar en un 50% los actuales requisitos armonizados en la UE. El cumplimiento de estos requisitos por parte de una instalación conllevará que sea considerada como cogeneración de "muy alta eficiencia". El incumplimiento de las condiciones de muy alta eficiencia conlleva penalizaciones económicas severas.

## Proceso y desarrollo de las subastas

Podrán participar en la subasta las personas físicas o jurídicas que cumplan los requisitos establecidos en la orden y la resolución correspondientes. El proceso de subasta se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado con sistema marginal, es decir el porcentaje de reducción aplicable a cada oferta que resulte adjudicada será el porcentaje de reducción de la última oferta casada en cada producto subastado.

Para garantizar la efectiva competencia en la subasta se establece que para cada producto el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar —so pena de reducir el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga—, punto controvertido y contraproducentemente propuesto ya que las posibles variaciones de la potencia de las plantas existentes, al alza o a la baja, pueden alterar los rangos de potencia y concentraciones sobre los que se han diseñado los cupos. No obstante, se podrá modificar dicho porcentaje en la resolución por la que se convoca la subasta. El volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial no podrá ser superior al 50%

del volumen total del conjunto de productos subastados, otra limitación controvertida e impropia para algunos grandes grupos industriales dado lo limitado de la potencia a subastar frente a las necesidades del parque actual. Asimismo, se podrá modificar dicho porcentaje en la resolución por la que se convoca la subasta.

La subasta estará gestionada por OMI-Polo Español S.A. (OMIE) y estará supervisada por la CNMC. Se establece una garantía de 20 €/kW para participar en la subasta.

El desarrollo de la subasta sigue las pautas establecidas en años precedentes para otras tecnologías en el ámbito del RD 413/2004. Se establece un primer proceso de precalificación, mediante el que se obtendrá el derecho a recibir la información, participar en las sesiones de formación que se realicen y a solicitar con posterioridad la calificación. La precalificación es única y para todas las subastas, ya que se consideran inicialmente tres convocatorias anuales consecutivas. Seguirá un proceso de calificación, en el que los precalificados serán habilitados para participar por determinada potencia declarada. Los participantes precalificados deberán calificarse en cada una de las subastas que se celebren.

Cada oferta puede incluir hasta 20 tramos, cada uno vinculado a una única instalación. Los tramos son indivisibles en la propuesta, cada uno incluye la potencia ofertada en ese tramo, en bloques de 1 kW. Para las instalaciones del grupo a.1.1 se ofertará además el porcentaje de ahorro de energía primaria comprometido, punto clave ya que dicho ahorro de energía primaria servirá de criterio de desempate tras el porcentaje de reducción de la inversión, y el ahorro comprometido regirá a efectos económicos durante toda la vida de la instalación.

El proceso de subasta recoge las etapas habituales:

1. Se inicia el proceso habilitando un periodo de tiempo durante el cual los participantes calificados puedan insertar sus ofertas.

2. Una vez terminado el periodo de inserción de ofertas se procederá al cierre de la subasta, donde la entidad administradora de la subasta aplicará los mecanismos de asignación que establece el proceso de casación y las especificaciones de detalle de la subasta.

3. Concluida la subasta, los participantes dispondrán de un periodo para posibles reclamaciones.

Para cada producto, se forma la curva agregada de ofertas ordenando los tramos de mayor a menor porcentaje de reducción. En caso de igualdad de reducción, se priorizarán las ofertas con mayor ahorro de energía primaria comprometido. Siguiendo el orden establecido, se seleccionan los tramos hasta cubrir el cupo de dicho producto. El porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia aplicable a cada tramo adjudicado, será coincidente con el porcentaje de reducción del último tramo casado en cada producto subastado.

Una vez finalizado el proceso de casación y a falta de ser validados por la entidad supervisora de la subasta, la entidad administradora remitirá los resultados provisionales a los participantes, a la entidad supervisora y a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM). Una vez que la entidad supervisora declare que la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, la entidad administradora remitirá los resultados definitivos a la DGPEyM y los hará públicos.

Los adjudicatarios disponen de un plazo de dos meses para presentar ante la DGPEyM la solicitud de inscripción en estado de preasignación, a contar desde la publicación en el BOE de la resolución correspondiente. Una vez comprobada la documentación, la DGPEyM resolverá la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. El plazo máximo para resolver es de tres meses contados a partir del día siguiente de la presentación de solicitud. Tras la publicación en el BOE de la resolución de inscripción en estado de preasignación se procederá a la ejecución o cancelación de las garantías.

La solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se acompañará de un plan estratégico de evaluación de impacto relativo a la instalación, que incluirá, además de las inversiones a realizar, aspectos como la estimación de creación de empleo, oportunidades en la cadena de valor, economía circular y análisis de la huella de carbono, entre otros.

Se mantiene el procedimiento descrito en el artículo 47 del RD 413/2014 para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. En la resolución de convocatoria de la subasta se establecerá la fecha límite para realizar dicho registro. La DGPEyM podrá llevar a cabo las comprobaciones e inspecciones necesarias antes de proceder al registro de la instalación. El plazo máximo para resolver es de tres meses contados a partir del día siguiente de la presentación de solicitud.

## Calendario de Subastas

Se ha propuesto el siguiente calendario de subastas y volúmenes de potencia en el periodo 2022-2027 (Figura 6).

La potencia que no sea adjudicada en las subastas de 2022 y 2023 se acumularía en las siguientes convocatorias, algo poco probable dada la exigua potencia ofertada

**Figura 6. Calendario propuesto y potencia a subastar 2022-2024**

| | Volúmenes mínimos de potencia (MW) por año | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Incremento | 351 | 442 | 407 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulado | 351 | 793 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 |

**Figura 7. Parámetros retributivos e hipótesis consideradas de las ITR**

| CÓDIGO | TECNOLOGÍA Y TIPO | | POTENCIA | Nh - h | Uf - h | Rinv - €/MW | Ro - €/MWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ITR-0106 | NUEVA | a.1.1 | P < 1MW | 2.760 | 840 | 264.495 | 50,297 |
| ITR-0107 | NUEVA | a.1.1 | 1 MW ≤ P < 10 MW | 3.140 | 940 | 178.713 | 33,617 |
| ITR-0108 | NUEVA | a.1.1 | 10 MW ≤ P < 25 MW | 3.180 | 960 | 171.564 | 25,936 |
| ITR-0109 | NUEVA | a.1.1 | 25 MW ≤ P < 50 MW | 3.580 | 1.080 | 135.821 | 24,896 |
| ITR-0110 | MODIFICACIÓN | a.1.1 -> a.1.1 | P < 1MW | 2.760 | 840 | 132.247 | 47,658 |
| ITR-0111 | MODIFICACIÓN | a.1.1 -> a.1.1 | 1 MW ≤ P < 10 MW | 3.140 | 940 | 89.356 | 32,047 |
| ITR-0112 | MODIFICACIÓN | a.1.1 -> a.1.1 | 10 MW ≤ P < 25 MW | 3.180 | 960 | 85.782 | 24,452 |
| ITR-0113 | MODIFICACIÓN | a.1.1 -> a.1.1 | 25 MW ≤ P < 50 MW | 3.580 | 1.080 | 67.910 | 23,851 |
| ITR-0114 | MODIFICACIÓN | a.1.2 -> a.1.1 | P < 1MW | 2.760 | 840 | 132.247 | 47,658 |
| ITR-0115 | MODIFICACIÓN | a.1.2 -> a.1.1 | 1 MW ≤ P < 10 MW | 3.140 | 940 | 89.356 | 32,047 |
| ITR-0116 | MODIFICACIÓN | a.1.2 -> a.1.1 | 10 MW ≤ P < 25 MW | 3.180 | 960 | 85.782 | 24,452 |
| ITR-0117 | MODIFICACIÓN | a.1.2 -> a.1.1 | 25 MW ≤ P < 50 MW | 3.580 | 1.080 | 67.910 | 23,851 |
| ITR-0118 | NUEVA | b.6 y b.8 | P < 50 MW | 1.100 | 340 | 342.195 | 36,208 |

## Alegaciones de los cogeneradores al marco de subasta, en la buena dirección pero con ajustes claves pendientes

La propuesta ha tenido una excelente acogida entre los cogeneradores y sus cadenas de suministro y promoción, si bien COGEN España y ACOGEN han propuesto conjuntamente mejoras clave: 19 alegaciones conceptuales y procedimentales para asegurar el éxito de la subasta.

Los puntos sustanciales de mejora propuestos por el sector se centran en:

**1. Mantener las opciones actuales de venta de la electricidad cogenerada compatibilizando el fomento del autoconsumo.**

Los requisitos de autoconsumo mínimo del 30% son difícilmente alcanzables en algunos sectores calorintensivos y poco electrointensivos (azulejo, alimentaria…) por lo que se solicita un nivel del 20%, pero el aspecto clave solicitado es el mantenimiento de las opciones actuales de venta de la electricidad cogenerada (venta de excedentes y todo exportación). Mantener las opciones actuales de venta es imprescindible para permitir la flexibilidad en la operación de las cogeneraciones y sus industrias y la optimización económica de las producciones y consumos energéticos a gestionar en los mercados. Una actividad tan heterogénea y de gran repercusión industrial por su aplicación de múltiples tecnologías en diferentes sectores y tamaños empresariales, requiere de alta flexibilidad y opciones de gestión y riesgo adecuadas a cada caso.

**2. Ampliar la vida útil de las instalaciones a 15 años.**

La vida útil propuesta en 10 años para cogeneraciones a gas es claramente insuficiente, considerando los 25 años que otorgaba el régimen actual y las dinámicas de la transición energética, por lo que se ha solicitado una ampliación a 15 años.

**3. Aumentar la potencia a subastar de 1.200 MW a 1.800 MW.**

La cifra propuesta por el Ministerio de 1.200 MW es claramente insuficiente, ya que son necesarios 1.800 MW de potencia sólo para mantener el parque actual que finaliza su vida útil a 2025, a los que habría de sumar la demanda de nuevas cogeneraciones. Este enorme déficit y la práctica obligatoriedad de las industrias que finalizan su vida útil de acudir a las subastas so pena de cercenar su mejor herramienta de competitividad energética, pueden conllevar a una competencia desesperada, gravemente contraproducente para la industria nacional.

**4. Mayor transparencia en la información metodológica de las instalaciones tipo.**

La escasa e insuficiente información incluida en la memoria de análisis de impacto normativo de la propuesta, en cuanto a la metodología empleada en las instalaciones tipo, induce una enorme incertidumbre en

**Figura 8. Cogeneración ¡Un 10 en valores!**

la evaluación y planificación económica y operativa. Una transparencia efectiva en la modelización de las instalaciones tipo es imprescindible para establecer los modelos de negocio asociados a las múltiples casuísticas de las cogeneraciones que acudirán a las subastas. La promulgación del marco, sin duda, subsanará esta carencia estructural en la propuesta sometida a información pública.

Otras importantes alegaciones en relación con el marco administrativo y de diseño de las subastas –ampliación listado inversiones elegibles, inicio devengo, etc.- han sido también señaladas por el sector.

## Cogeneración, inversión eficiente para liderar la transición ecológica de la industria

La UE promueve activamente la cogeneración en sus políticas energéticas, industriales, climáticas, de conformidad con la taxonomía y los fondos de recuperación y resiliencia, brindando a España una oportunidad única de acometer un proceso inversor y transformador a gran escala en un momento crucial para el mantenimiento y reindustrialización del país con la mayor eficiencia.

Los desarrollos pendientes establecidos en el RDL 6/2022 de 29 de marzo serán vitales para recuperar la confianza y atractivo inversor en la industria cogeneradora. Es imprescindible mejorar regulatoriamente la propuesta de subastas de cogeneración y el marco estructural asociado. Confiamos en la sintonía, colaboración y compromiso en común de los cogeneradores y de los ministerios de Transición Ecológica e Industria, para que el nuevo ciclo inversor sea un éxito compartido, clave para la economía industrial y energética de España. Nuestra mejor energía es la energía de la industria. ■

# La necesidad y el reto de la descarbonización

**Joaquín Pérez de Ayala**
Director de Desarrollo Corporativo y Relación con Inversores de Técnicas Reunidas

El Acuerdo de París de 2015 estableció el objetivo de limitar el calentamiento global a 2ºC con respecto a los niveles preindustriales y avanzar con determinación en conseguir un incremento máximo de la temperatura a 1,5ºC con respecto a esta referencia.

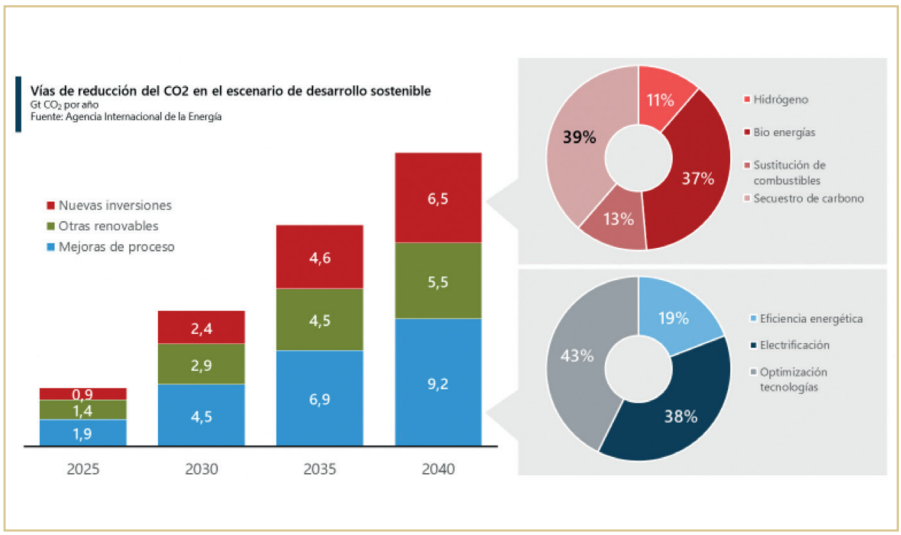
Este es un objetivo tremendamente ambicioso y en el que es necesaria la involucración de todos: de los gobiernos, de la industria intensiva en energía, de la industria energética, del resto de actividades económicas y también, y en buena parte, de los consumidores, de los ciudadanos.

Es cierto que muchas empresas e instituciones han reaccionado de una forma inmediata y positiva, mostrando su compromiso y estableciendo plazos ambiciosos para la descarbonización de sus actividades y contribuir así al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

Pero establecer objetivos de descarbonización no es tarea sencilla y requiere un análisis profundo y completo de los procesos productivos. El sistema energético actual es el resultado de décadas de evolución y de muchas decisiones de inversión en infraestructuras de largo plazo.

Y estas infraestructuras están apoyadas en sólidas y versátiles cadenas de suministro de materias primas. Y tanto las materias primas como los vectores energéticos en los que se transforman están plenamente integrados en los procesos de producción y en las cadenas de valor de las actividades económicas.

**Figura 1. Herramientas para la descarbonización**




Las alternativas energéticas para la descarbonización tienen un reto importante: sustituir en un plazo muy exigente a la eficiente, sólida y contrastada infraestructura energética actual.

Y para alcanzar con éxito este objetivo será necesario avanzar en muchos frentes distintos. Habrá que profundizar en el incremento de los rendimientos de las tecnologías, en alcanzar mejores índices en eficiencia energética, una mayor electrificación de los procesos productivos, apostar por la cadena de valor del hidrógeno, en soluciones basadas en esquemas de circularidad o en la implantación del secuestro y captura de carbono en aquellos procesos que no permitan otra opción. Si no se cuenta con todas las alternativas, no se conseguirá el objetivo. No existe una solución única: la descarbonización será una combinación de todas las soluciones mencionadas.

## Los pasos para la descarbonización

Cualquier estrategia de descarbonización debe incorporar las siguientes actuaciones de forma sucesiva:

1. En primer lugar, **reducir el consumo de energía.** Identificar aquellas medidas de eficiencia energética que permitan optimizar el consumo energético. Constituyen una importante fuente de ahorro que ayuda a financiar las actuaciones posteriores.

2. A continuación, **electrificar** todos aquellos procesos que lo permitan. Esta electrificación debe ser realizada a partir de fuentes renovables. Los procesos deben poder admitir la intermitencia de estas fuentes, incorporando esquemas de almacenamiento de energía.

3. Aquellos procesos que no puedan ser electrificados, deben evaluar la **sustitución de materias primas** fósiles por renovables: hidrógeno verde o sus derivados, residuos o biomasa.

4. Todos aquellos procesos que no puedan ser descarbonizados mediante las medidas anteriores deberán incorporar sistemas de **secuestro y valorización de carbono.**

5. Finalmente, aquellas emisiones que no puedan ser eliminadas por ninguna de las actuaciones anteriores podrán ser **compensadas** a través de soluciones basadas en la naturaleza (reforestación o forestación) o sistemas de captura directa de carbono del aire.

La aplicación específica de estas actuaciones a cada proceso dependerá de sus características. Por ejemplo, en el sector transporte, la movilidad eléctrica permite alcanzar los objetivos de descarbonización con las dos primeras actuaciones. Pero para la descarbonización del transporte marítimo será necesario llegar a la tercera y sustituir los combustibles fósiles actuales por otros alternativos como amoniaco verde o metanol verde.

Y en complejos procesos industriales, será necesario estudiar subproceso a subproceso las posibilidades de implantación de las actuaciones anteriores. Es muy importante resaltar que, en industrias intensivas en energía, una estrategia sólida de descarbonización debe contemplar todas las actuaciones identificadas: ya se ha indicado que no hay una tecnología única que solucione el problema.

En cuanto a las actividades económicas que aspiran a sustituir los combustibles o materias primas basadas en energías fósiles por biocombustibles o bioquímicos, se enfrentan a retos similares: el principal, la disponibilidad continuada y con la calidad adecuada de residuos o biomasa que permita abastecer a largo plazo sus actividades.

## Las alternativas para la sustitución de materias primas y combustibles fósiles

Más allá de la electrificación, las principales alternativas para la sustitución de las energías fósiles en cualquier proceso son aquellas asociadas a la cadena de valor del hidrógeno o las basadas en esquemas de circularidad, como los residuos o la biomasa.

El hidrógeno se presenta como una solución versátil: se puede producir a partir de energías renovables mediante procesos electrolíticos (también están tomando forma otras tecnologías basadas en la fotoelectrocatálisis, la fotocatálisis o la cavitación); permite, por lo tanto, la autonomía energética; se puede integrar en algunas infraestructuras existentes (como la inyección en redes de gas natural); puede utilizarse como vector de almacenamiento de energías renovables; puede integrarse en otros vectores energéticos, como el amoniaco verde o en combustibles sintéticos… En definitiva, una solución con un enorme potencial.

Para aquellos procesos o cadenas de valor que no permiten la integración del hidrógeno o sus derivados, las siguientes opciones disponibles son aquellas basadas en esquemas de circularidad.

Por ejemplo, la sustitución de gas natural por biogás o biometano, obtenido de procesos naturales que se dan en vertederos, o instalaciones de digestión anaerobia de residuos. O la utilización de residuos forestales para la producción de bioetanol de segunda generación, reemplazando la producción de etanol a partir de gas natural u otros combustibles fósiles. O la producción de biocombustibles a partir de aceites usados de cocción, residuos o biomasa. O la producción de biometanol a partir de residuos de madera y residuos orgánicos.

Todas estas tecnologías no son excesivamente complejas en comparación con las utilizadas en otros procesos de transformación industrial como el refino o el procesamiento de gas natural. En todas estas tecnologías de descarbonización, Técnicas Reunidas está ejecutando proyectos en distinto grado de avance, desde estudios conceptuales hasta la etapa de definición tecnológica de la planta inmediatamente previa a su construcción. Es decir, son tecnologías que constituyen ya alternativas de inversión.

Sin embargo, para ser alternativas realmente aplicables a procesos industriales

complejos, todas ellas deben pasar por un análisis profundo de la madurez de toda su cadena de valor:

- Disponibilidad de materia prima suficiente, en el caso de soluciones basadas en circularidad.
- En el caso de la producción de hidrógeno verde mediante electrolisis, suficiencia de la infraestructura eléctrica necesaria para la producción en las cantidades requeridas.
- Madurez tecnológica de la alternativa y previsión temporal de la evolución de su rendimiento.
- Disponibilidad de equipos y posibles tensiones en la cadena de suministro por una alta demanda en una industria no suficientemente madura (por ejemplo, en el caso de los electrolizadores).
- Referencias de operación a largo plazo, en cuanto a su continuidad y rendimiento.
- Retos de integración con el régimen operativo de un proceso concreto: intermitencia, arranques y paradas, etc…
- Costes de inversión y operación de las soluciones actuales y la previsión de evolución futura.
- Evolución del marco regulatorio de las distintas alternativas.

Las infraestructuras energéticas actuales o las cadenas de suministro de productos basados en combustibles fósiles han demostrado su buen comportamiento respecto a todas estas exigencias. El reto de las alternativas de descarbonización es abordar con el mismo éxito todos estos requisitos.

## El secuestro, almacenamiento y utilización del carbono

En aquellos procesos donde no es viable o conveniente la sustitución de los combustibles fósiles, la alternativa es la instalación de plantas de secuestro y valorización de dióxido de carbono. Este carbono o bien será posteriormente licuado y transportado para su almacenamiento definitivo o bien será valorizado, siendo la apuesta más prometedora su combinación con hidrógeno para su conversión a metanol o hidrocarburos sintéticos.

Al igual que en muchas de las opciones de sustitución de materias primas, la tecnología de secuestro de carbono está suficientemente contrastada. La tecnología de captura dominante es la absorción con aminas, ampliamente utilizada para el endulzamiento del gas natural. Diversos tecnólogos están desarrollando otras tecnologías con el objetivo de alcanzar menores costes de implantación y optimizar los rendimientos del proceso de captura de corrientes de gas con diferentes concentraciones de dióxido de carbono y presencia de sustancias a eliminar.

