72
abril
2023

Cuadernos de energía

GARRIGUES

Club Español de la Energía

Deloitte.

Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso
Socio Responsable de Energía y Recursos, Deloitte

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

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

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

Nemesio Fernández Cuesta
Asesor

Iñaki Garay Zabala
Director de Expansión

Rafael García de Diego
Consultor

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

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

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

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

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

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 72, la primera de 2023, un año en el que la energía continúa estando en el centro de los debates económicos, la geopolítica y todos los sectores económicos. La transición energética continúa en las agendas políticas mundiales, especialmente las europeas, y la necesidad de asegurar el suministro energético y reducir la volatilidad de los precios se equipara en importancia a la descarbonización.

Las consecuencias de la guerra continúan siendo muy relevantes, especialmente en Europa, pero el trabajo comenzado el año pasado en las instituciones europeas con el *REPowerEU*, el *Save Gas for a Save Winter* y demás conjuntos legislativos, ha hecho que hayamos conseguido asegurar el suministro de gas para el pasado invierno. Bien es cierto, que las suaves temperaturas invernales y la disminución del consumo en China, también han ayudado. Además, de alguna manera, se ha conseguido frenar la escalada de precios que han sufrido industrias y consumidores, especialmente los más vulnerables, durante los últimos meses.

A lo largo de este período, además, se han puesto en marcha mecanismos muy novedosos como la Plataforma de la UE para las compras conjuntas de gas, y se ha avanzado en muchos de los desarrollos legislativos planteados por el Paquete *Fit for 55*. En concreto, se han alcanzado ya acuerdos provisionales de los textos normativos de las Directivas de Eficiencia Energética, de Renovables, o del desarrollo de los nuevos mercados de Derecho de Emisión en el transporte y edificación, por mencionar algunos ejemplos.

Así mismo, y ante el incremento de la competencia por liderar la transición energética por parte de países como Estados Unidos, con su *Inflation Reduction Act* (IRA), o Japón, Europa está buscando respuesta para que su industria mantenga su competitividad y sea capaz de atraer nueva industria verde. En este sentido, la Ley sobre la industria de cero emisiones netas, la Ley de materias primas fundamentales o la reforma de la configuración del mercado de la electricidad que se ha comenzado, están acaparando toda la atención.

Por su parte, España se prepara para la Presidencia del Consejo Europeo durante el segundo semestre de 2023, mientras desarrolla la revisión del Plan Nacional de Energía y Clima que debe enviar a Bruselas en junio. Materializar la instalación y puesta en marcha de proyectos renovables que cuentan con las autorizaciones necesarias para poder hacerlo, así como el desarrollo de muchas otras tecnologías fundamentales para la descarbonización de la economía, son otros de los temas que también nos mantienen ocupados.

En esta edición de Cuadernos de Energía se tratan muchas de las cuestiones expuestas y se analizan proyectos novedosos que se están desarrollando actualmente.

Como es habitual, comenzamos con el bloque más europeo. El primer artículo con el que nos encontramos se titula "Acelerar la transición y la independencia energética en la Unión Europea, El paquete *Fit for 55* y el plan *REPowerEU* guiarán la política energética europea en esta década", elaborado por **Laureano Álvarez, Socio de Monitor Deloitte Energía**. El autor analiza la evolución reciente de la política energética europea de cara a la descarbonización de la economía hasta el momento actual, donde el conflicto en Ucrania ha provocado que la búsqueda de una mayor autonomía energética haya adquirido un papel protagonista. El artículo analiza las principales medidas introducidas en el Paquete *Fit for 55* y el *REPowerEU*, las implicaciones que estos paquetes tienen en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima de los Estados miembros, y describe el conjunto de los compromisos adquiridos, que reflejan los impresionantes desafíos de futuro.

A continuación, **Vicente Gutiérrez Peinador, Presidente de CONFEDEM (**Confederación Nacional de Empresarios de la Minería y de la Metalurgia) realiza una valoración del principal instrumento que ha puesto en marcha Europa para garantizar un suministro suficiente de materias primas críticas para las transiciones ecológica y digital de la UE. Bajo el título, "El *Raw Materials Act* de la UE, Valoración descriptiva y posibilidades de alcanzar los objetivos" analiza la importancia de esta Ley en relación con la Estrategia del Pacto Verde Europeo (*Green Deal*) y la Ley Europea del Clima, así como el propio contenido del *Raw Materials Act*, concretando en las cadenas de valor y tecnologías prioritarias, qué medidas se proponen, y cuáles son las debilidades y amenazas para alcanzar los objetivos planteados por esta normativa.

Los siguientes artículos, se centrarán en una serie de tecnologías novedosas que tendrán una repercusión importante en la transición: Hidrógeno renovable, Fotovoltaica Flotante e Hibridación, Almacenamiento de energía , Bombas de calor y Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS).

El primero de estos artículos se centra en el Hidrógeno, que ha adquirido una gran importancia y que jugará un papel relevante en el contexto energético actual y de futuro. **Belén Linares Corell, Directora de Innovación de Acciona Energía y Enrique Iriarte Madurga, Director de Proyectos de Innovación de Acciona Energía** centran su artículo en el proyecto "*Power to Green Hydrogen* Mallorca", uno de los nuevos proyectos de Hidrógeno ya en marcha, liderado por ACCIONA Energía y ENAGÁS Renovable, y con la participación de CEMEX y el IDAE y que es una iniciativa que surgió con el objetivo de crear un ecosistema de hidrógeno verde con diversas aplicaciones en la isla de Mallorca, utilizando energía solar fotovoltaica como fuente de energía primaria. El artículo recoge muchos de los detalles del proyecto, incluyendo el ecosistema de hidrógeno que se está desplegando en la isla, y que abarca toda su cadena de valor, y describe alguna de las principales tecnologías desplegadas para hacer este proyecto posible.

Ramón Andrés Bobes Miranda, Jefe de Estudios de EDP España, contribuye con un artículo dedicado a la Planta solar fotovoltaica flotante de EDP en la central hidráulica de Alqueva, ubicada en el Alentejo portugués, a 50 km de la frontera con España, y que fue inaugurada en julio de 2022, una de las primeras de este tipo en operación. La creación de la mayor plataforma solar flotante europea está conformada por 12.000 paneles fotovoltaicos y una capacidad de producción anual de 7,5 GWh. El autor presenta, entre otros aspectos, los principales desafíos que se fueron superando para el desarrollo del proyecto, las principales ventajas que presenta este concepto de hibridación, y explica en detalle los elementos que configuran esta innovadora iniciativa.

Sin duda, el Almacenamiento de energía eléctrica juega y jugará un papel especialmente relevante de cara a contar con un sistema con mayor penetración de energías renovables y que será fundamental para aprovechar todas sus ventajas. El siguiente artículo realiza un estudio pormenorizado de la rentabilidad de dos tecnologías de almacenamiento como son el bombeo y las baterías. **Juan Cruzate, Socio de G-advisory y Javier Reneses, Coordinador de los equipos de mercado de Simulyde y G-advisory**, tras exponer los motivos por los que en España va a ser necesario disponer de una cantidad de almacenamiento sustancialmente mayor a la que existe en la actualidad, se centran en aquellos elementos que influyen en la viabilidad económica de estas tecnologías, incluyendo ingresos necesarios, inversión inicial o costes operativos.

El contexto energético y climático actual también coloca a la Bomba de calor como una tecnología clave en el campo de los usos energéticos y la demanda. Se trata de una tecnología que capta el calor de una fuente natural, por ejemplo, el aire (aerotermia), el agua (hidrotermia) o la tierra (geotermia), de forma que este calor resulte útil para diferentes aplicaciones como la producción de agua caliente sanitaria, la climatización de viviendas **u otros más recientes** como la industria. **Laura Alonso, Ángel Carrera, Jose Luis Corrales, Maider Epelde, Xabier Peña, Felipe Trebilcock, Irantzu Urkola, Jose Luis Villate, miembros del Equipo de expertos y expertas en Sistemas Térmicos Eficientes de Fundación TECNALIA Research & In-**

novation son los autores del artículo, en el que hacen una descripción detallada de la tecnología, su aplicación a diferentes sectores, potencial, barreras y oportunidades.

El último de los artículos dedicados a tecnología realiza una descripción general del contexto global, los procesos adoptados para la adjudicación de licencias, los criterios de cesión y otros aspectos relacionados con la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) en el Reino Unido. **Teresa Redondo López, PhD, FGS, Gerente de Subsuelo, Proyectos Internacionales de Harbour Energy** describe con detalle en qué consiste esta tecnología y su modelo de negocio, cuál es el panorama global y los proyectos en curso, cómo se adjudican los permisos en el Reino Unido, o la relevancia que tiene la colaboración público-privada para desarrollar esta tecnología.

Concluyendo con los aspectos sociales de la energía, **Maryse Labriet, Mariano Molina, Tatiana Vásquez y Lina Rocío Pérez de Energía sin Fronteras, junto con Marion Disdier y Mathieu Le Corre de GRET**, cierran esta edición de Cuadernos con una contribución titulada "Evaluación retrospectiva del impacto de los proyectos de electrificación en zonas no interconectadas de Colombia". Tras una análisis de la situación energética de la región, el documento evalúa los efectos de 14 proyectos, ubicados en 8 municipios, mediante un enfoque de género. Esta evaluación permite identificar los efectos positivos y negativos de estos proyectos y formula recomendaciones para el diseño e implementación de proyectos similares en el futuro de manera que se aumente la eficiencia de los recursos destinados a electrificación rural.

Esperamos que los contenidos recogidos en este número 72 de Cuadernos de Energía 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

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

Índice

Acelerar la transición y la independencia energética en la Unión Europea **7**
Laureano Álvarez
Socio de Monitor Deloitte Energía

El Raw Materials Act de la UE. Valoración descriptiva y posibilidades de alcanzar los objetivos **15**
Vicente Gutiérrez Peinador
Presidente de CONFEDEM (Confederación Nacional de Empresarios de la Minería y de la Metalurgia)
y Secretario General de PRIMIGEA

Mallorca, primer ecosistema de hidrógeno verde en una isla europea **24**
Belén Linares Corell
Directora de Innovación de Acciona Energía

Enrique Iriarte Madurga
Director de Proyectos de Innovación de Acciona Energía

Planta solar fotovoltaica flotante de EDP en la central hidráulica de Alqueva **30**
Ramón Andrés Bobes Miranda
Jefe de Estudios de EDP España

Estudio de la rentabilidad de dos tecnologías de almacenamiento en España: bombeo y baterías **36**
Juan Cruzate
Socio de G-advisory
Javier Reneses
Coordinador de los equipos de mercado de Simulyde y G-advisory

El futuro de las bombas de calor **46**
Laura Alonso, Ángel Carrera, Jose Luis Corrales, Maider Epelde, Xabier Peña, Felipe Trebilcock, Irantzu Urkola, Jose Luis Villate
Equipo de expertos y expertas en Sistemas Térmicos Eficientes de Fundación TECNALIA Research & Innovation

Proyectos de CCS en el Reino Unido: una visión de conjunto **60**
Teresa Redondo López, PhD, FGS
Gerente de Subsuelo, Proyectos Internacionales de Harbour Energy, Londres, R.U.

Evaluación retrospectiva del impacto de los proyectos de electrificación en zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia **69**
Maryse Labriet[1], Marion Disdier[2], Mathieu Le Corre[2],
Mariano Molina[1], Tatiana Vásquez[1], Lina Rocío Pérez[1]
[1] Energía sin Fronteras (Esf)
[2] GRET

Acelerar la transición y la independencia energética en la Unión Europea

Laureano Álvarez
Socio de Monitor Deloitte Energía

El paquete *Fit for 55* y el plan *REPowerEU* guiarán la política energética europea en esta década

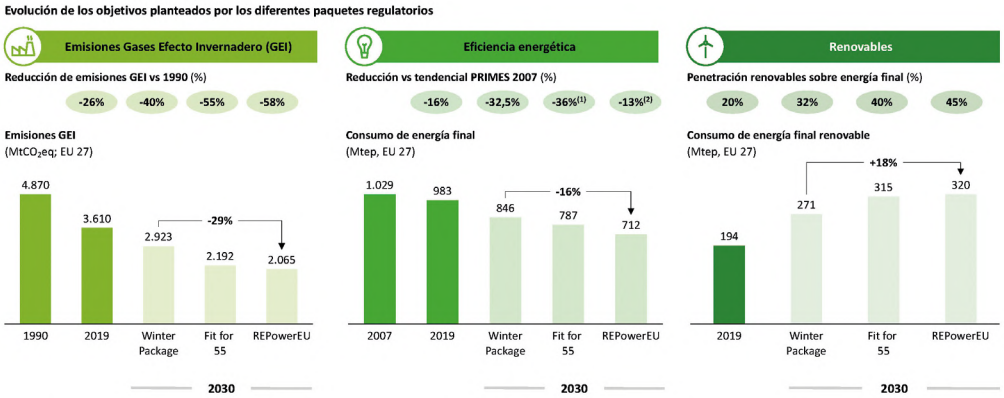
La Unión Europea tiene, desde hace dos décadas, como uno de los elementos centrales de su acción política la descarbonización de su modelo energético. Con el cambio de ciclo en la Comisión Europea a partir de diciembre de 2019, se impulsó el Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*), con el objetivo de transformar la economía europea en una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva. Como pasos concretos para la implementación del Pacto, en 2021 se adoptó la Ley Europea del Clima, que establece, entre otras medidas, un objetivo de reducción de emisiones GEI del 55% para 2030. La Comisión Europea publicó en julio de 2021 la primera entrega del paquete Fit for 55, un conjunto de medidas en materia de clima, energía, uso del suelo, transporte y fiscalidad, para alcanzar los objetivos planteados. Esta primera entrega fue complementada, en diciembre de 2021, con medidas en el ámbito de la eficiencia energética en edificios, los gases renovables, el metano y los ciclos de carbono sostenibles.

Durante todo este tiempo las políticas energéticas de la Unión Europea han tenido como objetivo la lucha contra el cambio climático. Pero llegó el 24 de febrero 2022, Rusia invadió Ucrania, y además de la catástrofe humanitaria, victimas y refugiados, los temores a una recesión, los mercados internacionales de energía retumbaron y sufrieron la mayor distorsión desde la crisis del petróleo en los años 70. La alta dependencia europea de otros países, y en particular de Rusia, hizo que de repente la transición energética adquiriese una nueva dimensión de independencia energética. La Unión Europea lanzó el plan REPowerEU que a la vez que reduce nuestra dependencia energética, acelera la transición energética. La combinación de estos dos planes – *Fit for 55 y REPowerEU* – supone acelerar de forma extraordinaria el ritmo de transformación de la economía europea. Durante esta década necesitaremos multiplicar por 5 el ritmo de reducción de demanda y por 3 el ritmo de reducción de emisiones logrado hasta la fecha. En términos de emisiones, tenemos que reducir 800 MtCO2eq, equivalente a 2-3 veces las emisiones actuales de un país como España en un año respecto a los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIECs) (ver cuadro 1 y 2).

A la vez que todo esto ocurría en Europa, EEUU ha fijado un objetivo de reducción de emisiones a 2030 con respecto a 1990 del 30% (equivalente ~40% respecto a 2005). Este objetivo está siendo impulsado a través de una serie de programas, el más conocido Inflation Reduction Act (IRA) y a través de apoyos específicos a los sectores renovables, nuclear e hidrógeno. En conjunto el apoyo a las tecnologías limpias es equivalente a $600 miles de millones (sólo el IRA conlleva un

Cuadro 1.

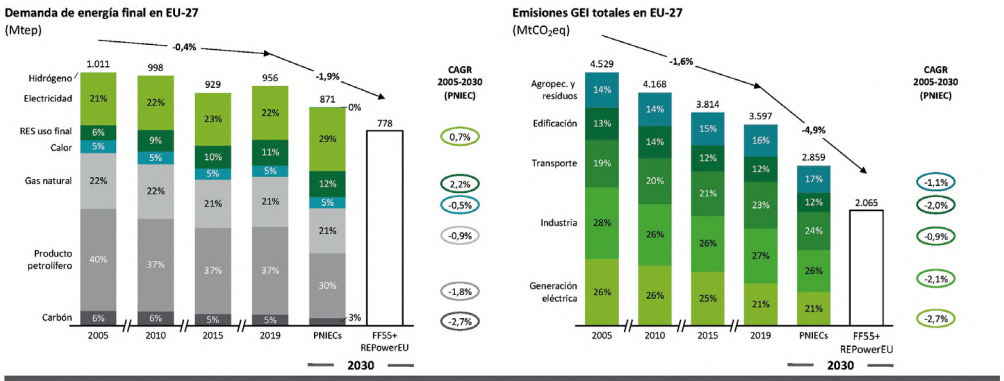
El *Fit for 55* y el *REPowerEU* han establecido unos objetivos ambientales más ambiciosos que los planteados en el último paquete regulatorio adoptado en 2019 *(Winter Package)*



(1) Estimado respecto al escenario referencia PRIMES actualizado en 2020; (2) Estimado con referencia al escenario EU 2020 (vs. -9% FF55 en 2030)
Fuente: European Comission; European Evironment Agency

Cuadro 2.

Durante la próxima década necesitaremos multiplicar por 5 el ritmo de reducción de demanda de energía y por 3 el de reducción de emisiones logrado hasta la fecha



Es imprescindible aprovechar las oportunidades que existen en todos los sectores de actividad para conseguir los ambiciosos objetivos planteados

Fuente: Eurostat, EEA; Monitor Deloitte

apoyo de $390 miles de millones), equivalente a 1.8% de PIB. La característica más significativa del IRA es un apoyo directo a la producción/inversión con una certidumbre de largo plazo (10 años) muy atractiva para los inversores en diferentes tecnologías limpias: producción renovable (12,5-27,5 $/MWh), vehículo eléctrico (Máximo 7.500 $), CCUS (85-180 $/t según tecnología y uso), Hidrógeno (0,6-3$/kg), o Baterías (45 $/kWh). En un momento en el que capital, talento y materiales escasean, Estados Unidos ha optado por una forma directa de promover la transición energética.

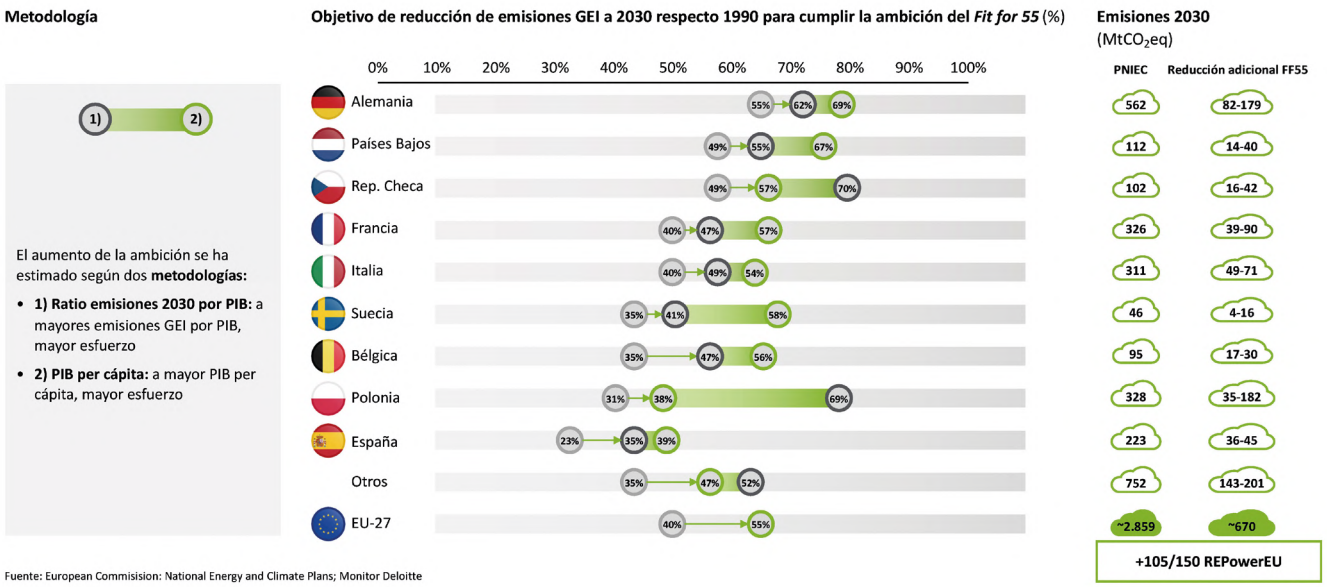
En este momento, los PNIECs están desactualizados. Los Estados Miembros tendrán que actualizar (ver cuadro 3) los planes y se enfrentan al reto de definir unos planes que en poco menos de 7 años consigan la transformación de nuestro modelo energético. En las próximas semanas/meses deberíamos ir conociendo las nuevas propuestas de Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima de los diferentes países de la Unión Europea, incluido en España donde se espera su publicación a lo largo del mes de junio.

Aprovechar las oportunidades que existen en todos los sectores

Esta transformación requiere que todos los sectores económicos aceleren su proceso de transformación, adicionalmente a lo planteado por los diferentes países en sus

Cuadro 3.

Será necesario que todos los países aspiren a una mayor reducción de emisiones GEI en la revisión de sus PNIECs para cumplir con los objetivos planteados



Fuente: European Commisision: National Energy and Climate Plans; Monitor Deloitte

PNIECs, para poder conseguir los objetivos definidos. La realidad de cada país y de cada sector es diferente, lo que implica que esta aceleración no puede ser igual en todos ellos. En cambio, hay una serie de elementos que caracterizan esta transformación:

• Aumentar el despliegue de **energías renovables en el sector eléctrico** con 385 GW adicionales, hasta poder alcanzar un 80% de la producción de energía con renovables, con especial foco en aquellos países donde todavía existe una parte relevante de potencia térmica en los PNIECs a 2030, como Alemania, Polonia e Italia. La instalación de esta cantidad renovables reduciría las emisiones del sector eléctrico en 280-310 MtCO2eq.

• Activar la contribución de la **industria** a través del crecimiento de vectores menos emisores (p.ej., hidrógeno, electrificación y combustibles renovables) y del desarrollo de la economía circular, podría suponer la reducción de un tercio de las emisiones de la industria en los PNIECs, 200-250 MtCO2eq. En 2030, los PNIECs seguían dando a los combustibles fósiles un 43% del consumo de energía (vs. 55% en 2019). En países como España donde estos combustibles pesaban un 58% (2019) y el PNIEC aspira a alcanzar un 54% (2030).

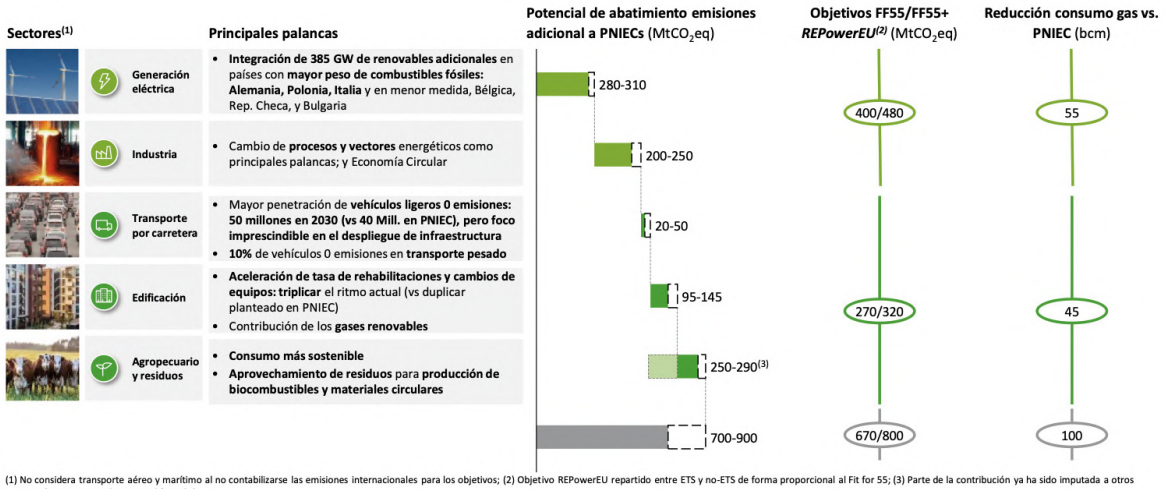
• Acelerar la transformación del **transporte por carretera**. El desarrollo de vehículos eléctricos en el transporte ligero está despegando ya que ha mejorado su competitividad. En 2030, deberíamos alcanzar los 50 millones de vehículos ligeros cero emisiones en UE-27. En cambio, el mayor cuello de botella a este desarrollo está en la disponibilidad de infraestructura de recarga donde sería necesario cerca de 10-12 GW adicionales de potencia de recarga de vehículos ligeros. Además, se están desarrollando otras medidas para la reducción de emisiones de la movilidad ligera (p.ej., cambio modal, biocombustibles). El transporte pesado de mercancías tiene múltiples caminos y tecnologías que todavía compiten por liderar su transformación y deberíamos aspirar a una contribución de este tipo de transporte a la reducción de emisiones y la dependencia de los combustibles fósiles. La combinación de las acciones en el transporte por carretera nos debería dar una reducción de 20-50 MtCO2eq.

• Conseguir una mayor ambición en la **edificación** requiere mejorar la eficiencia de los edificios mediante más y/o mejores rehabilitaciones y cambios de equipos. El *Fit for 55* y el *REPowerEU* aspiran a conseguir una reducción adicional de emisiones y una reducción del consumo energético equivalente a lo que proponen el conjunto de Planes Nacionales mediante una combinación de incremento (+50% de las rehabilitaciones), reducción de la temperatura media de las calefacciones en 1 ºC, y la mezcla (10-25%) de biometano en las redes de gas natural. La combinación de las acciones en la edificación nos debería dar una reducción de emisiones de 95-145 MtCO2eq y de demanda energía de 50 Mtep.

• Aprovechar los **residuos agropecuarios, urbanos e industriales** para la producción de **biocombustibles** (biolíquidos y biogases) es la más relevante de las formas en las que este sector puede contribuir a la transformación y la independencia energética, y además puede jugar un papel clave en el impulso de las economías rurales. Los biocombustibles tienen un potencial que apenas hemos aprovechado, y que pueden tener una contribución de reducción de emisiones de hasta 140-160 MtCO2-eq (parte del cual ya se ha considerado en otros sectores consumidores) y equivalente a 35 bcm de biometano y 39 Mtep de biolíquidos. Considerando adicionalmente la reducción de consumo, productos sostenibles, el reciclaje y, los sumideros de carbono, se podría alcanzar una reducción de 250-290 MtCO2-eq.

La contribución de todos los sectores es imprescindible para lograr los objetivos planteados (Ver cuadro 4), no existe ninguna "bala de plata" que nos permita alcanzar los objetivos, sino que únicamente con una transformación en todos los sectores de actividad se podrá conseguir el objetivo global. Existe un potencial de reducción de emisiones, adicional al planteado ya en los PNIECs, de entre 700 y 900 MtCO2eq al año, lo que debería permitir alcanzar los objetivos planteados por el *Fit for 55* y el *REPowerEU* de 800 MtCO2eq. A la vez, esta transformación implicaría reducir en 100 bcm el consumo de gas natural (lo que representa dos tercios del gas que hoy importamos de Rusia), adicional al planteado en los PNIECs, reduciendo la dependencia energética de este combustible y de su principal proveedor en Europa: Rusia.

Cuadro 4.

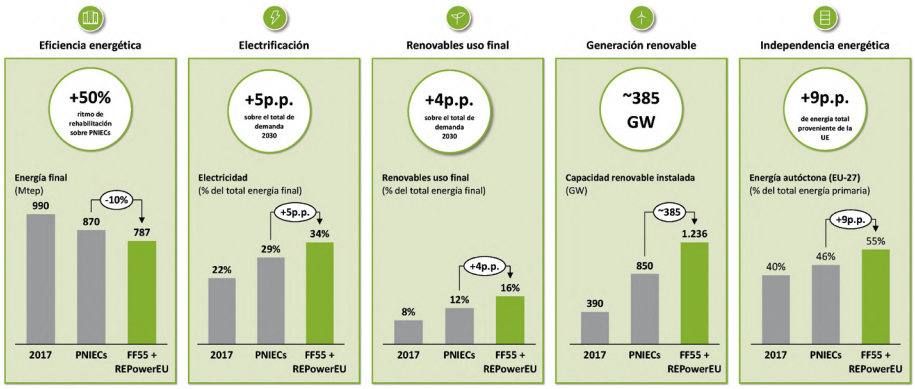


(1) No considera transporte aéreo y marítimo al no contabilizarse las emisiones internacionales para los objetivos; (2) Objetivo REPowerEU repartido entre ETS y no-ETS de forma proporcional al Fit for 55; (3) Parte de la contribución ya ha sido imputada a otros sectores (transporte, industria y edificación)
Fuente: Monitor Deloitte

Cumplir con el paquete de medidas del *Fit for 55* y el plan *REPowerEU*, significa acelerar la transformación de nuestra economía hacia una mayor eficiencia energética (-10% de consumo de energía[2]), electrificación (5p.p. adicionales[1]), combustibles renovables (+5p.p. de energía procedente de biocombustibles[1], tanto líquidos como gases), despliegue de generación eléctrica renovable (+385 GW[1]), y una mayor independencia energética (+9 p.p. de energía producida dentro de EU-27[1]) (ver cuadro 5).

Cuadro 5.

Acelerar la transición y la independencia energética en la Unión Europea permitiría conseguir un modelo energético muy diferente en 2030



Fuente: Monitor Deloitte

[1] En 2021, importamos 156 bcm de gas natural de Rusia. La independencia de Rusia del gas natural se consigue por dos vías: dos tercios de reducción de consumo de gas natural, y un tercio por el incremento de importaciones de otros países

[2] Se toma como referencia el modelo energético resultado de la implementación de los PNIECs en 2030

En España, como en otros países, ya han comenzado a discutirse propuestas de nuevos objetivos de, por ejemplo, renovables, hidrógeno renovable, o biocombustibles. Dado la dimensión del reto y el tiempo que tenemos para conseguirlo, a la cuestión del CUÁNTO, se le une otra cuestión cada vez más importante, sobre el CÓMO, por ejemplo:

- **Generación de electricidad**

- ¿Cómo solventamos las barreras en las tramitaciones administrativas y en la planificación de infraestructuras de redes y renovables?

- ¿Cómo evolucionamos la actual configuración de mercados eléctricos (diarios, ajustes, servicios auxiliares, a plazo, subastas, etc.) existentes para atraer la inversión que permita desarrollar un sistema descarbonizado, que aporte seguridad de suministro y asegure una electricidad asequible?

- ¿Cómo aseguramos que el desarrollo de infraestructuras de redes y renovables esté acompasado con la electrificación de la economía?

- **Industria**

- ¿Cómo definimos programas de ayudas que tengan la estructura y cuantía necesaria para que la tecnología del hidrógeno renovable "despegue"?

- ¿Cómo se verá afectada la competitividad industrial de Europa en este proceso de transformación del modelo energético? ¿Cómo va a limitar el impacto en la industria europea el mecanismo de ajuste en frontera?

- ¿Cómo debemos transformar nuestra industria de forma que consigamos aprovechar el proceso de cambio de equipos que va a ocurrir asociado a la transformación del modelo energético?

- **Transporte**

- ¿Cómo aceleramos el desarrollo de infraestructura de carga en edificios, ciudades y grandes corredores?

- ¿Cómo fomentamos el desarrollo de diferentes tecnologías (electricidad, hidrógeno renovable, combustibles renovables) que permita la reducción de emisiones en el transporte de mercancías?

- **Edificios**

- ¿Cómo se puede acelerar la renovación del parque de viviendas y edificios? ¿Cómo superamos las barreras existentes en el desarrollo de las rehabilitaciones (complejidad para llegar a acuerdos entre propietarios, alto costo y baja rentabilidad)?

- ¿Cómo podríamos involucrar e incentivar a la ciudadanía para que sus decisiones estén más alineadas con la reducción del consumo y emisiones?

- **Residuos**

- ¿Cómo facilitamos la utilización de residuos para producir productos energéticos por sector, tipo de recurso, tipo de consumo, ubicación, etc.?

- ¿Cómo maximizamos el potencial económicamente viable?

Los retos para acelerar la transición e independencia energética

El éxito de la transición energética y de la consecución de una mayor independencia energética descansa en ser capaces de (ver cuadro 6) activar a los ciudadanos, construir ecosistemas, aprovechar la energía cercana y circular, atraer talento y adaptar las capacidades de la fuerza de trabajo actual, desplegar las tecnologías necesarias para una mayor ambición, atraer inversión privada, asegurar la cadena de suministro y desarrollar nueva regulación que defina un contexto atractivo para todos los agentes.

- **Concienciación y participación de la ciudadanía:** Lograr esta transformación requiere un profundo cambio en los hábitos energéticos de los consumidores y en la toma de decisiones de estos hacia la adquisición y uso de soluciones más eficientes y menos contaminantes. Adicionalmente, la sociedad civil está mostrando cada vez más un mayor rechazo al desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas en su territorio, lo que supone un retraso para el desarrollo de los proyectos, y, por tanto, en un impacto directo en el coste de todo este proceso. Por ello, existe el reto de concienciar a la ciudadanía de la relevancia de sus actuaciones en este proceso de transición y lograr la involucración de la sociedad.

Cuadro 6.

El éxito de la transición energética descansa en ser capaces de activar (ciudadanos, ecosistemas, energía cercana y circular) y seguir desarrollando (tecnología, inversión, talento, materias primas y regulación)

Retos transformacionales para alcanzar los objetivos del paquete de medidas *Fit for 55 y REPowerEU*

Fuente: Monitor Deloitte

• **Desarrollo de ecosistemas que permitan el desarrollo de nuevas tecnologías y proyectos:** Pese a la definición clara del punto de llegada del modelo energético europeo, el proceso de transformación presenta una gran incertidumbre en varios aspectos: la evolución de ciertas tecnologías clave (hidrógeno, almacenamiento, bioenergía), la respuesta de los consumidores, la regulación específica de las medidas planteadas, etc. A esto debe unirse la complejidad de las cadenas de valor en la actualidad, que requieren la integración de diversas tecnologías y actividades. Estas incertidumbres generan un gran reto en los agentes que quieran acometer inversiones, en muchos casos muy relevantes. Para gestionar este reto, es imprescindible generar ecosistemas de colaboración entre los diferentes agentes para reducir los riesgos y para integrar adecuadamente la mejor experiencia de cada agente en los proyectos a desarrollar.

• **Fomento de las fuentes de energía local y circular:** Tal y como ha quedado de manifiesto en la reciente crisis energética derivada de la invasión de Rusia a Ucrania, la seguridad de suministro energético es una cuestión imprescindible, que debe ser abordada por Europa. La dependencia de países externos genera una serie de riesgos geopolíticos que derivan en una mayor fragilidad del sistema energético ante cambios de las circunstancias externas. Por tanto, una de las principales medidas es impulsar el consumo de energía generada de manera cercana y circular para incrementar la resiliencia del modelo energético. Para ello, es imprescindible acelerar el desarrollo de vectores energéticos que se generen de manera local y permitan sustituir combustibles fósiles importados: generación de electricidad renovable, hidrógeno renovable, biometano y biocombustibles, etc.

• **Desarrollar y crear nuevo talento:** El motor de la descarbonización pasa por el talento y su capacidad para adaptarse a las necesidades de este desafío global. En España, se esperan cerca de medio millón de nuevos puestos de trabajo para 2030 que están relacionados con el sector de energía (50 mil de ellos serían puestos directos y 400 mil indirectos). La creación de nuevos empleos vendrá provocada por la creciente necesidad de especialización centrada en las nuevas tecnologías de los diferentes sectores energéticos y acompañada por la entrada de nuevas generaciones en el mercado laboral. A la vez, el camino hacia la neutralidad de carbono está siendo más rápido que el ciclo de vida laboral de las personas. Este desfase implica la necesidad de formar

y adaptar la fuerza laboral actual para cumplir con los hitos de la descarbonización. Sin embargo, una porción de este talento se desacoplará del nuevo panorama energético. La correcta gestión de este talento exigirá un trasvase entre los sectores tradicionales y los nuevos sectores.

• El **desarrollo tecnológico** debe seguir siendo uno de los principales artífices de la descarbonización de la economía. Aunque la gran mayoría de actuaciones necesarias se basa en tecnologías conocidas. Sin embargo, es imprescindible seguir con el desarrollo de estas para conseguir aumentar su escala y su eficiencia, incrementando su competitividad frente a las soluciones basadas en combustibles fósiles, así como para crear toda una cadena de valor en la Unión Europea que permita capturar su valor comercial en la fase de despliegue y madurez.

• Generar un entorno que fomente la **inversión**: Las inversiones adicionales para acelerar la transición energética y reducir la dependencia energética deberán alcanzar 1,0-1,3 billones de euros en esta década para cumplir con las transformaciones planteadas en el *Fit for 55* y el *REPowerEU*. Movilizar tal cantidad de inversión en esta década, además de las que ya consideraban los diferentes planes nacionales (2 billones de euros), supone un reto de una gran magnitud y requiere generar un entorno favorable de acceso a financiación, retornos sostenibles y predecibles, estabilidad regulatoria, mecanismos adecuados, etc.

• Asegurar la **cadena de suministro:** Las necesidades de nueva infraestructura plantean un reto sin precedentes en cuanto a fabricación de equipos y materiales. La dependencia de combustibles fósiles se transformará en una de minerales, a la vez que la seguridad de suministro de energía se traducirá en fiabilidad de suministro de materiales y equipamiento. Se estima que la demanda de minerales, para alcanzar los niveles de instalación de tecnologías renovables de la descarbonización en 2040 a nivel global, sea entre 2 y 6 veces más minerales que en 2020. Se tensionará, por tanto, la cadena de valor de los minerales clave, como su extracción, transporte y tratamiento.

• Desarrollar una **regulación** atractiva y ambiciosa que establezca los incentivos al resto de agentes. La regulación es una pieza central en este proceso de transformación del modelo energético en la Unión Europea. Este elemento establece el "terreno de juego" y las reglas por las que se guían el resto de los agentes de la economía, y, es especialmente relevante en un sector donde las inversiones son de gran cuantía y su duración es larga (en ocasiones más de una década). Por tanto, es imprescindible continuar con el desarrollo de políticas y regulación alineadas con la descarbonización que permitan dirigir y establecer los incentivos adecuados para las acciones de los agentes privados.

****

Para muchos, los Planes Nacionales de Energía y Clima, el paquete de medidas *Fit for 55* y el plan *REPowerEU* pueden parecer un conjunto de objetivos inalcanzables en esta década debido a la profunda transformación del modelo energético y económico que requieren para conseguirse. Para terminar, creo que es apropiado recordar dos frases célebres:

"Dispara a la luna. Incluso si fallas, te quedarás entre las estrellas", **Norman Vincent Peale** (1898-1993), autor de la teoría del pensamiento positivo.

"No basta con saber, se debe también aplicar. No es suficiente querer, se debe también hacer", **Johann Wolfgang von Goethe** (1749-1832), dramaturgo, novelista, poeta y naturalista alemán.

El Raw Materials Act de la UE. Valoración descriptiva y posibilidades de alcanzar los objetivos

Vicente Gutiérrez Peinador
Presidente de CONFEDEM (Confederación Nacional de Empresarios de la Minería y de la Metalurgia) *y Secretario General de PRIMIGEA*

Antecedentes

El despertar de la UE a las Materias Primas Minerales (MPM) es bastante reciente, parecía que no iba a haber ningún problema de abastecimiento hasta que se empezaron a plantear los primeros pasos hacia la transición energética y el Joint Research Center (JRC) realizaba las valoraciones necesarias respecto a las futuras necesidades y dependencias de MPM imprescindibles para esa transición de la UE.

En el año 2008 se comienza, vagamente, con la *Raw Materials* Initiative para, poco a poco, ir observando el aumento de esa preocupación a través de la *European Innovation Partnership* (EIP) para plantear seriamente proyectos de innovación en la cadena de valor de las MPM, las ayudas a través de Horizon 2020 (hoy Horizon EU), *el Green Deal*, la elaboración (2017) y revisión de la lista de Materias Primas Críticas (CRM) cada tres años, el CRM *Action Plan* y la *European Raw Materials Association* (ERMA) en septiembre de 2020, la CRM *Strategy* en septiembre de 2021 y, finalmente, una proposición de reglamento para las MPM críticas y estratégicas, el *RM Act* de abril 2023, que traemos aquí.

Como se puede ver, un incremento casi exponencial de la preocupación por esa dependencia exterior de la UE, agravada por la guerra de Ucrania.

La prioridad mayor es garantizar un suministro suficiente de materias primas críticas para las transiciones ecológica y digital de la UE. Según las proyecciones actuales, que veremos muy resumidas más adelante, la demanda mundial de algunas CRM como las tierras raras y el litio pronto superará el suministro mundial. Como resultado, otras economías líderes están intensificando estratégicamente los esfuerzos para asegurar su suministro, aumentando esa demanda y dando lugar a posibles restricciones comerciales.

Actualmente, la UE carece de las herramientas para minimizar los riesgos estructurales de suministro resultantes que podrían afectar a su capacidad para lograr dichas transiciones. Sin nuevas iniciativas para aumentar y diversificar la oferta necesaria, la cadena de valor de las CRM de la UE y el suministro externo no serían suficientes para satisfacer la demanda futura, el seguimiento y la gobernanza de esas

CRM seguiría siendo muy mejorable y la legislación de la UE no incentivaría suficientemente la recuperación de CRM a partir de residuos.

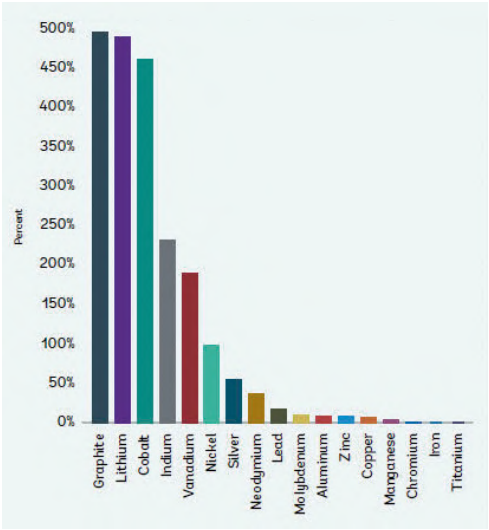
Coherencia con las disposiciones políticas vigentes en este ámbito

La propuesta del *RM Act* trata de ser coherente con la estrategia del Pacto Verde Europeo (*Green Deal*) y la Ley Europea del Clima y su objetivo es ayudar a dotar a la UE de las capacidades necesarias para cumplir sus objetivos de producción de energía renovable, desarrollar tecnologías de fabricación estratégicas como los semiconductores y alcanzar los objetivos de neutralidad climática.

Estas CRM son insumos indispensables para un amplio conjunto de sectores estratégicos además de los citados anteriormente, el espacial, el de defensa y el de salud.

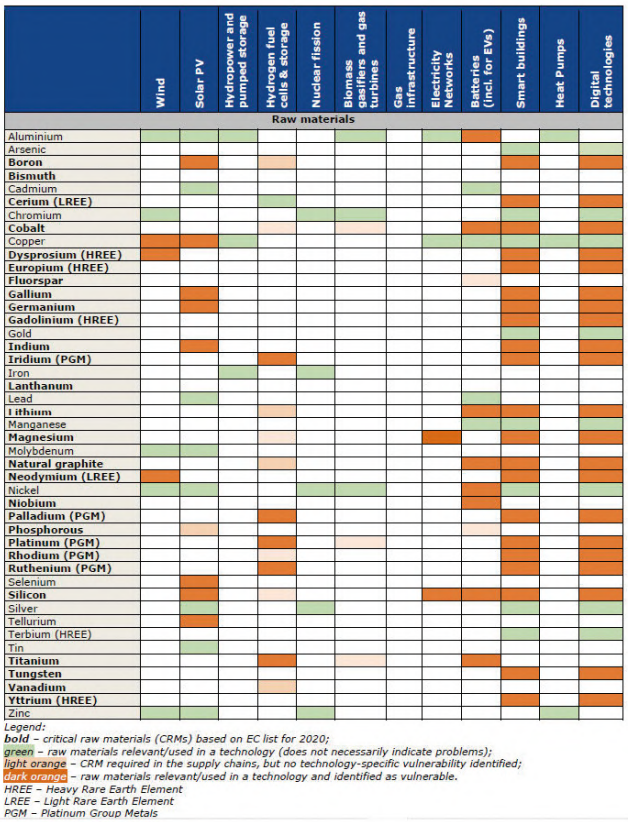
Con la tendencia global hacia las energías renovables, el Banco Mundial, en su informe sobre MPM y Transición Energética, ya en 2017, preveía los aumentos de esa demanda en las próximas décadas, tal como lo muestra la Figura 1.