En cuanto a su licuefacción y transporte a un emplazamiento para su almacenamiento definitivo, en Estados Unidos, el transporte de dióxido de carbono por ductos y su inyección en pozos de petróleo es una actividad con mucho recorrido operativo. En Europa, existen ya diversos proyectos en marcha en zonas industriales cuyo objetivo final es el depósito de este carbono en sumideros definitivos, como los pozos de petróleo y gas natural en el Mar del Norte. Estos proyectos agregan las emisiones de empresas ubicadas en un mismo polo industrial, obteniendo importantes economías de escala y diversificando el riesgo del conjunto del negocio.

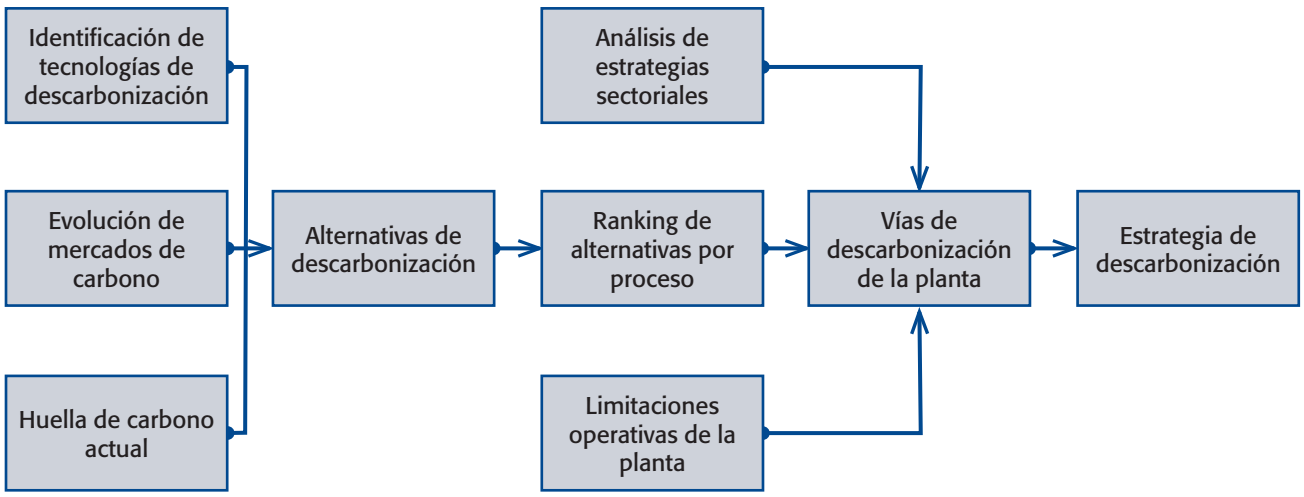
Esta tendencia a la agregación de emisiones de distintas industrias en un mismo polo industrial está marcando la evolución de este negocio. Según datos de la compañía energética Shell, en 2011 solamente el 5% de las oportunidades analizadas estaban asociadas a proyectos de agregación. En 2021, este tipo de oportunidades representan el 75% del total. En esta misma línea, en 2011 solamente un 10% de los proyectos futuros implicaban capturas inferiores a un millón de toneladas anuales. Y en 2021, estos proyectos representaban el 70% de las oportunidades analizadas.

Es interesante resaltar que están surgiendo operadores de esta cadena de valor (captura – licuefacción – transporte – almacenamiento) con el objetivo de externalizar el servicio. Así, los grandes emisores pueden descansar en operadores especializados en esta actividad.

Pero el envío a sumideros del carbono capturado no siempre es una opción económica o logísticamente viable, por lo que en muchas ocasiones se apostará por su valorización hacia la producción de derivados que permitan la circularidad del carbono capturado. Por ejemplo, para la producción de metanol que posteriormente puede ser transformado en otros productos químicos que sirven de insumos para diversas industrias, y que les permite reemplazar la utilización de sus actuales suministros producidos a partir de materias primas fósiles.

El estado de la tecnología asociado a estos procesos de valorización de dióxido de carbono también es un aspecto crucial que considerar, y muchas de ellas se encuentran actualmente en una fase inicial de su desarrollo industrial, ya superadas las escalas de laboratorio y piloto.

**Figura 2. Esquema para la definición de una hoja de ruta de descarbonización**




## La hoja de ruta para la descarbonización de una planta industrial

No es sencillo integrar todas las variables mencionadas anteriormente en una estrategia de descarbonización. La madurez tecnológica y de la cadena de valor, la evolución de los rendimientos o de los precios de las distintas alternativas tecnológicas, la disponibilidad de materia prima en cantidad y calidad suficiente a largo plazo o las restricciones de su implantación en procesos productivos existentes son variables importantes a la hora de establecer esta estrategia.

La definición de una hoja de ruta para la descarbonización de una planta industrial debe tener en cuenta todos estos factores y pretende responder a todas estas preguntas: ¿en qué invertir? ¿Cuándo hacerlo? ¿Cómo se integran estas inversiones en las operaciones existentes? ¿Cómo se maximiza el valor de la inversión?

Una hoja de ruta de descarbonización debe establecer una estrategia viable y creíble que:

- Minimice el impacto en las operaciones actuales.
- Maximice el valor de la inversión realizada.
- Permita alcanzar los objetivos de descarbonización.

La **primera etapa** de la definición de la hoja de ruta pasa por **identificar los puntos de emisión** de carbono y **aquellas alternativas de descarbonización** que se pueden implantar en cada punto concreto. Entre estas alternativas se analizan iniciativas de eficiencia energética, alternativas de sustitución de combustibles o materias primas, nuevos diseños de procesos, posibilidad de secuestro y captura de carbono, así como posibilidades de compensación con la compra de derechos de emisión o mediante soluciones basadas en la naturaleza.

También en esta primera etapa se revisa la situación actual y futura del **mercado regulatorio de derechos de emisión de carbono** que afecta específicamente a la industria analizada. Y se actualizan las previsiones de precios de carbono en los mercados mayoristas.

Con esta información, se **evalúa cada alternativa de descarbonización en profundidad,** para su aplicación específica a cada punto de emisión. Concretamente, se valora la solidez de toda la cadena de valor (por ejemplo, disponibilidad de materia prima en la zona en soluciones de circularidad); la madurez tecnológica, sus rendimientos y su posible evolución; referencias operativas; necesidades de espacio para su implantación; estimaciones de inversión y de costes de operación y mantenimiento.

Con toda esta información se **calcula el coste de abatimiento de carbono** para cada punto de emisión y cada alternativa tec-

**Figura 3. Comparación de alternativas de descarbonización**

| | Eficiencia energética | Secuestro de carbono | Hidrógeno azul | Hidrógeno verde @ precios 2021 | Hidrógeno verde @ precios 2028 |
|---|---|---|---|---|---|
| Año de implantación | 2023 | 2026 | 2028 | 2025 | 2028 |
| Inversión | 1.1 x | 1.9 x | 2.4 x | 2.0 x | 1.0 x |
| Rentabilidad | 32% | -- | -- | -- | -- |
| Coste de abatimiento, €/ton | -- | 1.9 x | 4.9 x | 5.5 x | 1.0 x |
| Incremento precio producto | -- | 0.9% | 1.2% | 1.5% | 0.4% |
| Emisiones alcance 1 remanentes, kton/año | 100% | 6% | 6% | 0% | 0% |

nológica: el coste de abatimiento representa el valor que debería alcanzar el derecho de emisión en el mercado para compensar la inversión (con un objetivo de rentabilidad dado) en la alternativa. Si el valor de mercado está por encima del coste de abatimiento, es preferible realizar la inversión.

La siguiente etapa pasa por el establecimiento de un ranking de alternativas para cada punto de emisión. Junto con el chequeo de las soluciones puestas en marcha por empresas del mismo sector y la revisión de las limitaciones operativas para cada una de las soluciones en cada punto concreto, se establecen distintas vías de descarbonización de la planta. Estas vías de descarbonización consideran no solamente las soluciones individuales más adecuadas para cada punto de emisión de la planta sino, también, la integración y coordinación de todas ellas en una hoja de ruta viable para la descarbonización de toda la instalación.

Entre todas estas hojas de ruta se seleccionará la estrategia de descarbonización de la planta.

## La puesta en marcha de la hoja de ruta

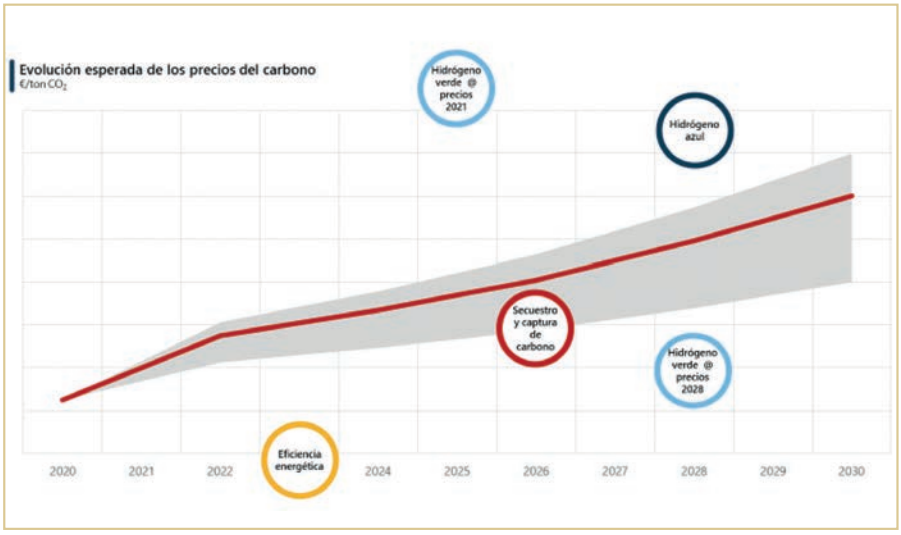
Una vez definida la estrategia de descarbonización, seleccionada la hoja de ruta, toca la fase de implementación. Y para muchas de las industrias con objetivos de descarbonización, estas tecnologías están lejos de su operativa habitual.

En este sentido, es necesario resaltar dos cuestiones importantes en el proceso de implementación que en muchos casos facilitan la decisión: la agregación de estrategias de descarbonización y la externalización de la inversión y gestión de las infraestructuras.

En polos industriales con distintas industrias, la agregación de estrategias de descarbonización permite diseñar y dimensionar infraestructuras y cadenas de valor con un riesgo diversificado. Aunque cualquier decisión de inversión que integre distintos perfiles de descarbonización añade complejidad en su diseño y operación, la no dependencia de las infraestructuras de descarbonización de un único cliente reduce el riesgo de inversión.

Así, en Europa están estableciéndose importantes polos de descarbonización en el Reino Unido, Holanda, Bélgica o Noruega.

**Figura 4. Alternativas de descarbonización comparadas con la evolución de precios en una planta industrial**



Estos polos integran las necesidades de industrias de muy distintas características: refino, petroquímica, cemento, siderúrgica, … La agregación de los perfiles de descarbonización y de las dinámicas de estas industrias ayudan a estructurar alternativas de inversión más atractivas.

Por otra parte, para facilitar la inversión y la operación de estos activos, se están configurando ofertas de operadores especializados en infraestructuras de descarbonización.

En el caso del suministro de hidrógeno verde, desde las actuales grandes empresas energéticas hasta inversores en infraestructuras con un perfil más financiero, están desarrollando carteras de activos para el suministro del hidrógeno a grandes industrias.

Y, también, como se ha mencionado anteriormente, diversos operadores (tecnólogos inicialmente, pero también están incorporándose otro tipo de empresas) están poniendo en servicio ofertas de captura y almacenamiento de carbono, prestando un servicio integral. Con estos servicios, el cliente solamente tiene que preocuparse de seguir operando su planta.

## La descarbonización es posible

Alcanzar los objetivos de descarbonización en los plazos tan ambiciosos establecidos es probablemente el mayor reto al que se enfrentan muchas empresas.

Sin embargo, todas las industrias (energética, tecnológica, financiera…) están declarando su voluntad de avanzar en este objetivo, no solo con declaraciones, sino realizando esfuerzos importantes.

Las tecnologías existen, y no son extremadamente complejas; el principal reto está en la optimización de su rendimiento para alcanzar precios competitivos en los productos generados. Las empresas intensivas en consumo de energía han declarado y se han comprometido en descarbonizar sus actividades; y también otras empresas con un menor consumo de energía en sus procesos productivos. Las empresas energéticas están orientando sus modelos de negocio hacia la descarbonización del suministro de energía. La comunidad financiera está exigiendo a las empresas un compromiso con un menor contenido de carbono en sus productos y servicios. Los gobiernos y las instituciones están regulando para impulsar la descarbonización.

Quizá el mayor reto a corto y medio plazo pase por la estructuración de cadenas logísticas sólidas a largo plazo para el aprovechamiento de materias primas en esquemas de circularidad.

Muchas de las vías de descarbonización pasan por el reemplazo de cadenas de valor completas, que permitan utilizar productos basados en materias primas o combustibles con muy bajo o nulo contenido en carbono.

Estos productos, actualmente, recogen un incremento de precio respecto a las alternativas actuales. A corto y medio plazo, Europa está dando un apoyo financiero muy importante para que los primeros proyectos con estas tecnologías vayan cogiendo forma.

A medio y largo plazo, las empresas deberán ir incorporando estos mayores precios en sus procesos productivos y trasladarlos al cliente final. Incluso actualmente, en algunos casos, el reflejo de este incremento de coste es algo que parece asumible.

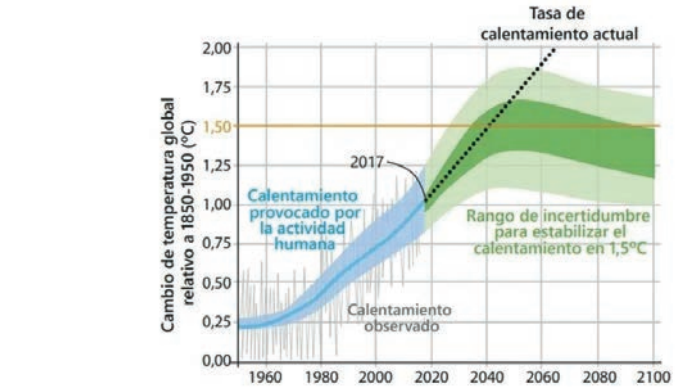
Las herramientas están disponibles. Pero este es un esfuerzo que debemos hacer entre todos los consumidores; no es solamente un problema de la industria energética, ni de ningún otro agente específico. ■

# Las Soluciones Basadas en la Naturaleza: una oportunidad

**Miguel Hernández (*), Jordi Sales (**) y Mariano Marzo Carpio (***)**
(*) Director del Área de Sostenibilidad del Institut Cerdà (**) Consultor del Institut Cerdà (***) Catedrático Emérito de la Universidad de Barcelona (Departamento de Dinámica de la Tierra y del Océano, Facultad de Ciencias de la Tierra). Director de la Cátedra de Transición Energética, UB-Fundación Repsol

La Cátedra de Transición Energética UB-Fundación Repsol, viene desarrollando desde 2019, en colaboración con el "Institut Cerdà" de Barcelona y en el marco del "Observatorio de la innovación y de los avances en el ámbito de la recuperación y el aprovechamiento del $CO_2$" un trabajo de investigación centrado en la obtención de una visión actualizada del estado de desarrollo y avance de las denominadas Soluciones Basadas en la Naturaleza (SBN). Estas soluciones incluyen todas aquellas actividades que protegen, restauran o mejoran la gestión de la naturaleza, contribuyendo, a su vez, a la mitigación del cambio climático al reducir o eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Concretamente, durante el año 2021 el esfuerzo investigador se ha centrado en la identificación y análisis de las principales innovaciones, indicadores, proyectos y mejores prácticas corporativas. El presente trabajo, constituye un resumen de los principales resultados obtenidos.

**Figura 1. Rango de cambio en la temperatura media global**




Fuente: IPCC, 2018, Global Warming of 1,5ºC, IPCC.

## 1. La magnitud del reto de mitigar el cambio climático

### 1.1. La necesidad de alcanzar las cero emisiones netas

En 2015, 196 países adoptaron el Acuerdo de París, comprometiéndose a poner en marcha las medidas necesarias para limitar las consecuencias del calentamiento global. Concretamente, se estableció como objetivo mantener el incremento de temperaturas por debajo de los 2°C y, preferiblemente, limitar ese incremento a los 1,5°C respecto a los niveles preindustriales.

El cumplimiento de estos objetivos conlleva, necesariamente, alcanzar en la segunda mitad de siglo un equilibrio entre las emisiones antropógenas y la absorción antropógena por los sumideros, es decir, eliminar y reducir todas aquellas emisiones sobre las que se pueda actuar y absorber aquellas que no puedan ser eliminadas[1].

Alcanzar las cero emisiones netas es un reto de gran complejidad, pues no solo implica una completa transformación de los modelos energéticos y productivos, también requiere de celeridad. Esto se debe, principalmente, a dos motivos. Por un lado, ya en 2017 se alcanzó el incremento medio de la temperatura global de 1°C respecto a los niveles preindustriales[2]. Por otro, en caso de mantenerse la tendencia actual en las emisiones, se alcanzarían los 1,5°C entre 2031 y 2050[3].

1 Si bien los ecosistemas naturales captan $CO_2$, su propia dinámica no permitirá evitar los peores efectos del cambio climático
2 En 2020 este incremento es ya de 1,1°C
3 Haustein et al., 2017, A real-time Global Warming Index, Nature

### 1.2. La necesidad de obtener resultados en el corto plazo

Si bien la evidencia muestra que alcanzar las cero emisiones netas es imprescindible para frenar el cambio climático, establecer una fecha objetivo resulta particularmente complejo. Esto se debe a que el ritmo de reducción de emisiones determina el margen temporal existente para dejar de emitir gases de efecto invernadero (GEI).

En este sentido, organizaciones como el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) han diseñado multitud de escenarios de reducción, con el objetivo de servir como guía a administraciones y empresas. Si bien los escenarios proyectados para limitar el calentamiento global a 1,5°C presentan una gran variabilidad, la mayoría de ellos, según el IPCC, coinciden en dos factores: para 2030 se deberá reducir alrededor de un 45% las emisiones de $CO_2$ respecto a 2010, y alrededor de 2050 se deberá alcanzar el cero neto.

### 1.3. ¿Qué se está haciendo al respecto?

En los últimos años, a raíz del consenso alcanzado respecto a la necesidad de limitar el cambio climático, multitud de estados y organizaciones se han comprometido a alcanzar la neutralidad de carbono. A nivel nacional, la totalidad de empresas del IBEX 35 calcula su huella de carbono. Además, 31 de estas compañías[4] tienen objetivos climáticos, siendo en 27 casos de neutralidad de carbono. De éstas, una ha fijado como meta el año 2030, cuatro han fijado el año 2040, veinte el 2050 y tres no han establecido todavía una fecha.

En relación con los objetivos nacionales, los estados responsables del 90% de las emisiones ya han anunciado el compromiso de alcanzar la neutralidad de carbono[5]. China tiene como objetivo alcanzar las cero emisiones en 2060, mientras que Estados Unidos ha establecido la meta en 2050 e India en 2070.

### 1.4. Cómo se está afrontando el reto en la UE: la estrategia europea

A nivel europeo, en julio de 2021 entró en vigor la ley del clima de la UE, incorporando al marco normativo el objetivo de que la UE sea climáticamente neutra en 2050. Además, se establece el objetivo intermedio de para 2030 reducir las emisiones de GEI un 55% con respecto a 1990.

A fin de lograr estos objetivos, la UE ha trazado un plan de reducción bajo el cual, entre 2040 y 2045, espera reducir prácticamente a cero las emisiones netas de GEI en prácticamente la totalidad de sectores económicos. De esta manera, en 2050 únicamente quedarán dos fuentes significativas de GEI, la industria y la agricultura, cuyas emisiones de gases distintos al $CO_2$ se prevén difíciles de reducir[6]. Es por esto por lo que, para alcanzar la neutralidad de carbono, es necesario emplear sumideros, principalmente, a través de las soluciones asociadas al uso de la tierra y bosques y, en menor medida, las tecnologías de captura de carbono.

## 2. Todas las herramientas son necesarias

### 2.1. El cambio climático, un reto con soluciones complejas

Para hacer frente al reto de combatir el cambio climático resulta esencial utilizar el conjunto de técnicas y herramientas de mitigación y compensación de emisiones disponibles. Asimismo, no se debe olvidar que, únicamente con soluciones de compensación no se podrán revertir las consecuencias previstas del cambio climático.

Así, para conseguir una reducción de las emisiones, la implementación de medidas de eficiencia energética y la sustitución de los combustibles fósiles por energías renovables y otras energías bajas en carbono son elementos clave.

No obstante, el establecimiento de una hoja de ruta para eliminar la totalidad de emisiones no es sencillo para todos los sectores, especialmente para determinadas industrias con emisiones difíciles de abatir (aluminio, acero, transporte pesado, aviación, transporte marítimo…). Por ello, las estrategias orientadas a la mitigación deben ser complementadas con iniciativas de compensación. En este contexto, la innovación tecnológica, tanto en materia de compensación, como de mitigación, jugará un papel fundamental para conseguir estabilizar el aumento de la temperatura global en torno a los +1,5 ºC respecto a la era preindustrial y alcanzar las cero emisiones netas.

### 2.2 Las Soluciones Basadas en la Naturaleza

Las Soluciones Basadas en la Naturaleza (SBN) incluyen aquellas actividades que protegen, restauran o mejoran la gestión de los ecosistemas naturales y, a su vez, contribuyen a la mitigación del cambio climático. En la figura 2 se detallan algunas de las principales SBN, así como su potencial de mitigación.

4 Análisis propio del Ibex 35.
5 Considerando como "neutralidad en carbono" que las emisiones netas sean igual a cero, tal y como sugiere Climate Action Tracker.
6 Estas emisiones se denominan también "emisiones difíciles de abatir".

**Figura 2. Tipos de Soluciones Basadas en la Naturaleza, mecanismo de mitigación y su potencial relativo de mitigación[8]**

| Category | NCS activity | Examples | Type of mitigation | Mitigation potential |
|---|---|---|---|---|
| Protect | Protect forests | Reduce conversion of forest to agriculture | Primarily emission reductions | HIGH |
| | Protect wetlands | Reduce conversion of peatlands to oil palm plantations | Emission reductions | MEDIUM |
| | Protect grasslands | Prevent conversion of South American savannahs to soybeans | Emission reductions | LOW |
| Improve | Manage croplands better | Regenerative agriculture; reduce water use in rice production | Emission reductions and $CO_2$ removal | MEDIUM |
| | Manage grazing lands better | Improve cattle feeding to reduce methane emissions; increase soil carbon in pastures | Emission reductions and $CO_2$ removal | MEDIUM |
| | Manage timberlands better | Extend the time between harvests in logged forests | Emission reductions and $CO_2$ removal | MEDIUM |
| Restore | Restore forests | Replant trees or allow forests to naturally regenerate | $CO_2$ removal | HIGH |
| | Restore wetlands | Re-flood peatlands that have been converted to agriculture; restore coastal mangroves | Emission reductions and $CO_2$ removal | LOW |

Fuente: Roe et al., 2019, Contribution of the land sector to a 1,5 ºC world, Nature.

La restauración y la protección de bosques se configuran como estrategias clave en la lucha contra el cambio climático. De forma anual, árboles y plantas terrestres transforman 11.000 millones de toneladas de $CO_2$ en materia vegetal y oxígeno mediante la fotosíntesis. De esta manera, los sistemas forestales representan un sumidero neto de aproximadamente 7,6 Gt de $CO_2$ eq al año[7].

### 2.3 Las técnicas de captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS)

Las técnicas de captura, almacenamiento y uso del carbono implican un mayor desarrollo tecnológico que las SBN, por lo que requerirán de inversiones específicas para su desarrollo y escalado. Entre estas soluciones se encuentran la captura y almacenamiento del carbono procedente de instalaciones de combustión, la captura directa de $CO_2$ del aire (DAC), la carbonatación mineral, o la captura de carbono para su utilización en otros sectores.

A modo de ejemplo, un informe de la ONU recoge la descripción de 31 proyectos CCUS existentes en Europa y 24 en América del Norte, cuya principal barrera de desarrollo es el elevado coste de su despliegue (figura 3), así como de la infraestructura de transporte necesaria. Se estima que el desarrollo planificado de CCUS en Europa podría costar 50.000 millones de euros.

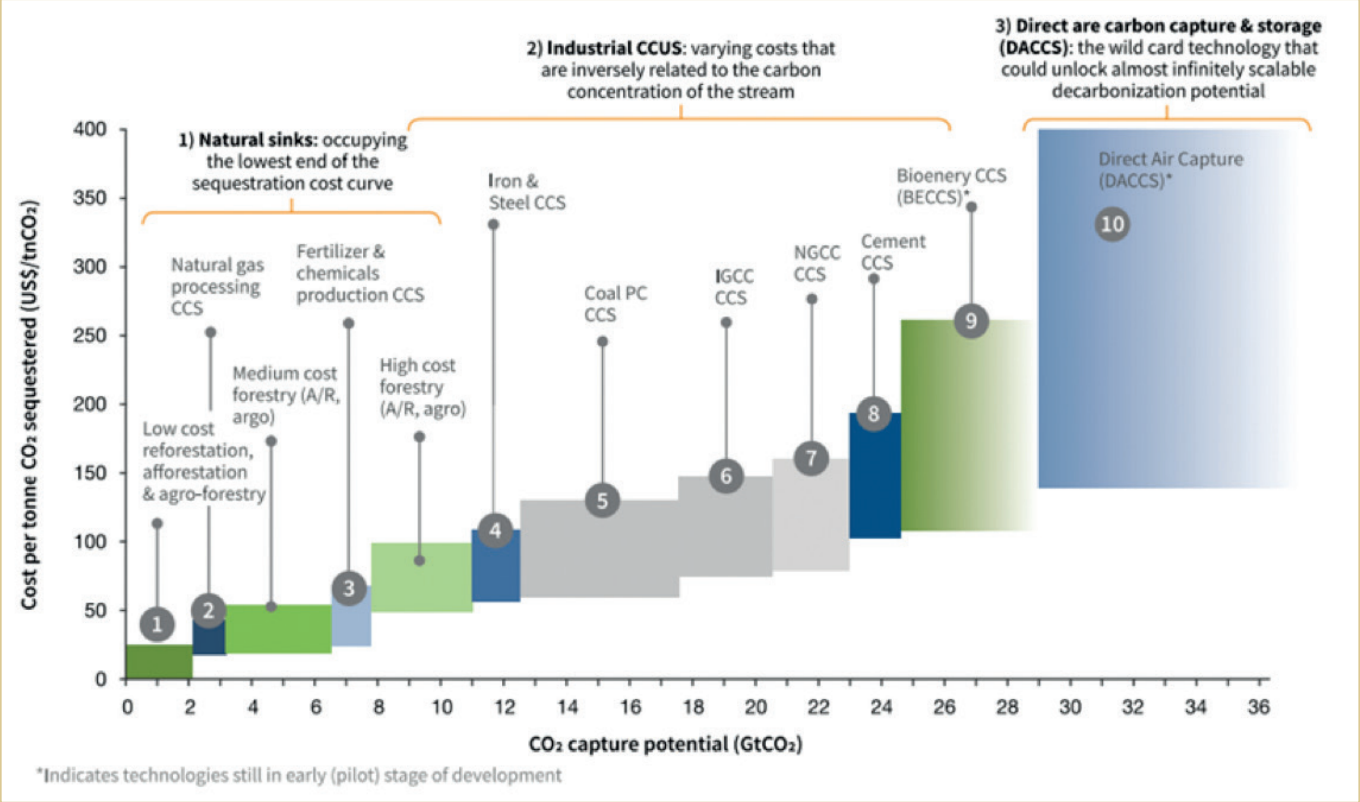
## 3. Existe una jerarquía entre las diferentes soluciones

Si bien todas las soluciones serán necesarias para alcanzar un escenario cero emisiones de carbono, es imprescindible diseñar una estrategia eficaz que contemple el orden a llevar a cabo para la ejecución de las acciones previstas.

7 Harris, N.L., Gibbs, D.A., Baccini, A. et al.,2021, Global maps of twenty-first century forest carbon fluxes. Nature Climate Change.

8 Se considera bajo una reducción potencial inferior a 1,5 billones de $tCO_{2eq}$/año, medio una reducción entre 1,5 y 3 billones de $tCO_{2eq}$/año y alto, una reducción superior a 3 billones de $tCO_{2eq}$/año.

**Figura 3. Coste de las técnicas de captura de carbono y potencial de reducción de GEI**




Fuente: UNECE, 2021, Technology Brief - Carbon Capture, Use and Storage (CCUS), UNECE.

En este sentido, las empresas deben medir su huella de carbono para, posteriormente, desarrollar políticas de mitigación que permitan reducir las emisiones generadas y compensar aquellas que no puedan abordar. Sin embargo, existe el riesgo de que algunas compañías opten por priorizar la compensación en detrimento de opciones preferentes.

En definitiva, la elaboración de la hoja de ruta climática a nivel corporativo debe considerar la siguiente jerarquía de actuación:

**1.** Reducir las emisiones de la actividad (incluyendo las de alcance 3) a cero lo más rápido posible.

**2.** Emplear la compensación de carbono como último recurso, para aquellas emisiones inevitables en la actualidad.

**3.** Pagar el coste ambiental y social de la contaminación.

**4.** Abordar, siempre que sea posible, las emisiones históricas de la actividad.

**5.** Considerar los principios de justicia climática en el desarrollo de la actividad.

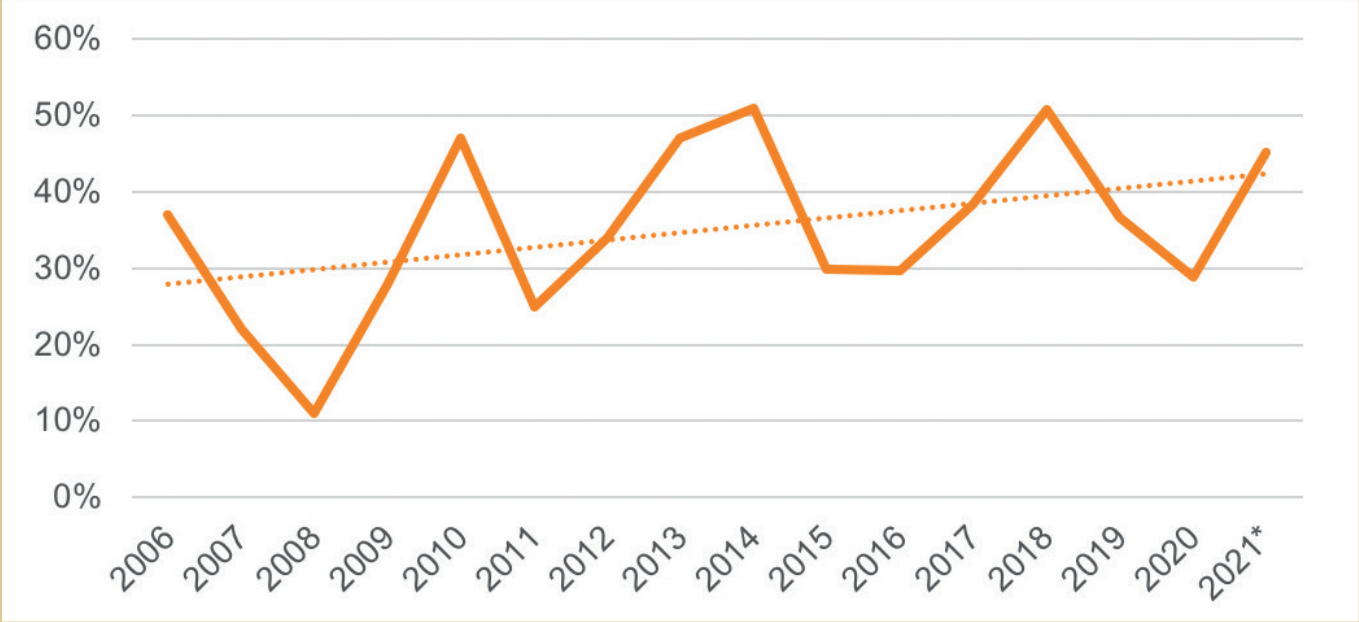
## 4. El papel de las SBN en los mercados de carbono

El papel de las SBN en los mercados regulados de emisiones ha sido tradicionalmente residual. A modo de ejemplo, en el año 2006, el 1% de los créditos emitidos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio de la ONU correspondían a SBN y, si bien su peso ha aumentado, suponen como máximo el 3% del total de créditos emitidos bajo este esquema[9].

Es por esto por lo que las SBN han estado históricamente ligadas a los mercados vo-

9 A 30 de septiembre de 2021. Fuente: Análisis propio de los datos del registro del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

**Figura 4. Porcentaje de créditos SBN comercializados en los mercados voluntarios de carbono**




Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Ecosystem Marketplace. *2021 contabilizados hasta el 30/08

luntarios, de manera que su desarrollo ha ido en paralelo a la evolución de estos. Aun así, cabe destacar que la presencia de SBN en los mercados voluntarios de emisiones ha sido variable; manteniéndose, sin embargo, dentro de una tendencia ascendente (figura 4).

Este incremento en la demanda viene explicado, en parte, por el hecho de que los créditos asociados a, por ejemplo, proyectos de reforestación u otros enfocados a evitar la deforestación, representan absorciones de $CO_2$, mientras que los asociados a proyectos energéticos suelen significar la "no emisión". Esta condición aporta valor añadido a las SBN[10], reforzando el compromiso ambiental de las compañías[11].

## 5. Las SBN, una realidad actual

### 5.1 La perspectiva empresarial a nivel internacional

La toma de conciencia social está provocando un rápido crecimiento en el número de compañías con compromisos climáticos (figura 5). Si en 2016 alrededor del 5% de las empresas del Global Fortune 500 contaban con compromisos climáticos, para el año 2020 esta cifra alcanzó el 30% (163 empresas).

En este contexto, las SBN son clave para complementar las acciones de reducción, siendo una de las vías más inmediatas para disminuir la huella de carbono. Para ello, las compañías recurren habitualmente al mercado voluntario de carbono para compensar sus emisiones.

Sin embargo, cabe señalar que existen compañías que están empleando recursos propios e invirtiendo en ejecutar proyectos SBN. Entre las vías más habituales se encuentran las reforestaciones mediante programas de voluntariado corporativo o los denominados "bosques de empresa", extensiones de terreno reforestadas con la financiación y/o participación directa de las empresas.

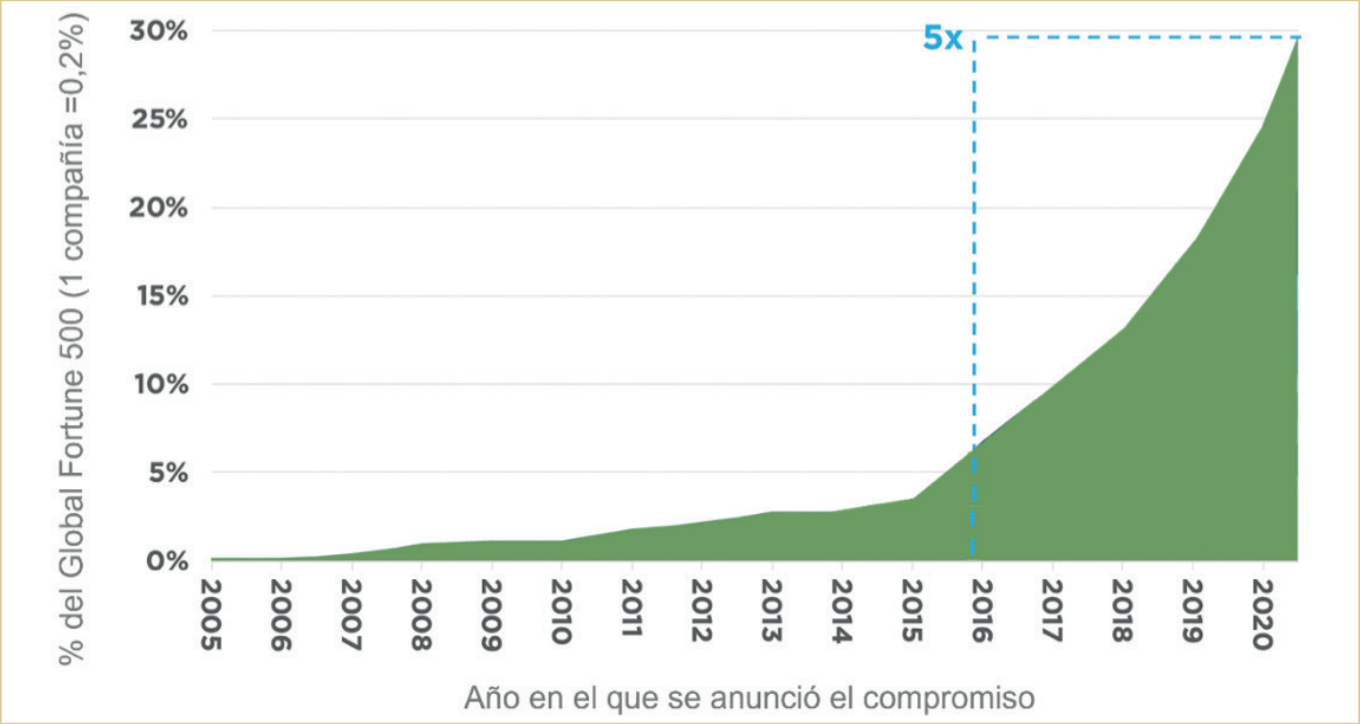
### 5.2 Las Soluciones Basadas en la Naturaleza en las empresas españolas

A nivel nacional, de las 35 empresas del IBEX, 24 realizan compensaciones de car-

10 Especialmente en el contexto actual de compromisos de objetivos Net-Zero que requerirán del uso de "absorciones" para aquellas emisiones que no se hayan podido reducir/mitigar.

11 World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) y Nature4Climate, 2019, Natural climate solutions: the business perspective, WBCSD.

**Figura 5. Evolución del número de empresas del Global Fortune 500 con compromisos climáticos**




Fuente: Natural Capital Partners, 2020, Response Required, Natural Capital Partners.

bono mediante SBN en campos como la gestión forestal y la reforestación. Asimismo, 17 de ellas cuentan con proyectos propios para capturar carbono, principalmente a través de bosques corporativos y programas de voluntariado[12].

Un caso ilustrativo es el del sector de la banca. Así, BBVA, Banco Santander y Caixabank se han comprometido a ser neutras en emisiones para el año 2050. Para ello, las tres compañías han desarrollado proyectos propios de reforestación; asimismo, desde 2016 cada una ha comprado créditos de carbono equivalentes a más de 100.000 toneladas de $CO_2$, siendo parte de ellos de origen forestal.

Además, cabe señalar que en 2021 se han inscrito en el Registro del MITERD (esquema nacional de registro y compensación de emisiones) proyectos para la compensación de más de 450.000 toneladas de $CO_2$, lo que supone más absorciones que la suma de todos los proyectos registrados en los años anteriores.

### 5.3. El impulso de las SBN por parte de administraciones y organismos internacionales

En el plano internacional, organismos como Naciones Unidas o el Foro Económico Mundial están promoviendo las SBN.

En este sentido, cabe destacar que, en el marco de la COP 26, 141 países se han comprometido a acabar con la deforestación para 2030. Estos países abarcan el 91% de la superficie forestal de la tierra, y 12 de ellos proporcionarán 12.000 millones de dólares de fondos para ayudar a los países en vías de desarrollo. Adicionalmente, está previsto que el sector privado aporte 7.000 millones de dólares.

Asimismo, en el año 2020, el Foro Económico Mundial anunció un proyecto global para plantar 3 billones de árboles antes de 2050, el cual ha sido respaldado por el Gobierno de Estados Unidos. Por último, en 2021 la ONU comenzó la Década de la Restauración de Ecosistemas, un marco que aspira a generar el impulso político necesario para restaurar 1.000 millones de hectáreas de ecosistemas degradados hasta 2030.

12 Análisis propio del IBEX35

**Figura 6. Papel de las SBN en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo del Gobierno de España**

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2020, Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo, MITERD.

A nivel europeo, la Comisión Europea está promoviendo una mayor protección de los bosques, una gestión forestal más sostenible, la forestación y una mejor gestión del suelo, lo que incluye la restauración de humedales y turberas. En este sentido, en la Estrategia Forestal Europea se contempla la plantación de 3.000 millones de árboles hasta 2030, con el objetivo de superar las 300 Mt de absorción de $CO_2$ anuales.

### 5.4. El impulso de las SBN por parte del Gobierno español

A nivel nacional, la senda para dar respuesta al compromiso de neutralidad climática está definida en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo del Gobierno de España (figura 6). Esta estrategia contempla reducir las emisiones de GEI en un 90% respecto a 1990, pasando de las 334 Mt de $CO_2$e emitidas en 2018 a un máximo de 29 en 2050. El resto de las emisiones serán absorbidas por los sumideros de carbono, que captarán 37 Mt de $CO_2$ a mediados de siglo.

Cabe destacar que el escenario climático tendencial proyectado por el MITERD estima que los sumideros de carbono españoles perderán capacidad durante las próximas décadas, pasando de 38,1 Mt de $CO_2$e/año en 2018 a 23,6 en 2050 si no se toman medidas. Debido a ello, tal y como muestra la figura 6, la Estrategia Española de Descarbonización a Largo Plazo contempla medidas en 5 ejes para revertir esta tendencia.

## 6. Es necesario establecer reglas para el desarrollo de las SBN

Las SBN tendrán un papel fundamental en la transición hacia las cero emisiones netas. No obstante, con objeto de garantizar que los diferentes proyectos se correspondan con compensaciones efectivas de emisiones, resulta necesario definir para cada tipo de solución cómo calcular el secuestro de carbono real que está produciendo, cómo certificarlo y cómo verificarlo.

En este sentido, para algunos tipos de soluciones, como las basadas en bosques, existen iniciativas de contabilización, criterios de elegibilidad de proyectos y estándares de verificación de créditos, algunos desarrollados por gobiernos y otros por los diferentes sistemas de certificación voluntaria[13]. No obstante, no existe un sistema estandarizado, a escala mundial y comúnmente aceptado que permita articular la forma de contabilizar el $CO_2$ evitado, reducido o absorbido y, por tanto, los créditos generados, aspecto que dificultará el escalado de estas soluciones.

13 La existencia de diferentes metodologías, vinculadas a cada esquema de verificación, conlleva también diferentes niveles de exigencia.

La falta de desarrollo de estos esquemas de contabilización puede llevar a una sobreestimación de las emisiones compensadas que derive en un descrédito del sector. La falta de base para algunos de estos créditos puede provocar una problemática a las empresas que los adquieran, mostrando una imagen de falta de implicación real en la lucha contra el cambio climático.

En este contexto, de forma adicional al desarrollo de sistemas de medición y verificación, desde diferentes entidades se están proponiendo aquellos criterios que deberían cumplirse para que un crédito de carbono sea considerado legítimo. Estos criterios serían los siguientes[14]:

**Adicionalidad:** la reducción o eliminación de emisiones no debería producirse en caso de no existir el proyecto. Además, se debería asegurar que el crédito de carbono supone una reducción real de las cantidades de GEI en la atmósfera.

**Permanencia:** la reducción de emisiones debería ser permanente por un período de tiempo equivalente a la permanencia en la atmósfera de los gases de efecto invernadero.

**Medición:** la reducción de emisiones debería ser calculada de una forma transparente y precisa, de acuerdo con métodos replicables. Las asunciones tomadas en el cálculo deberían ser conservadoras, para asegurar que, al menos, se compensan las emisiones acreditadas.

**Cálculo de emisiones fugitivas:** se deberían tener en cuenta aquellas emisiones que se producen fruto de la propia actividad de reducción.

**Verificación:** la distinta información correspondiente al proyecto debería ser verificada por una tercera parte independiente.

**Contabilización única:** los créditos deberían contar con una identificación que evite la contabilización por más de un comprador.

En esta línea, la reciente COP26 de Glasgow ha completado la definición del artículo 6 del Acuerdo de París estableciendo un marco regulatorio (pendiente de implantación) para el desarrollo de un nuevo mercado global de emisiones. Esta regulación refuerza los criterios de adicionalidad y permanencia de los créditos respecto al Mecanismo de Desarrollo Limpio, y establece medidas para eliminar la doble contabilidad. El esquema contempla dos mecanismos de compensación:

1. Un sistema bilateral para que los estados puedan adquirir/comercializar créditos y cumplir con sus objetivos climáticos.