Figura 1. Incremento previsto al 2050 de las MPM necesarias para la Transición Energética



En la Figura 2 (según publicó la DG ENER en 2021) podemos visualizar las vulnerabilidades de cada tecnología energética, asociadas a las MPM que precisa para su fabricación.

Figura 2. Resumen de vulnerabilidades por tecnología y materiales necesarios. En negrita, los 30 CRM de la lista de 2020.
HREE – Tierras Raras (TTRR) pesadas
LREE – TTRR ligeras
PGM – Metales del grupo del platino



Raw materials	Wind	Solar PV	Hydropower and pumped storage	Hydrogen fuel cells & storage	Nuclear fission	Biomass gasifiers and gas turbines	Gas infrastructure	Electricity Networks	Batteries (incl. for EVs)	Smart buildings	Heat Pumps	Digital technologies
Aluminium												
Arsenic												
Boron												
Bismuth												
Cadmium												
Cerium (LREE)												
Chromium												
Cobalt												
Copper												
Dysprosium (HREE)												
Europium (HREE)												
Fluorspar												
Gallium												
Germanium												
Gadolinium (HREE)												
Gold												
Indium												
Iridium (PGM)												
Iron												
Lanthanum												
Lead												
Lithium												
Manganese												
Magnesium												
Molybdenum												
Natural graphite												
Neodymium (LREE)												
Nickel												
Niobium												
Palladium (PGM)												
Phosphorous												
Platinum (PGM)												
Rhodium (PGM)												
Ruthenium (PGM)												
Selenium												
Silicon												
Silver												
Tellurium												
Terbium (HREE)												
Tin												
Titanium												
Tungsten												
Vanadium												
Yttrium (HREE)												
Zinc												

Legend:
bold *– critical raw materials (CRMs) based on EC list for 2020;*
green – raw materials relevant/used in a technology (does not necessarily indicate problems);
light orange – CRM required in the supply chains, but no technology-specific vulnerability identified;
dark orange – raw materials relevant/used in a technology and identified as vulnerable.
HREE – Heavy Rare Earth Element
LREE – Light Rare Earth Element
PGM – Platinum Group Metals

En negrita están las CRM de la lista de 2020. En verde, aquellas relevantes pero sin problema de abastecimiento. En naranja las relevantes sin vulnerabilidad para esa tecnología, En rojo, las identificadas como vulnerables.

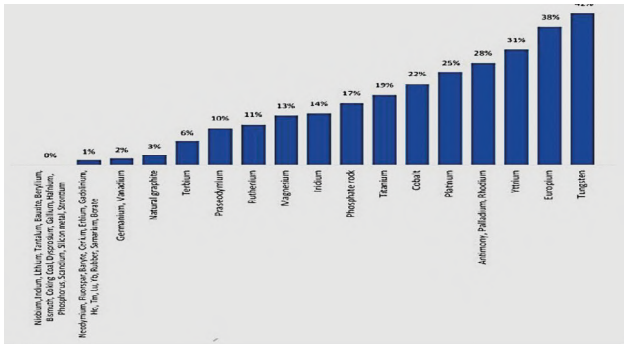
En la lista del *RM Act*, actualizada a 2023, las CRM se han incrementado a 34, quitando el caucho y el indio, matizando el aluminio a la bauxita, añadiendo el cobre y el níquel (no

críticos pero sí estratégicos), y el manganeso, arsénico, feldespato y helio.

Cómo ya adelantaba, se espera que la demanda mundial de litio, utilizado en la fabricación de baterías para movilidad y almacenamiento de energía, aumente hasta 89 veces para 2050. La demanda de la UE de los elementos de TTRR, a partir de los cuales se fabrican los imanes permanentes utilizados en turbinas eólicas o vehículos eléctricos, aumentará de seis a siete veces para 2050 y la demanda de galio, utilizado para fabricar semiconductores, se multiplicará por 17 para 2050.

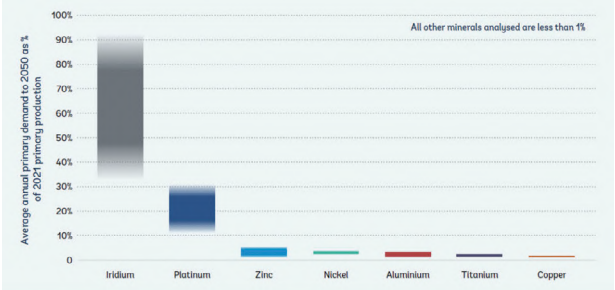
La sustitución de materiales y el aumento de la eficiencia y la circularidad de los materiales, pueden mitigar el incremento proyectado de la demanda hasta cierto punto, pero estos

Figura 3. Contribución del reciclaje a la demanda de MPM (Fuente Banco Mundial)



pasos no pueden invertir la tendencia porque la mayor parte de esas CRM todavía no están en el mercado en cantidades suficientes para ser recicladas, cómo lo muestra la Figura 3. En el año 2022, el Banco Mundial junto al *Hydrogen Council*, ha publicado un análisis exhaustivo de las MPM utilizadas en la cadena de valor del hidrógeno. La conclusión clave del estudio es que la escala del impacto de las MPM de las tecnologías de hidrógeno y celdas de combustible es pequeña, véase la Figura 4, en relación con la escala de la demanda actual y la perspectiva de la demanda proyectada en vista del imperativo de la transición energética. Sin embargo, esto no significa que se deba ignorar la escala del uso CRM en la

Figura 4. Incremento de la media anual de la demanda prevista hasta 2050 en % respecto a 2021 para materiales necesarios en la producción de H2.

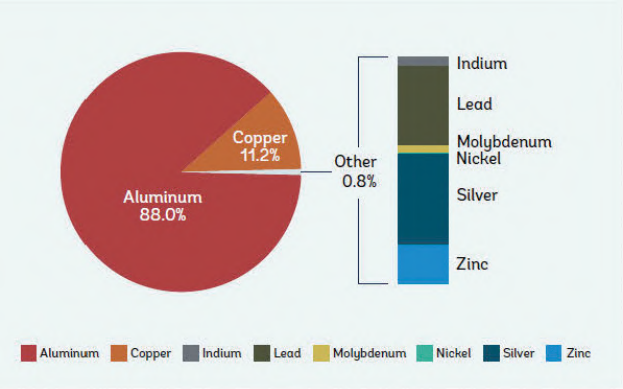


cadena de valor del hidrógeno.

Las otras tecnologías de la energía sí que están directa y fuertemente afectadas por esa dependencia de CRM, tal cómo puede verse en las Figuras 5 a 7. Reducir esta dependencia, cómo ya dije, en particular, es el primer objetivo del *RM Act*, que plantea unos objetivos ambiciosos, para reforzar a la UE, según las cifras que aparecen en su Art.1, en:

- La extracción de MPM, para producir al menos el 10 % del consumo anual de materias primas estratégicas de la Unión.
- El procesado de MPM, para producir al menos el 40 % del consumo anual de materias primas estratégicas de la Unión.
- El reciclaje, para producir al menos el 15 % del consumo anual de materias primas estratégicas de la Unión.

Figura 5. Reparto de la demanda de MPM para solar fotovoltaica (izqda.) y eólica (dcha), en escenario de incremento global de temperatura de 2ºC, hasta 2050



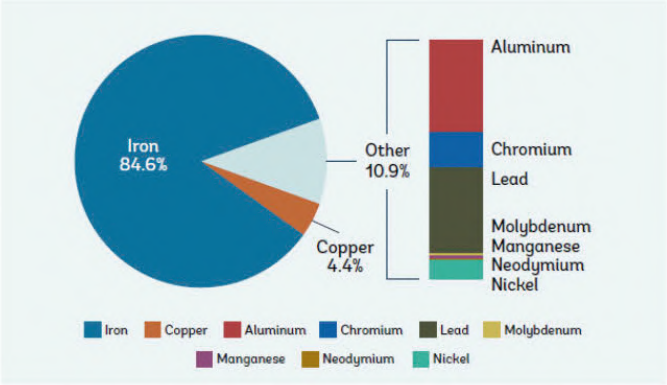
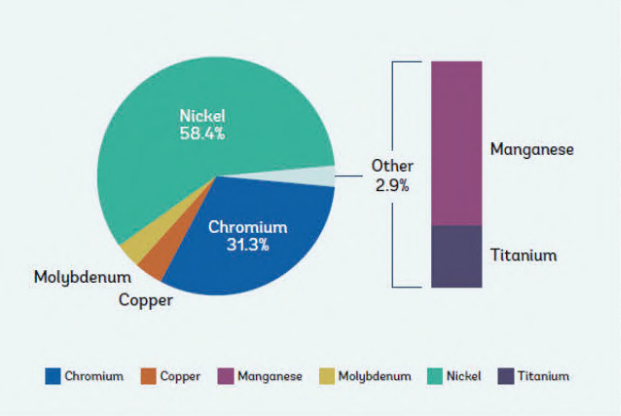


Figura 6. Reparto de la demanda de MPM para geotérmica (izqda.) y solar concentrada (dcha), en escenario de incremento global de temperatura de 2ºC, hasta 2050



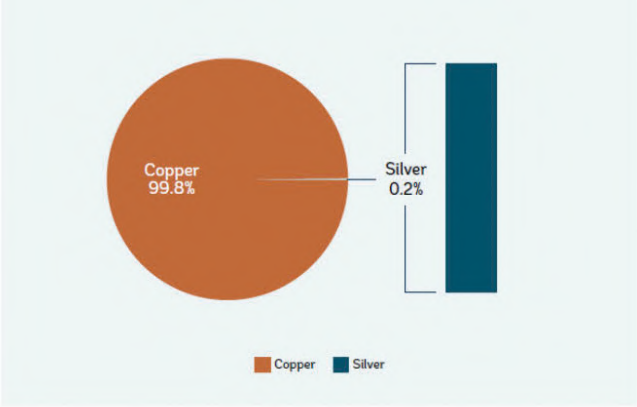
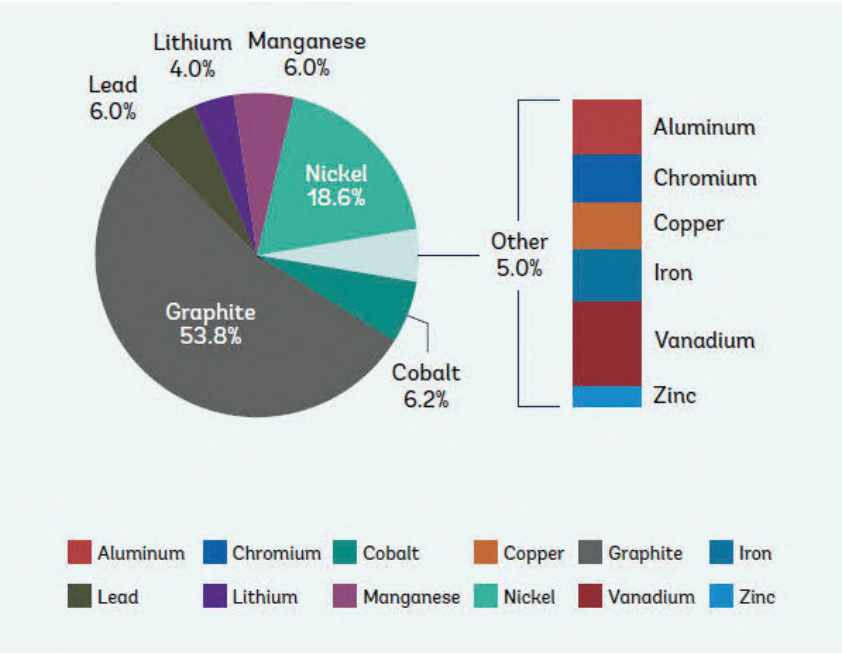


Figura 7. Reparto de la demanda de MPM para almacenamiento de energía (izqda.) en escenario de incremento global de temperatura de 2ºC, hasta 2050



El *RM Act* y las Cadenas de valor implicadas

El *RM Act*, en su Art. 23 define, en particular, las cadenas de valor prioritarias en las que se concentra y así, los Estados Miembros deberán identificar a las empresas que fabrican tecnologías estratégicas utilizando materias primas estratégicas en su territorio.

Las tecnologías estratégicas referidas incluirán, entre otras, baterías para el almacenamiento de energía y la movilidad eléctrica, equipos relacionados con la producción y utilización de hidrógeno, equipos relacionados con la generación de energías renovables, motores de tracción, bombas de calor, transmisión y almacenamiento de datos, dispositivos electrónicos móviles, equipos relacionados con la fabricación aditiva, robótica, drones, lanzacohetes, satélites y chips avanzados.

El *RM Act* especifica que esas empresas realizarán, cada dos años, una auditoría de su cadena de suministro, que deberá ser presentada a su órgano directivo, y que incluirá:

a) Un inventario de dónde se extraen, transforman o reciclan las materias primas estratégicas que utilizan.

Esta acción está ligada a dos puntos clave de la sostenibilidad, por un lado, evitar el suministro desde países dónde no se respeten los derechos humanos ni el medio ambiente y, por otro, identificar las dependencias concretas de esa cadena.

b) Una prueba de resistencia de su cadena de aprovisionamiento de materias primas estratégicas, consistente en una evaluación de su vulnerabilidad a las interrupciones del suministro mediante la estimación del impacto de los diferentes escenarios que pueden causar tales perturbaciones y sus posibles efectos, teniendo en cuenta, como mínimo, los elementos enumerados en el Art 19, ap. 3.

Medidas propuestas en el *RM Act*

A continuación, se resumen las acciones clave en cada bloque de medidas.

Estructura:

Se ha mantenido la categorización de materias primas críticas y estratégicas Se mantienen los objetivos (10% de extracción, 40% de refino y 15% de reciclaje), indicativos como una guía de dirección para el mercado.

Permisos y prioridad de interés público. Proyectos estratégicos:

Los Estados miembros designarán una autoridad nacional competente que será responsable de facilitar y coordinar el proceso de concesión de permisos para proyectos de CRM y de facilitar información para su agilización.

Se define una lista reducida de CRM (estratégicas), que se beneficiarán de las clasificaciones de proyectos estratégicos, que se considerarán como de interés público y disfrutarán de un procedimiento acelerado de permisos. Si se cumplen todas las condiciones pertinentes de las Directivas sobre aves, flora y fauna, hábitats y natura 2000, el interés público superior puede prevalecer sobre las preocupaciones sobre el daño ambiental.

Proceso de Permitaje

Las ventanillas únicas coordinarán y racionalizarán los procedimientos y proporcionarán apoyo financiero y administrativo a los proyectos mineros.

Para proyectos estratégicos en extracción: se prevé un plazo de 24 meses para conceder el permiso.

Los Estados miembros pueden oponerse a la designación de un proyecto estratégico, pero deberán dar una explicación justificada basada en las disposiciones de la Ley CRM.

Evaluación de impacto ambiental: las autoridades emitirán su dictamen en primer lugar en un plazo de 30 días y coordinarán simultáneamente las obligaciones en lo que respecta a las Directivas sobre aves, flora y fauna, hábitats y natura 2000 en una única evaluación con consultas públicas de 90 días.

Gobernanza:

Un consejo de representantes de los Estados miembros regirá la aplicación del reglamento, con subgrupos sobre financiación, valoración de proyectos, búsqueda de asociaciones y actividades de integración de la cadena de valor. Funcionará como una agencia, pero sobre una base más *ad-hoc*.

Financiación:

Se trata de un ejercicio de copiar y pegar del Reglamento RTE-E, que permite que el apoyo público a los proyectos despegue. Además, la Ley abre una vía para la financiación en virtud de las directrices revisadas sobre ayudas estatales (TCTF y GBER).

Exploración

Los Estados miembros elaborarán en el plazo de un año programas generales de exploración de materias primas críticas y compartirán esta información. Esto también se aplica al potencial de CRM de los sitios mineros abandonados / sitios mineros secundarios, así como en el contexto de la Economía Circular, la minería de relaves, que puede calificar para ser un proyecto estratégico.

ESG y estándares

Como era de esperar, no habrá un estándar ESG, sino la posibilidad alineada con el Reglamento de Minerales de Conflicto, de emitir actos de implementación de estándares que sean adecuados para garantizar las declaraciones de sostenibilidad. ¡Esto es muy bueno! Se encargará a CEN-CENELEC que elabore normas de MPM y normas de rendimiento distintas de ESG en un esfuerzo por llevar a cabo el establecimiento de normas estratégicas en organismos internacionales.

Premio al desempeño en sostenibilidad

Este es un gran logro en términos de igualdad de condiciones. La Comisión estudiará las metodologías de evaluación

de la huella ambiental para las materias primas y, probablemente, una etiqueta para comparar el rendimiento de sostenibilidad de varias MPM, y así proporcionar una ventaja a los minerales y metales de origen de la UE.

Otras disposiciones:

El almacenamiento no tendrá lugar a nivel de la UE, solo la coordinación a nivel nacional (sin obligación de entrar en el almacenamiento). Se llevará a cabo un seguimiento del riesgo, incluidas las pruebas de resistencia de las MPM, e informará la lista de futuras CRM y MPM estratégicas.

Taxonomía

La Comunicación detalla que las actividades mineras y extractivas deben incluirse en la taxonomía, con una clara demanda hacia la nueva plataforma y sobre la base del documento de entrega que redactamos. Este es un gran éxito y validación de nuestro trabajo durante la última Plataforma.

Objetivos del *RM Act*: Debilidades y amenazas para alcanzarlos

La dependencia de Europa de una cadena de suministro internacional cada vez más arraigada y disruptiva de las importaciones de las materias primas más críticas, combinada con la demanda exponencialmente creciente de estas materias primas para la doble transición, está amenazando el rendimiento y la integridad de la industria en la Unión Europea. Europa necesita hacer más en casa, al tiempo que diversifica sus flujos de importación.

Sin embargo, la decisión de la Comisión Europea de dedicar el *RM Act* propuesto, sólo a las materias primas críticas y estratégicas, ignora el papel esencial y la necesidad de todo el resto de MPM, que representan el 99% de los necesarios, para los objetivos anteriores. La precaria posición en la que se encuentra Europa hoy es el resultado de un diseño incompleto y no holístico de su política industrial y de una falta de atención a la necesidad de MPM. Cerrar las brechas en las cadenas de suministro estratégicas de Europa requiere una política global de MPM. Es poco probable que un nuevo reglamento que se centre únicamente en algunos Estados miembros, aunque asuma erróneamente como garantizado el suministro de otros, corresponda a los objetivos subyacentes a su propuesta.

Este primer punto, describe la mayor debilidad del *RM Act*, que podría ser perfectamente subsanada añadiendo unas "materias primas esenciales", como el conjunto complementario de las MPM restantes, a las categorías propuestas existentes (es decir, "materias primas estratégicas y críticas"). El suministro de materias primas esenciales debe planificarse y racionalizarse de manera similar a las críticas y estratégicas, a través de un marco que incluya medidas de racionalización administrativa y otros beneficios adaptados a sus circunstancias específicas. De lo contrario, el apoyo de la industria europea, que a priori debería ser evidente, estará lejos de estar asegurado, ya que la propuesta de la Comisión Europea tiene varias debilidades estructurales importantes al basarse en el supuesto de que los países miembros podrán hacer lo que se especifica en el reglamento y en los plazos fijados por éste. En otras palabras, aunque el principio rector es correcto, su desarrollo no lo es, y puede ser una oportunidad perdida para resolver el problema en coherencia con el resto de las políticas de la Unión Europea derivadas del Pacto Verde. Y, lo que es más importante, el fracaso de los objetivos perseguidos.

Podemos ordenar este "análisis de riesgos" en dos cestas: Debilidades y Amenazas.

Debilidades

- El *RM Act* es más una declaración de intenciones hacia los Estados miembros que un Reglamento con medidas concretas y eficaces, con una redacción de muy alto nivel y no muy concreta, que pone en evidencia, por activa y por pasiva, el mayor problema del acceso a los recursos: los tiempos de permitaje. Es claramente un reglamento blando, más parecido a una directiva.

- La propuesta omite la investigación privada o público-privada, no ofrece ningún marco claro para la misma, y no incluye medidas contra la especulación, ni para adaptarse a los diferentes marcos jurídicos de propiedad de los recursos de los RM en los diferentes Estados miembros, ni a su organización interna y distribución de competencias.

• Tampoco incluye mecanismos de compatibilidad con normativas que impiden el acceso a los recursos (protección de la naturaleza, restauración ecológica, salud del suelo, etc.).

• No está claro por qué algunas de sus disposiciones se limitan a proyectos estratégicos y no se aplican también a los RM críticos.

• También carece de un régimen sancionador unificado (se deja en manos de los Estados miembros), que debería ser único europeo y aplicarse a los Estados miembros (actores de la mayoría de las acciones de la propuesta), para evitar distorsiones adicionales de la competencia, empezando por los dos extremos (régimen de comercio de derechos de emisión (europeo) y Directiva sobre emisiones industriales (nacional)).

• Los mecanismos de financiación no están claros, ya que es ambigua la referencia a la Taxonomía o al cálculo de la huella ambiental. Es más, no habiendo todavía Taxonomía para la industria de MPM, pueden aparecer contradicciones entre ambos reglamentos.

Amenazas

• La propuesta parece olvidar que debe aplicarse en 27 Estados miembros y más de 325 regiones, con diferentes legislaciones en vigor, diferente distribución de competencias entre Estados, regiones y municipios. Además, es muy importante tener en cuenta que los territorios no son vírgenes y que hay una multitud de derechos extractivos preexistentes en vigor, de derechos en proceso, de limitación de la planificación del uso del suelo, etc.

• Las estructuras administrativas que tendrían que cumplir con el Reglamento ya están saturadas y abrumadas por interminables procedimientos de permisos. La priorización de algunos proyectos sobre el resto causaría más demoras para los excluidos. Este punto es especialmente importante, ya que por esta razón y por la que se describe a continuación, la propuesta deja de ser neutral para el 99% de la industria y se vuelve perjudicial para ella, lo que la hace inaceptable. Existe un precedente derivado de la priorización de proyectos de energía renovable.

• Otro problema crítico se deriva de la falta de mecanismos para resolver equitativamente los solapamientos entre derechos preexistentes o con los procesos de permisos ya iniciados y los nuevos proyectos derivados del reglamento.

• Ambas cuestiones podrían ser fuente de conflictos en el territorio que perjudicarían los propios objetivos perseguidos por el Reglamento debido a la judicialización de conflictos que podrían emprender las empresas perjudicadas en el ejercicio de sus legítimos derechos.