2. Un sistema de intercambio centralizado y supervisado por un nuevo organismo de la ONU, abierto al sector público y privado, que será el sucesor del Mecanismo de Desarrollo Limpio, y que presenta dos características destacables:

- Para garantizar una reducción real en las emisiones, el 2% de los créditos generados bajo este esquema serán automáticamente cancelados (no serán contabilizados).

- El 5% de los ingresos generados serán destinados al Fondo de Adaptación, un mecanismo de la ONU cuyo objetivo es financiar la adaptación al cambio climático en países en vías de desarrollo.

Por otro lado, cabe remarcar que el escalado de los mercados de carbono puede propiciar movimientos especulativos. Para evitar estas situaciones, y garantizar que el mercado funciona de acuerdo a su propósito de reducción de emisiones, resultará necesaria una mayor regulación del mismo.

## 7. La necesidad de soluciones sostenibles

### 7.1. La adecuación de las soluciones a la ubicación donde se desarrollen

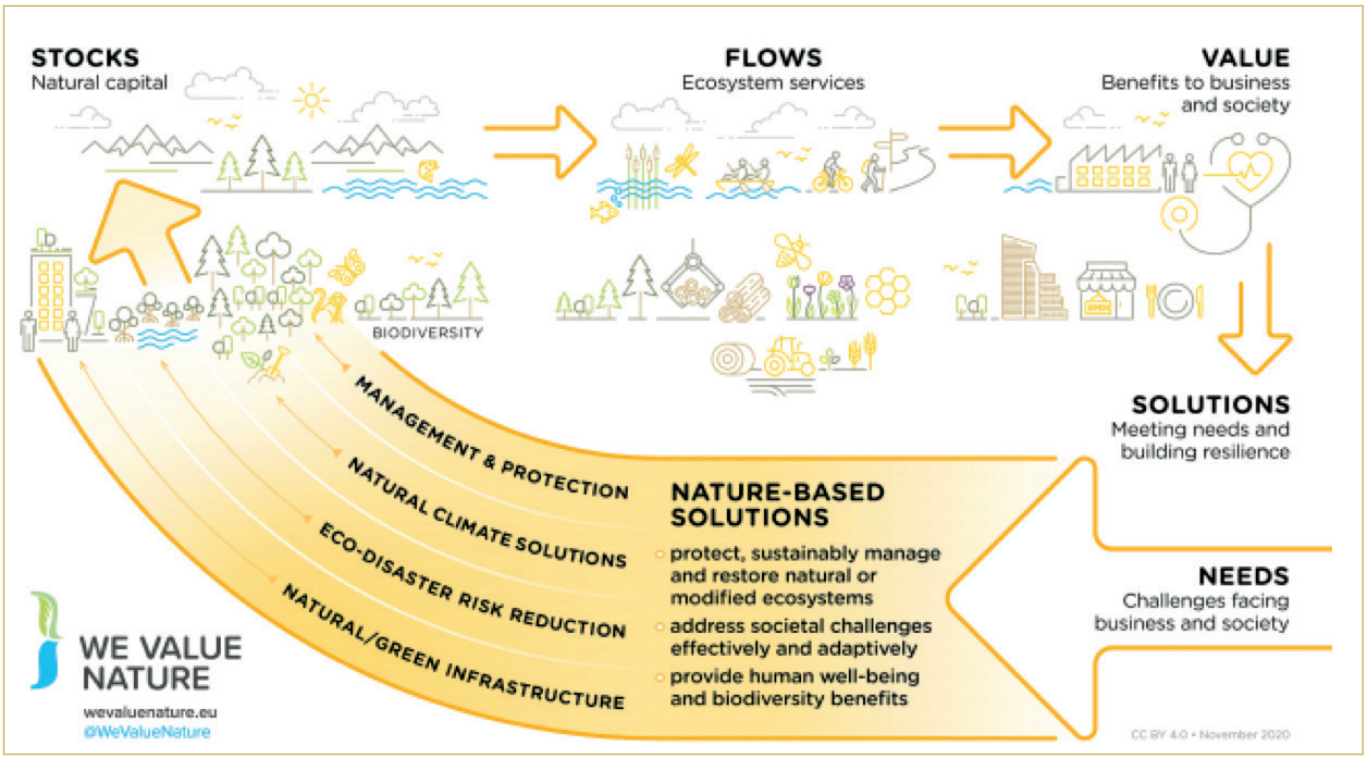
El desarrollo de una comunidad de seres vivos puede alterar tanto los ecosistemas que previamente pudieran estar en esa ubicación, como los ciclos biogeoquímicos de la zona en concreto.

De esta forma, previamente a la selección del tipo de solución y de las especies a incorporar, resulta necesario realizar una caracterización de la ubicación, con objeto de poder modelizar cómo las diferentes alternativas modifican las condiciones de la zona. En caso de no realizarse esta caracterización, se pueden producir impactos negativos como, por ejemplo, que la introducción de una masa boscosa altere el balance hídrico de la cuenca hidrográfica.

La caracterización actual y futura de la zona de implantación debe permitir escoger el tipo de SBN más adecuada, y las especies más idóneas para su incorporación, considerando tasas de supervivencia actuales y futuras.

14 Fuente: Ceres e Institutional Investors Group on Climate Change, 2021, The Role of Natural Climate Solutions in Corporate Climate Commitments: A Brief for Investors, Ceres.

**Figura 7. Las SBN como elemento para el incremento de los servicios ecosistémicos**




Fuente: We Value Nature, 2021, Nature-based solutions and natural capital diagram.

### 7.2. La necesidad de desarrollar ecosistemas

El desarrollo de ecosistemas que combinen diferentes comunidades y especies de flora y fauna permite maximizar el impacto de las SBN, así como incrementar su resiliencia frente a perturbaciones[15].

En este sentido, desarrollar ecosistemas plenamente funcionales permitirá a las zonas donde se ubiquen beneficiarse de los servicios ecosistémicos generados (figura 7). Así, aplicando una óptica ecosistémica a las SBN se puede reducir la pérdida de biodiversidad y la desertización, aumentar la fertilidad del suelo e incrementar la calidad del agua.

### 7.3. La necesidad de considerar el ciclo de vida completo de la solución

El desarrollo de SBN debe incluir el mantenimiento de estas a lo largo de su vida útil, de manera que se reduzca el riesgo de pérdida de capacidad para absorber carbono y el riesgo de reversión del carbono almacenado.

En este sentido, las labores de mantenimiento de las soluciones adoptadas pueden variar durante el tiempo. Por ejemplo, es posible que las tareas de mantenimiento de una masa boscosa tengan que adaptarse de aquí a 15 años a un clima más cálido, lo que puede requerir un mayor desbroce.

### 7.4. El desarrollo de soluciones alineadas con la sociedad y el territorio

Las SBN, bien implementadas, tienen la posibilidad de aportar valor añadido, tanto a nivel socioeconómico, como desde el punto de vista de la igualdad de oportunidades y de una mejora significativa de la biodiversidad. No obstante, para que estos impactos se produzcan, es preciso haberlos previsto durante la fase de diseño.

15 Lewis et al., 2019, Restoring natural forests is the best way to remove atmospheric carbon, Nature.

De igual forma, la implantación de SBN de espaldas a los territorios donde se ubican puede hacer fracasar su desarrollo, ante el surgimiento de movimientos de oposición a las mismas. Si bien este es un riesgo presente, principalmente, en países en vías de desarrollo, debe tenerse en cuenta también en España.

### 7.5. La necesidad de profesionalización del sector

El desarrollo de SBN plantea una mayor complejidad que la mera plantación de árboles, por lo que es necesaria la participación de expertos en materias como biología, gestión forestal, ecología e impacto social. Asimismo, el desarrollo del sector está provocando una proliferación de novedades tecnológicas que pueden ayudar a su evolución, por lo que es imprescindible seleccionar aquellas alternativas que garantizan un mayor éxito. ■

## Conclusiones

Las principales conclusiones en torno al papel de las SBN en el marco de la lucha contra el cambio climático, y respecto a cómo deberían evolucionar las mismas, serían las siguientes:

**1.** Para alcanzar las cero emisiones netas es necesario cumplir la jerarquía de actuación esbozada en el apartado 3 de este escrito, reduciendo las emisiones y aumentando su absorción por sumideros, es decir, empleando soluciones de mitigación y compensación, sobreentendiéndose que la reducción de emisiones es prioritaria respecto a su compensación.

**2.** Si bien las SBN tienen un coste comparativo significativamente menor a las CCUS, debe evitarse que el desarrollo de unas soluciones vaya en detrimento de otras.

**3.** La proliferación de compromisos climáticos hace prever un incremento de los mercados voluntarios de carbono. En este sentido, se espera que la proporción de créditos SBN dentro de estos se mantenga o, incluso, se incremente, dado su menor coste respecto a otras soluciones.

**4.** Es necesario avanzar hacia un mercado global de compensación de emisiones que tenga en cuenta las SBN para poder desarrollar el sector, así como para garantizar la calidad e integridad de los créditos.

**5.** Los créditos de carbono asociados a SBN deberían contar con los siguientes criterios: adicionalidad, permanencia, medición, cálculo de emisiones fugitivas, verificación y contabilización única.

**6.** No todas las SBN son viables en todas partes, resulta necesario seleccionar la mejor opción en base a las características presentes y futuras de la zona de implantación.

**7.** Desarrollar ecosistemas completos permite incrementar el impacto y resiliencia de las SBN.

**8.** Toda SBN implementada debe contar con un plan de mantenimiento flexible que reduzca el riesgo de pérdida de capacidad de absorción.

**9.** Las SBN tienen la posibilidad de aportar valor añadido a las sociedades donde se ubican. Para que esto se produzca, es preciso tenerlo en cuenta en la fase de diseño e implicar a las comunidades locales. ■

# Investigación y Desarrollo en Biocombustibles Avanzados para la Transición Energética

**Marta Bregua de la Sotilla**
Investigadora del Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa

**María Ángeles Romero Vázquez**
Investigadora Sénior del Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa

**Carlos A. Prieto Velasco**
Coordinador del Departamento de Excelencia Operacional del Centro de Investigación de Cepsa

En el contexto de la era de la bomba atómica, el descubrimiento del ADN y los inicios de la informática, Thomas S. Kuhn escribió *La estructura de las revoluciones científicas* en 1962 [1]. En esta obra clave, Kuhn estableció una explicación sobre cómo surgen y se consolidan los grandes cambios en la teoría y prácticas de la Ciencia. La obra analizaba el comportamiento de las comunidades científicas encargadas de seleccionar el modo más apto de practicar la ciencia futura. Kuhn postuló varios conceptos fundamentales que son habituales hoy en día: paradigma, comunidad científica y ciencia normal. Por paradigma científico entendemos el conjunto de teorías compartidas por la comunidad científica. En nuestra concepción, una Revolución científica consiste en la transición hacia un nuevo paradigma. En la noción de Kuhn, el motor del cambio es el cambio de mentalidad de la comunidad científica, que progresivamente acepta y usa los métodos y prácticas del nuevo paradigma y abandona el anterior. Esta aparición de un nuevo paradigma supone una crisis en la comunidad científica, ya que el cuerpo de las doctrinas, nomenclatura y el marco conceptual de la ciencia normal, aquella que hemos aprendido y constituye el lenguaje común de la comunidad; queda desbordado por los nuevos conceptos y; finalmente, queda obsoleto [2]. Además, para T.S. Kuhn, los cambios de paradigma no se dan por la acumulación progresiva típica de la ciencia normal, sino que disrupciones radicales, fenómenos no explicados y descubrimientos que no cuadran con el conocimiento previo fuerzan la implantación del nuevo paradigma, convenciendo a las nuevas generaciones de científicos.

En este sentido disruptivo, la Transición Energética hacia una economía sin emisiones de gases de efecto invernadero supone una auténtica revolución científico-técnica: desde la producción de materias primas, los procesos necesarios para transformarlas y el tipo de energía y productos químicos que se consumirán. Las bases fundamentales de la economía descarbonizada parecen enfocarse hacia la generación de electricidad sin emisiones netas, sustitución de otras fuentes de energía por la electricidad, combustibles sintéticos y biocombustibles avanzados, implantación de una red eléctrica digitalizada (*smart-grid*), eficiencia y uso de materiales inteligentes, gestión sostenible del suelo agrícola y la cabaña ganadera [3]. Los cuatro sectores clave de la economía en los que se incidirá principalmente serán la generación de energía, la industria, el transporte y la construcción. Dado el peso socioeconómico de estos sectores y su impacto en los hábitos de vida de las personas, la Transición Energética supondrá cambios importantes en las tendencias de consumo y, por tanto, a largo plazo (2050) los cambios no serán superficiales, sino que alterarán de lleno la economía y hábitos de consumo en su conjunto, el sistema de oferta y demanda de productos energéticos y la producción industrial de bienes de consumo.

En el caso particular de la industria de producción de combustibles, nuevas materias primas, procesos, productos y nuevos perfiles de consumidores y clientes, esta Transición supone que el sector de Refino y Química debe transformarse por completo, desde la Logística hasta la Distribución final. Como base de esta transformación se requerirán grandes inversiones en proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación para el escalado e implementación de tecnologías todavía embrionarias. Además de las inversiones, la colaboración entre diferentes actores público-privados será clave para los nuevos desarrollos, dada la magnitud y profundidad de la Transición.

Por todo lo anterior, si bien en el pasado la principal motivación para producir y lanzar al mercado biocombustibles o productos químicos renovables de menor impacto ambiental ha sido la obligación legislativa, ahora el sector energético deberá planificar una implementación más ambiciosa de estrategias de innovación: tanto en las tecnologías como en la transformación de sus modelos de negocio. En este sentido, la eco-innovación, definida como aquellas innovaciones que generan mejoras en la gestión de los impactos ambientales de las actividades de producción y consumo, se ha mostrado como pieza clave para mitigar la tradicional dicotomía entre competitividad y sostenibilidad [4]. Estas eco-innovaciones deberán desligar del mero cumplimiento de la legalidad vigente y dar paso a nuevos procesos químico-industriales, productos y líneas de negocio alternativas. Realmente la viabilidad de una empresa en plena Transición Energética dependerá de su habilidad para crear y operar modelos de negocio sostenibles desde el punto de vista económico, pero también ecológico, donde el beneficio a corto plazo no sea el principal motor del negocio sino la creación de valor sostenida en el tiempo, con vistas a largo plazo.

## I+D+i para la Transición Energética

En el marco de esta Transición Energética y de la introducción de eco-innovaciones en los procesos industriales, desde el Centro de Investigación de Cepsa se lideran diferentes proyectos cuyo objetivo es la reducción de huella de carbono de los procesos productivos y los productos comercializados por Cepsa. Además, el Centro de Investigación participa en proyectos colaborativos de I+D+i alineados con los objetivos clave de la Transición Energética.

Siguiendo este enfoque, el proyecto *Flexiwaste*: *"Desarrollo de un proceso flexible de valorización de residuos para la producción de biocombustibles"* tiene como objetivos:

- Desarrollar un nuevo esquema de procesamiento flexible que permita purificar y transformar nuevas materias primas, desde el pre-tratamiento y refinado de materias grasas hasta su transformación en biocombustibles avanzados, en línea con los requisitos de sostenibilidad marcados por la Comisión y el Parlamento Europeo en la Directiva de Energías Renovables (RED II)[1].

- Definir nuevos procesos de purificación del producto final obtenido que permitan obtener una calidad del biocombustible ajustado a las especificaciones de calidad.

Por otro lado, el Proyecto *SuperBiodiesel* LIFE19CCM/ES/001189 *"Production of advanced biodiesel from animal wastes using supercritical technologies"* tiene como objetivo implementar un proceso catalítico novedoso y sostenible para la producción de biocombustibles a partir de materias primas residuales procedente de una industria consolidada como es la industria del curtido de pieles, mediante tecnologías supercríticas. El proyecto valorizará residuos animales de dicha industria en un concepto de biorrefinería con aprovechamiento de las diferentes fracciones del residuo, dando un valor añadido a estos productos que anteriormente se consideraban un deshecho de la industria.

Cepsa, empresa energética global propiedad de los holdings *Mubadala Investment Company y The Carlyle Group,* lleva años buscando e implementando nuevos proyectos que conlleven un cambio significativo en el actual modelo de producción de bienes y servicios. Actualmente este modelo se basa en las pautas de "usar-consumir-tirar", lo cual es insostenible en el largo plazo. Es por ello, que se requiere de un gran cambio económico y social [5]. Hasta ahora este modelo lineal se ha impuesto como el patrón de desarrollo económico dominante impactando de forma importante en el medioambiente, manifestándose en la actual crisis climática y ambiental a la que nos enfrentamos. El impacto global ha llevado a demandar una búsqueda de soluciones integrales en la que debemos participar todos los sectores económicos, incluido el sector energético y de refino. Es por ello que Cepsa como compañía energética integrada continúa en la búsqueda de las mejores tecnologías que permitan convertir este modelo lineal en un modelo circular de producción y consumo, en el cual se reduzca al mínimo la generación de residuos y la dependencia de los combustibles fósiles, se logre una economía sostenible a largo plazo, eficiente en el uso de los recursos y materias primas y, por supuesto, competitiva, reforzando la economía productiva y consolidando el sistema tecno-industrial. En este contexto, Cepsa se ha marcado un compromiso con el desarrollo sostenible y el refuerzo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas, los cuales presentan un plan maestro para conseguir un futuro sostenible para todos, revisando y priorizando nuestra contribución a ellos [6].

1 Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources

**Figura 1. Principales Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas definidos por Cepsa como estratégicos para la compañía**

Si bien Cepsa contribuye con los 17 ODS, los cuatro ODS mostrados en la Figura 1 han sido definidos como estratégicos tras analizar su vinculación con la actividad de la compañía y su relación con nuestras prioridades estratégicas:

- ODS 7. Energía asequible y no contaminante. Cepsa participa activamente en la transición energética potenciando nuevas formas de utilizar y generar energía sostenible para ponerla al servicio de personas, empresas y sociedad.

- ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico. Cepsa contribuye al crecimiento económico con empleos estables y de calidad, que favorecen el desarrollo profesional, el bienestar, la diversidad y la inclusión.

- ODS 12. Producción y consumo responsables. Cepsa trabaja por el balance responsable y sostenible entre las necesidades productivas y los recursos naturales, fomentando la economía circular.

- ODS 13. Acción por el clima. Cepsa es consciente del cambio climático y por ello se propone minimizar la huella de carbono de nuestras actividades y de sus productos.

Con estos compromisos Cepsa reforzará su papel activo en la Transición Energética y en la prevención del cambio climático, produciendo y desarrollando productos más sostenibles, además de seguir contribuyendo a la recuperación del empleo inclusivo y de calidad.

Los dos proyectos que se presentan en este artículo buscan una alternativa a los combustibles fósiles minimizando la generación de efluentes contaminantes y reduciendo las emisiones de $CO_2$, contribuyendo a la mitigación del cambio climático y al crecimiento económico. Además, los proyectos se enmarcan en una estrategia de industria circular, dado que se reutilizan residuos de otras industrias como materias primas. En esta línea, el desarrollo del proyecto LIFE *SuperBiodiesel* contempla el escalado de un proceso innovador ligado a la industria de las tenerías y al proceso de obtención de biocombustibles y bioestimulantes bajo unas condiciones de proceso eco-eficientes que cumplan con las directivas y regulaciones vigentes.

Siguiendo estos objetivos, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acuña el término de "economía circular" que se refiere al modelo de producción industrial y de consumo concebido a partir de un ciclo de desarrollo y transformación, que avanza optimizando el uso de los recursos, fomentando la eficiencia de los sistemas productivos, promoviendo que productos, materiales y recursos permanezcan activos el mayor tiempo posible, y, paralelamente, disminuyendo la cuantía de los residuos generados [5].

Más allá del cumplimiento estricto de la normativa en vigor, los proyectos *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel* aspiran a la validación de materias primas residuales como alternativas a los aceites vegetales refinados usados habitualmente para la obtención de biocombustibles. Asimismo, estos proyectos tienen como objetivo el desarrollo de procesos y tecnologías específicas para dichas materias primas. Y finalmente, más allá del carácter eco-innovador de los proyectos, *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel* se alinean con un objetivo más global de Cepsa para afrontar la Transición Energética: el desarrollo e implementación de tecnologías y modelos de negocio sostenibles basados en innovaciones de los procesos y productos de la compañía.

Tanto los proyectos *Flexiwaste* como *SuperBiodiesel* aplican los principios de economía circular en cuanto a la reintroducción de residuos en los procesos productivos industriales. Los proyectos tienen un alcance innovador, contribuyendo a la diversificación de las materias primas usadas, mejoras de rendimiento frente a los procesos convencionales, reducción de efluentes y contribución a la reducción de huella de $CO_2$ de los productos y, finalmente, aspiran al desarrollo y escalado de catalizadores, procesos y tecnologías.

Referente a los participantes de los proyectos, *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel* son ejemplos de colaboración en consorcio con empresas de sectores diversos, colaboración con organismos públicos de investigación y soporte de la administración pública. En estos proyectos, Cepsa participa a través de su Centro de Investigación, encuadrado en la Dirección de Investigación y Desarrollo de la compañía.

*Flexiwaste* ha estado liderado por Bio-Oils Huelva S.L. empresa de referencia en el refinado de materias primas grasas y producción de biodiésel. Desde 2016, el grupo Bio-Oils forma parte del grupo Apical, uno de

los mayores productores y exportadores de aceite de palma de Indonesia. En *Flexiwaste,* Bio-Oils lidera el desarrollo de nuevos procesos de refinado, purificación y procesamiento de materias primas de origen residual al objeto de que puedan emplearse en la fabricación de biocombustibles avanzados. Clariant, el tercer socio del consorcio, es la compañía líder mundial en especialidades químicas, con sede en Muttenz (Suiza). En el presente proyecto, la línea de negocio de Catálisis y Minerales Funcionales y Clariant Ibérica han desarrollado nuevas estrategias de purificación y tratamiento de materias primas residuales alternativas a aceites y grasas convencionales mediante procesos de adsorción. Los trabajos en esta línea de refinado han contado con la participación de la Universidad de Huelva y la Universidad de Castilla La Mancha. Finalmente, el Centro de Investigación de Cepsa ha trabajado en la identificación y análisis de contaminantes o impurezas y en cuantificar los posibles impactos en los rendimientos de las unidades y catalizadores de hidrotratamiento, con el objetivo de validar el uso de las nuevas materias primas refinadas por Bio-Oils y Clariant y evaluar su futuro procesado en sus unidades industriales. El proyecto ha contado con la financiación del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación (expediente IDI-20190570/71/72).

En cuanto a *SuperBiodiesel*, el consorcio está formado por el Instituto Tecnológico del Producto Infantil y del Ocio (AIJU), Cepsa, IMDEA Energía, Organovac, Inescop (Centro Tecnológico del Calzado), la Universidad de Murcia (UMU) y el Instituto de Tecnología Química (ITQ-UPV/CSIC). El proyecto cuenta con el apoyo financiero de la Unión Europea a través del programa LIFE[2]. El proyecto parte de desarrollos previos del ITQ y AIJU en el diseño de catalizadores monolíticos y del grupo de investigación *Green Chemical Process Engineering* de la UMU en cuanto al diseño de un proceso en condiciones supercríticas. Además, el proyecto cuenta con socios que aportan la materia prima y su experiencia en acondicionamiento y tratamiento de dichas materias. En su fase actual, *SuperBiodiesel* aspira a demostrar y validar todo el proceso de valorización del residuo graso en un entorno industrial relevante, validar la calidad del biocombustible obtenido, sustituyendo a los combustibles fósiles e introduciéndolo en el mercado de automoción, estudiar la viabilidad técnico-económica del proceso y evaluar su reducción de emisiones y otros impactos ambientales respecto a tecnologías y productos tradicionales. Por consiguiente, el objetivo último del proyecto es contribuir a la mitigación del cambio climático.

El marco normativo común a ambos proyectos es la Directiva de Energías Renovables (RED II) que establece objetivos de incorporación de biocombustibles avanzados en las formulaciones de combustibles líquidos (3,5 % en 2030, expresado como contenido en bioenergía), distinguiéndolos y primándolos sobre los biocombustibles tradicionales, los cuales son producidos a partir de materias primas con un impacto ambiental relativamente significativo. Por ello, los procesos químicos actuales deben adaptarse al cambio de materias primas, buscando aquellas que además sean sostenibles en el tiempo. En particular, se debe primar la circularidad de los procesos productivos por lo que los residuos de otros procesos industriales son la prioridad a corto plazo. Esto supone importantes retos tecnológicos, dado que estas materias primas presentan contaminantes e impurezas perjudiciales, heterogeneidad, difícil logística y distribución y, además, actualmente no existen especificaciones globales para esta nueva categoría de productos y materias primas.

La Comisión Europea propuso una revisión de la Directiva de Energías Renovables en julio de 2021, con objeto de lograr una mayor acción climática de la Unión Europea y en línea con el plan de objetivos climáticos para 2030 [7]. De acuerdo con esta Ley de Clima de la Unión Europea, la revisión de la directiva incluye objetivos ambiciosos que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% en 2030. Para ello, aumenta el objetivo general de energías renovables (con propuesta de incrementos de hasta el 40%), así como medidas reforzadas para el transporte, calefacción o refrigeración.

Otros objetivos de la Comisión incluyen potenciar un sistema energético circular y más eficiente que permita la electrificación basada en energías renovables, así como el uso de combustibles bajos en carbono (incluido el hidrógeno) en sectores en los que actualmente no está implementado en su totalidad, como el transporte.

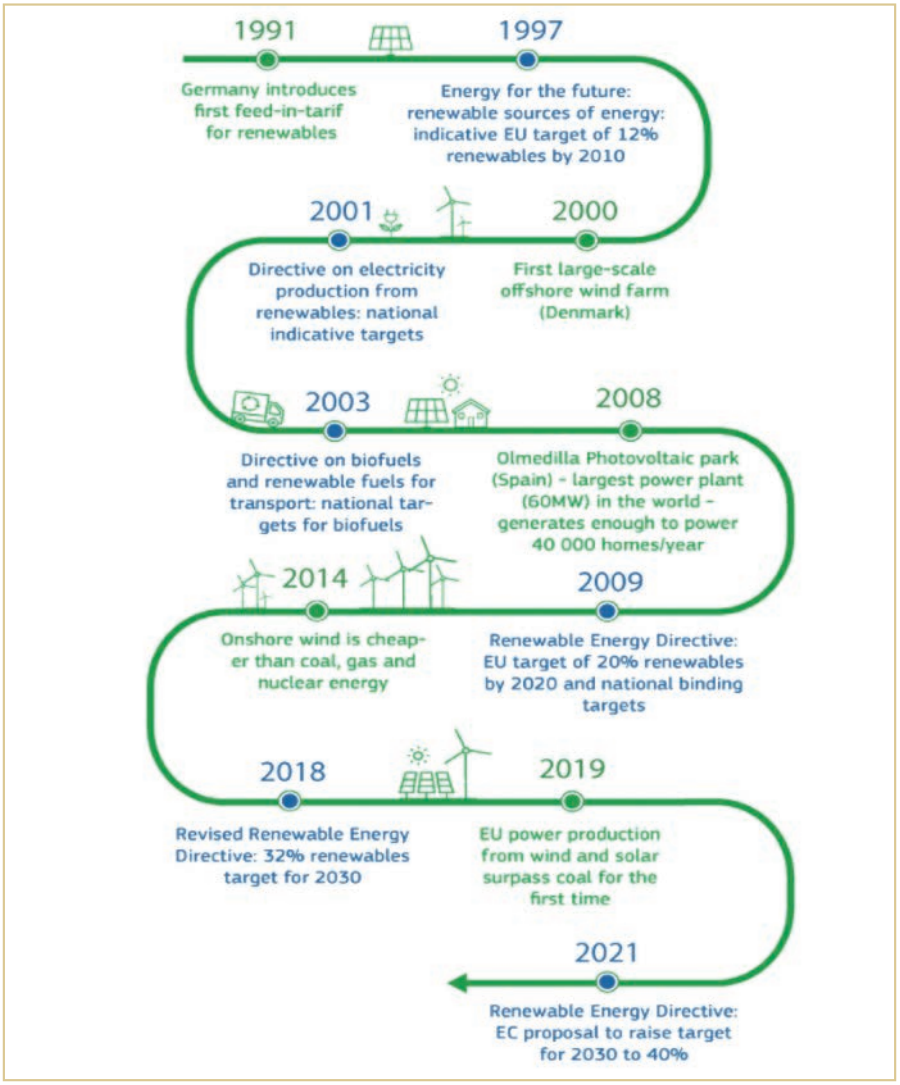
En la Figura 2 se muestra la evolución de las directivas de energías renovables en la Unión Europea.

## Materias primas y biocombustibles avanzados

Tomando como referencia la Directiva 2018/2001 (RED II), en el Anexo IX se detallan las materias primas válidas para la producción de biogás para el transporte y biocarburantes avanzados.

2 https://www.lifesuperbiodiesel.eu/es/

**Figura 2. Evolución de las Directivas de Energías Renovables en la Unión Europea [7]**




Entre dichas materias primas se encuentran los aceites de cocina usados, los cuales se conocen como UCOs por sus siglas en inglés de *Used Cooking Oil.* Su origen puede ser muy variado en función del país de origen presentándose como mezclas de los aceites vegetales más usados en cada país (oliva, soja, colza, palma, etc.). Este tipo de materia prima ha demostrado tener un potencial muy significativo como biomasa residual sostenible ya que no compite con la producción alimentaria ni tiene un impacto importante en la agricultura, como sí sucede con los aceites vegetales crudos. Además, su reutilización reduce los problemas medioambientales asociados a su eliminación como deshecho.

Estos aceites vegetales usados son muy demandados tanto por las plantas de biodiésel de primera y segunda generación (1G y 2G), como por las refinerías para la producción de biocombustibles. En el primero de los casos, el combustible resultante es una mezcla de ésteres metílicos de ácidos grasos o UCOME *(Used Cooking Oil Methyl Ester),* mientras que en el segundo de los casos se obtiene una mezcla de parafinas o aceite vegetal hidrotratado HVO *(Hydrotreated Vegetable Oil).* En ambos casos se obtiene un producto totalmente compatible con los combustibles fósiles convencionales [8]. Como los UCOs se tratan de un residuo, uno de sus puntos débiles es que no es una materia prima homogénea y con una producción de calidad estable. Debido a los contaminantes que presenta necesita un refinado más intensivo en general que el que se aplica tradicionalmente a los aceites vegetales en estos dos tipos de procesos [9].

Además de los aceites usados empleados en el proyecto *Flexiwaste*, en ambos proyectos se estudia la posibilidad de valorización de residuos de grasas animales categoría 3 (Figura 3). En el caso del *Flexiwaste* se trata de residuos de grasa animal refinada durante el proyecto con el objetivo de producir biocombustibles, mientras que en el caso del proyecto *SuperBiodiesel*, las grasas empleadas son un subproducto animal generado en las tenerías, una industria ya implantada y consolidada en el tejido industrial español y que busca la optimización de todos sus subproductos. Estas últimas se tratan de distintas fracciones de residuos de la piel del vacuno y en concreto son grasas y sebos.

En ambos proyectos, estas grasas animales se consideran productos SANDACH, según el reglamento (CE) Nº 1069/2009 que constituye desde el 4 de marzo de 2011 el marco legal comunitario aplicable a los subproductos animales no destinados al consumo humano y los productos derivados de los mismos [10, 11]. Este reglamento clasifica estos productos en tres catego-

**Figura 3. Materias primas utilizadas en los dos proyectos. 1) Materia prima cruda (izq) y refinada (drcha) del proyecto *Flexiwaste*. 2) Materia prima del proyecto *SuperBiodiesel:* 2a) residuos de la industria del curtido de pieles y 2b) materia grasa separada de la fracción proteica**

rías según su riesgo y establece la forma de transformación y las condiciones para su utilización o eliminación. Estos subproductos, denominados SANDACH, se definen como: "Los cuerpos enteros o partes de animales o productos de origen animal de las tres categorías en la que se clasifican no destinados a consumo humano, incluidos óvulos, embriones y esperma". Otros ejemplos de productos SANDACH son: cadáveres de animales, cebos de pesca, grasas animales y otros derivados de estas, harinas de carne, hueso, pescado, etc. Estos productos SANDACH pueden ser tratados en empresas especializadas para la fabricación de productos específicos, como fertilizantes, cueros, cuerdas para raquetas de tenis, reactivos de laboratorio, biogás, biodiésel, etc. Los residuos utilizados en estos proyectos pertenecen a la categoría III y aunque se trata de materias primas residuales, este tipo de grasas no se consideran de doble cómputo en la Directiva Europea de Energías Renovables para el período 2021-2030 (RED II), sin embargo, tampoco están sujetas a la limitación del 7% ya que no son consideradas primera generación (1G) como podrían considerarse los aceites vegetales. Por ello, estas materias primas ofrecen una ventaja competitiva respecto a las tecnologías y procesos actuales [12, 13].

La Unión Europea promueve con su legislación RED II el uso de residuos domésticos, de la agricultura o forestales incluidos en el anexo IX, partes A y B. Respecto a estas materias primas bio, una de las cuestiones más importantes es su disponibilidad. Para 2030 se estima que las materias primas incluidas en este listado que estarán potencialmente disponibles, tanto para usos energéticos como no energéticos, estará en el rango de 0,98 – 1,2 mil millones de toneladas secas. Se estima que, en los próximos años, con el desarrollo de nuevas tecnologías y la maduración de las tecnologías que se encuentran en niveles de TRL *(Technology Readiness Level)* bajos se obtengan mejores rendimientos hacia los productos que demande el mercado [14].

Asimismo, según estimaciones de la Unión Europea, el volumen de UCO potencialmente susceptible de ser recogido es aproximadamente 8L UCO/cápita/año, lo que implica que se estime que se puede recoger siete veces más que lo actualmente recogido en la Unión Europea. [15]

## *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel*

En el proyecto *Flexiwaste*, finalizado en el primer trimestre de 2021, los estudios se enfocaron en dos etapas: por un lado, determinación del tipo de contaminantes que están presentes en las materias primas a procesar en las refinerías y, por otro lado, la evaluación del impacto asumiendo su procesado en las unidades de refinería de hidrotratamiento. Las unidades de hidrotratamiento se seleccionaron como opción preferente dentro del concepto de biorrefinería dada la versatilidad de este tipo de unidades en la obtención de biocombustibles competitivos con un mínimo impacto en la configuración actual de las unidades [16, 17].

La caracterización de las materias primas seleccionadas se centró en los análisis de parámetros habituales en hidrocarburos en

combinación con análisis relevantes en materias primas de origen vegetal, tales como perfiles de ácidos grasos, acidez y contenido en diversos metales, entre otros.

Los estudios en planta piloto realizados en el Centro de Investigación de Cepsa se focalizaron hacia el co-procesado de la materia prima bio junto con la materia prima fósil en condiciones operativas y catalizadores comerciales similares a los empleados en las unidades industriales de las Refinerías de Cepsa. Las unidades seleccionadas han sido las unidades de hidrotratamiento de diésel, en las que Cepsa cuenta desde 2005 con amplia experiencia de desarrollo de proyectos de investigación en la producción de biocombustibles. Los productos obtenidos se han caracterizado para verificar el cumplimiento de las propiedades como gasóleo comercial de acuerdo con la norma UNE-EN 590:2014 *Combustibles para automoción. Combustibles para motor diésel (gasóleo). Requisitos y métodos de ensayo.* Algunos aspectos detectados en dichos estudios han sido los siguientes:

- Los metales presentes en estas materias primas deben ser reducidos en etapas de pretratamiento con el fin de minimizar el acortamiento del ciclo operativo industrial de la unidad de hidrotratamiento.

- El biocombustible producido presenta un mayor contenido en parafinas que el combustible de origen fósil 100%, obteniendo un índice de cetano superior en comparación con un gasóleo tradicional fósil.

- Los análisis realizados muestran que es posible obtener un biocombustible compatible *(drop-in)* con el gasóleo tradicional empleando materias primas como aceites de cocina y/o grasas.

- Dado el carácter exotérmico de las reacciones durante el co-procesado, parámetros a nivel industrial como el consumo de gas natural en hornos industriales, podría ser menor respecto al procesado de carga fósil, siendo posible reducir la temperatura en los hornos previos al reactor. Sin embargo, otros parámetros operativos como el consumo de hidrógeno durante la reacción se deben analizar de manera detallada en función de la materia prima empleada junto con el origen del crudo empleado y catalizador con el fin de optimizar el consumo energético de la unidad.

Por otra parte, el proyecto LIFE *SuperBiodiesel* está actualmente en fase de desarrollo. Para cumplir los objetivos previstos de obtención de un biodiésel avanzado que cumpla con las directivas y regulación, se está trabajando en el diseño y construcción de una planta piloto que procese 70 tn/año de materias primas residuales, obteniendo 5 tn/año de biodiésel y 4 tn/año de aminoácidos libres para su uso como bioestimulante. Los grandes retos del proyecto son la validación del proceso, respecto a los procesos convencionales, basado en la transesterificación de los glicéridos presentes en las grasas en condiciones supercríticas con catalizadores heterogéneos.

La operación en condiciones supercríticas presenta una serie de ventajas como por ejemplo el aumento de la transferencia de calor y masa proporcionando una alta conversión del proceso, una velocidad de reacción mayor y una separación más fácil de los productos. Los procesos de transesterificación convencionales suelen presentar conversiones más bajas y son energéticamente intensivos con altos costes de producción. Al mismo tiempo, la operación en supercrítico permite la presencia en la materia prima de contaminantes como el agua y ácidos grasos libres presentes habitualmente en las materias grasas típicas de estos procesos. En los procesos convencionales de transesterificación básicos el contenido en agua y ácidos grasos libres deben estar controlados durante la reacción porque consumen el catalizador alcalino, reduciendo la disponibilidad del catalizador, causando la formación de jabones y reduciendo la eficacia global de la reacción. Además, estos factores dificultan a su vez la separación aguas abajo de los reactores, donde se deben eliminar los excesos de reactivos y subproductos como la glicerina. En las operaciones supercríticas, sin embargo, el agua no tiene ningún impacto y los ácidos grasos libres son simultáneamente esterificados aumentando el rendimiento de la reacción [18].

Otra característica de los procesos de transesterificación convencional es la producción de glicerina cruda como principal subproducto. Aproximadamente se obtiene un 10-12 % en peso respecto al aceite alimentado al proceso. Esta glicerina, además, se caracteriza por estar contaminada por el metanol del proceso lo que impide su uso comercial directo necesitando procesos de purificación que incrementan el coste operativo. En los procesos supercríticos a determinadas condiciones de operación es posible observar su reacción de eterificación con metanol, minimizando con ello la producción de este residuo. Los compuestos obtenidos, metil-éteres del glicerol, son componentes que proporcionan propiedades óptimas para los combustibles, mejorando sus propiedades en términos de viscosidad y propiedades en frío [19, 20, 21]. Verificar en qué condiciones se produce esta reacción y las propiedades y características del producto obtenido es otro de los objetivos del proyecto. Además, estos derivados de glicerina podrían incorporarse al biodiésel avanzado como aditivos oxi-

genados que contribuyen a disminuir las emisiones de NOx y partículas durante el proceso de combustión.

En este proyecto también se estudiará el uso de catalizadores heterogéneos conformados desarrollados por los socios del consorcio, que se espera que optimicen y hagan el proceso más eficiente, reduciendo el coste energético (elevado en los procesos supercríticos), y permitiendo la recuperación y reutilización de los catalizadores al final de cada proceso, prolongando el ciclo de vida útil de los mismos.

Por lo tanto, el proceso de transesterificación en condiciones supercríticas reduce o elimina los costes asociados al pretratamiento de la materia prima, permitiendo el procesamiento de aceites y grasas de bajo coste. También asienta las bases para la búsqueda de un proceso libre de glicerina que elimine el problema económico y ambiental de este residuo. Por último, *SuperBiodiesel* contempla un estudio tecnoeconómico para evaluar el impacto del proceso en los costes energéticos, las mejoras ambientales y la futura viabilidad industrial de la tecnología supercrítica.

Además de la relevancia del proceso *SuperBiodiesel* para la producción de biodiésel avanzado, otro de los subproductos de interés es la recuperación de la fracción proteica contenida en los residuos de la industria de curtido de pieles. En este sentido, se han incluido socios estratégicos en este campo para la optimización de la separación, pretratamiento y caracterización de la fracción proteica con el objetivo de validar su uso. Estos socios han llevado a cabo la puesta a punto del proceso de obtención de aminoácidos a partir de la fase proteica de la materia prima por medio de una hidrólisis enzimática dando como resultado un licor con alto contenido en aminoácidos libres y aminoácidos esenciales. Este producto final obtenido se ha validado como fertilizante y/o bioestimulante, y se ha comprobado que cumple con las limitaciones que vienen dadas por la normativa vigente RD 1009/2019, sobre productos fertilizantes, y verificado que cumplen con los parámetros establecidos para su comercialización. Algunos de los beneficios de este bioestimulante son el aumento de la actividad del cultivo, favoreciendo el engorde y la maduración de los frutos y la ayuda a superar condiciones climatológicas extremas.

Estos dos procesos interrelacionados, junto con la actividad de la empresa que proporciona la materia prima para ambos, sientan las bases del concepto de Biorrefinería donde se llevan a cabo todos los procesos integrados hasta la obtención de los dos productos objetivo del proyecto: bioestimulante y biodiésel. Finalmente, es especialmente importante evaluar la viabilidad del proceso desarrollado en cuanto a sus indicadores de rendimiento, consumos energéticos, producción de efluentes y, en general, su huella ambiental. Para ello, existe un grupo de trabajo perteneciente a IMDEA Energía especialmente dedicado al estudio técnico-económico-ambiental de todo el proceso.

En el proyecto, además de considerarse un primer escalado de la tecnología, se incluye un plan de comercialización y explotación de los productos de valor obtenidos en el proceso, que permitirán asegurar la continuidad del proyecto tras su finalización, con el objetivo de madurar una tecnología con grandes expectativas de ser una importante fuente de energía en la lucha contra el cambio climático. ■

## Conclusiones

La implantación de tecnologías innovadoras requiere de muchas etapas desde su concepción y pruebas en laboratorio hasta su implementación a escala industrial. Para ello, los estudios en planta piloto y plantas de demostración constituyen un paso clave para la validación de la viabilidad técnica de los nuevos procesos. Actualmente, el desarrollo de procesos eco-innovadores en la industria de los biocombustibles precisa de rapidez, dados los objetivos de la Transición Energética. Por ello, la investigación a escala piloto es clave para reducir los riesgos tecnológicos y la incertidumbre económica inherentes a todo proceso de innovación empresarial.

Con este objetivo general, *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel* constituyen proyectos colaborativos público-privados focalizados en el desarrollo e innovaciones industriales, incluyendo actividades como:

- Implementación de un modelo eco-innovador de Investigación y Desarrollo, centrado en proyectos de reducción de la huella de carbono de Cepsa.
- Desarrollo de alternativas tecnológicas viables basadas en materias primas residuales de otras industrias y procesos.
- Obtención de biocombustibles avanzados de bajo impacto ambiental compatibles con la actual Directiva de Energías Renovables y previendo futuros desarrollos legislativos como Fit x 55.
- Minimización de efluentes contaminantes respecto a los procesos industriales actuales.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en las actividades y el *mix* de combustibles de Cepsa.

Además, cabe destacar que los proyectos *Flexiwaste* y *SuperBiodiesel* son un claro ejemplo de alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Estos proyectos contribuyen a potenciar la economía circular como eje central de todas las actividades de Cepsa, así como avanzar hacia una mayor sostenibilidad en el uso de nuestros recursos.