• No existen mecanismos para evitar la distorsión de la competencia entre los países de la UE, la perturbación del mercado único y el marco de ayuda. La vaguedad de muchas partes del texto apunta en esa dirección.

• Por último, la contratación pública debe centrarse en los RM de terceros países, con mecanismos que eviten el riesgo de presión a la baja sobre el precio de los RM europeos.

Conclusiones

Los minerales de alto impacto como el grafito, el litio y el cobalto tendrán que aumentar significativamente su producción, hasta casi un 500 por ciento para 2050 a partir de los niveles de 2018. La mayor parte de esta demanda provendrá específicamente de las tecnologías de almacenamiento de energía; también podría conllevar riesgos de suministro, ya que más del 60 por ciento de la producción de grafito y cobalto se concentra en China y la República Democrática del Congo, respectivamente.

El aumento espectacular de la demanda de minerales será independiente de la combinación exacta de tecnologías y que puede implementarse hasta 2050.

Los minerales de impacto medio, como el titanio y el neodimio, siguen estando afectados por los aumentos de la demanda y pueden desempeñar un papel importante en la transición de las energías limpias.

Los minerales transversales de alto impacto, como el aluminio, son fundamentales no sólo porque su demanda no depende de una tecnología específica, sino también porque se necesitan en cantidades más altas en una amplia variedad de tecnologías energéticas.

Incentivar el reciclaje, la reutilización y la renovación es una parte vital de la transición baja en carbono. Sin embargo, se necesitan más medidas de política para ampliar la acción en este ámbito, sin dejar de ser consciente de los desafíos económicos y medioambientales asociados con los procesos de reciclado.

Incluso con grandes aumentos en el reciclaje, incluyendo un escenario en el que se logra el 100 por ciento del "End Of Life" (EOL), todavía habrá una fuerte demanda de minerales primarios. Este es especialmente el caso de aquellos minerales con mayor crecimiento de la demanda, que carecen de material existente para reciclar y reutilizar.

El proyecto del *RM Act*, donde se definen los materiales estratégicos y críticos, se crea la figura de Proyecto Estratégico con tiempos de permitaje definidos y se enuncia la obligación de un organismo nacional coordinador de MPM, debe incluir otras MPM para garantizar su aprobación en el EP y el Trílogo.

En España, El MITERD ha dado tres pasos en esta línea:

- Ha elaborado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en el que se designa al IGME para actualizar el mapa de reservas y recursos, tal como lo pide el *RM Act*.

- Ha publicado la Estrategia Española de Almacenamiento de Energía, donde se identifica la fuerte dependencia exterior de la MPM para estas tecnologías, en línea con el *RM Act*.

- Está redactando la HOJA DE RUTA de las MPM Sostenibles (a adaptar al *RM Act*), respondiendo a la iniciativa de CONFEDEM y PRIMIGEA (elaborar una estrategia de MPM, ya que somos el único miembro de la UE que no la tiene).

Mallorca, primer ecosistema de hidrógeno verde en una isla europea

Belén Linares Corell
Directora de Innovación de Acciona Energía

Enrique Iriarte Madurga
Director de Proyectos de Innovación de Acciona Energía

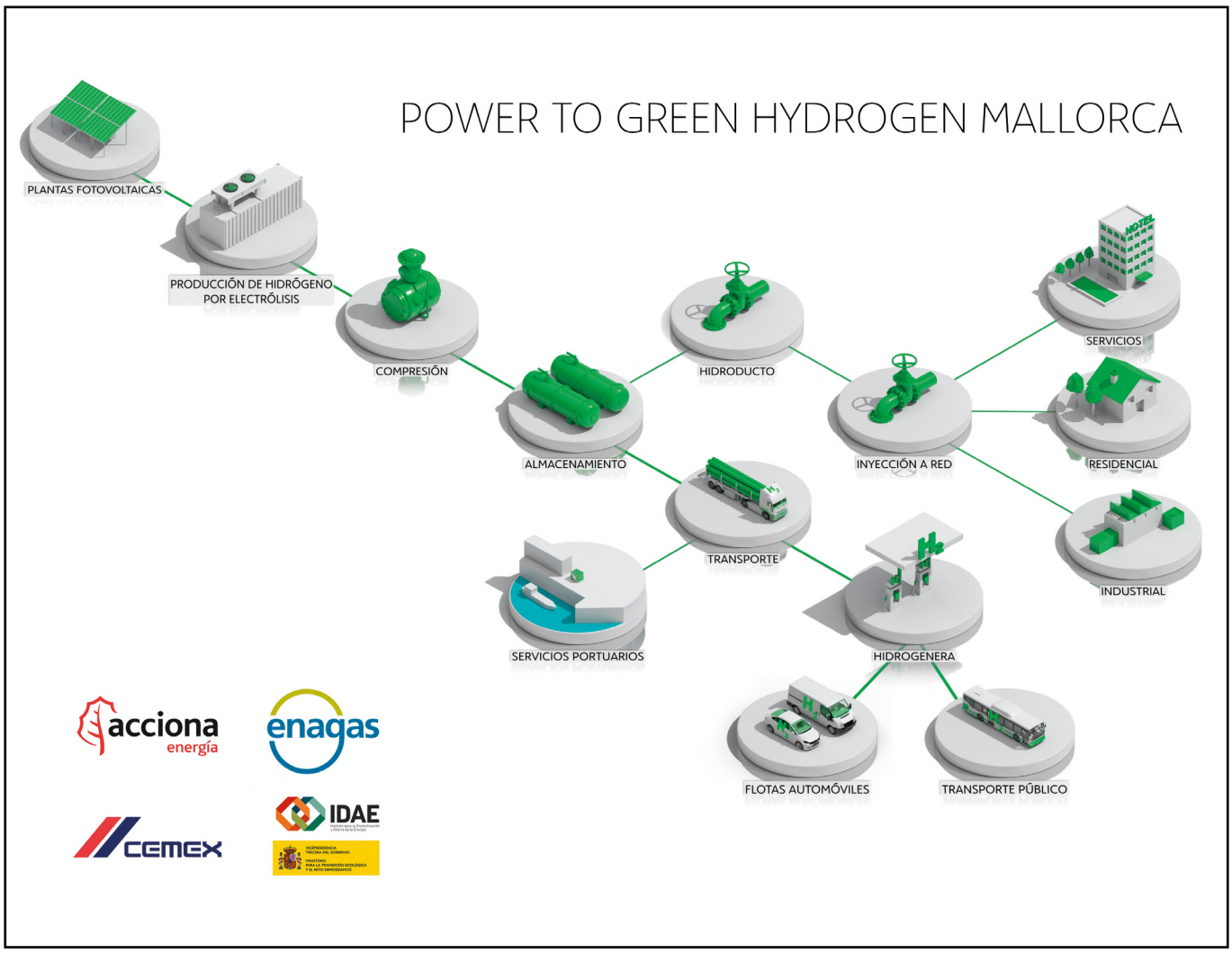
Foto 1. Imagen dron de la planta solar y de la planta de hidrógeno verde de Lloseta

Vivimos tiempos de geopolítica compleja en Europa, y esta situación sitúa al sector energético en la primera página de la actualidad económica y social. La innovación en el sector persigue de manera insistente la búsqueda de soluciones eficientes y sostenibles que impulsen la penetración de las energías renovables, el respaldo cero emisiones a su intermitencia de origen, todo enfocado a la aceleración de la transición energética y la descarbonización de la economía. El concepto de independencia energética cada vez cobra más fuerza y las inversiones sostenibles y responsables hacen aflorar iniciativas innovadoras que buscan adoptar de manera temprana aplicaciones tecnológicas de futuro.

¿Te imaginas una isla capaz de generar su propia energía 100% renovable, capaz de almacenarla y distribuirla para alimentar su actividad industrial, su movilidad y, por qué no, en un futuro su consumo térmico doméstico? Mallorca está empezando a demostrar que una isla autosuficiente a nivel energético es posible.

El proyecto "Power to Green Hydrogen Mallorca" surgió con el objetivo de crear un ecosistema de hidrógeno verde con diversas aplicaciones en la isla de Mallorca, utilizando energía solar fotovoltaica como fuente de energía primaria.

Figura 1.



Esta innovadora iniciativa, clave para acelerar la descarbonización de la isla, nace de la colaboración público-privada entre el Govern Balear, ACCIONA Energía y Enagás Renovable, con la participación de CEMEX y el IDAE, y es un ejemplo destacado del papel que la tecnología de hidrógeno verde puede desempeñar en la lucha contra el cambio climático.

Este es el primer proyecto de escala industrial en el Sur de Europa, ideado como un ecosistema energético basado en tecnologías renovables convencionales e hidrógeno verde, concepto que puede replicarse en otras islas europeas y de cualquier otra parte del mundo.

El hidrógeno verde es un vector energético óptimo para sustituir a los combustibles fósiles en aquellos sectores más difíciles de electrificar. Sin embargo, no todo el hidrógeno producido hoy en día es renovable, –como ocurre en el caso de Mallorca, donde su origen es 100% renovable – sino que esto viene determinado por su proceso de producción.

El elemento más abundante del planeta

El hidrógeno es el elemento químico más simple, el primero de la tabla periódica con número atómico 1. Es invisible, inodoro, y más ligero que el aire, se puede almacenar y no genera emisiones contaminantes. Además, el hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta, se encuentra presente en el 75% de la materia. Sin embargo, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético porque requiere de un proceso químico para su producción. Individualmente es un elemento inestable y en consecuencia tiende a asociarse con otros elementos químicos como el oxígeno formando agua, o el carbono formando compuestos orgánicos.

La economía del hidrógeno es una realidad, el hidrógeno se utiliza como materia prima en la industria química o la metalurgia y además como combustible.

A día de hoy, los principales procesos de producción de hidrógeno son:

- La transformación molecular: trata diferentes técnicas en las que se practican una serie de reacciones químicas para obtener hidrógeno. La más utilizada se realiza a partir del reformado de gas natural de los yacimientos petrolíferos y se emplea vapor de agua a alta temperatura para disociar el carbono del hidrógeno que compone el gas natural. En dos reacciones sucesivas se obtiene dihidrógeno –también conocido como hidrógeno molecular o gaseoso– por un lado y dióxido de carbono por otro. De todos los métodos, este es el más utilizado en la actualidad.

- La gasificación: con vapor de agua y oxígeno puro se realiza a partir de carbón o de biomasa. Mediante un reactor se produce la quema del carbón o la biomasa a temperaturas muy elevadas. En la combustión se liberan gases que dan lugar, por un lado, a dihidrógeno y, por otro, a monóxido de carbono.

- La electrólisis del agua: consiste en la ruptura de la molécula del agua (H_2O) en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) por acción de una corriente eléctrica continua que se conecta mediante electrodos al agua. Cuando la electrólisis se realiza con energía renovable, el hidrógeno resultante es hidrógeno renovable.

Los diferentes métodos de producción del hidrógeno han dado lugar a una nomenclatura de colores que utilizamos para referirnos a él y a lo sostenible que haya sido su proceso de extracción. Los principales tipos de hidrógeno son:

- Hidrógeno gris. Es el que se obtiene mediante el reformado de combustibles fósiles, siendo el gas natural el más común. Este proceso emite una gran cantidad de CO_2 a la atmósfera. Es el tipo de hidrógeno que más se utiliza actualmente.

- Hidrógeno azul. Es el que se obtiene de combustibles fósiles, pero añadiendo técnicas de captura y almacenamiento de CO_2 producido en el proceso. Es menos contaminante que el hidrógeno gris, pero solo es capaz de reducir las emisiones, sin eliminarlas por completo. Es un hidrógeno más caro de producir que el gris.

- Hidrógeno verde. También llamado hidrógeno renovable. Es el que se consigue mediante la electrólisis del agua. Lo más determinante es que en este proceso únicamente se utiliza energía eléctrica procedente de fuentes renovables y

agua. Por ello no se genera ningún tipo de emisión contaminante a la atmósfera, ni ningún tipo de residuo. Es el hidrógeno más limpio y sostenible y con un gran recorrido de reducción de coste gracias a la innovación en tecnologías de electrólisis y a economías de escala.

Este hidrógeno verde ya se postula como el vector energético clave para alcanzar la descarbonización del planeta y cumplir con los compromisos marcados para 2050 en la lucha contra el cambio climático, en gran parte debido a su capacidad para servir de combustible en sectores de difícil electrificación, como por ejemplo el transporte pesado.

Power to Green Hydrogen Mallorca

El proyecto "Power to Green Hydrogen Mallorca" representa el primer ecosistema de hidrógeno verde en una isla europea. Liderado por ACCIONA Energía y Enagás Renovable, y con la participación de CEMEX y el IDAE, esta iniciativa es un ejemplo de colaboración público-privada con un objetivo común: demostrar el potencial del hidrógeno verde como complemento clave para la descarbonización.

El proyecto abarca el desarrollo, construcción y operación de todas las infraestructuras necesarias para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica y su distribución a los usuarios finales, tales como el sector turístico, el de transporte, el industrial y energético de la isla, incluyendo la inyección en la red de gas para la generación de calor y energía verde en la ubicación de su uso final.

El ecosistema desarrollado incluye las siguientes instalaciones:

- **Ubicación 1**: Planta de producción de hidrógeno verde a partir de energía renovable solar fotovoltaica de las plantas de Lloseta de 8,5MWp en autoconsumo y de la planta de Petra, de 6,5MWp, mediante asignación de garantías de origen. El electrolizador es de una Potencia de 2,5MW y tiene una capacidad de producción anual superior a las 300 toneladas de hidrógeno verde.

Foto 2. Electrolizador de la planta de hidrógeno verde de Lloseta

- **Ubicación 2:** Sistema de generación combinada de calor y energía basado en pila de combustible de 25kW en un edificio municipal en la localidad de Lloseta.

- **Ubicación 3:** Inyección de hidrógeno verde en la red local de distribución de gas natural en Cas Tresorer, Palma de Mallorca. De tal manera que cualquier compañía o entidad que está conectada a la red de Gas Natural de la isla recibirá un porcentaje de hidrógeno, permitiéndole una reducción de emisiones reales proporcional a dicho porcentaje. Además, mediante el mecanismo de asignación de Garantías de Origen, a imagen y semejanza de las GdOs de energía eléctrica renovable, es posible asignarse una cantidad en función de las necesidades y objetivos de reducción de huella de carbono.

- **Ubicación 4:** Sistema de generación combinada de calor y energía basado en pila de combustible de 50kW en el hotel Iberostar Bahía de Palma de Mallorca.

- **Ubicación 5:** Estación de repostaje de hidrógeno verde (hidrogenera) en las cocheras de la EMT en Palma para abastecer con hidrógeno verde a los autobuses de línea de hidrógeno verde y a los vehículos ligeros de hidrógeno verde. Se trata de una hidrogenera pública, en la que podrán repostar tanto vehículos de alquiler como vehículos domésticos de hidrógeno verde, así como furgonetas de reparto.

- **Ubicación 6:** Sistema de generación de calor y energía basado en pila de combustible de 100kW para abastecer la terminal 4 de ferries en el Puerto de Palma.

El despliegue de la infraestructura necesaria (hidrogenoducto y distribución de hidrógeno verde a través de *tube-trailers*), permitirá la interconexión de los puntos de producción y consumo, y el funcionamiento integrado de las 6 ubicaciones de despliegue.

Foto 3. *Tube trailer* en la planta de hidrógeno verde de Lloseta

Como parte troncal del proyecto, el electrolizador que produce hidrógeno renovable ya completó las pruebas técnicas de puesta en marcha en diciembre de 2021, generando las primeras moléculas de hidrógeno renovable y posicionándose como el primer proyecto de generación de hidrógeno verde a escala industrial en España. Una inversión total de 50 millones de euros para impulsar la descarbonización de la isla de Mallorca.

La producción industrial de hidrógeno renovable en la planta se ha ido realizando de manera gradual para adecuarse a la demanda y a medida que están disponibles las infraestructuras y equipamientos para su consumo dentro del proyecto subvencionado por la Unión Europea Green Hysland, en el que "Power to Green Hydrogen Mallorca" se enmarca, y que ha recibido 10 millones de euros de la Comisión Europea para su ejecución a través de Clean Hydrogen Partnership. Es una asociación público-privada única que apoya las actividades de investigación e innovación (I+i) en tecnologías del hidrógeno en Europa. La Clean Hydrogen JU tiene como misión contribuir al objetivo europeo de neutralidad climática.

Esta inversión europea, que está en línea con la nueva Estrategia de Hidrógeno de la UE y con la "Hoja de Ruta del Hidrógeno" del Gobierno de España, supone la segunda mayor subvención concedida por este organismo a un proyecto de hidrógeno verde y la primera a un país mediterráneo.

Además, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) del Ministerio de Transición Ecológica ha subvencionado con 2,45 millones las plantas fotovoltaicas de Petra y Lloseta, y con 1,1 millones la flota de autobuses de la EMT de Palma.

Foto 4. Autobús H2V Palma de Mallorca

Trazabilidad del origen removable del hidrógeno: GreenH2Chain®

Mediante la plataforma basada en tecnología *Blockchain* y desarrollada por ACCIONA Energía, la planta de hidrógeno verde de Lloseta garantiza el origen renovable del suministro a los clientes. Se trata de una plataforma de interconexión virtual entre la planta de generación y los puntos de consumo en los clientes, que a partir de la red de *blockchain* traza el origen renovable y permite a los clientes el poder visualizar, en tiempo real y con máxima confiabilidad el origen renova-

ble del hidrógeno que están consumiendo. Además, GreenH2chain®, les permite acceder en tiempo real a una verificar y visualizar toda la cadena de valor del hidrógeno verde desde cualquier parte del mundo. Además, la herramienta permite trazar el porcentaje de mezcla de hidrógeno verde y gas natural en los casos de suministro a través de blending en la red de gas.

En el futuro, GreenH2chain® complementará los esquemas oficiales de certificación de garantías de origen del hidrógeno renovable que se establezcan, aportando sus valores diferenciales.

La revolución renovable

Gracias al proyecto "Power to Green Hydrogen Mallorca", se ha desplegado en la isla un ecosistema de hidrógeno que abarca toda su cadena de valor, convirtiéndola en el primer *hub* de hidrógeno verde del sur de Europa.

Esta iniciativa es paradigma del potencial de la descarbonización de las economías insulares y un ejemplo operativo de la contribución del hidrógeno verde para la transición energética, la independencia energética, y la consecución los objetivos cero emisiones de 2050.

El proyecto contempla la escalabilidad y replicabilidad de este ecosistema de hidrógeno verde en otras islas, entre las que se encuentran Madeira (Portugal), Tenerife (España), Aran (Irlanda), Ameland (Países Bajos), así como en algunas de las islas griegas y en territorios insulares pertenecientes a Chile y Marruecos.

Asimismo, "Power to Green Hydrogen Mallorca" también desarrollará una hoja de ruta para 2050 que establezca una visión a largo plazo para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde extensible al conjunto de las Islas Baleares, en línea con los objetivos medioambientales fijados por la región para 2050. De hecho, el hidrógeno contribuirá a aumentar la penetración de las energías renovables en el sistema energético balear, al acoplamiento de los sectores eléctrico y gasista, así como a la integración de todos los sectores energéticos de la isla, avanzando hacia la completa descarbonización de su economía regional.

La inversión en tecnología e innovación acaricia la esperanza de lograr un combustible infinito cero emisiones y cuyo único residuo es el vapor del agua. Esta tecnología renovable avanza a pasos acelerados, como lo hicieron la energía eólica o la energía fotovoltaica hace ya más de veinte años. Este es el compromiso de ACCIONA Energía, apostando desde hace décadas por la innovación en energías renovables, invirtiendo en tecnologías y negocios que regeneren el planeta y produzcan un capital neto positivo para las próximas generaciones.

Con el hidrógeno verde, damos un paso más hacia la descarbonización: una oportunidad para influir en el desarrollo, una vez más, de una nueva revolución limpia y renovable.

Planta solar fotovoltaica flotante de EDP en la central hidráulica de Alqueva

Ramón Andrés Bobes Miranda
Jefe de Estudios de EDP España

La tecnología solar flotante es una innovación decisiva en el aprovechamiento de los recursos y la expansión de las energías renovables, que contribuyen a reducir la dependencia energética de otras fuentes y acelerar el proceso de descarbonización.

La planta solar flotante de Alqueva, ubicada en el Alentejo portugués, a 50 km de la frontera con España, fue inaugurada en julio de 2022 tras el éxito del proyecto piloto en la presa del Alto Rabagão, en Montalegre, en el norte de Portugal.
Alto Rabagão, elegido por su espacio y condiciones adversas, fue un proyecto pionero a nivel mundial que probaba los beneficios de la hibridación mediante la complementariedad entre la energía solar y la hidroeléctrica, así como las ventajas medioambientales y económicas de esta nueva tecnología. Con 840 paneles solares que ocupan un área de 2.500 m², la planta realizada en 2016 tiene una capacidad instalada de aproximadamente 220 kWp y una producción anual estimada de alrededor de 300 MWh.

Tras Alto Rabagão, Alqueva supone la creación de la mayor plataforma solar flotante europea en un embalse – en este caso, el mayor lago artificial de Europa con 83 km. Conformada por 12.000 paneles fotovoltaicos y una capacidad de producción anual de 7,5 GWh, abastece a aproximadamente 30% de la región de Portel y Moura.

Sin embargo, los logros de este nuevo proyecto no se limitan a su tamaño. Hubo que superar múltiples desafíos técnicos que lo convierten en un ejemplo a seguir, ya que su concepto puede reproducirse en otros embalses.

Este proyecto apunta al futuro de la energía en la que se une innovación y sostenibilidad de la mano de los ecosistemas. En un proyecto de esta naturaleza hay varios niveles de innovación, desde el momento de la ideación hasta la realidad que merece la pena analizar para entender qué novedades ha aportado y cuáles son sus inequívocos beneficios.

Innovar no es sólo crear algo desde cero, también consiste en analizar lo que existe y sacarle el mayor partido posible. Con este pensamiento nació el proyecto de analizar las infraestructuras existentes, como las presas, y pensar en formas de aumentar su potencial.

Foto 1.

En este sentido, el proyecto de Alqueva confirmó el innovador concepto de **hibridación**, incorporar una nueva tecnología en el mismo punto de conexión a la red de otra existente, probado previamente en el proyecto piloto que se desarrolló en la presa de Alto Rabagão. Este tipo de hibridación demostró ser no solo posible, sino también una excelente solución que reúne numerosas **ventajas**:

• La combinación de las dos fuentes de energía, hidroeléctrica y solar – y también de baterías de almacenamiento de energía - , permite aprovechar mejor un solo punto de acceso a la red (en este caso el de la presa) y aumentar su capacidad de uso, ya que un punto de conexión no se utiliza en su totalidad a lo largo del día.