Finalmente, la viabilidad industrial de procesos químicos eco-innovadores no solo debe tener en cuenta aspectos científicos y técnicos de las tecnologías usadas. En el caso del escalado a escala comercial, la disponibilidad de materias primas es un aspecto vital. La creación de una cadena de suministro integral que garantice la disponibilidad de biomasas y aceites deberá ser paralela al desarrollo de las tecnologías. Por tanto, la colaboración entre empresas y organismos públicos es especialmente relevante en los proyectos de biorrefino. Por otra parte, los esquemas de biorrefino deberán combinar tecnologías completamente nuevas con el aprovechamiento de instalaciones existentes. En este punto, el fomento de inversiones público-privadas a través de proyectos de I+D+i tendrá un importante papel al objeto de potenciar el desarrollo industrial, primando tecnologías de menor impacto sobre el medio ambiente y fomentando el uso responsable de los recursos energéticos. ■

## Agradecimientos

Los autores agradecen la financiación concedida por el Programa de Investigación y Desarrollo (PID) de CDTI para el proyecto con expediente IDI-20190570/71/72 y el programa europeo LIFE para el proyecto LIFE19 CCM/ES/001189.

## Bibliografía

[1] T. S. Kuhn, La estructura de las revoluciones científicas (Breviarios núm. 213), 2º Edición en libro electrónico ed., México D.F.: Fondo de Cultura Económica, 2018.
[2] M. Teich, The Scientific Revolution revisited., Cambridge, UK: Open Book Publishers, 2015.
[3] Various Authors, Roadmap to 2050. A manual for Nations to decarbonize by Mid-Century., Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), 2019.

[4] Carrillo-Hermosilla, J., Del Río, P. y Könnola, Y., «Diversity of eco-innovations: reflections from selected case-studies,» Journal of Cleaner Production, vol. 18, nº 10, pp. 1073-1083, 2010.
[5] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. España Circular 2030. Estrategia Española. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,» [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/economia-circular/estrategia/.
[6] «ONU, Organización de las Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/.
[7] «European Commission. Renewable Energy Directive. 2021 revision of the Directive 2018/2001/EU,» 2021. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en.
[8] S. Bezergianni , A. Dimitriadis y L. Chrysikou, «Quality and sustainability comparison of one- vs. Two-step catalytic hydroprocessing of waste cooking oil,» Fuel, vol. 118, p. 300–307, 2014.
[9] «UCO Trading,» [En línea]. Available: https://ucotrading.com/reciclaje-aceite-vegetal-cocina-usado/.
[10] Unión Europea, «Subproductos animales no destinados al consumo humano,» 2009. [En línea]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/LSU/?uri=celex%3A32009R1069.
[11] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y Gobierno de España, «Subproducto de Origen Animal No Destinado al Consumo Humano,» [En línea]. Available: https://servicio.mapama.gob.es/sandach/Publico/default.aspx.
[12] «Libro Blanco SANDACH. Caracterización de los SANDACH,» [En línea]. Available: https://www.llopisserviciosambientales.es/wp-content/uploads/2017/03/Libro-Blanco-SANDACH-grupollopis-residuos.pdf.
[13] «IDAE Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía. DIRECTIVA EUROPEA DE ENERGÍAS RENOVABLES,» [En línea]. Available: https://www.idae.es/directiva-europea-de-energias-renovables.
[14] «Concawe. Environmental Science for European Refining. Sustainable biomass availability in the EU, to 2050,» 24 August 2021. [En línea]. Available: https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/.
[15] European Biomass Industry Association. [En línea]. Available: https://www.eubia.org/cms/wiki-biomass/biomass-resources/challenges-related-to-biomass/used-cooking-oil-recycling/.
[16] «SusChem-España, Plataforma Tecnológica Española de Química Sostenible; BioPlat, Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa; Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. Manual sobre las Biorrefinerías en España,» Febrero 2017. [En línea]. Available: https://www.suschem-es.org/docum/pb/2017/publicaciones/Manual_de_Biorrefinerias_en_Espana_feb_2017.pdf.
[17] J. Saral, R. Ajmal and P. Ranganathan, "Chapter 13. Bioeconomy of hydrocarbon biorefinery processes," in Hydrocarbon Biorefinery. Sustainable Processing of Biomass for Hydrocarbon Biofuels, Sunil Maity, Kalyan Gayen, Tridib Bhowmick, 2021, pp. 355-385.
[18] D. Wen, H. Jiang and K. Zhang, "Supercritical fluids technology for clean biofuel production," Progress in Natural Science, vol. 19, no. 3, pp. 273-284, 2009.
[19] P. Andreo-Martínez, N. García-Martínez , M. d. M. Durán-del-Amor y J. Quesada-Medina, «Advances on kinetics and thermodynamics of non-catalytic supercritical methanol transesterification of some vegetable oils to biodiesel,» Energy Conversion and Management, vol. 173, pp. 187-196, 2018.
[20] V. F. Marulanda, G. Anitescu y L. L. Tavlarides, «Investigations on supercritical transesterification of chicken fat for biodiesel production from low-cost lipid feedstocks,» The Journal of Supercritical Fluids, vol. 54, nº 1, pp. 53-60, 2010.
[21] V. F. Marulanda, «Biodiesel production by supercritical methanol transesterification: process simulation and potential environmental impact assessment,» Journal of Cleaner Production, vol. 33, pp. 109-116, 2012.
[22] Fundación FEDNA, «Fundación Española para el Desarrollo de la Nutrición Animal - Grasas de origen animal,» Noviembre 2015. [En línea]. Available: http://www.fundacionfedna.org/ingredientes_para_piensos/grasas-de-origen-animal-actualizado-nov-2015.
[23] "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources".

# Barrio Solar de Zaragoza, Comunidades Solares

**Gabriel Nebreda**
Director de EDP Solar

Barrio Solar es una iniciativa de ECODES y EDP, que, con el impulso del Ayuntamiento de Zaragoza, ha hecho realidad el primer Barrio Solar de España, situado en el barrio zaragozano de Actur – Rey Fernando.

La transición energética no consiste únicamente en avances tecnológicos para conseguir reducir las emisiones de $CO_2$ a la atmósfera, sino que supone también un cambio de paradigma entre los ciudadanos.

El barrio solar es un proyecto pionero, clave en la transición hacia un nuevo modelo energético de proximidad, que sitúa a las ciudades y a la ciudadanía como los principales protagonistas, donde las familias pueden generar y autoconsumir su propia energía mediante la instalación de paneles solares en el tejado de su vivienda, o como en el caso del Barrio Solar, en el tejado de un edificio municipal cercano.

Barrio Solar supone energía renovable, eficiencia y ahorro, y un modelo de colaboración ciudadana para tener ciudades más comprometidas y modernas, a la vanguardia de la transición energética.

## Transición energética

El cambio climático constituye el mayor reto de nuestro tiempo, y a la vez una oportunidad para construir un nuevo modelo energético y económico.

**Figura 1. Evolución de precios de la energía 04/12/2021**

Fuente: https://www.omip.pt/es

El pacto verde europeo y el compromiso contra el cambio climático abren el camino para que Europa se convierta en el primer continente neutro en emisiones en 2050, con un hito intermedio en 2030 que fija una reducción de emisiones del 55% respecto a 1990.

En EDP, como líderes de la transición energética, tenemos un compromiso firme y ambicioso con el medio ambiente, que incluye una aceleración sin precedentes del crecimiento en energías renovables, con el objetivo de convertirnos en una empresa 100% verde en 2030.

Esta transición energética conlleva un reto que debe venir acompañado de oportunidades para la innovación, la inversión, la competitividad y eficiencia, y la creación de empleo.

## La energía solar

La energía tradicional que demandamos de la red eléctrica tiene actualmente un precio desorbitado por la dependencia de los combustibles fósiles del exterior y las tensiones geopolíticas, alcanzando precios por encima de los 300€/MWh, mientras que la energía generada mediante una instalación fotovoltaica en el tejado de nuestras viviendas tiene un precio de 30€/MWh. Si hay un recurso del que disponemos en

**Figura 2. Instalación EDP en Castellana, Madrid**

abundancia en España y que tenemos que aprovecharlo al máximo, es la energía del sol, contamos con unas 2.585 horas de sol al año.

## Generación distribuida

La transición energética no solo se basa en cambiar el método de producir energía a través de fuentes renovables para conseguir la descarbonización, supone también un cambio de conceptualización para los habitantes, quienes están en el centro de la transición energética. La generación distribuida, dentro de la transición energética, hace más tangible el papel de los ciudadanos y de las familias, como modelo de energía local. Energía generada desde paneles solares instalados en los tejados de nuestras casas, de nuestros barrios, de nuestros pueblos y de nuestras ciudades.

El papel, ahora más relevante, de los consumidores, es posible gracias a la generación distribuida, con la que cualquier familia puede acceder al autoconsumo mediante la instalación de paneles solares en su tejado o en el tejado de algún edificio cercano.

La generación distribuida sitúa al ciudadano en el centro del sistema eléctrico, y le asigna roles adicionales al del consumo de energía de la red eléctrica.

Los nuevos roles son, la producción de energía desde paneles solares para autoconsumo propio, el almacenamiento de la energía en una batería para el consumo de la energía generada durante las horas que no hay sol, o la venta de la energía generada y no consumida a la red eléctrica.

## Fondos Next Generation EU, un impulso a la generación distribuida

Los Fondos Next Generation EU han permitido desplegar el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Este plan tiene su primer eje en reforzar la inversión pública y privada para reorientar el modelo productivo, impulsando la transición verde, la descarbonización, la eficiencia energética, el despliegue de las energías renovables, la electrificación de la economía, el desarrollo del almacenamiento de energía y la economía circular.

El Fondo Next Generation EU servirá para financiar proyectos en favor de las energías limpias, promoviendo así ciudades más sostenibles y resilientes.

## Una nueva forma de energía en las ciudades

Nuestros pueblos y ciudades requieren un modelo económico sostenible y competitivo que contribuya a poner freno al cambio climático. Los ciudadanos buscan vivir en un lugar mejor, más verde, con energía compartida por y para las personas.

La generación de energía solar no solo es cosa de viviendas unifamiliares, puede estar presente en las comunidades de vecinos, en las empresas o en las ciudades. No solo es el futuro, sino que ya forma parte del presente.

## Comunidades solares

Empieza a ser cada vez más frecuente encontrar en urbanizaciones y viviendas unifamiliares instalaciones solares para autoconsumo, aunque aún nos encontramos todavía muy por detrás de países del norte de Europa. No obstante, la tendencia para los próximos años es positiva en España.

La realidad de nuestro país es que el 70% de la población vive en bloques de viviendas, en los que es menos habitual ver placas solares para el autoconsumo.

Es vital empezar a imaginar ciudades en las que los paneles solares formen parte del paisaje, porque también puede haber autoconsumo a través de la generación de energía en las comunidades de vecinos.

Uno de los instrumentos más innovadores de la generación distribuida son las comunidades energéticas.

Las comunidades energéticas sustentan una energía basada en la colaboración ciudadana, la proximidad, la solidaridad, el ahorro y la eficiencia energética.

Son soluciones para edificios de vecinos, empresas y edificios municipales, dando energía a comunidades o soluciones para barrios enteros, con un radio aproximado de acción de 500 metros.

## Cómo se crea una comunidad

Las comunidades solares se basan en el autoconsumo colectivo. Se trata de una instalación fotovoltaica situada en el tejado de un edificio central. La energía generada por esa instalación es compartida entre vecinos y comercios situados en un radio de 500 metros.

## Una iniciativa innovadora

Cuando hablamos de disrupción, nos imaginamos casi siempre conceptos relacionados con la tecnología, pero el impacto de una revolución tecnológica puede aprovecharse para generar a su vez, nuevas disrupciones: sociales, económicas, regulatorias o administrativas. Disrupciones que repercutan en beneficio de ciudades y ciudadanos.

## Beneficios de las comunidades solares

Los beneficios de las comunidades solares podrían resumirse en estos:

- **Comunidad de energía local** para el impulso de ciudades sostenibles y modernas.
- **Ahorro** en la factura eléctrica y fomento de la eficiencia energética.

**Figura 3. Imagen del Barrio Solar Actur en Zaragoza**

- **Solución personalizada** para las ciudades, y para cada ciudadano y comercio.
- Fomento de la **colaboración social** y de la **solidaridad ciudadana,** facilitando la inclusión de los vecinos vulnerables.
- **Energía local 100% verde,** generada desde los tejados de nuestras ciudades.
- **Sistema público y abierto de monitorización** y cultura energética de la comunidad.

## Barrio Solar Actur en Zaragoza

Dentro de las comunidades de energía, Barrio Solar es una iniciativa de ECODES y EDP, que, con el impulso del Ayuntamiento de Zaragoza, ha hecho realidad el primer Barrio Solar de España, situado en el barrio zaragozano de Actur – Rey Fernando.

Con el Ayuntamiento de Zaragoza hemos firmado un convenio para desarrollar la primera instalación. Esta facilitará el acceso a una energía renovable y solidaria mediante

**Figura 4. Elección de la ubicación para las instalaciones solares en los Pabellones Deportivos Municipales Siglo XXI y Actur V**

un innovador concepto de generación distribuida de energía denominado Barrio Solar.

El primer proyecto de Barrio Solar en Zaragoza, ya instalado, ha supuesto la inversión de 200.000 euros, y la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica de autoconsumo colectivo en el tejado de un edificio municipal, para ofrecer a los vecinos y al comercio de proximidad, energía renovable y más barata.

La instalación cuenta con alrededor de 300 paneles, con una potencia instalada de 100 kilovatios pico. Se han hecho dos instalaciones fotovoltaicas de 50 kWp cada una, ubicadas en los Pabellones Deportivos Municipales Siglo XXI y Actur V.

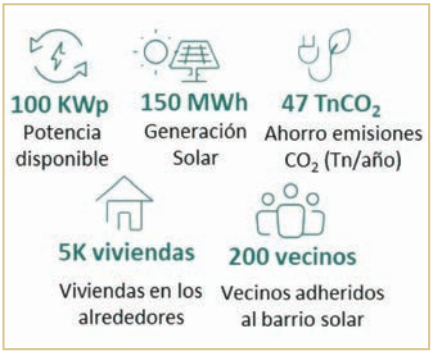
**Figura 5. Instalación solar en el Pabellón Deportivo Municipal Siglo XXI**

Cada instalación cuenta con 120 paneles de 2m$^2$ cada uno, lo que implica una superficie solar de 240m$^2$ para cada pabellón; un tamaño parecido al de una pista de pádel. La instalación fotovoltaica es suficiente para producir 150 MWh al año.

El Barrio Solar ahorrará una emisión a la atmósfera de casi de 40.000 kilos de $CO_2$ al año, y producirá un impacto positivo en la calidad del aire, similar al que generarían 3.000 nuevos árboles.

**Figura 6. Instalación solar en el Pabellón Deportivo Municipal Actur V**

Hay 200 vecinos (viviendas y negocios) adheridos, que han entrado a formar parte del proyecto sin necesidad de hacer ningún tipo de inversión previa, ni de instalación en sus casas, siempre que se encuentren a menos de 500 metros del edificio municipal en cuya cubierta están las placas.

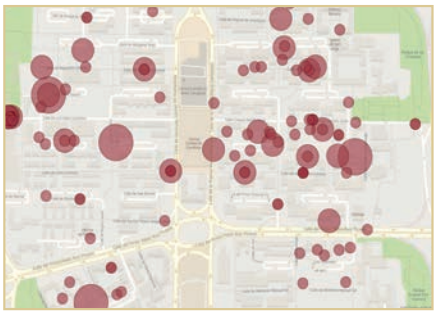



## Principales indicadores y dimensiones del proyecto

El Barrio Solar Actur está situado en la zona norte de Actur-Rey Fernando, y han podido beneficiarse 200 vecinos del barrio: 160 viviendas, 20 comercios y 20 familias en riesgo de exclusión energética.

Viviendas y negocios pueden participar mediante el pago de una cuota mensual de 6 euros, una opción más ventajosa que tener que hacer una inversión inicial.

**Figura 7. Distribución geográfica de los vecinos adheridos al Barrio Solar de Actur**



La adhesión a la comunidad es una decisión individual de cada vecino que mediante un contrato puede unirse a una cuota de generación de la instalación colectiva. La simplicidad para las familias es la clave: un contrato de adhesión sin permanencia, sin inversión inicial y sin necesidad de obras en las viviendas.

La participación en Barrio Solar permitirá ahorrar un 30% en la factura de la luz a hogares y pequeños comercios. De estas familias, un 10% (20) son familias en situación de vulnerabilidad, que están exentas del pago de la cuota mensual.

Se trata de una experiencia colectiva y también solidaria, ya que parte de la energía que genere el barrio solar, servirá para reducir las facturas de electricidad de estos hogares con menos recursos.

## Dimensión Solidaria

La iniciativa tiene una importante dimensión social gracias a la Fundación EDP y ECODES, que colaboran para reducir los consumos energéticos y mejorar el confort de los hogares vulnerables.

Incluye, sobre todo para las familias más vulnerables, una auditoria energética de sus

viviendas, talleres sobre eficiencia energética, facturación energética y autoconsumo e implementación de medidas de ahorro energético en sus hogares.

De este modo, el proyecto contribuye a mejorar la calidad de vida de las personas en las zonas donde EDP desarrolla su actividad, favoreciendo el acceso a una energía asequible y no contaminante, tal y como establece el ODS7 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que la ONU ha fijado dentro de su Agenda 2030.

## Dimensión Social

Además de los beneficios económicos y medioambientales, el Barrio Solar Actur de Zaragoza ha supuesto la realización de actividades de dinamización social mediante talleres, mesas y sesiones informativas en el barrio, así como la apertura de una oficina física de "Barrio Solar Actur" creando una comunidad en torno a los beneficios del autoconsumo y el ahorro y eficiencia energética.

La "Oficina Barrio Solar", ha estado abierta a todos los vecinos de la zona para desarrollar diferentes iniciativas de sensibilización, educación, asesoramiento ambiental y energético. Por ello, la Oficina Actur Barrio Solar es un espacio de referencia para ayudar en la gestión de la energía a todos los vecinos y vecinas de la zona, participen o no en la instalación.

Las campañas de sensibilización y comunicación en medios locales han sido un eje adicional muy relevante para dar a conocer el Barrio Solar.

Las actividades han tenido un enfoque colaborativo, basadas en la participación ciudadana y el fomento de la cohesión social del barrio, empleando la energía renovable como dinamizadora.

La dinamización ha sido clave para dar a conocer la iniciativa y despertar el interés en los vecinos para adherirse a la comunidad. Una vez tomada la decisión, el unirse al Barrio Solar es un proceso digital que conlleva la firma del contrato de adhesión.

Para formar parte de este barrio solar, los vecinos se inscribieron en un site, para posteriormente participar en un estudio personalizado y finalmente unirse mediante un contrato al Barrio Solar.

## Dimensión energética

El barrio solar es un proyecto pionero clave en la transición hacia un nuevo modelo energético de proximidad, que coloca a las ciudades y a la ciudadanía en el centro de la transición.

Los resultados de la experiencia piloto permitirán extender los barrios solares a otros distritos de Zaragoza y, posteriormente, a otras ciudades y localidades de España. El plan es crear barrios solares dentro de las grandes ciudades, y también llevarlos a municipios más pequeños que forman parte de lo que se conoce como la España vaciada. Esto supone una apuesta muy importante por la innovación en el entorno rural. ■

# Los puertos ante la transición energética: de nodos clave en el transporte internacional a actores en la descarbonización de la economía[1]

**Macarena Larrea Basterra[2]**
Orkestra-Fundación Deusto. Deusto Business School, Universidad de Deusto

## Los puertos. Nodos clave en la descarbonización de las redes de transporte mundiales

El transporte marítimo desempeña un papel fundamental en las cadenas logísticas internacionales y facilita el crecimiento económico entre regiones y países. El 80% del volumen de las mercancías comercializadas a nivel mundial, se transportan por vía marítima (UNCTAD, 2020)[3]. El 45% del comercio internacional pasa por 20 grandes puertos (Shell International B.V & Deloitte, 2020).

El transporte marítimo se considera respetuoso con el medio ambiente en términos de emisiones por kilómetro, aunque dada su participación en el comercio mundial, su impacto sobre no es insignificante.

A nivel mundial, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del transporte marítimo aumentaron del 2,76% en 2012, al 2,89% en 2018 (MI News Network, 2021). En 2017, a nivel comunitario, el transporte marítimo y fluvial supuso alrededor del 13-14% de las emisiones de GEI del transporte (*European Commission,* 2020). A pesar de ello, el Cuarto Estudio de GEI de la Organización Marítima Internacional (OMI), de 2020, mostraba que las emisiones totales de GEI del transporte marítimo mundial fueron un 7% inferiores en 2018 que, en 2008, a pesar de un aumento del 40% en el transporte marítimo y debido a una mejora del 30% en la intensidad del carbono.