• Otro aspecto positivo de este proyecto es el hecho de que no es necesario construir nuevas líneas de transmisión eléctrica, ya que la central flotante utiliza la misma infraestructura existente para la energía producida por la presa.

• Complementariedad de las tecnologías, ya que, por lo general, cuando llueve y se produce energía hidroeléctrica no hay sol y viceversa.

• La construcción de la planta sobre el espejo de agua de la presa permite mantener terrenos disponibles para, por ejemplo, agricultura o actividades recreativas, además de ser menos impactante en términos medioambientales y paisajísticos que una solución terrestre.

• Las plantas solares fotovoltaicas se benefician de una reducción en la temperatura de los paneles fotovoltaicos (efecto *cooling*), ya que las temperaturas más bajas junto a

las superficies del agua permiten aumentar su eficiencia. Se han mostrado mejoras de eficiencia de hasta un 10% en el proyecto piloto y una media anual de alrededor del 4% en comparación con soluciones equivalentes terrestres.

• No se perciben eventuales alteraciones en el medio acuático y si se elimina el parque, el espejo de agua y alrededores quedan como antes, sin impacto.

• La planta solar flotante no elimina ningún tipo de práctica náutica, debido a que se encuentra amarrada en la zona de protección de la presa donde ya no se permitía navegar ni desarrollar ningún tipo de actividades distintas a las relacionadas con la O&M de la central hidroeléctrica.

Tras llegar a la conclusión de que una plataforma fotovoltaica flotante conectada al mismo punto de conexión que la central hidroeléctrica sería la solución ideal, el proyecto tenía un reto técnico más: construirla en un embalse asociado a una presa, en un embalse como el de Alqueva es todo un reto de ingeniería, debido a su ubicación en valles muy profundos (casi 70 metros de profundidad), sus orillas con pendientes muy pronunciadas y las oscilaciones del plano de agua de más de 20 metros.

La preocupación por el medio ambiente está, de hecho, en la génesis de este proyecto y no solo en la apuesta por las energías renovables y el uso de infraestructuras, sino también en la forma en que la ingeniería fue pensada para, a través de la innovación, apuntar maneras de reducir la huella ambiental. El objetivo era tener el menor impacto posible en el medio ambiente y el menor uso posible de los recursos naturales.

Foto 2.

Por lo general, los paneles de una planta solar flotante se basan en flotadores de plástico. Comprometidos con la sostenibilidad y la promoción de la economía circular, EDP desafió a Amorim Cork Composites, un comerciante de corcho, y el fabricante español de flotadores Isigenere, a fabricar un flotador con una menor huella de CO_2. Juntas, las tres empresas desarrollaron un flotador sin precedentes fabricado con compuestos de corcho y HDPE (plástico reciclado), distinto de los demás, que están fabricados íntegramente con plástico virgen.

En resumen, estos 25.000 flotadores en una superficie de cuatro hectáreas, necesarios para sustentar los 12.000 paneles (exactamente iguales a los instalados, por ejemplo, en el tejado de un edificio), tienen una huella de carbono un 30% menor que los flotadores tradicionales. El plan de las dos empresas es continuar su colaboración para desarrollar flotadores neutros en carbono. Su color azul se camufla bien en el agua.

Foto 3.

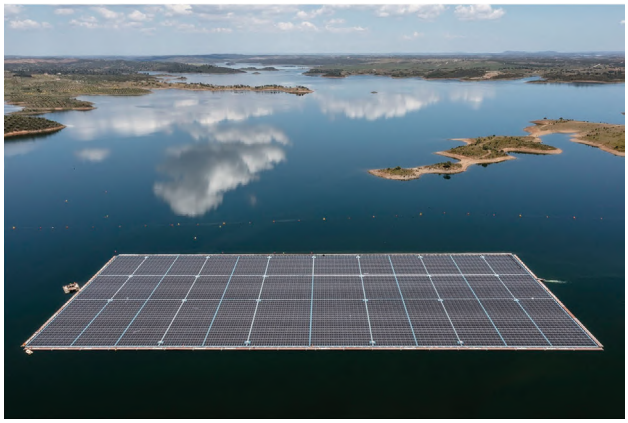
Se han instalado con una inclinación de 5 grados y orientación este-oeste, lo que puede parecer extraño, ya que los paneles en tierra suelen tener una inclinación óptima de 30 grados y orientados al sur. Esto es debido a que es la mejor forma de resistir el viento y aprovechar toda la zona, reduciendo las sombras y prolongando las horas de producción.

Aunque estos números son importantes, hay que tener en cuenta que el área de esta plataforma es 6.000 veces menor que el área total del embalse. En otras palabras, la plataforma ocupa el equivalente al 0,016 % del área total del embalse.

Debido a la configuración del embalse en la zona de instalación, la plataforma se tuvo que amarrar a diferentes profundidades, teniendo especial cuidado de que sus sistemas de sujeción no fueran rígidos. En un aspecto tan técnico como éste, es importante que aparezcan otros proyectos de innovación para adquirir cierta experiencia y orientación, como ocurrió con *FreShER*, que permitió probar soluciones como el sistema de amarre, un sistema que incluye cables elásticos especiales que permiten que la plataforma acompañe la subida o bajada del nivel del agua.

Como el nivel del embalse varía a lo largo de los meses, los amarres tenían que ser lo bastante elásticos como para permitir las variaciones de nivel entre el mínimo y el máximo previstos y, al mismo tiempo, garantizar que la plataforma no se moviera, contrarrestando la acción del fuerte viento que hay en esta zona. Todo ello supuso un complicado ejercicio de ingeniería.

Foto 4.



Se tomó la decisión de añadir otra capa de innovación: una batería de iones de litio con una potencia nominal de 1 MW y una capacidad de almacenamiento de unos 2 MWh, un elemento esencial para mantener la estabilidad de la red cuando se trata de energías renovables, ya que la producción no es lineal, dictada por los recursos naturales. Cada vez que hay nubes o amanece nublado, la curva de producción de

energía solar desciende. La existencia de una batería permite almacenar la energía producida por la central flotante en los momentos de mayor producción (exposición solar) y exportarla a la red en los momentos de menor producción.

Pero en las centrales hidroeléctricas de bombeo esto no es nada nuevo. En Alqueva ya se almacena energía en forma de agua en los días y horas de menor demanda, para generar energía en los días y horas de mayor demanda.

Alqueva se ha convertido en una especie de laboratorio vivo, al permitir probar la complementariedad entre tecnologías de producción de energía renovable gestionable (hidroeléctricas) y no gestionable (fotovoltaicas), así como tecnologías de almacenamiento de energía a largo plazo (bombeo) y de corta duración (batería)

Así, con este complejo híbrido de producción, se crea un tipo de ecosistema muy cercano a lo que será la producción de energía en un futuro en Europa con alta penetración de renovables, que permita maximizar su uso, asegurando la estabilidad de la red y con un impacto muy bajo en el medio ambiente.

Foto 5.

EDP tiene previsto instalar hasta 154 MW de capacidad renovable en un parque híbrido completo, incluyendo 70 MW de energía solar fotovoltaica flotante, conseguidos por EDPR en la reciente subasta de energía solar flotante de Portugal, más 14 MW de sobrecapacidad solar y 70 MW de capacidad eólica híbrida. Este proyecto reforzará la producción de energía de este embalse, siendo capaz de producir 300 GWh anuales, abasteciendo a 92.000 hogares y evitando la emisión de más de 133.000 toneladas de CO_2.

Se facilita seguir aumentando la producción eléctrica que se hace sin canibalización entre las energías renovables en este espacio de increíble belleza natural y con muchos otros usos para la economía local.

Estas cerca de 70 hectáreas de paneles no se conectarán a la infraestructura eléctrica de la presa, sino directamente a la red de transporte y se hibridarán con el viento, otra fuente complementaria de la energía solar (en invierno hay menos sol y más viento, en verano, lo contrario).

Foto 6.

La central solar flotante de Alqueva en cifras

- Número de paneles: 12.000.

Dimensiones de la plataforma: 4 ha (0,016% del espacio total del embalse).

- Potencia instalada: 5 MW.

- Producción de energía anual: 7,5 GWh (1.500 familias de la región).

- Profundidad del depósito: 83 m.

- Oscilación del plano de agua: 23 m.

- Inversión total: 6 M€

- Montaje y puesta en funcionamiento: 7 meses (en enero de 2022 se inició el montaje de los paneles y flotadores y, en mayo, se trasladó desde la ribera del Guadiana hasta la zona definitiva del embalse, donde se fondeó para ser posteriormente conectada a la red y empezar a producir energía)

En la solución de Alqueva se añadió una segunda plataforma con un contenedor de 20 pies (aproximadamente 12 metros) que cuenta con un transformador y celdas de media tensión, con el fin de reducir las pérdidas. La tecnología utilizada es *Seaflex*, y en la fase de implementación participaron varios proyectos de innovación, como Fresher y XFLEXHydro.

EDP es pionera mundial en tecnología solar flotante, lo que supone un importante avance en la expansión de las renovables y en la aceleración del proceso de descarbonización, esencial para la lucha contra el cambio climático, pero también para garantizar la estabilidad de los precios y la independencia energética.

La apuesta por la hibridación, combinando la electricidad producida a partir del agua, el sol, el viento y el almacenamiento, está alineada con la estrategia de EDP y es una vía lógica de crecimiento en la que seguirá invirtiendo, ya que permite producir energía más barata, optimizando los recursos y con un impacto medioambiental mínimo.

La Unión Europea se ha comprometido a alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y, con proyectos innovadores como este, además de contribuir al objetivo común, EDP va más allá. Esta meta para el futuro próximo empieza a conquistarse en el presente y la inversión en energía solar es clave. Nuestros objetivos de ser 100 % verdes en 2030 y net zero en 2040 están fijados y estamos construyendo el futuro ahora.

Foto 7.

Estudio de la rentabilidad de dos tecnologías de almacenamiento en España: bombeo y baterías

Juan Cruzate
Socio de G-advisory

Javier Reneses
Coordinador de los equipos de mercado de Simulyde y G-advisory

El Consejo Europeo se ha marcado el ambicioso objetivo de que la UE reduzca sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % en 2030 con respecto a los niveles de 1990 y lograr que la UE sea climáticamente neutra en 2050.

Esta transición energética hacia una economía totalmente descarbonizada consecuente con los objetivos europeos y nacionales pasa por una instalación masiva de energías renovables, no contaminantes, pero también intermitentes en su recurso y no gestionables.

En concreto, el Plan Nacional Integrado de Energía Clima (PNIEC) estableció el objetivo de alcanzar un 42% de penetración de energías renovables en uso final de la energía en 2030 (74% en el sector eléctrico). Para ello, el PNIEC estimaba un total de 52 GW de nueva potencia solar (30 GW) y eólica (22 GW) en la década 2020-2030. De acuerdo a REE, desde inicios de 2020 hasta la actualidad, se han instalado en nuestro país 11.163 MW de nueva potencia solar fotovoltaica y 4.316 MW de eólica, sin olvidar los más de 4.000 MW de instalaciones de autoconsumo.

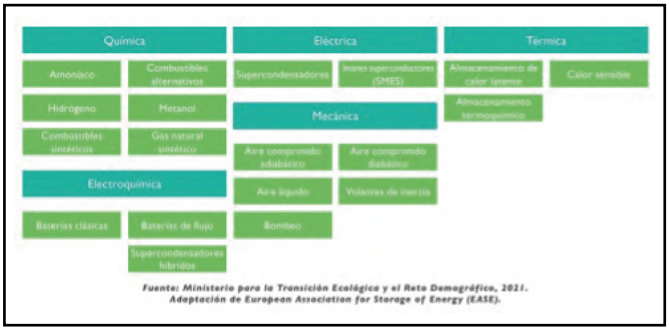
El 25 de enero de 2023 terminaba el plazo que estableció el RD23/2020 para que los proyectos de energías renovables en desarrollo (aquellos con acceso y conexión previo a la entrada en vigor del citado Real Decreto) obtuviesen una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable. El MITECO informó unos días después que logró evaluar todos los expedientes de renovables de su competencia antes de dicha fecha y aprobó DIA por un total de 27,9 GW. En el sector se habla que las comunidades autónomas han otorgado DIA por una potencia al menos igual a la del MITECO. Esto supone que en la actualidad existirían en nuestro país una potencia de más de 60 GW de energía eólica y solar en proceso de

obtención de autorización administrativa y que, en caso de obtener autorización administrativa de construcción en las próximas semanas, de acuerdo al RD23/2020, tendrían que entrar en explotación antes de julio de 2025 para no perder el permiso de conexión. No parece tener sentido pensar que en tan solo dos años el sector va a ser capaz de construir y poner en marcha tal cantidad de instalaciones. Sin embargo, en un hipotético caso (que incluso podría considerarse conservador) en el que se consiguiese conectar solo un tercio de dicha potencia (alrededor de 20 GW) entre 2024 y 2025, la nueva potencia renovable instalada cada año sería el doble de lo que ha sido en los últimos años. Se presenta un reto tremendamente desafiante y sin precedentes para nuestro mercado eléctrico.

En este contexto - en el que es previsible que se conecten una cantidad ingente (ya se verá cuánta finalmente) de nueva potencia renovable cuya principal característica es que la energía que se genera se inyecta al sistema sólo en el momento en que existe el recurso renovable necesario, sol o viento - el almacenamiento energético se erige como una herramienta fundamental para aportar flexibilidad al sistema y contribuir a la gestión del sistema eléctrico.

Existen una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento, con características técnicas distintas y que son complementarias entre sí. Almacenamiento químico, eléctrico, térmico, electroquímico o mecánico, con todas las tecnologías o variantes que se muestran en la siguiente figura.

Figura 1.



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021. Adaptación de European Association for Storage of Energy (EASE).

Como se ha comentado, el almacenamiento energético tiene que jugar un papel fundamental en la descarbonización de la economía y, en particular, del sector eléctrico. Existen varios motivos por los cuales va a ser necesario disponer de una cantidad de almacenamiento sustancialmente mayor a la que existe en la actualidad. A continuación se desarrollan los tres que consideramos más relevantes:

- En primer lugar, el almacenamiento va a ser fundamental para facilitar la integración de la energía renovable de las nuevas instalaciones eólicas y, especialmente, fotovoltaicas. Ya en la actualidad se están comenzando a notar dos efectos muy relevantes que afectan a la producción solar fotovoltaica. Uno de ellos es la caída del precio de captura de esta tecnología, debido a unos precios cada vez menores en las horas centrales del día por el aumento de la propia producción fotovoltaica. El otro efecto es el aumento en las restricciones de las redes de transporte y distribución que obligan a limitar la evacuación de generación renovable, resultando en un mayor nivel de vertidos. Ya en los últimos meses varias instalaciones de generación han tenido que limitar su potencia de evacuación debido a que el nudo en el que conectan no es técnicamente capaz de evacuar el potencial total de generación.

Ambos efectos se van a intensificar significativamente los próximos años, según vayan entrando en funcionamiento un mayor número de instalaciones fotovoltaicas. Esto puede provocar una ralentización significativa en la inversión en nuevas instalaciones renovables, ya que ambos efectos afectan de manera directa y relevante a la rentabilidad de estas inversiones.

Sin embargo, las instalaciones de almacenamiento ayudan a mitigar ambos efectos negativos. Por un lado, un sistema de almacenamiento compra energía en horas de precios bajos y la venden en horas de precios caros, lo que hace que mejore el precio de captura y el apuntamiento de las instalaciones fotovoltaicas, mejorando su rentabilidad. Por otro lado, las instalaciones de almacenamiento, si se instalan en ubicaciones en los que existen problemas de red, reducirán los problemas de evacuación de energía, ya que en las horas con alta generación renovable pueden almacenar parte de esa energía y evacuarla a la red en horas en las que no se produzca congestión.

• En segundo lugar, las instalaciones de almacenamiento van a jugar un papel clave en la prestación de servicios auxiliares. La necesidad de estos servicios aumentará a lo largo de los próximos años a medida que una mayor cantidad de generación no gestionable entre en el sistema. Este aumento se traducirá tanto en una mayor necesidad de los servicios existentes (como, por ejemplo, reserva secundaria o terciaria) como en la aparición de nuevos servicios (como servicios de mayor velocidad de respuesta). Esta mayor necesidad se unirá a la paulatina sustitución de centrales térmicas que, en la actualidad, proporcionan una parte relevante de dichos servicios.

• Finalmente, a largo plazo, el almacenamiento está llamado a desempeñar un rol muy relevante en la garantía de suministro a largo plazo. La progresiva sustitución y desinstalación de centrales de generación convencionales hará necesario disponer de alternativas para garantizar el suministro eléctrico con un elevado nivel de confiabilidad, especialmente en los años secos en los que la generación hidráulica no sea capaz de contribuir tanto a este objetivo. Este servicio tendrá que estar basado en soluciones con alta capacidad de almacenamiento de energía y la implantación de tecnologías como el almacenamiento térmico puede tener interés en este contexto.

El almacenamiento energético abre también la puerta a una oportunidad para la industrialización de nuestra economía mediante la generación de industria local de fabricación de bienes y equipos y suministro de servicios accesorios.

En base a los planes actuales del Gobierno, se espera que se instalen en la década 2020-2030 un total de 6 GW de nueva potencia de almacenamiento en el sector eléctrico (no se incluye almacenamiento *behind-the-meter*, movilidad eléctrica, etc.), de los cuales 3,5 GW se espera sean de bombeo y 2,5 GW de baterías eléctricas. También el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia incluye entre sus objetivos el despliegue de las tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, a día de hoy existen dos principales barreras, la regulación y la viabilidad económica.

Hasta ahora con las centrales térmicas e hidráulicas, el despliegue del almacenamiento no ha sido necesario. Es posible que tampoco lo sea en el muy corto plazo. Sin embargo, existe una necesidad clara de crear un marco normativo y retributivo para que este mercado se desarrolle en paralelo con los cientos de megavatios que se esperan de energías renovables, especialmente de energía fotovoltaica.

Este artículo se centrará sin embargo en la viabilidad económica, o mejor dicho, la inviabilidad económica de los sistemas de almacenamiento.

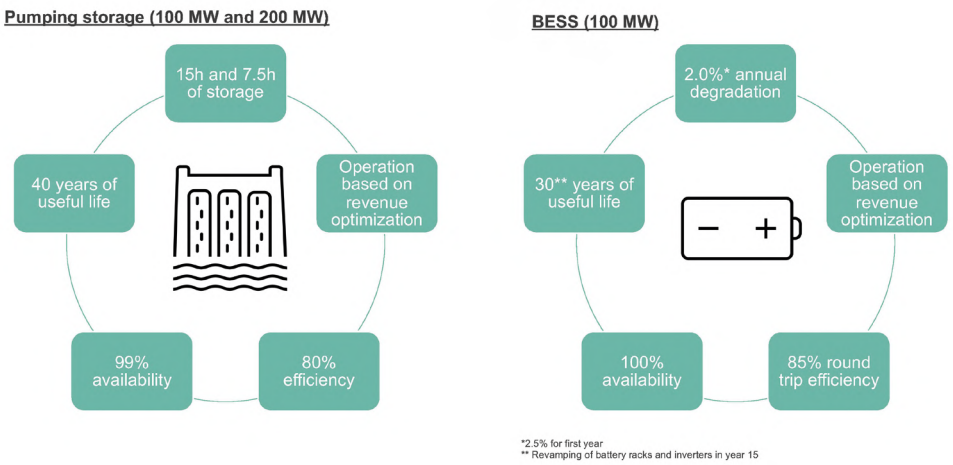
En febrero de 2023, las compañías G-advisory y Simulyde presentaron un estudio encargado por la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (ASEALEN) en el se analiza la viabilidad económica de dos tecnologías de almacenamiento – bombeo hidroeléctrico y batería de ion-litio conectada a la red.

En el estudio, cuya metodología y conclusiones se resumen a continuación, básicamente se estiman los ingresos que una nueva central de bombeo totalmente *greenfield* o una batería *stand alone* obtendrían con el actual sistema de remuneración y cuantifica cuáles serían los ingresos adicionales que se necesitarían para alcanzar una rentabilidad suficiente para dar entrada a la inversión privada.

En primer lugar, se decidió caracterizar las instalaciones de almacenamiento que se iban a estudiar. Ello resultó en el análisis de dos configuraciones de cada una de las dos tecnologías de almacenamiento objeto del estudio. En concreto, por un lado, para la tecnología de bombeo se ha estudiado una configuración de 100 MW de potencia y 15 h de almacenamiento y otra de 200 MW y 7,5 h. Se decidió analizar estas dos configuraciones para estudiar el término de potencia de centrales con la misma capacidad de almacenamiento. Por otro lado, para las baterías se ha considerado una potencia de 100 MW en ambas configuraciones y una energía de 2 y 4 h, respectivamente.

Asimismo, para la modelización de la operación de las centrales, hemos tomado en consideración una serie de parámetros técnicos relacionados con vida útil, renovación de equipos, eficiencia, etc. que se muestran en la siguiente figura:

Figura 2.



Los distintos parámetros técnicos utilizados han sido generalmente extraídos de especificaciones técnicas de equipos, de información puesta a disposición de los autores del estudio por parte de los promotores del mismo, o de información pública disponible.

Una vez caracterizadas y parametrizadas las cuatro centrales objeto del estudio, para poder realizar un plan de negocio, se describen a continuación la metodología e hipótesis que se han llevado a cabo para poder estimar los ingresos, la inversión inicial y los costes operativos.

Ingresos

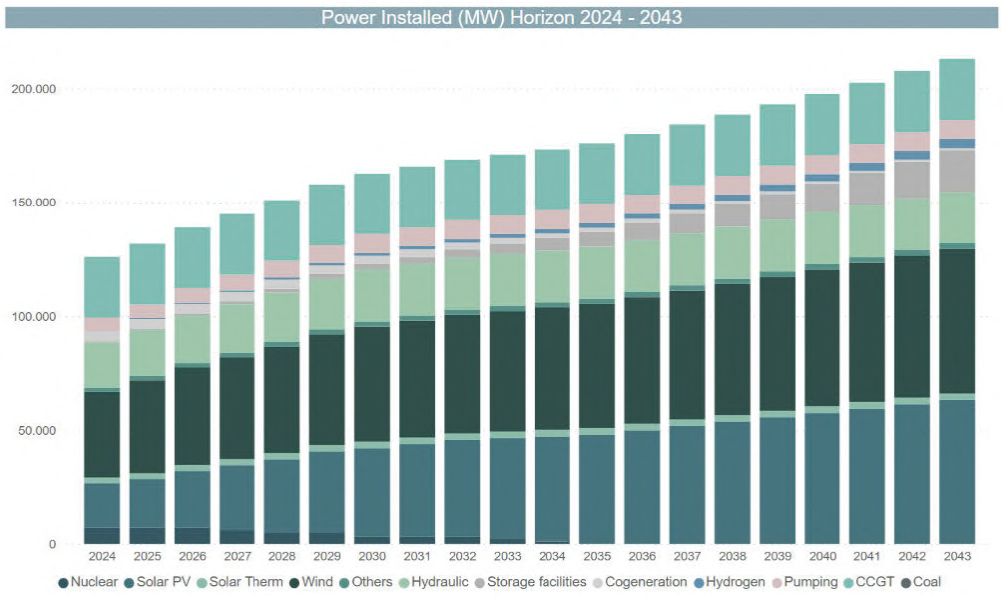
De cara a estimar los ingresos que una instalación de almacenamiento puede conseguir en el sistema eléctrico español, se han considerado dos fuentes principales de estos ingresos:

- Mercados de energía: por un lado, se han analizado los ingresos procedentes del arbitraje de energía. Estos ingresos provienen de la compra y venta de energía en diferentes mercados. La compra se realiza en los momentos y mercados en los que el precio es menor y la venta en los momentos y mercados en los que el precio es mayor.

Para cuantificar estos ingresos, se ha llevado a cabo una estimación de precios a largo plazo del mercado eléctrico Ibérico (MIBEL). Para ello, se ha utilizado el modelo de simulación xPryce©, desarrollado por Simulyde. Se trata de un modelo fundamental que simula la casación del mercado diario hora a hora. xPryce está específicamente diseñado para representar todas las particularidades del MIBEL y calcula la casación del mercado teniendo en cuenta las características técnicas y económicas de todas las tecnologías de generación: nuclea, ciclos combinados, hidráulica fluyente y modulable, eólica, solar, cogeneración, etc. El modelo incorpora Francia, debido a la gran importancia que tiene en el precio del sistema Ibérico. Además, se modela también todos los componentes de la demanda, incluyendo la demanda inflexible, y las diferentes fuentes de flexibilidad que existen en la actualidad o se espera que se vayan implantando, tales como instalaciones de almacenamiento, de hidrógeno, demanda industrial flexible, carga de vehículos eléctricos, etc.

Como se ha comentado, las hipótesis de entrada al modelo están basadas en los objetivos del PNIEC. Una de las principales hipótesis que tienen influencia en la formación del precio del mercado diario es el *mix* de generación. En concreto, la siguiente tabla muestra la capacidad instalada en las diferentes tecnologías entre 2024 y 2043 que hay sido

Figura 3.



proyectada a partir de las premisas del citado PNIEC.

Una vez que se tiene la estimación de los precios de mercado en el horizonte temporal deseado (20 años con una granularidad horaria), el siguiente paso es optimizar la operación de los sistemas de almacenamiento frente a dichos perfiles de precios. Para ello, se utilizan las características técnicas de dichos sistemas, que se han descrito anteriormente, tales como la potencia máxima de almacenamiento y producción, la capacidad de almacenamiento, la eficiencia o la degradación.

De esta manera se obtienen los ingresos que los sistemas de almacenamiento pueden obtener arbitrando energía. A modo de aclaración, es importante hacer notar que se ha validado esta metodología utilizando datos a pasado y comparando los resultados obtenidos con los ingresos reales de arbitraje obtenidos por las centrales de bombeo puro en España. Los resultados obtenidos son muy cercanos a la realidad, lo que valida la metodología utilizada.

- Mercados auxiliares: en segundo lugar, los sistemas de almacenamiento pueden obtener ingresos procedentes de los servicios de ajuste del sistema. En la actualidad, estos ingresos provienen fundamentalmente de los mercados de banda secundaria (en su mayor parte) y terciaria, así como de desvíos. El problema para la estimación de estos ingresos es que estos mercados (especialmente el más relevante, que es el de banda secundaria), al contrario que los mercados de energía, no responden a fundamentales. Por este motivo, consideramos que modelarlos a largo plazo carece de sentido. Por tanto, para estimar los ingresos que se pueden obtener de los servicios de ajuste, hemos estudiado los ingresos que, durante los últimos años, los grupos de bombeo puro han obtenido en estos mercados en España. La primera conclusión que se puede obtener es que, a largo plazo, existe una correlación entre los ingresos por arbitraje de energía y los ingresos por servicios de ajuste. Esta correlación se ha podido observar claramente en el último año en el que, debido a la subida del precio del gas, han subido considerablemente los precios en los mercados de energía y también en los de servicios de balance del sistema.

De esta manera, se ha tomado la hipótesis que los ingresos por servicios de ajuste serán proporcionales a los ingresos de arbitraje de energía. La constante de proporcionalidad varía a lo largo del tiempo, ya que pensamos que, según vayan entrando en funcionamiento más instalaciones de almacenamiento, la proporción de ingresos que se puedan obtener en estos servicios de balance del sistema podría ir decreciendo.

La siguiente gráfica muestra los ingresos netos obtenidos por las cuatro instalaciones que se estudian en el artículo:

Figura 4. Ingresos obtenidos de los distintos mercados para una central de bombeo puro de 100 MW y 15 horas de almacenamiento

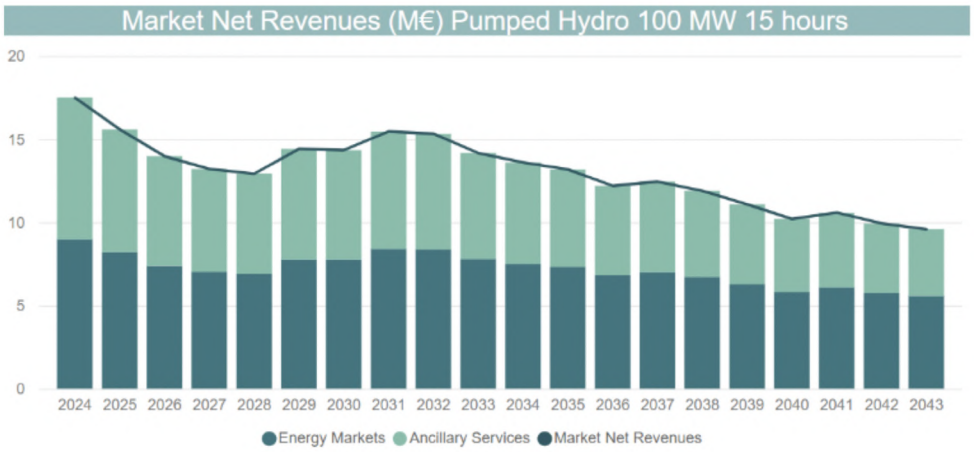


Figura 5. Ingresos obtenidos de los distintos mercados para una central de bombeo puro de 200 MW y 7,5 horas de almacenamiento

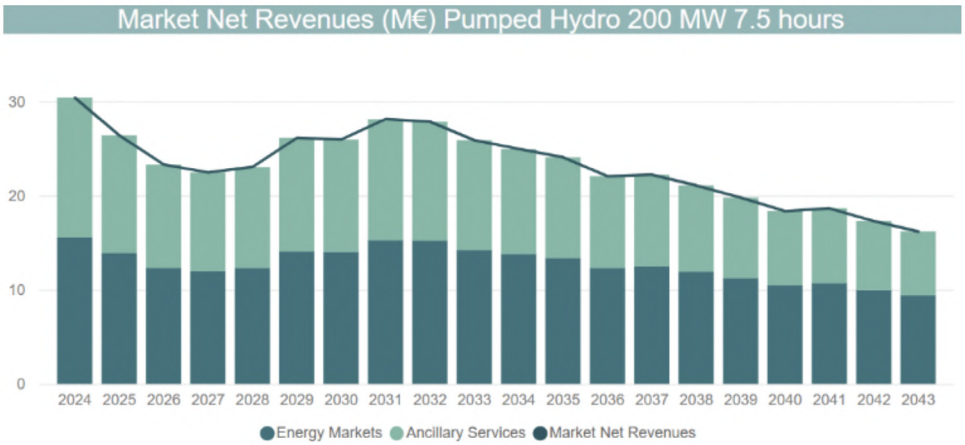


Figura 6. Ingresos obtenidos de los distintos mercados para una batería de 100 MW y 2 horas de almacenamiento

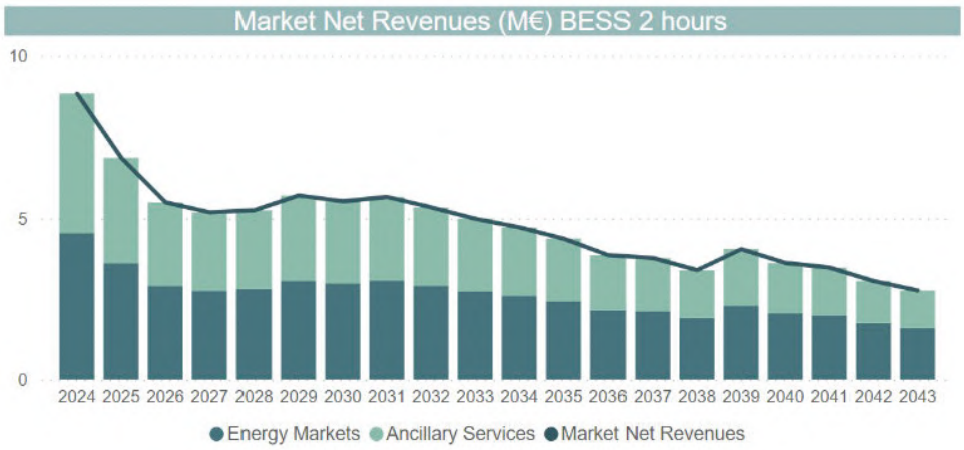
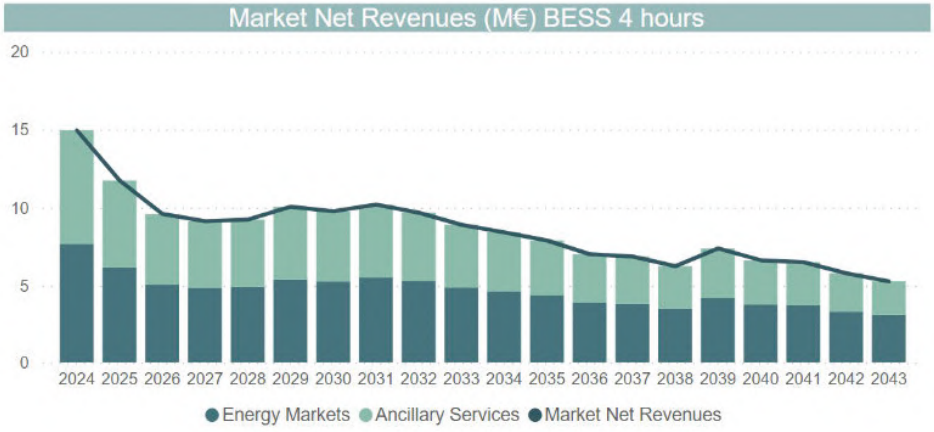


Figura 7. Ingresos obtenidos de los distintos mercados para una batería de 100 MW y 4 horas de almacenamiento



Inversión inicial

Para la estimación del CAPEX o inversión inicial, se han tenido en cuenta dos premisas principales. La primera es que sólo se ha considerado la inversión material, del mismo modo que hace el mecanismo de cálculo de la retribución específica establecido por el RD 413/2014. Por tanto, no se han considerado otros conceptos de inversión típicos (y no menores) como gastos de desarrollo, terrenos, asesores externos, gastos financieros, etc. La segunda premisa está relacionada con las fuentes de información. A este respecto, los datos de inversión utilizados en el estudio han sido extraídos de estudios independientes de entidades de prestigio tanto a nivel nacional como internacional (IDAE, IRENA, BNEF o NREL), a la experiencia de las compañías que han promovido este estudio y nuestra propia experiencia.

De este modo la inversión inicial considerada para las plan-

tas de bombeo asciende a 1.500 EUR/kW (100 MW – 15h) y 1.300 EUR/kW (200 MW – 7,5h). Para las baterías, la inversión se consideró en 308 EUR/kWh (2h) y 262 EUR/MWh (4h), considerando datos públicos a cierre del año 2021.

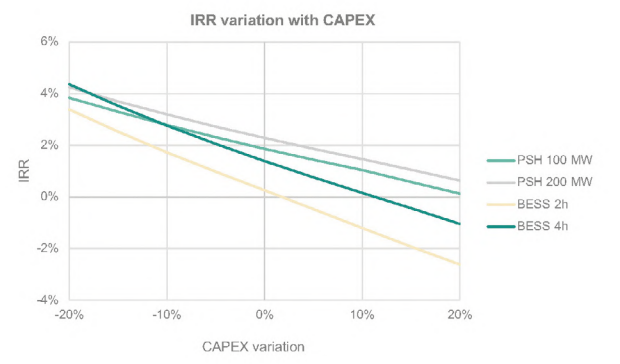
Conviene para terminar hacer dos reflexiones en relación con las asunciones anteriores. Para el caso de bombeo, no existe mucha información pública y, en la existente, se observa mucha disparidad en los datos. La realidad es que la inversión de una nueva planta de bombeo es tremendamente dependiente de su ubicación, de las necesidades de obra civil, de la preexistencia de uno de los depósitos, etc. Para el caso de las baterías, de acuerdo a distintas fuentes consultadas, el coste se había venido reduciendo de forma significativa y sostenida desde el año 2010. Sin embargo, por distintas circunstancias conocidas por todos, el coste ha repuntado considerablemente en los últimos 12-18 meses a niveles que podrían alcanzar el 20%.

Costes operativos

En ambas tecnologías y con el fin de simplificar el plan de negocio, hemos estimado que los costes operativos anuales se encuentran entre un 3% y un 3,5% de la inversión inicial. Aproximadamente dos tercios de dicho porcentaje se corresponde con los costes de operación y mantenimiento y el tercio restante con otros costes como seguros, gestión, etc. Para el caso de las baterías, con el objetivo de modelizar un doble ciclo de vida de las mismas, hemos considerado en el plan de negocio una partida para renovar el 100% de los *stacks* y parte de los inversores en el año 15.

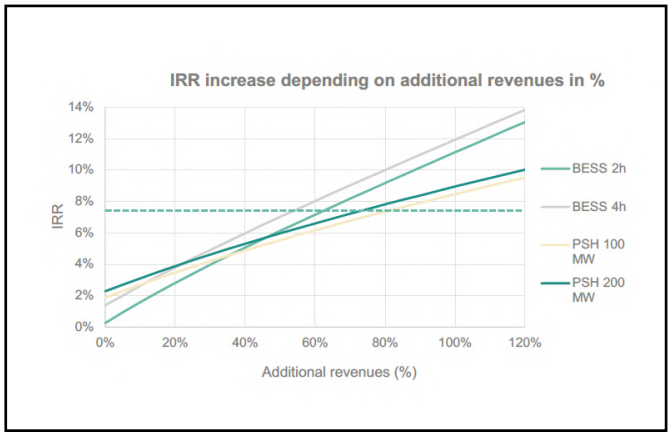
Con estas hipótesis de mercado, el plan de negocio arroja unos resultados que seguramente no sorprendan al lector. La rentabilidad de ambos sistemas de almacenamiento está lejos de una rentabilidad atractiva para la inversión privada. En particular, la TIR que obtendría una batería estaría en el entorno del 1% mientras que un bombeo alrededor del 2%. Son muchas las variables que tienen impacto en dicha rentabilidad aunque se podrían destacar principalmente dos: la inversión inicial (son inversiones muy intensivas en capital) y los ingresos. En la siguiente figura se muestra la sensibilidad de la TIR ante variaciones del CAPEX. Se puede observar que la rentabilidad de la tecnología de baterías es más sensible a variaciones de CAPEX (200 puntos básicos por cada 10% de variación) mientras que el bombeo es algo menos sensible (150 puntos básicos por cada 10%).

Figura 8.



Así, los resultados demuestran la necesidad de ingresos adicionales para obtener una rentabilidad razonable. El nivel de rentabilidad razonable lo hemos fijado en el 7,4%, en línea con la rentabilidad fijada por el gobierno para las instalaciones del régimen específico establecido en el RD413/2014. En la siguiente figura se observa que los sistemas de bombeo necesitarían alrededor de un 75% de ingresos adicionales a los que obtienen de los mercados de energía y mercados auxiliares mientras que los sistemas de baterías stand-alone necesitarían un 50% de ingresos adicionales.

Figura 9.



En nuestra opinión, esos ingresos adicionales deberían proceder de un mecanismo de retribución que remunere la capacidad. Para otros fines, en el mercado eléctrico español existen o han sido planteados tres tipos de mecanismos que remuneran la capacidad y podrían plantearse para los sistemas de almacenamiento: subvención, retribución específica o pagos por capacidad. Por ese motivo, hemos calculado para los 4 ejemplos que hemos analizado cuál sería el importe de la retribución en cada uno de estos tres mecanismos. Los resultados se pueden ver en la siguiente figura:
La subvención directa antes del inicio de la construcción de los activos en único pago asciende para los cuatro activos entre un 50% y 60% de su inversión inicial.

La remuneración específica a retribuir durante la vida útil regulatoria de los activos (igual a su vida útil esperada – 40 años en bombeo y 30 años en baterías, con las asunciones de inversiones en renovación explicadas) asciende a 4,5%-6,6% del CAPEX cada año. En concreto, para las instalaciones de bombeo está aproximadamente entre 79 y 99 keur/MW y año y para las baterías entre 31 y 48 keur/MW y año.

El pago por capacidad, a recibir en los primeros 5 años de operación de cada activo, ascendería a 250-310 keur/MW y año para los bombeos y a 90-140 keur/MW y año para las baterías.

Discusión y conclusiones

Durante las próximas dos décadas, el despliegue masivo de generación renovable en Europa en general y España en particular va a hacer necesario la instalación de una gran cantidad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Este almacenamiento va a ser fundamental para permitir una adecuada integración de la generación renovable, para proporcionar servicios de ajuste y balance del sistema, así como para garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico a corto y largo plazo.

Los resultados presentados en este artículo muestran que, bajo el actual marco regulatorio, estos sistemas de almacenamiento no son rentables en el sistema eléctrico español, donde los ingresos proceden de los mercados de corto plazo, tanto para arbitrar energía (mercado diario e intradiarios), como para proveer servicios de balance (mercados de secundaria y terciaria).

Por este motivo, es necesario implantar mecanismos de apoyo específicos que permitan facilitar y acelerar la implantación de estos sistemas de almacenamiento en el sector eléctrico. Estos mecanismos de apoyo deben estar basados en las siguientes premisas:

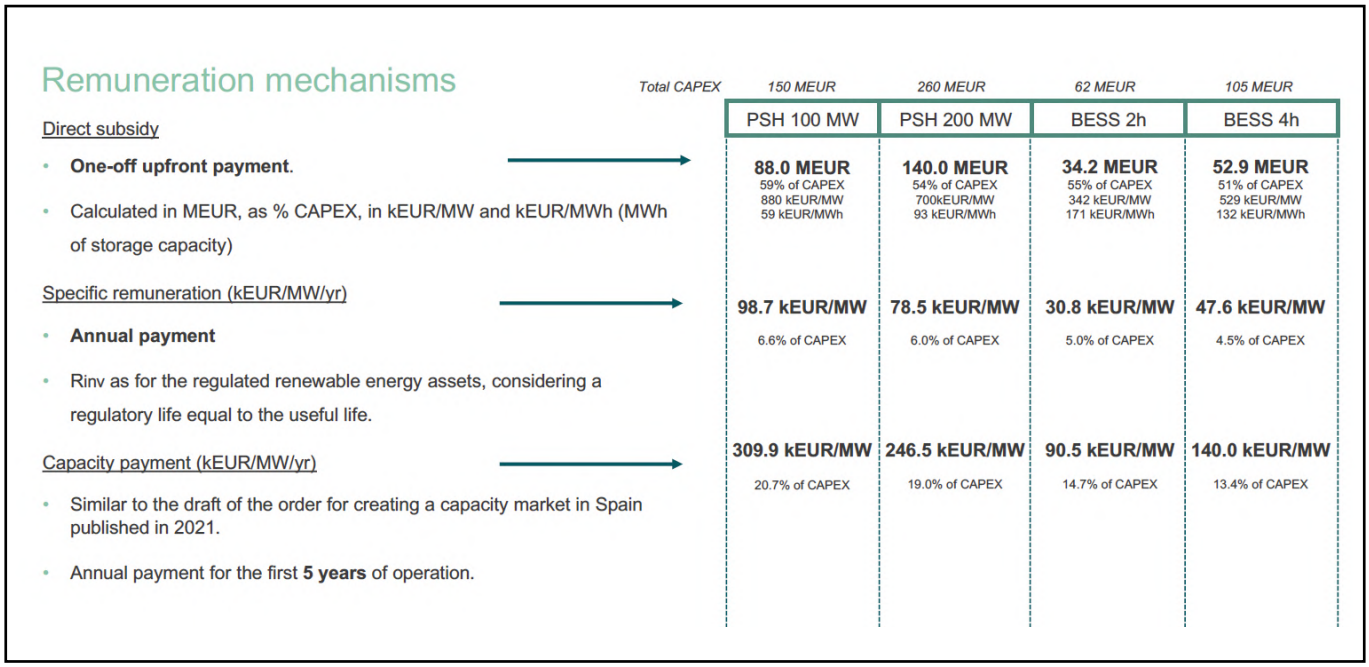
- Se debe realizar una adecuada remuneración de todos los servicios proporcionados por las diferentes tecnologías de generación y consumo. A día de hoy existen servicios que se proporcionan sin coste (i.e. reserva primaria), lo que no es óptimo desde un punto de vista económico, ya que perjudica a las tecnologías que pueden proporcionar estos servicios frente a las que no.

- Es fundamental diseñar mecanismos específicos de largo plazo, tales como pagos por capacidad, subastas de capacidad y subsidios directos. Estos mecanismos, además de fomentar la instalación de almacenamiento, reducirán sensiblemente la incertidumbre que tienen asociada, mejorando la posibilidad de financiación de estos proyectos sin recurso al accionista (*Project finance*).