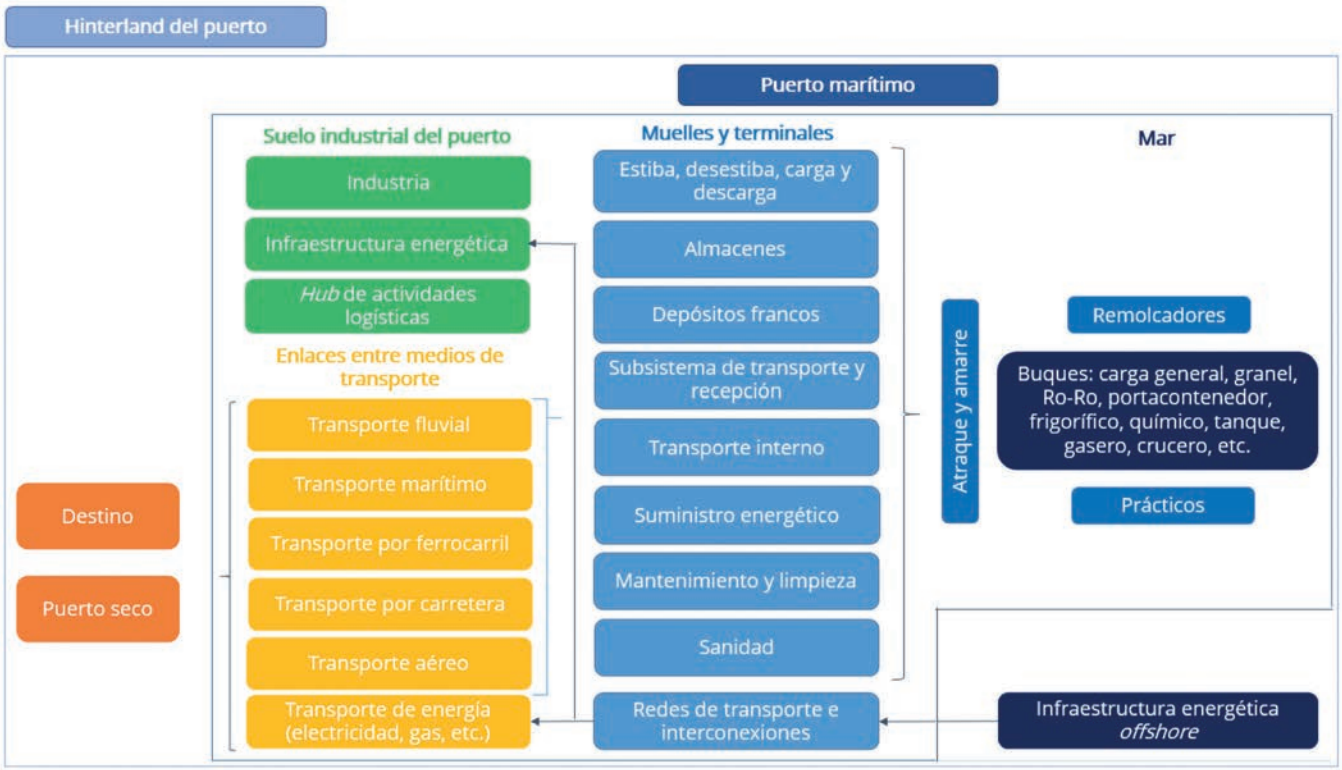
El aumento del comercio marítimo internacional y la expansión de los puertos han tenido un impacto significativo sobre el medio ambiente (aumento del ruido, empeoramiento de la calidad del aire, pérdida de biodiversidad y contaminación del agua, entre otros). Como consecuencia, los puertos enfrentan crecientes presiones para cumplir con requisitos regulatorios y sociales para la sostenibilidad operativa.

Como punto de intersección entre la tierra y el mar, los puertos pueden desempeñar un rol fundamental en la agenda de descarbonización de los países. Albergan numerosos sectores industriales (e.g. marítimo, petróleo y gas, generación eléctrica, operadores de redes eléctricas, otras industrias manufactureras; turismo de cruceros y transporte pesado, entre otros) y están jugando un papel importante en la seguridad marítima y en la prevención de la contaminación a través de sofisticados sistemas de seguimiento del tráfico marítimo, asistencia técnico-náutica a los buques e instalaciones de seguimiento y recogida de residuos.

La posición estratégica de los mismos en la cadena de suministro les permite también contribuir a la sostenibilidad general de la industria, convirtiéndose en *hubs* industriales (Ryckbost, 2017). De hecho, un número creciente de actores de la industria marítima, incluidos los puertos marítimos en todo el mundo, busca mejorar su desempeño en materia de sostenibilidad. De hecho, los puertos han comenzado a desarrollar estrategias ambientales y estrategias de Responsabilidad Social Empresarial (RSE).

1 Este documento presenta una síntesis del trabajo realizado por la autora "El papel de los puertos en la Transición Energética" que se puede descargar de El papel de los puertos en la transición energética - Orkestra Instituto Vasco de Competitividad (deusto.es)
2 Orkestra-Fundación Deusto, Av. de las Universidades, 24, 48007, Bilbao. Deusto Business School, Universidad de Deusto, Av. de las Universidades, 24, 48007, Bilbao.
3 90% de acuerdo con (Parlamento Europeo, 2021).

**Figura 1. Estructura del entorno portuario para el análisis del papel de los puertos en la transición energética**




Fuente: elaboración propia.

La Figura 1 muestra la extensión de la actividad portuaria desde la que se ha realizado el presente análisis. Teniendo en cuenta esta figura, los puertos pueden actuar como motores de la transición energética, la descarbonización y la sostenibilidad medioambiental, desde dos grandes frentes. Por un lado, como impulsores de una actividad portuaria y de un transporte marítimo más sostenibles; y por otro, como eslabones de los clústeres marítimo-portuarios. Este artículo termina con unas reflexiones sobre la sostenibilidad medioambiental como factor de competitividad en el entorno portuario.

## Los puertos como impulsores de una actividad portuaria y de un transporte más sostenibles

Los puertos han pasado de ser un eslabón de las cadenas de transporte con prioridades e inquietudes medioambientales (emisiones, vertidos, etc.) a concebirse como "puertos verdes", que asumen comportamientos energéticamente eficientes y medioambientalmente sostenibles. En esta línea y como se acaba de señalar, los puertos pueden convertirse en motores de la transición energética, la descarbonización y la sostenibilidad medioambiental impulsando una actividad portuaria y un transporte marítimo más sostenibles.

En efecto, los puertos están avanzando en la descarbonización y desarrollando proyectos en línea con la transición energética y un transporte más sostenible y descarbonizado. Tres son las áreas en las que los puertos pueden actuar, tal y como se observa en la Figura 2.

Los puertos pueden promover la mejora de la eficiencia energética técnica y operativa de los buques o facilitar el suministro de combustibles marinos más limpios (GNL,

**Figura 2. El puerto como impulsor de una actividad portuaria y un transporte marítimo más sostenibles**

Fuente: elaboración propia.

hidrógeno, metanol, etc.). En el puerto se puede ajustar la operativa logística a criterios *just-in-time,* o fomentar el suministro eléctrico de tierra a buque o *cold ironing.* En las terminales se puede promover la eficiencia energética y la electrificación de los equipamientos portuarios e impulsar el desarrollo de infraestructura de energías renovables. Asimismo, se hace necesario garantizar la resiliencia de la infraestructura portuaria al cambio climático, teniendo en cuenta la localización a nivel de mar de los puertos.

Sin embargo, los desarrollos en favor de la sostenibilidad de cada puerto son diferentes. Ello es debido a que los puertos difieren sustancialmente entre sí, en función de factores como: el tamaño, la carga que manejan, su geografía (p.ej. si tiene acceso al mar directamente o no), la naturaleza jurídica de las autoridades portuarias, sus conexiones por aire, mar, tierra o río, su naturaleza industrial o meramente de transbordo, etc.

## La transición energética en los puertos y el transporte marítimo

El sector del transporte marítimo es uno de los principales responsables de las emisiones de $CO_2$ asignadas a un puerto. Estas tienen su origen en los motores principales (20%), los motores auxiliares (50%), las calderas (20%) y los generadores de gas (2%). La combinación de medidas tiene un gran potencial de reducción de las emisiones, estimándose esta en un 33-77% comparadas con un escenario base a 2050. Además, se puede lograr una reducción de los costes operativos del 60-70% (*European Commission,* 2020).

En 2018, la OMI adoptó una estrategia para reducir las emisiones de GEI del transporte marítimo internacional y eliminarlas lo antes posible durante este siglo. Esta estrategia, que será objeto de revisión en 2023, incluye la reducción de la intensidad del carbono del transporte marítimo internacional (es decir, reducir las emisiones de $CO_2$, en al menos un 40% de aquí a 2030 respecto a 2008, y proseguir los esfuerzos hacia el 70% a 2050) y reducir las emisiones de GEI anuales en al menos un 50% en 2050 respecto a 2008.

Para alcanzar estos objetivos y hacer posible la descarbonización, los buques de cero emisiones comercialmente viables deben empezar a formar parte de la flota mundial para 2030, y su número debe aumentar radicalmente en las décadas de 2030 y 2040.

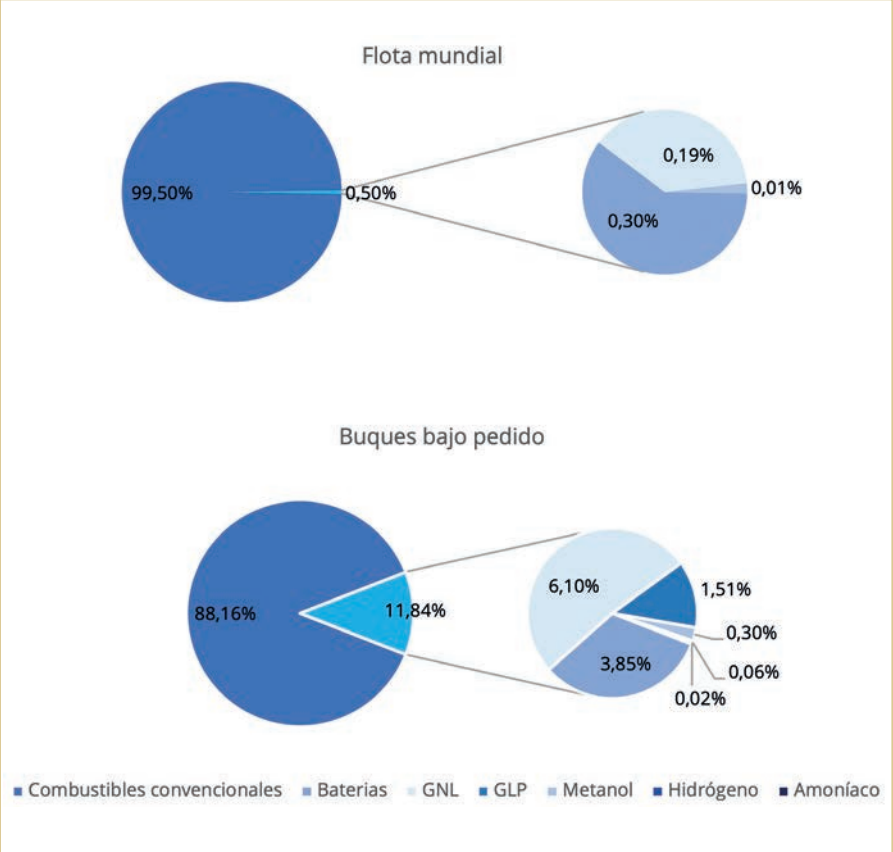
Se pueden esperar, por ello, mejoras en la **eficiencia técnica** de los buques durante el próximo decenio, hacia diseños más modernos de buques más ecológicos, que irán reemplazando a los más antiguos y menos eficientes. Sin embargo, estas mejoras no serán suficientes.

La mejora de la **eficiencia operativa** de los buques es también fundamental. En este ámbito, la velocidad es un indicador clave, con efecto directo sobre el consumo de combustible y las emisiones. La relación entre velocidad y nivel de emisiones es exponencial, de manera que una reducción de la velocidad de un 10% podría suponer una reducción de las emisiones de $CO_2$ del 20% (*European Commission*, 2020).

No obstante, hay fuentes que señalan que, en ocasiones, reducir la velocidad puede tener un impacto negativo debido a la necesidad de una mayor cantidad de buques y a los problemas que puede ocasionar en determinadas economías (por ejemplo, Chile y Perú señalan que una reducción de la velocidad tendría un impacto severo en sus economías dado que sus rutas de navegación son más largas). Además, podría llevar a que buques más contaminantes operen durante más tiempo (Heikkilä, 2020).

Igualmente relevante, es el desarrollo de **combustibles marinos alternativos** más limpios y económicos. Se están explorando numerosas opciones (e.g. hidrógeno, amoníaco, combustibles sintéticos, biocombustibles)[4], que se espera contribuirán a la descarbonización "desde el pozo hasta la hélice" (WPSP, 2020). Para ello es conveniente lograr una producción de estos a escala suficiente, que garantice el suministro en los puertos. Además, estos deberán invertir en infraestructura de suministro.

**Gráfico 1. Adopción de combustibles alternativos para la flota mundial en junio de 2021, incluyendo buques navegando y bajo pedido**




Fuente: traducido y reelaborado de (DNV, 2021b).

A pesar de esto, los combustibles convencionales probablemente seguirán siendo mayoritarios en los próximos años, aunque, como se ha señalado, está aumentando el volumen de órdenes de construcción de buques nuevos con energías alternativas y los desarrollos de nuevos combustibles para cuyo uso, los buques actuales tienden a requerir determinadas adaptaciones.

## La interacción buque-puerto

Entre un 70 y un 100% de las emisiones de los puertos procede de la actividad marítima (Merk, 2014). De hecho, son muchos los buques que pasan horas o días esperando para proceder a la carga y/o descarga y operando con sus motores diésel.

Ante esta situación se plantean diferentes opciones de corto plazo, que combinadas permitirán una optimización de la actividad

4 Algunos expertos consideran que hay soluciones más para el corto plazo (i.e. GNL, combustibles sintéticos) y otras para el largo plazo (e.g. amoniaco).

portuaria. Se requiere de la colaboración de múltiples agentes portuarios y de toda la cadena de transporte, así como de herramientas digitales.

En primer lugar, íntimamente relacionadas, la **operación de buques justo a tiempo (*Just-in-Time*, JIT) y la optimización de la escala**[5] ayudan a reducir las emisiones del transporte marítimo, además de generar mejoras en la eficiencia y la seguridad. Para ello, es necesaria una definición completa del proceso de la escala desde una perspectiva física, técnica, legal y de intercambio de datos (acordando un formato estándar para el intercambio de información) (WPSP, 2020).

Entre las actividades que se pueden planificar y controlar se encuentran: la coordinación del atraque y de los horarios de trabajo, la planificación de posibles retrasos, la optimización en el empleo de las grúas, la organización de los suministros al buque, así como del carburante, evitar cargas vacías, etc.

Otra manera en que los puertos pueden ayudar a que los buques reduzcan sus emisiones de GEI y de otros contaminantes, mejorando la calidad del aire de los puertos y de su entorno, es mediante la **electrificación directa a través del *cold ironing*[6] o suministro eléctrico** (preferiblemente de origen renovable) **a buques amarrados en puerto.**

Los desarrollos actuales, en general, muestran que el *cold ironing* está ganando impulso con un número creciente, y en permanente cambio, de puertos que trabajan en proyectos de implementación (ESPO, 2020b) por todo el mundo, aunque, principalmente, en el norte de Europa (e.g. Kiel (Alemania) y Estocolmo (Suecia)) y Norteamérica (Long Beach y Juneau (Estados Unidos), y Oakland, Vancouver y Victoria en British Columbia (Canadá)).

Además, los puertos tienen la capacidad de alentar a los buques a ser más sostenibles mediante la aplicación de incentivos a aquellos con mejor rendimiento. De esta manera, pueden establecer tarifas portuarias medioambientalmente diferenciadas[7] **(tasas o derechos portuarios verdes)** para los buques, que van más allá de las normas reglamentarias. Más de la mitad de los puertos que ofrecen descuentos ecológicos tienen como objetivo fomentar la reducción de las emisiones atmosféricas y una mejor gestión de los residuos (ESPO, 2020b).

### La energía en la terminal portuaria

Las zonas portuarias también son intensivas en el consumo de energía, tradicionalmente combustibles fósiles, fruto de actividades como la manipulación de las cargas (contenedores, graneles y, muy en especial, carga refrigerada), el almacenamiento de estas, su transporte interior, etc.

La **mejora de la eficiencia energética de las operaciones en el área portuaria** se está logrando entre otros, a través de procesos y tecnologías innovadoras, así como gracias a la implementación de normas tipo ISO 50001 de gestión de la energía. La digitalización es también aquí un instrumento necesario.

Para ello, desde los años ochenta del pasado siglo, se ha ido avanzando en la penetración de tecnologías como los sistemas globales de navegación por satélite, el intercambio electrónico de datos o los sistemas de radiofrecuencia para la identificación de contenedores. En la actualidad, nuevas tecnologías disruptivas están apareciendo e implantándose como la inteligencia artificial, el internet de las cosas o las redes 5G, que favorecen la eficiencia energética y operativa de los puertos (Kanellopoulos, 2018).

La apuesta por el **desarrollo de energías renovables para el consumo propio** de las instalaciones portuarias es otra vía que puede acompañar a la **electrificación de los consumos de energía** (de las grúas, por ejemplo). Agentes portuarios han empezado a sustituir la maquinaria y los equipos por alternativas eléctricas, en la medida de lo posible (Ystmark Bjerkan, Ryghaug, & Moe Skjolvold, 2021). Esto además de mejorar la calidad del aire, beneficia en términos de reducción del ruido (Siegert, 2017).

Asimismo, numerosos puertos están renovando los sistemas de iluminación (Notteboom, van der Lugt, van Saase, Sel, & Neyens, 2020) y los de aire acondicionado (Sifakis & Tsoutsos, 2021). También se incorporan medidas de eficiencia energética en los edificios, mediante programas de rehabilitación y aprovechamiento del calor residual. En paralelo, se avanza en el cambio del combustible de los vehículos portuarios.

5 Muy relacionadas con la reducción u optimización de la velocidad de navegación.
6 Otros nombres con los que se le conoce: OPS (*On-Shore Power Supply*), SSP (*Shore-to-Ship-Power*), AMPS (*Alternative Maritime Power*), SSE (*Shore Side Electricity*) o HVSC (*High Voltage Shore Connection*).
7 También los registros o pabellón de los buques pueden desarrollar incentivos para mejorar la competitividad y el atractivo de los buques con reducidas o nulas emisiones, tal y como ha planteado el Reino Unido..

**Figura 3. Análisis del puerto como eslabón de los clústeres marítimo-portuarios**

Fuente: elaboración propia.

## Los puertos como eslabones de los clústeres marítimo-portuarios

Como ya se ha comentado y muestra la Figura 3, los puertos pueden actuar como eslabón de los clústeres marítimo-portuarios, donde interaccionan con agentes de distintas cadenas de valor. En esta línea, el puerto es la conexión entre el transporte marítimo y el *hinterland* o interior; actúa como emplazamiento de infraestructura energética, que dota de seguridad de suministro al territorio. Además, es el punto de encuentro para el desarrollo de las energías marinas y constituye un centro de desarrollo de tejido industrial.

### El puerto y el *hinterland*

La logística relacionada con el *hinterland* involucra a muchos actores y actividades y requiere una intensa colaboración y coordinación entre las diferentes partes. Son pocos los trabajos que han abordado el desempeño ambiental de los puertos en su *hinterland*, a pesar de que las actividades del puerto contribuyen a una variedad de externalidades, especialmente emisiones y congestión (Bergqvist, R., Monios, J., 2019). Estas externalidades normalmente se calculan y contabilizan en el marco del transporte terrestre.

En Europa, según las directrices de la TEN-T, los principales puertos marítimos deben estar conectados con infraestructura ferroviaria, por carretera y, cuando sea posible, por vías navegables interiores antes del 31 de diciembre de 2030.

### El puerto: emplazamiento clave para la seguridad energética

Los puertos son un emplazamiento habitual de infraestructura energética y, por ello, claves para la seguridad energética. La disponibilidad de terrenos, agua de refrigeración y la presencia de grandes clientes industriales son algunas de las razones que llevan a las empresas productoras de energía a instalarse en zonas portuarias (Rodrigue & Notteboom, 2020). Este emplazamiento permite, además, minimizar el esfuerzo del transporte, ya que una parte importante de la energía puede utilizarse localmente.

Suelen ser los principales puntos de entrada de materias primas energéticas, que además representan una parte sustancial de sus volúmenes de tráfico (pudiendo alcanzar más del 50% del volumen de carga (ESPO, 2020a)). Juegan un papel clave en la importación o recepción, en la exportación o expedición, en el almacenamiento y en la distribución de combustibles fósiles y otras fuentes de energía.

A menudo, grandes centrales eléctricas se localizan en puertos. El calor residual de los procesos puede utilizarse, a su vez, para la calefacción urbana o en aplicaciones de calor relativamente bajo, aumentando así la eficiencia global de la central eléctrica (PIANCThe World Association for

**Tabla 1. Factores de emisión[8], estructuras de costes y características operativas de los diferentes medios de transporte**

| Modalidad | Factor de emisión (t $CO_2$ eq /t mercancía) | Factor de emisión de la IMO (g $CO_2$ /tonelada-kilómetro) | Estructura de costes y características operativas |
|---|---|---|---|
| Aire | 5,9672 | 435 | -Costes fijos relativamente bajos y variables elevados, que incluyen combustible, mantenimiento, seguridad, tarifas aeroportuarias, etc.<br>-Alta velocidad y limitada capacidad de carga. Se requieren combinaciones intermodales para llegar a remitentes y receptores. |
| Carretera | 0,0790 | 80 | -Elevados costes fijos de la infraestructura. La operativa tiene una elevada proporción de costes variables.<br>-Flexibilidad, disponibilidad, velocidad y frecuencia, pero capacidad de carga limitada en comparación con otros medios de transporte.<br>-Permite el transporte puerta a puerta y el acceso directo a remitentes y receptores. |
| Ferrocarril | 0,0320 | 35 | -Elevados costes fijos y costes variables relativamente bajos. Los costes fijos incluyen locomotoras, vagones y equipos de manipulación. Los costes variables, personal, combustible y mantenimiento.<br>-Buena velocidad, frecuencia y capacidad. Se requieren combinaciones intermodales para llegar a los remitentes y receptores. |
| Agua | 0,0281 (marítimo) 0,0341 (navegación interior) | 5 | -Nivel medio de costes fijos y reducidos costes variables. Los costes fijos incluyen embarcaciones, equipos de manipulación, etc. Entre los costes variables están los costes de personal, combustible y mantenimiento.<br>-Elevada capacidad y economías de escala. Se requieren combinaciones intermodales para llegar a los remitentes y receptores. En comparación con otros medios de transporte, puede considerarse lento. |
| Oleoducto/ gasoducto (tubería) | 0,8781 | - | -Muy alta proporción de costes fijos por su construcción. Los costes variables son principalmente las inspecciones de seguridad y el mantenimiento.<br>-Alta fiabilidad y capacidad, pero limitada a circunstancias especiales. |

Fuente: elaboración propia a partir de (R. Bergqvist, 2012); (Shell International B.V & Deloitte, 2020) y (Larrea Basterra & Álvaro Hermana, 2020).

Waterborne Transport Infrastructure, 2019). Igualmente, hay instalaciones de refino de petróleo, de regasificación o licuefacción y, en ocasiones, instalaciones de energías renovables.

Se espera, además, el desarrollo de nuevas infraestructuras para atender a las nuevas necesidades (hidrógeno, integración de energías renovables marinas en las instalaciones del puerto, etc.), así como proyectos relacionados con la economía circular y la gestión de ecosistemas para la captura de carbono y la adaptación al cambio climático. No obstante, existen barreras legislativas, tecnológicas, de huella medioambiental y aceptación social (Kanellopoulos, 2018).