• Es también importante señalar que estos mecanismos deberían estar diseñados de manera diferenciada de acuerdo a la capacidad de almacenamiento que ofrezca cada solución. Esto es especialmente relevante en relación a la garantía de suministro a largo plazo. Por ejemplo, si se diseña un pago por capacidad en €/MW, las soluciones con menor duración de almacenamiento (como baterías de 2 horas o incluso menos) tienen una ventaja competitiva importante. Sin embargo, el sistema necesita, a largo plazo, sistemas de almacenamiento que permitan llevar a cabo gestión diaria, semanal e incluso estacional

• En cualquier caso, estos mecanismos deben estar alineados con la regulación europea y ser compatibles con los programas de ayudas europeos. Es importante hacer notar que algunos países ya están dando pasos en este sentido, como es el caso de Italia (donde se han celebrado subastas de capacidad en las que el almacenamiento ha tenido un lugar muy relevante), Francia (con subastas de capacidad específicas para instalaciones de almacenamiento), o Alemania (con concursos en los que se adjudican ayudas relevantes para instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento).

Figura 10.



El futuro de las bombas de calor

El contexto energético y climático actual obliga a la transición hacia soluciones renovables, electrificadas y descarbonizadas en todos los sectores consumidores de energía y así, la tecnología de la bomba de calor se vislumbra como clave en el futuro próximo

Laura Alonso, Ángel Carrera, Jose Luis Corrales, Maider Epelde, Xabier Peña, Felipe Trebilcock, Irantzu Urkola, Jose Luis Villate
Equipo de expertos y expertas en Sistemas Térmicos Eficientes de Fundación TECNALIA Research & Innovation

Introducción

La visión energética a largo plazo de Europa pone en el centro de su política energética la lucha contra el cambio climático, estableciendo objetivos de reducción de emisiones a corto y medio plazo[1] que conllevan transformaciones profundas del sector energético. Las políticas europeas han sido, son y serán determinantes para el desarrollo del sector energético en España, y en las últimas décadas se han transformado los mercados energéticos, las tecnologías desplegadas e incluso los consumos.

Esta visión u objetivo de una Europa descarbonizada contrasta con el suministro actual de calor en Europa, donde las demandas de calor y refrigeración en los sectores residenciales e industrial suponen aproximadamente el 50% del consumo total de energía[2], pero la penetración de energías renovables en estos ámbitos está teniendo un desarrollo significativamente más lento que en el sector eléctrico. Según datos de 2018, los usos de calor en edificios se cubren en un 72% con energías no renovables, y en el caso industrial, en más de un 95%. El grueso de esta generación proviene de combustibles fósiles, en particular del gas natural[3]. Dicho en otras palabras, aproximadamente un tercio de la energía total consumida en Europa es en aplicaciones de producción de calor residencial e industrial a partir de combustibles fósiles.

[1] Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. "A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy".
[2] https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en

Frente a este panorama, en el que la descarbonización de la economía es una prioridad en Europa y en España y en el que la demanda de calor en los sectores de edificación e industrial se cubre mayoritariamente mediante energías no renovables, resulta imprescindible una alternativa viable técnica y económicamente para descarbonizar el suministro de calor (y frío) en los edificios y en la industria. Esta alternativa es la bomba de calor.

Hace tiempo que las bombas de calor son consideradas clave para cumplir los objetivos de descarbonización de la economía, como parte de la estrategia de calefacción y refrigeración de la Comisión de 2016[4]. Y ahora, con el nuevo paradigma de suministro, provocado por la guerra de Ucrania, se ha potenciado el beneficio asociado a la independencia de suministro energético que proveen las bombas de calor. La incertidumbre en los precios, e incluso la garantía de suministro de gas natural, apremian a una electrificación de la producción de calor más que la amenaza del cambio climático. Así, el plan de respuesta a la guerra de Ucrania, RepowerEU, de mayo de 2022, viene a fortalecer el papel de las bombas de calor, estableciendo unos objetivos de doblar la tasa de despliegue de los equipos instalados en Europa[5].

En definitiva, existen importantes motivaciones impulsadas políticamente que explican el crecimiento del mercado de las bombas de calor en los últimos años, tales como la descarbonización, la independencia energética y la flexibilidad del sistema eléctrico, que posibilite una mayor penetración de las energías renovables, y esta es la motivación de este artículo.

Descripción de la tecnología

La Bomba de Calor es una tecnología que capta el calor de una fuente natural, por ejemplo, el aire (aerotermia), el agua (hidrotermia) o la tierra (geotermia), a una temperatura en la que no resulta directamente aprovechable, y eleva la temperatura, o, dicho de otra manera, "bombea" el calor a un nivel térmico superior (de ahí su nombre), de forma que este calor resulte útil para diferentes aplicaciones. Actualmente, las aplicaciones más comunes de las bombas de calor son la producción de agua caliente sanitaria y la climatización de viviendas o en general espacios cerrados, aunque las aplicaciones industriales van tomando cada vez más peso.

Existen diversos tipos de bombas de calor en función del ciclo termodinámico de operación, pero el más común es el ciclo de compresión de un fluido refrigerante. De manera muy sencilla, por entender el principio termodinámico detrás de las bombas de calor, en este ciclo, el refrigerante, en estado gaseoso a la salida del evaporador, entra en el compresor donde se comprime. El gas refrigerante entra después al condensador, donde se enfría y se condensa. Seguidamente, el refrigerante en estado líquido se expande en la válvula de expansión y entra al evaporador donde se evapora (pasando de nuevo a estado gaseoso), listo para entrar de nuevo al compresor y cerrando así el ciclo termodinámico. Este ciclo termodinámico se muestra en la Figura 1.

Dicho de otra forma, una bomba de calor es una máquina que mueve el calor de un lugar a otro, esto es, el equipo capta energía térmica de una "fuente" o "foco frío" (a una temperatura inferior) y la entrega, tras aportar un trabajo mecánico (alimentado por electricidad), a temperatura más elevada en un "disipador de calor" o "foco caliente". Además, el ciclo termodinámico puede invertirse y el mismo equipo puede funcionar tanto para calefacción como para refrigeración.

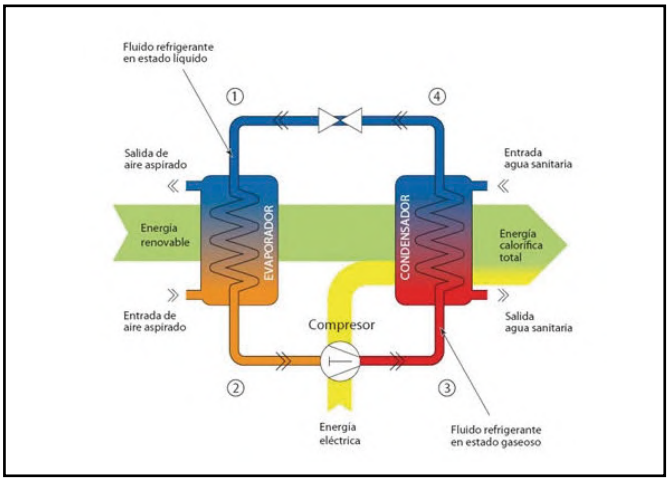
Adicionalmente, cabe destacar el carácter renovable de las bombas de calor. Dado que la energía térmica que alimenta la bomba de calor es de origen natural (aire, agua o tierra), si la electricidad consumida es renovable, la bomba de calor es una alternativa 100% renovable. E incluso, considerando que la bomba de calor se alimente con electricidad de la red,

[3] ENER/C1/2018-494 – Renewable Space Heating under the Revised Renewable Energy Direc.

[4] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions "An EU Strategy on Heating and Cooling".

[5] Communication from the commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. RepowerEU Plan.

Figura 1. Ciclo termodinámico de una bomba de calor[6]



con las condiciones actuales del *mix* energético, y debido a la alta eficiencia energética de las bombas de calor, el implementar soluciones basadas en esta tecnología permite una reducción muy significativa tanto a nivel de consumo de energía como a nivel de emisiones equivalentes de CO_2. De hecho, en caso de que el origen de la electricidad no sea renovable, la UE considera que una parte de la aportación de energía térmica de la bomba de calor sí es renovable.

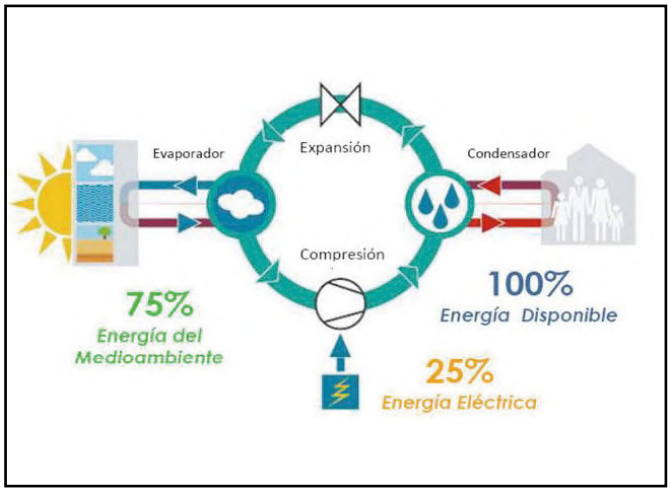
En esta línea, las bombas de calor combinadas con paneles fotovoltaicos se presentan como una solución con mucho potencial para reducir la factura energética. Desde el punto de vista de los paneles fotovoltaicos, disponer de un consumo eléctrico adicional aumenta el aprovechamiento de la energía solar generada *in situ* (autoconsumo), reduciendo la cantidad vertida a la red y mejorando la rentabilidad de su instalación. Por su parte, la bomba de calor puede producir calor con un coste energético casi cero cuando se disponga de la energía solar.

Además, otra de las ventajas de las bombas de calor es la mejora de la calidad del aire en entornos urbanos, al reemplazar la combustión de combustibles fósiles y así eliminar las emisiones de gases y partículas.

Respecto al rendimiento de las bombas de calor, éste se mide como Coeficiente de Rendimiento o COP (del inglés, "Coefficient of Performance") y se calcula como la ratio entre el calor aportado y la electricidad consumida. Es decir, el rendimiento o COP de las bombas de calor nos indica la cantidad de calor que el equipo aporta por cada unidad de energía eléctrica que consume.

Habitualmente, el rendimiento o COP de una bomba de calor oscila entre el 2,5 y 4. Así, para un COP de 4 por ejemplo, significa que la bomba de calor produce un kWh de calor útil a partir de 0,25 kWh de consumo eléctrico. Dicho de otra manera, por cada unidad o kWh de electricidad consumida puede aportar hasta 4 unidades o kWh de calor útil, ya que el resto proviene de fuentes naturales.

Figura 2. Esquema de funcionamiento de una bomba de calor[7]



El COP de la bomba de calor varía significativamente en función de las condiciones de contorno: cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre el foco frío y el foco caliente, peor es el rendimiento, y viceversa. Por poner un ejemplo, una bomba de calor para calefacción de una vivienda cuyo foco frío es el aire ambiente, tendrá un peor rendimiento en los días más fríos de invierno.

[6] Fuente: caloryfrio.com

[7] Fuente: AFEC

Hoy en día, el calor, tanto para calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) en edificios, como para procesos industriales, se produce mayoritariamente a partir de calderas de gas. Las calderas de gas presentan unos rendimientos globales a lo largo del año de en torno al 90%, es decir, se requiere aproximadamente un 110% de consumo de combustible para generar el calor. Esto significa que para producir 1 kWh de calor útil mediante una caldera de gas hacen falta 1,1 kWh de gas natural.

En este sentido, las bombas de calor presentan una clara ventaja competitiva respecto a las calderas de gas, por los significativamente más elevados rendimientos o COP que presentan. Así, el potencial de las bombas de calor para reducir el consumo de energía de origen fósil es sin duda muy relevante.

Por tanto, y resumiendo, la bomba de calor es una tecnología madura y altamente eficiente que genera calor consumiendo electricidad, como ya se ha expuesto, y lo hace con un gran rendimiento, y, además puede combinarse o hibridarse con la generación de electricidad renovable *in situ*, convirtiéndose así en una alternativa 100% renovable.

Centramos ahora la aplicabilidad de la tecnología de bomba de calor en dos sectores de gran envergadura y de altísima necesidad de energía térmica: los edificios y el sector industrial.

Bombas de calor en el ámbito de la edificación

Actualmente, los edificios son responsables del 40 % de la demanda energética y del 36 % de las emisiones de CO_2 en Europa. La descarbonización de los edificios existentes juega un papel clave para alcanzar los objetivos generales de protección climática, pero, sin embargo, las tasas de renovación actuales se sitúan en el orden del 1%, muy por debajo de lo necesario para alcanzar los objetivos establecidos.

En este contexto, las bombas de calor son una tecnología clave para el cumplimiento de los objetivos medioambientales y energéticos establecidos. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía consideró, en su Informe sobre Eficiencia Energética del año 2016, a la Bomba de Calor como la Mejor Tecnología Disponible (o MTD) para la calefacción de espacios.

En la actualidad, existe una amplia oferta comercial de bombas de calor para edificios, tanto residenciales como terciarios. Desde hace algunos años ya se observa un cambio en el diseño de instalaciones térmicas para edificios nuevos, donde las bombas de calor tienen cada vez una presencia mayor, incluso en edificios residenciales (unifamiliares y bloques de vivienda), sin embargo, en el sector de la rehabilitación de edificios sigue siendo marginal, aunque con cierta tendencia positiva en los últimos años.

Aplicaciones y tipos de bomba de calor

Las bombas de calor pueden jugar un papel clave para la electrificación y descarbonización del parque de edificios. Las aplicaciones de las bombas de calor en edificios son las siguientes:

- Calefacción
- Refrigeración
- Agua caliente sanitaria

Las bombas de calor se pueden clasificar en función de la fuente de la que extraen el calor o tipo de “foco frío”, tal como se recoge en la siguiente Tabla 1:

Tabla 1. Clasificación de instalaciones de bombas de calor en función del tipo de foco frío

Bombas de calor en función del tipo de "foco frío"		
Tipo	**Foco frío**	**Características**
Aerotermia	Aire ambiente	• COP dependiente, en gran medida, de la temperatura ambiente
Geotermia	Terreno	• Buenos rendimientos, por la estabilidad de la temperatura del foco • Elevado coste de inversión
Hidrotermia	Agua (río, lago, agua de mar...)	• Buenos rendimientos, por la estabilidad de la temperatura del foco • Se requiere recurso hídrico en las proximidades • Muy poco habitual

Para las aplicaciones de calefacción y refrigeración, existen diferentes tipos de emisores, tales como los fancoils, los radiadores o el suelo radiante, entre otros, que pueden utilizarse con las bombas de calor para emitir el calor / frío necesario, cada uno con sus particularidades. Así, pueden darse soluciones en las que la calefacción se hace calentando el aire del espacio (por ejemplo, mediante unidades de expansión directa o fan-coils, típicos en oficinas), pero también mediante emisores que son más comunes en el ámbito residencial como pueden ser los radiadores (a poder ser de baja temperatura) o el suelo radiante.

Así, las instalaciones de bombas de calor más típicas serían las siguientes:

- Bombas de calor aire-aire: se trata de bombas de aerotermia que emiten calor o frío mediante unidades de expansión directa o fancoils distribuidos en el edificio. La calefacción / refrigeración se hace mediante el calentamiento / enfriamiento del aire del local. Se trata de una solución muy común en edificios terciarios.

- Bombas de calor aire-agua: un ejemplo sería la instalación de una bomba de calor aerotérmica en una vivienda con suelo radiante o radiadores, preferentemente de baja temperatura. En este caso, la bomba de calor produce agua caliente que se distribuye por el circuito del suelo radiante o de radiadores. Este tipo de configuración puede ser interesante para la sustitución de una caldera de gas en una vivienda residencial.

- Bombas de calor agua-agua: una configuración típica de este tipo de instalaciones sería una bomba de calor geotérmica en una vivienda unifamiliar con suelo radiante o radiadores.

Potencial y perspectivas de mercado

La hoja de ruta hacia una Europa eficiente en recursos[8] fijó una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 80-95 % por debajo de los niveles de 1990 para el año 2050.

En este sentido, el sector de la edificación, incluidos los edificios nuevos y la rehabilitación, desempeña un papel importante en la electrificación de la demanda de calefacción y,

[8] Roadmap to a Resource Efficient Europe. Available at: **http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52011DC0571.**

por lo tanto, en la mitigación de la huella de carbono, ya que el sector es responsable del 6% de las emisiones de CO_2 globales[9].

En los últimos años las ventas globales de bombas de calor se han incrementado en un 11% en 2022 y en un 13% en 2021 de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía o IEA (del inglés, "International Energy Agency"), y en Europa, este incremento de ventas ha sido aún más pronunciado, alcanzando un incremento de hasta el 40% según la Asociación Europea de Bombas de Calor o EHPA[10] (del inglés, "European Heat Pumps Assotiation"), debido al aumento del precio del gas por el conflicto en Ucrania y a los incentivos a los consumidores para migrar hacia bombas de calor más eficientes.

Asimismo, según el estudio de la IEA sobre las perspectivas de futuro de las bombas de calor[11], las clasifica como una de las seis cadenas más importantes de suministro tecnológico de energía limpia. De hecho, la IEA estima que la capacidad de fabricación de bombas de calor crecerá en Europa exponencialmente en los próximos años y claro ejemplo de ello son las aperturas de plantas de fabricación en Europa de los principales fabricantes a nivel residencial[12 13 14].

Finalmente, para alinear los programas internacionales de energía y clima con los objetivos y compromisos definidos globalmente, las bombas de calor tendrán que cubrir casi el 20% de las necesidades globales de calefacción en edificios para 2030[15]. Este hito se antojaría alcanzable si se mantiene el crecimiento de ventas de los últimos años, con un significativo impacto económico en Europa por el incremento de la capacidad de fabricación de equipos.

Tendencias y retos tecnológicos

Tal y como se ha expuesto anteriormente, las bombas de calor son una tecnología madura y consolidada en el mercado. Pero no por ello se trata de una tecnología exenta de importantes retos tecnológicos.

Actualmente, las bombas de calor instaladas en edificios, que incluyen los equipos de climatización, principalmente trabajan con refrigerantes fluorados (HFC) con altos potenciales de calentamiento atmosférico (PCA), es decir, con un elevado impacto en el calentamiento global por la influencia en el efecto invernadero. Y es por ello, que, tanto a nivel mundial con el protocolo de Montreal como a nivel europeo con la F-Gas [ ], se está regulando y limitando el uso de estos refrigerantes sintéticos de la familia de los HFC y se están impulsando en su lugar los refrigerantes de bajo impacto medioambiental.

Actualmente, las bombas de calor instaladas en edificios, que incluyen los equipos de climatización, principalmente trabajan con refrigerantes fluorados (HFC) con altos potenciales de calentamiento atmosférico (PCA), es decir, con un elevado impacto en el calentamiento global por la influencia en el efecto invernadero. Y es por ello, que, tanto a nivel mundial con el protocolo de Montreal como a nivel europeo con la F-Gas[16], se está regulando y limitando el uso de estos refrigerantes sintéticos de la familia de los HFC y se están impulsando en su lugar los refrigerantes de bajo impacto medioambiental.

Así, este cambio regulatorio ha provocado una clara tendencia de incremento exponencial de uso de refrigerantes naturales (que puedan sustituir a los refrigerantes sintéticos), incentivando la investigación y el desarrollo de soluciones técnica y económicamente factibles. Entre los refrigerantes naturales, destacan:

---

[9] **https://www.miteco.gob.es/images/es/guia-resumida-gt3-mitigacion-ar5_tcm30-177779.pdf**

[10] **https://www.ehpa.org/**

[11] IEA Energy Technology Perspectives 2023. **https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023**

[12] **https://www.vaillant-group.com/news-stories/vaillant-group-opens-mega-factory-for-heat-pumps.html**

[13] **https://www.eseficiencia.es/2023/04/17/daikin-comienza-construccion-primera-fabrica-bombas-calor-polonia?utm_source=Grupo+Tecma+Red+-+Newsletters&utm_campaign=07040d29fa-NL-DIARIO-ESEFICIENCIA&utm_medium=email&utm_term=0_b1faa04d2b-07040d29fa-29188309**

[14] **https://hydrocarbons21.com/bosch-announces-e1-billion-investment-in-european-heat-pump-production/**

[15] "The future of the heat Pumps", IEA, available at: **https://iea.blob.core.windows.net/assets/4713780d-c0ae-4686-8c9b-29e782452695/TheFutureofHeatPumps.pdf**

[16] EU F-Gas Regulation available at: **https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014R0517&qid=1608306002561**

Tabla 2. Refrigerantes naturales y sus características para bombas de calor en edificios

Refrigerante natural	Características: ventajas y limitaciones	Aplicación típica en edificios (ejemplos)
Propano (R290)	• Potencial de calentamiento atmosférico (PCA) muy bajo. • Permite producir calor a temperaturas de hasta 70ºC, siendo así compatible con radiadores convencionales. • Gas inflamable >> limitación regulatoria a 150g de gas en ambientes cerrados (aunque se prevé un incremento de esta cantidad en junio de 2024), lo que o bien limita la potencia del equipo o bien obliga a colocarlo en el exterior (o en un ambiente bien ventilado).	• Bomba de calor aire-agua para sustitución de las calderas de gas combinadas con radiadores convencionales en rehabilitación de edificios multifamiliares[17]. • Bomba de calor agua-agua (con límite de potencia correspondiente a 150g de refrigerante) o aire-agua en viviendas unifamiliares con suelo radiante, o incluso radiadores convencionales. • Edificios terciarios de altas potencias, con equipos ubicados en exterior.
Dióxido de carbono o CO_2 (R744)	• Nicho reducido en el sector de la edificación, mayor penetración en refrigeración comercial e industria. • Bajo rendimiento con saltos de temperatura reducidos en circuito cerrado, es decir para calefacción.	• Generación de ACS en edificios con gran demanda, por las altas eficiencias alcanzadas elevando temperaturas de agua de red hasta valores por encima de 70 °C y llegando hasta los 90 °C.
Amoniaco (R717)	• Mayor coste que los equipos de propano.	• Edificios terciarios con demandas que requieren altas potencias (>100kW) colocadas en el exterior.

Aún existe un amplio recorrido de investigación y desarrollo en relación con las bombas de calor que emplean refrigerantes naturales, y sin duda, con las perspectivas de mercado y regulatorio que se vislumbran, en los próximos años se esperan grandes avances tecnológicos.

De hecho, se está trabajando en diversos proyectos en aplicaciones innovadoras en el sector de la edificación con bombas de calor con refrigerantes naturales. Por ejemplo, en el proyecto HAPPENING[18] se está demostrando una solución de bombas de calor en cascada, con propano como refrigerante, combinadas con paneles fotovoltaicos en el tejado y con almacenamiento de energía, para la renovación del sistema de calefacción y producción de ACS en un bloque de viviendas. Otro interesante ejemplo es el proyecto TRI-HP[19],

[17] NOTA: en este caso existen en muchas ocasiones limitaciones de espacio o imposibilidad de situar una unidad en el exterior.