## El puerto: impulsor y refuerzo de las energías marinas

En relación con el punto anterior, numerosos yacimientos de hidrocarburos se hallan en alta mar, por lo que los puertos se convierten en espacios fundamentales para promocionar también el desarrollo de las energías marinas.

En la actualidad, se prevé que el papel de los puertos en el ámbito de los combustibles fósiles vaya perdiendo peso. Sin embargo, aunque se estén cerrando plataformas (por ejemplo, en el Mar del Norte o en el Atlántico), se deben seguir considerando nuevos desarrollos de producción de hidrocarburos *offshore*, así como de oleoductos/gasoductos que conectan con tierra (como Tortue gas field de BP en Senegal o East Cendor en Malasia).

Por otra parte, están surgiendo nuevas oportunidades comerciales con el desarrollo de energías renovables en alta mar (STEERER, 2021). Como resultado, existirá la posibilidad de reutilizar el puerto para apoyar a la industria de las energías del mar, lo que podría aportar beneficios económicos a la región.

La gama de servicios incluye: inspecciones de calidad y control, tratamiento de residuos y suministro de combustible a buques *(bunkering)* (Martín-Bea, 2018). También se dispone de servicios logísticos,

8 Según datos de la IMO las emisiones del transporte aéreo serían 435 gramos de CO2/tonelada-kilómetro; el transporte por carretera 80; el transporte por ferrocarril 35 y el transporte marítimo 5.

de desarrollo, construcción, mantenimiento y desmantelamiento de instalaciones y de plataformas. Otro ejemplo es la construcción naval, que además de la construcción, mantenimiento y reparación y desguace de buques, puede ayudar en el negocio *offshore*.

### Tejido industrial alrededor del puerto

Los puertos son espacios en los que tradicionalmente se ha localizado actividad industrial, y donde el beneficio puerto-empresa ha sido mutuo. A la industria le beneficia disponer de un recinto portuario cercano para poder importar o exportar, pero el puerto también obtiene rendimientos de la actividad de los agentes industriales.

Los grupos industriales y logísticos de los puertos generan un gran volumen de recursos, capacidades, ingresos y empleo vinculado a las operaciones de carga y descarga de buques, operaciones y servicios (agencias, prácticos, remolques y abastecimiento de combustible), transporte terrestre, actividades logísticas, servicios de carga (transporte y aduanas), instalaciones de producción industrial y agencias gubernamentales.

Las principales diferencias entre puertos industriales y no industriales se relacionan con su tamaño (superficie portuaria, volumen de mercancías, número de buques, valor de la mercancía producida por el clúster industrial).

El consumo energético de uno a otro también es diferente. De hecho, el consumo de energía en este tipo de puertos suele ser superior, por lo que se puede avanzar en la electrificación y gasificación de la industria ubicada en zona portuaria (DNV-GL & Eurelectric, n.d.), de manera que se avance en la descarbonización en general y no solo del puerto. Los puertos pueden ayudar en la descarbonización de la industria con la mejora de la eficiencia energética, el desarrollo de redes de hidrógeno compartidas, de captura de $CO_2$ o el despliegue de renovables en tierra o en mar.

Los puertos europeos, en particular, suelen ser socios clave en el desarrollo industrial, en el puerto, en la zona alrededor del puerto o a lo largo de corredores (en el área del *hinterland*). Existe un amplio abanico de actividades industriales que suelen ubicarse en las zonas portuarias. Por un lado, están las principales industrias marítimas: los astilleros (reparación y construcción naval), las empresas de equipos marinos, los productores de grúas y equipos para terminales, las empresas de salvamento, las de *offshore* (prospección, producción, instalación, suministro, colocación de tuberías), las empresas de dragado y las bases navales.

Por su parte, la química, la siderurgia, el ensamblaje de automóviles, el papel, la producción de alimentos (e.g. procesado de pescado) o la producción de materiales de construcción (i.e. cemento, ladrillos y tejas) también tienden a localizarse en los puertos (Rodrigue & Notteboom, 2020).

En general, el éxito de estos clústeres portuarios depende de las instalaciones, de la disponibilidad de mano de obra cualificada, de precios competitivos de la energía; del papel y el apoyo de las autoridades portuarias y de los organismos gubernamentales a la hora de ofrecer incentivos para el desarrollo de las infraestructuras; de la disponibilidad de terrenos, del suministro de materias primas a precios competitivos, de infraestructuras (oleoductos, por ejemplo), etc.

## Retos para conseguir que la sostenibilidad medioambiental se convierta en un factor de competitividad portuaria

Los puertos son realidades complejas compuestas por diferentes grupos de agentes y actividades que hacen que cada puerto sea un caso único. Además, son infraestructuras de larga vida útil, que requieren de importantes volúmenes de inversión.

La preocupación y la presión por la descarbonización está aumentando, y el entorno marítimo no es ajeno a ello. Los próximos años van a ser muy relevantes para los puertos, que deberán comprometerse a ecologizar sus operaciones, promover un transporte más sostenible y participar en la transición energética, debido al importante papel que van a desempeñar para facilitar esta transición.

Se esperan así cambios en las industrias portuarias (menos basadas en el petróleo, más circulares y con mayor peso del hidrógeno). No obstante, existen barreras. Este panorama requiere de la actuación de multitud de agentes (armadores, agentes financieros, puertos, productores de combustibles limpios, etc.) así como de acceso a financiación[9]. Como consecuencia, la transición energética en los puertos hay que valorarla de manera conjunta.

### En la navegación y el puerto

Aunque se están produciendo avances en el empleo de combustibles marinos más

9 En 2020, la Climate Bond Initiative lanzó los criterios para bonos verdes en actividades marítimas (DNV, 2021b).

limpios como el GNL, es necesario desarrollar redes de puertos que avancen en la misma línea.

En tierra, pese a la creciente penetración de energías más limpias, alrededor del 85% del equipamiento portuario funciona hoy en día con diésel o gasolina. El desarrollo del *cold ironing* se enfrenta a diferentes problemas de estandarización, que hay que resolver como la facturación de la electricidad o los sistemas de conexión a la red eléctrica de los puertos.

Asimismo, a pesar de que la mayor parte de los puertos dispone de sistemas/plataformas de ventanilla única para la realización de gestiones, en pocos casos se ha logrado desarrollar un mecanismo que optimice las escalas en puerto con operaciones *just-in-time.*

Por último, las posiciones encontradas respecto a la optimización de la velocidad de navegación (que, en general, implica la reducción de esta con la consecuente disminución del consumo energético y de las emisiones asociadas) requieren de un mayor consenso.

### Desde la perspectiva de la conexión puerto-hinterland

Las interconexiones con otros medios de transporte son fundamentales para garantizar el buen funcionamiento de las cadenas de suministro. Sin embargo, por el momento existen pocas iniciativas que promuevan desde el puerto el empleo de energías alternativas en otros medios de transporte (p. ej., en el puerto de Los Ángeles). En efecto, las tasas portuarias verdes están muy extendidas para buques, pero no así para otros medios de transporte (p. ej., camiones) con los que conecta el puerto con el *hinterland*.

### Garantizar la seguridad energética y una actividad sostenible

Todos los puertos son fundamentales para apoyar la seguridad energética, más en estos momentos de elevada inestabilidad geopolítica, donde la invasión de Ucrania por parte de Rusia pone en entredicho la dependencia europea del gas ruso. Teniendo en cuenta las actuales redes de transporte y distribución de gas, en particular europeas, el énfasis se está poniendo en el gas natural licuado, cuyas instalaciones de regasificación se localizan en terreno portuario.

Por otra parte, a pesar de que caiga el peso de los combustibles fósiles en el futuro, el rol de los puertos para garantizar la seguridad de suministro seguirá siendo fundamental, debido al desarrollo de proyectos de energías como el hidrógeno o las renovables *offshore*, planteándose oportunidades para las actividades portuarias (remolcadores, estibadores, etc.) y para el tejido industrial relacionado con las energías renovables que puede (Bilbao) o no (Valencia) encontrarse en las inmediaciones del puerto.

Los puertos, como emplazamientos o *hubs* de actividades industriales, también están promoviendo medidas que apoyan su descarbonización de diferentes maneras: mediante la implementación de medidas de economía circular, el desarrollo de tuberías de captura y almacenamiento de carbono (Rotterdam), o el desarrollo de infraestructura energética para la producción de energías renovables, hidrógeno o combustibles sintéticos, entre otros.

### La sostenibilidad social y la resiliencia al cambio climático

Avanzar hacia una concepción de puerto sostenible debe incluir además de las perspectivas económica y medioambiental, la social, sin olvidar la resiliencia al impacto del cambio climático. A pesar de su localización en la costa y a nivel de mar, gran parte de los puertos todavía no cuentan con estrategias de adaptación a los impactos del cambio climático tales como la subida del nivel del mar o un mayor número de tormentas que dificulten la actividad portuaria.

### Elementos transversales para la transformación sostenible de los puertos

La larga vida útil de las infraestructuras portuarias plantea la necesidad de una buena planificación para determinar las inversiones prioritarias y evitar proyectos infrautilizados. En la situación actual, esto les empuja a anticiparse a los cambios, adaptándose a las nuevas generaciones de buques e incorporando las últimas tecnologías energéticas, logísticas o digitales, donde la tecnología está todavía, en muchos casos, en fases iniciales de desarrollo. Para ello, las infraestructuras portuarias requieren elevados volúmenes de capital, capacidad de financiación y conocimiento especializado.

Existen, además, elementos que dificultan el avance, como la falta de homogeneización en la operativa y la normativa que regula el funcionamiento portuario, la gran tipología de puertos y buques, la incertidumbre y falta de madurez de numerosas soluciones. Para superarlos, es necesario apostar por la digitalización y la automatización, la armonización de criterios, la interlocución a nivel internacional, la colaboración entre agentes, las actividades de I+D+i y el desarrollo de nuevas fuentes de financiación. ■

## Referencias


Bergqvist, R. (2012). Hinterland logistics and global supply chains. In D. Song, & P. Panayides (Eds.), *A complete guide to effective shipping and port management.* Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/258867767_Hinterland_Logistics_and_Global_Supply_Chains

Bergqvist, R., Monios, J. (2019). Green ports in theory and practice. In Bergqvist, R., Monios, J. (Eds) (Ed.), *Green ports; inland and seaside sustainable transportation strategies* (pp. 1-17). Cambridge: Elsevier.

DNV-GL, & Eurelectric. (n.d.). *Ports: Green gateways to Europe. 10 transitions to turn ports into decarbonization hubs* Retrieved from https://www.dnvgl.com/publications/ports-green-gateways-to-europe-179372

ESPO. (2020a). *Annual report. European sea ports organization 2019-2020.* Brussels. Retrieved from https://www.espo.be/media/Annual%20Report%202019-2020%20FINAL.pdf

ESPO. (2020b). *ESPO environmental report 2020. EcoPortsinSights 2020.* Retrieved from https://www.espo.be/media/Environmental%20Report-WEB-FINAL.pdf

European Commission. (2020). *Commission staff working document. full-length report. accompanying the document report from the commission 2019 annual report on $CO_2$ emissions from maritime transport.* Brussels. Retrieved from https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/shipping/docs/swd_2020_82_en.pdf

Heikkilä, M. (2020). *Fast measures for fast vessels- what measures should policy makers take to slow down passenger ferry vessels in order to reduce greenhouse gas emissions?* Turku: Retrieved from https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/345906/Master%20Thesis%20Mikko%20Heikkila.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Kanellopoulos, J. (2018). *D.1.1. port of the future challenges, enablers and barriers. Corealis. the port of the future.* Retrieved from https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5bf625369&appId=PPGMS

Larrea Basterra, M., & Álvaro Hermana, R. (2020). *Economía circular y cambio climático.* Cuadernos Orkestra. Retrieved from. Economía circular y cambio climático - Orkestra Instituto Vasco de Competitividad (deusto.es)

Martín-Bea, N. (2018). Boosting offshore services. *Oil&Gas Journal.*

Merk, O. (2014). *International transport forum discussion papers 2014/20. shipping emissions in ports* OECD. Retrieved from https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5jrw1ktc83r1-en.pdf?expires=1639053369&id=id&accname=guest&checksum=A42A08DC0AFF1489833392F25329F8F1

MI News Network. (2021). IMO releases fourth greenhouse gas study 2020. Retrieved from https://www.marineinsight.com/shipping-news/imo-releases-fourth-greenhouse-gas-study-2020/?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+MarineInsight+%28Marine+Insight%29

Notteboom, T., van der Lugt, L., van Saase, N., Sel, S., & Neyens, K. (2020). The role of seaports in green supply chain management: Initiatives, attitudes and perspectives in Rotterdam, Antwerp, North Sea port and Zeebrugge. *Sustainability,* (1688) doi:https://doi.org/10.3390/su12041688

Parlamento Europeo. (2021). *Informe sobre medidas técnicas y operativas para un transporte marítimo más eficiente y limpio (2019/2193(INI)). Ponencia de Karima Delli* Comisión de Transportes y Turismo. Retrieved from https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0029_ES.html

PIANCThe World Association for Waterborne Transport Infrastructure. (2019). *Renewables and energy efficiency for maritime ports. MarCom WG report nº 159.* Bruxelles. Retrieved from https://www.pianc.org/publications/marcom/wg159

Rodrigue, J. P., & Notteboom, T. (2020). Chapter 4.4. port clusters. Retrieved from https://porteconomicsmanagement.org/pemp/contents/part4/port-clusters/

Ryckbost, I. (2017, 34-35). Current waves of change require resilient European ports. *European Energy Innovation.*

Shell International B.V, & Deloitte. (2020). *Decarbonising shipping: All hands on deck* Retrieved from https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/decarbonising-shipping.html

Siegert, M. (2017, Wind of change in ports with problems. zero emissions terminals shall be no exception. *European Energy Innovation.*

Sifakis, N., & Tsoutsos, T. (2021). Planning zero-emissions ports through the nearly zero energy port concept. *Journal of Cleaner Production, 286* doi:https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125448

STEERER. (2021). *The main trends for the waterborne transport sector. part 2.* economic, environmental and technological trends. Unpublished manuscript.

UNCTAD. (2020). *Review of maritime transport 2020.* United States of America. Retrieved from https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020_en.pdf

WPSP. (2020). *World ports sustainability report 2020.* Retrieved from https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/WORLD-PORTS-SUSTAINABILITY-REPORT-2020-FIN.pdf

Ystmark Bjerkan, K., Ryghaug, M., & Moe Skjolvold, T. (2021). Actors in energy transitions: Transformative potentials at the intersection between Norwegian port and transport systems. *Energy Research and Social Science, 72* doi:https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101868

# Houston, tenemos una oportunidad

## Reflexiones de los jóvenes tras el Congreso Mundial del Petróleo (diciembre 2021)

**Comité Español de Jóvenes del World Petroleum Council (WPC)**

**Olga Fedorova**
Proyectos y Transformación de Negocio en Mobility & New Commerce en Cepsa

**Marta Foyedo**
Comunicación Digital en Repsol

**Iñigo Ullibarri**
Desarrollo Corporativo en Tubacex

Houston, tenemos una oportunidad. Es la conclusión del 23º World Petroleum Congress (WPC) celebrado en la ciudad americana, donde los representantes del grupo de jóvenes de WPC en España tuvimos la oportunidad de participar junto a los líderes de las principales compañías del sector.

Durante el Congreso hubo dos mensajes que no dejaron de resonar: transición energética y acceso a una energía segura y asequible.

El mundo actual se enfrenta a muchos retos, y uno de ellos es el cambio climático, realidad que ha sido comentada en la mayoría de las sesiones. Una realidad donde el sector del petróleo y el gas juega un papel clave y consciente de ello se está transformando, siendo uno de los más implicados en la búsqueda de soluciones.

Los objetivos de la sociedad con respecto a esa transición energética también han cobrado urgencia y esto nos impulsa a tener que adaptarnos y reinventarnos con mayor premura.

### Avanzamos en la Transición Energética

Solo hace falta escuchar una de las sesiones para ver el cambio y el proceso de transformación dentro del sector. Hace unos años apenas se debatía sobre el cambio climático o sobre la transición energética y en este Congreso rara ha sido la vez que no se han abordado ambos conceptos.

El compromiso de todas las compañías del sector en reducir emisiones, y los esfuerzos en innovación y tecnología para cumplir este objetivo, son mensajes esperanzadores para nuestra sociedad.

Durante el WPC pudimos escuchar de primera mano los ambiciosos objetivos de descarbonización que todas las *majors* y muchas de las NOC más importantes, han marcado tanto a corto, como a largo plazo, con acciones claras para reducir las emisiones de sus operaciones actuales y ofrecer productos renovables o con bajas emisiones.

Además, todas ellas coinciden en que existe una clara necesidad por parte de todos los grupos de interés de colaborar en la consecución del objetivo de *Net Zero Emissions.*

Ninguna empresa o industria por sí sola puede llegar a alcanzar ese objetivo. Es por ello, que se necesita una clara colaboración entre las empresas productoras, los consumidores y los organismos públicos. Son estos últimos los que tienen que apoyar a la industria en su proceso de descarbonización con medidas que fomenten el cambio.

Es cierto, que ya son muchos gobiernos los que están instaurando medidas y realizando acciones en la dirección correcta, pero toca preguntarse ¿son suficientes estos esfuerzos? Si queremos cumplir nuestros objetivos, es necesario acelerar el ritmo y ser conscientes de que la solución debe ser global. Por ejemplo ¿deberían los gases de efecto invernadero tener nacionalidad si al final todos acaban en la atmósfera del mismo planeta? Claro está, que no todos los países tienen las mismas

capacidades para afrontar este cambio, ya que no disponen de los recursos necesarios, ni generan las mismas emisiones. Esto saca a relucir que debemos pensar en transición energética, pero de una manera justa, competitiva y eficiente.

Es el momento de involucrar a más actores. Desde los estados, hasta los individuos, pasando por empresas y organizaciones. Es el momento de volver a imaginar, de traer a la mesa nuevas ideas y nuevas iniciativas, y para ello la tecnología juega un papel protagonista.

El uso del hidrógeno o la captura de carbono, fueron dos de las tecnologías más mencionadas durante todo el Congreso. El hidrógeno por ejemplo se ha convertido en una propuesta muy interesante sobre todo para aquellos sectores difíciles de electrificar como son el marítimo, la aviación o el transporte pesado entre otros. Estas tecnologías ofrecen soluciones al transporte y almacenamiento de las energías renovables, y sobre todo a la descarbonización de las energías actuales. De esta manera se permitiría cubrir la demanda actual y futura manteniendo el equilibrio entre prosperidad y sostenibilidad.

Existe una gran inversión por parte de la industria energética en promover soluciones como estas que ayudarán a completar el marco energético. Pero en esa inversión no podemos olvidar el concepto de neutralidad tecnológica, donde debemos tener en cuenta todas las posibles soluciones, ya que no sabemos qué tipo de tecnología funcionará en cada caso. Sin ideas preconcebidas.

## Garantizar el acceso a la energía

La demanda mundial de energía sigue creciendo cada año debido al desarrollo económico y a un incremento de la población, lo que lleva al sector a buscar nuevas formas para asegurar el suministro de energía de manera sostenible y asequible.

Ya que, si los precios fuesen muy elevados o no se pudiera acceder a la energía, los gobiernos se verían forzados a reducir las inversiones en otras fuentes de energías, necesarias también para el *mix* energético mundial. Un *mix* donde incluso en el escenario de cero emisiones netas de la Agencia Internacional de la Energía, el petróleo y el gas tendrían un papel relevante.

Dentro del WPC tuvimos la ocasión de entender las distintas realidades y necesidades energéticas de diversos países, donde llama la atención aquellos en vías de desarrollo, para los que el acceso a la energía sigue siendo el reto más importante.

Según la Organización Mundial de la Salud, se estima que actualmente alrededor de 2.600 millones de personas cocinan y calientan sus hogares con combustibles sólidos tradicionales como la madera, residuos agrícolas o el carbón, provocando distintos peligros para la salud.

Durante el Congreso se presentaron distintos proyectos que ayudan a garantizar el acceso a energía y mejorar la calidad de vida de las personas de esos países. Ejemplo claro fueron los proyectos en la India en los que la colaboración público-privada garantiza el acceso a GLP a las casas en las zonas más pobres y rurales.

Es por ello que la Transición Energética tiene que ser progresiva y apoyada en energías de transición como el gas, sin olvidar que las necesidades y preocupaciones de estas localizaciones son muy distintas a las de las sociedades occidentales.

## Tenemos una oportunidad

Tanto la sociedad como la industria coinciden en la necesidad de acelerar la transición energética y de reducir las emisiones. Durante estos días hemos podido comprobar que todas las compañías del sector están comprometidas y tienen hojas de ruta claras para cumplir sus objetivos de *Net Zero Emissions.* Con el mensaje siempre presente de que debemos ser capaces de cubrir las necesidades de todas las regiones.

Por esa razón, es necesario que la transición energética no sea abrupta y que se consiga un balance correcto que permita cubrir la mayor demanda energética de manera global, garantizando siempre un suministro de energía segura, sostenible y asequible.

No podemos pasar de un escenario energético a otro completamente distinto sin pasar por un proceso, y en ese proceso todas las fuentes de energía son necesarias, incluidos el petróleo y del gas, clave para esa transición sin dejar a nadie atrás.

Estamos en un sector repleto de oportunidades y en un momento de transformación donde los jóvenes tenemos más cabida que nunca. Cosa que hemos podido comprobar durante estos días en Houston, con la participación de los más jóvenes en las sesiones y en los debates, y el buen ambiente que se respiraba tanto dentro como fuera del Congreso.

Somos parte de la solución, y como hemos podido ver durante todo el WPC estamos todos a una, convirtiendo un problema en una oportunidad de avanzar por un futuro sostenible. ■

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 especifica 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 sus titulares.

Publicación trimestral: Número 68, Año XIII, Madrid Abril 2022

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009

68
Abril
2022

GARRIGUES

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel.: 91 514 5200
Fax: 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 7221
Fax: 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel.: 91 514 5000
Fax: 91 514 5180
www.deloitte.es