[18] **https://www.happening-project.eu/pilot-sites/pasaia-spain/**

en el que se han desarrollado y validado experimentalmente bombas de calor dual, con propano como refrigerante, que permiten combinar la aerotermia con sondeos geotérmicos, e incluso paneles PVT (fotovoltaico-térmicos), optimizando el rendimiento anual de la instalación. Asimismo, en el seno de este proyecto, se ha desarrollado una bomba de calor de CO_2 (R744) capaz de trabajar eficientemente generando de forma simultánea calefacción y ACS, gracias al desarrollo de un innovador intercambiador, llamado el "*gascooler* tripartito".

Bombas de calor industriales

Al igual que en el sector de la edificación, en la industria las necesidades de calor se cubren mayoritariamente (en más de un 95%) mediante la quema de combustibles fósiles. Teniendo en cuenta que el sector industrial representa el 18% de las emisiones mundiales de CO_2 [9], la implantación de soluciones de descarbonización en este ámbito es clave para alcanzar los objetivos propuestos.

En el sector industrial los rangos de temperatura de trabajo son más elevados que para las aplicaciones en edificios, y esto hace que las bombas de calor industriales sean también diferentes, principalmente en cuanto al 'foco frío' que se utiliza. La mayoría de las aplicaciones en el ámbito industrial requieren temperaturas por encima de 90**ºC**, por lo que para estos casos hace falta un 'foco frío' de mayor temperatura. En este sentido, el 'foco frío' más habitual en aplicaciones industriales son los calores residuales de baja temperatura de los propios procesos.

Los procesos industriales generan abundante calor que se tiene que disipar (es decir, desperdiciar), lo cual se realiza habitualmente mediante torres de enfriamiento. Debido a la baja temperatura de este calor residual, estas corrientes no son directamente aprovechables, por lo que se disipan a la atmósfera, lo cual, además, supone un coste.

Sin embargo, estos calores residuales sí pueden ser utilizados para alimentar una bomba de calor, la cual, con su consumo eléctrico correspondiente, producirá un calor a mayor temperatura, suficiente como para ser utilizado en algún punto del proceso y reemplazar así, parte del consumo de combustibles fósiles.

Las bombas de calor industriales son, por tanto, un tipo de tecnología eficiente que puede ayudar a reducir el consumo de energía en los procesos industriales mediante la revalorización del calor residual, contribuyendo asimismo a reducir las emisiones de CO_2 asociadas. Funcionan aprovechando calor desde una fuente a baja temperatura para suministrar calor a procesos industriales a mayor temperatura.

Esta tecnología se puede utilizar en una amplia gama de aplicaciones industriales, incluyendo el sector alimentario, el sector del papel, la industria química y la farmacéutica, entre otros.

Los principales beneficios del uso de bombas de calor industriales incluyen:

- Reducción de los costes energéticos.
- Reducción de las emisiones de CO_2.
- Mejora de la eficiencia energética.

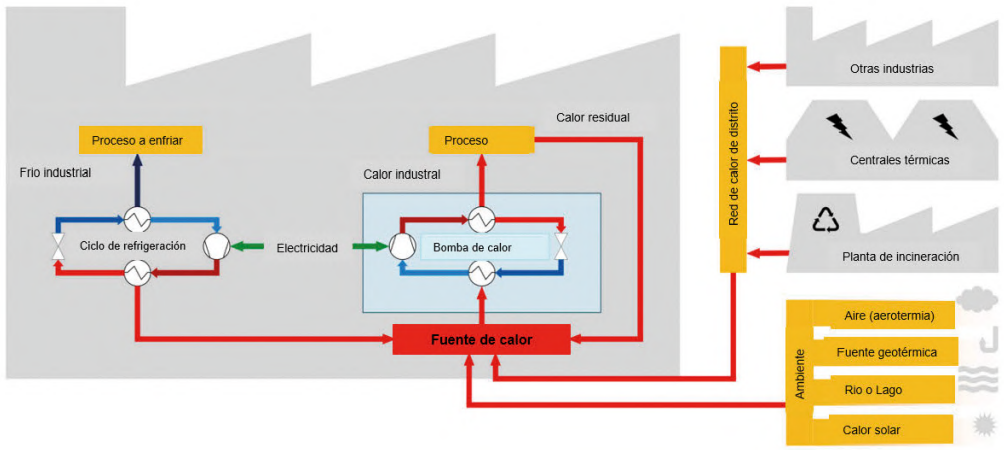
A medida que aumentan las exigencias relativas al cambio climático y la seguridad energética, las bombas de calor industriales se están convirtiendo en una solución cada vez más popular para las empresas que buscan mejorar su sostenibilidad y reducir su impacto ambiental.

Aplicaciones y tipos de bombas de calor industriales y tendencias tecnológicas

La Figura 3 presenta distintas posibilidades de integración de una bomba de calor industrial para la generación de calor de proceso:

[19] https://www.tri-hp.eu/technology/heat-pump

Figura 3. Fuentes de calor de una bomba de calor industrial [20]



La madurez tecnológica de las bombas de calor industriales depende fundamentalmente del nivel de temperatura del calor de proceso requerido.

Para procesos con temperaturas de hasta 90-100**°C**, existen actualmente en el mercado una gran variedad de fabricantes tanto asiáticos como europeos. Estas bombas de calor, aunque son de escala industrial, son tecnológicamente similares a las bombas de calor que se utilizan para aplicaciones de calefacción y utilizan refrigerantes sintéticos o naturales (tales como los hidrocarburos, el amoníaco o el CO_2). En este rango de temperaturas, la mayor parte de las aplicaciones industriales documentadas son del sector alimentario, que requiere de grandes cantidades de agua caliente con temperaturas entre 60 y 80**°C** para procesado de los productos y para labores de limpieza. Con menor frecuencia, se utilizan también para procesos de secado o destilación en los sectores químico y farmacéutico[21].

Por otro lado, para procesos que requieren temperaturas superiores a los 100**°C**, se reduce considerablemente el número de fabricantes que ofrecen bombas de calor preparadas para trabajar a estas temperaturas. Esto se debe a que los compresores de las bombas de calor deben ser adaptados o diseñados de nuevo para trabajar en este rango de temperaturas y utilizarse refrigerantes diferentes de los empleados para aplicaciones domésticas. Hoy en día, tan solo tres refrigerantes sintéticos de bajo impacto medioambiental se han identificado como apropiados (R1224yd(Z), R1233zd(E) y R1336mzz(Z)), para suministrar calor de proceso a temperaturas superiores a 120**°C**. Para estos niveles de temperatura, existe aún un gran campo de investigación y desarrollo, tanto en la búsqueda de nuevos refrigerantes, como de diseño del compresor y optimización del ciclo termodinámico.

En este rango de temperaturas, existen otro tipo de bombas de calor que difieren completamente de las bombas de calor de compresión de gas o "eléctricas" que hemos expuesto hasta ahora; son las denominadas bombas de calor activadas térmicamente o transformadores de calor. Conceptualmente el efecto útil es el mismo: a partir de una fuente de calor residual producen calor a mayor temperatura. El ciclo termodinámico interno, sin embargo, es completamente diferente y no requieren de compresor, por lo que el consumo eléctrico de estos sistemas es insignificante. Por el contrario,

[20] Adaptado de "High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland". Obrist et.al (2023)

[21] **https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2021/04/IEA-HPT-TCP-Annex-48.pdf**

requieren el doble de calor residual para producir la misma cantidad de calor útil. La inversión puede resultar superior, pero los costes de operación son inferiores en comparación con las bombas de calor eléctricas, por lo que la idoneidad de una solución u otra dependerá de cada caso, en función del precio de la electricidad y las condiciones de contorno.

Para temperaturas aún mayores, también se está trabajando en nuevos desarrollos con compresores de tipo Stirling con helio como fluido de trabajo, pudiendo entregar calor de proceso a temperaturas de hasta 250**°C**, y actualmente las primeras plantas piloto se encuentran en fase de puesta en marcha.

Aunque el número de instalaciones de bombas de calor para aplicaciones industriales por encima de los 100**°C** es aún limitado, el ámbito de la revalorización del calor residual mediante las bombas de calor de alta temperatura ha experimentado un incremento sustancial en los últimos cinco años, y las perspectivas de mercado a corto plazo son muy positivas. En concreto, se pueden encontrar hasta 14 plantas piloto en funcionamiento desde el 2018 de bombas de calor con temperatura de entrega de proceso entre 115 y 211**°C** [22].

Uno de los temas clave en el ámbito industrial es la generación de vapor, y es que la mayoría de los procesos utilizan vapor. Esto es un hándicap añadido para las bombas de calor. Varios fabricantes y desarrolladores de bombas de calor de alta temperatura están centrando su actividad en el desarrollo de equipos para la producción directa de vapor, de gran demanda en el sector industrial, principalmente para la industria papelera, alimentaria y química.

Aunque el interés sobre las bombas de calor por parte de las industrias es cada vez mayor, aún hay ciertas barreras que impiden su despliegue en el mercado. Hacen falta más instalaciones piloto que sirvan de referencia a los potenciales usuarios para aumentar la conciencia de los beneficios de estos sistemas y superar barreras como el desconocimiento para la integración de nuevas soluciones, el escepticismo o la resistencia al cambio. En este sentido cabe destacar el ejemplo del proyecto PUSH2HEAT[23], en el cual se está trabajando en la demostración en el ámbito industrial, a escala real (0,5 - 3 MW), de 4 tecnologías de bomba de calor para la revalorización del calor residual.

Así pues, se vislumbra un futuro prometedor para las bombas de calor industriales. Si bien aún hay necesidades a nivel de investigación y desarrollo, la tecnología existe; las oportunidades que presenta el mercado son notables y los beneficios que se pueden obtener gracias a su implementación son evidentes. Los marcos regulatorios de Europa y de los países miembro son cada vez más favorables al impulso e implementación de las bombas de calor en el sector industrial, a la vez que las industrias están cada vez más activas en sus procesos de descarbonización, donde la bomba de calor puede jugar un papel clave en lograr los objetivos planteados.

Potencial y perspectivas de mercado y costes

El mayor potencial para la introducción de la tecnología de bomba de calor en el sector industrial se encuentra en aquellos procesos que requieren calor por debajo de 200°C. Dependiendo del nivel de temperatura de los procesos industriales, pueden identificarse dos segmentos de aplicación a considerar separadamente:

- Aplicaciones de hasta 100°C, que pueden ser cubiertas por tecnologías de bombas de calor maduras y disponibles en el mercado.
- Aplicaciones en el rango de 100°C a 200°C, para las cuales se requieren proveedores de bombas de calor y desarrollos técnicos específicos para satisfacer las necesidades del mercado.

El potencial estimado para las bombas de calor industriales en los procesos a menos de 100°C es de 222 TWh/a en la industria europea, o lo que es lo mismo el 11% de las necesidades de calor a proceso del sector industrial europeo, lo cual puede representar una reducción de las emisiones equiva-

[22] **https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/task1/**

[23] **https://push2heat.eu/**

lentes de CO_2 del orden de 51 Mt/a. En el caso de aplicaciones a temperaturas mayores a 100ºC, el potencial estimado se incrementa hasta los 508 TWh/a o un 26% de las necesidades de calor a proceso de la industria europea, con un potencial adicional de reducción de emisiones equivalentes de CO_2 del orden de 95 Mt/a [24] [25].

Respecto a los costes asociados a las bombas de calor industriales, éstos dependen de la inversión a realizar y de los precios de los combustibles y de la electricidad. En cuanto a la inversión inicial, el tipo de bomba de calor es el principal factor determinante, así como las condiciones de contorno, y pueden observase precios desde aproximadamente los 250 €/kW_{th} a los 800 €/kW_{th}.

Como regla general, diversos estudios señalan que, en situaciones en las que la relación entre el coste de la electricidad y el del gas natural es menor que 3, la instalación de bombas de calor industriales resulta en periodos de retornos simples que satisfacen los requerimientos generales de eficiencia económica de la industria.

Nueva oportunidad: Flexibilidad - Transformación del mercado eléctrico

El despliegue de bombas de calor para ofrecer servicios de calefacción y ACS en edificios, o calor de proceso en el sector industrial supone un reto, pero también una oportunidad desde el punto de vista de la red eléctrica.

La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado supondrá un aumento considerable de fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, pero éstas no son fácilmente gestionables como sí lo son las centrales térmicas tradicionales. La generación renovable es fluctuante y dependiente de la disponibilidad del viento y / o del sol. Tradicionalmente, la demanda del sistema eléctrico se ha comportado de manera inflexible, y las variaciones de la demanda se han gestionado adaptando en cada momento la generación a los niveles necesarios de demanda. La generación de electricidad mediante eólica y solar, sin embargo, no es gestionable, por lo que en un sistema con una elevada fracción de energías renovables hacen falta soluciones específicas para desvincular la generación de la demanda. Para ello, entre los mecanismos principales destacan el almacenamiento eléctrico y la flexibilidad de la demanda.

En cuanto al almacenamiento eléctrico, desde luego, será necesaria su contribución, pero el recorrido potencial de la tecnología tradicional (bombeo hidráulico) es limitado, y las baterías tienen costes e impactos medioambientales considerables. Además, las limitaciones de recursos o materias primas críticas necesarias para las baterías suponen una barrera para su despliegue masivo.

Respecto a la flexibilidad de la demanda, se trata de flexibilizar el comportamiento o perfil de la demanda, desplazando el consumo a los momentos en que la generación renovable sea máxima y minimizándose en caso de que la generación disminuya. Dicho de otra manera, ya que la generación (renovable) no se puede controlar, se trata de actuar en el lado de la demanda.

Las bombas de calor, en especial aquellas acopladas a almacenamiento de energía térmica (por ejemplo, un depósito de agua caliente), se presentan como una herramienta de flexibilidad de la demanda, ya que permiten desacoplar en el tiempo la generación y el consumo, y se espera que cumplan un papel fundamental para el sistema eléctrico en su transformación.

Con las bombas de calor, es posible producir calor en las horas centrales del día, aprovechando por ejemplo la energía fotovoltaica, y acumularlo para el consumo de calefacción nocturno o incluso el agua caliente consumida a primera hora de la mañana. Además, dotadas de los controles apropiados, pueden regular la potencia en tiempo real dependiendo de

[24] Fleiter T, Elsland R, Rehfeldt M, Steinbach J, Reiter U, Catenazzi G, et al. Heat Roadmap Europe. Deliverable 3.1: Pro¬ le of heating and cooling demand in 2015. 2017.

[25] Koffi B, Cerutti A, Duerr M, Iancu A, Kona A, Janssens-Maenhout G. JRC Technical Reports: Covenant of Mayors for Climate and Energy: Default emission factors for local emission inventories. 2017. **https://doi.org/10.2760/290197.**

las condiciones de la red, logrando un compromiso entre confort térmico y consumo. Hoy en día la mayoría de los equipos incorporan controladores que permiten la gestión externa de la bomba de calor para responder a requisitos de la red, si bien aún falta homogeneidad en los métodos y protocolos de comunicación.

Las bombas de calor pueden aportar soluciones a retos como el de la integración masiva de renovables (principalmente eólica y solar) en el sistema eléctrico de una manera sostenible y muy competitiva en costes. Para liberar este potencial de flexibilidad de las bombas de calor, es necesario que existan incentivos en forma de retribuciones por los servicios eléctricos aportados a la red, que hoy en día son insuficientes para los pequeños consumidores, pero se espera que, a largo plazo, a medida que la penetración de renovables aumente, lo hagan también los servicios de flexibilidad.

Esta contribución de las bombas de calor a la transformación del sector eléctrico es bien conocida, y de acuerdo con los análisis de la Comisión Europea, en el año 2030 hasta un 30 % de los equipos de bomba de calor instalados deberían proveer servicios de flexibilidad a la red, y hasta un 70 % en el año 2050[19].

Barreras no tecnológicas

El primer factor que limita el despliegue de bombas de calor es la diferencia de inversión en relación con tecnologías que compiten en idénticas aplicaciones, y en particular las calderas de gas. En la mayoría de los países europeos, el coste de inversión de las bombas de calor es significativamente mayor al de las calderas de gas, si bien el ahorro en costes de operación debido a la reducción de consumos hace que el coste total a lo largo de la vida de los equipos, considerando tanto los costes de inversión como de operación, sea menor en el caso de las bombas de calor[24]. Pese a ello, el mayor coste inicial supone una barrera a la hora de adquirir equipos que algunas familias y empresas no pueden asumir.

Como contraparte, en el aspecto de los costes de operación, las bombas de calor se posicionan mejor que las calderas de gas, y se espera que esta posición de ventaja mejore aún más en los próximos años. La Comisión Europea parece decidida a penalizar el uso de los combustibles fósiles, incrementando su coste, y en diciembre de 2022 aprobó la modificación del mecanismo de comercio de emisiones (el conocido como mercado del CO_2) en la que incorpora el mercado de los combustibles fósiles para producción de calor a nivel residencial. Así pues, a partir de 2027, las distribuidoras de combustibles fósiles para calefacción deberán comprar derechos de emisión en un mercado de emisiones dedicado (ETS II[26]) por el volumen de combustible distribuido, y probablemente repercutiendo estos costes al consumidor final. Esto supondrá unos costes adicionales a los sistemas convencionales que probablemente provoque un impulso mayor al despliegue de las bombas de calor, si bien se corre el riesgo de dejar fuera a aquellos con menos posibilidades financieras si no se acompaña de subvenciones directas a la inversión. Cabría aprovechar la mejora de la rentabilidad de las soluciones en bomba de calor en este escenario para buscar mecanismos de financiación para pequeñas operaciones ligados a estos ahorros futuros para evitar que la descarbonización acentúe la desigualdad social.

Relacionado con el despliegue, más allá de las barreras debidas a la inversión, existen procedimientos legales a nivel de suministros eléctricos y actuaciones arquitectónicas que dificultan la toma de decisiones y, en último término, incrementan los costes. Las bombas de calor requieren habitualmente de incrementos en la potencia eléctrica instalada, y esto dependiendo del diseño en detalle de la implementación eléctrica final puede suponer gestiones con las empresas distribuidoras que acaben generando grandes plazos de resolución e incluso resoluciones negativas, inhabilitando el proyecto. Esto supone una dificultad añadida, sobre todo considerando que en la mayoría de los casos el proceso de sustitución de calderas de gas suele hacerse por urgencia.

De manera similar, la integración de bombas de calor suele requerir de permisos urbanísticos para ubicar equipos en el exterior o realizar intervenciones en la fachada. Comprensi-

[26] https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55/file-revision-of-the-eu-emission-trading-system-(ets)

blemente, los responsables de paisaje urbano no ven en estos equipos una contribución positiva a su ámbito, y como tal, pueden decidir que la integración propuesta no es una solución aceptable, denegando los permisos necesarios. En definitiva, no solo los costes de implementación sino la propia gestión administrativa del proceso añade costes y dificultades al despliegue de las bombas de calor, que será preciso abordar y facilitar prontamente.

Otro aspecto o barrera que cabe tener en cuenta es la falta de personal cualificado para el despliegue de equipos de bombas de calor. En este sentido, la Asociación Europea de la Industria de la Calefacción o EHI[27] (del inglés, "European Heating Industry") estima que para lograr los objetivos de despliegue de bombas de calor fijados por el plan RepowerEU para el 2030, sería necesario disponer de 750.000 instaladores más en toda Europa, lo que resulta difícil si consideramos que actualmente existen 1.5 millones de instaladores aproximadamente[28]. Se estima necesario realizar un esfuerzo en preparar al mercado laboral para llevar a cabo la transición energética, pero además cabe apostar por una mayor simplificación y estandarización de las soluciones de bomba de calor para reducir los requisitos de tiempo en la instalación. Además, la nueva regulación de F-gases que exige unas competencias todavía más tecnificadas a los instaladores, añade más demandas de formación sobre el sector.

Conclusiones

La bomba de calor se presenta como la alternativa tecnológica más competitiva para descarbonizar el consumo de calor y frío en los edificios y la industria, trayendo como ventajas adicionales la contribución a la independencia energética y la flexibilidad del sistema eléctrico, permitiendo la integración de mayor volumen de fuentes renovables a través de la gestión de la demanda.

En el ámbito de la edificación nos encontramos con una tecnología madura con gran potencial de descarbonización combinada con renovables, como es la fotovoltaica, y potenciando aún más el creciente mercado de autoconsumo. Teniendo en cuenta los costes globales durante su vida útil, las bombas de calor son más competitivas que otras alternativas contaminantes, como las calderas de gas. Sin embargo, los costes de inversión inicial son más elevados, lo que puede suponer una barrera para su despliegue masivo, que se debería mitigar con incentivos específicos. Una barrera adicional es la adecuada integración arquitectónica y, en particular, cuando se trata de rehabilitación de edificios.

En sectores industriales, como el alimentario, el del papel, la industria química o la farmacéutica, las bombas de calor son ya una alternativa técnica y económicamente viable en aplicaciones donde la temperatura de proceso es baja (en torno a 90-100ºC). Para procesos industriales de mayor temperatura se están desarrollando nuevas soluciones tecnológicas que permitan cubrir el salto térmico entre el foco frío y la temperatura de proceso de manera eficiente, aunque aún hay algunos retos por resolver y son para ello necesarias instalaciones piloto que favorezcan la madurez de la tecnología. Hay que tener en cuenta que las bombas de calor industriales pueden tomar como fuente de calor

[27] **https://ehi.eu/**

[28] EHI. Heating systems installers: Expanding and upskilling the workforce to deliver the energy transition **(https://ehi.eu/wp-content/uploads/2022/08/EHI-report-Heating-systems-installers-Expanding-and-upskilling-the-workforce-to-deliver-the-energy-transition.pdf)**

no sólo el ambiente o el terreno, sino que también pueden hacer uso del calor residual de baja temperatura desaprovechado, lo que aporta un beneficio adicional. De forma similar al sector de edificios, los elevados costes de inversión pueden suponer una barrera de entrada que se debería cubrir con adecuados incentivos ligados a las políticas de descarbonización y el fomento de energías renovables.

Desde el punto de vista tecnológico, uno de los retos principales, tanto para el sector de edificios como para la industria, es la sustitución de refrigerantes con alto impacto medioambiental por refrigerantes naturales, tal y como la normativa al efecto empieza a requerir.

Por último, cabe destacar que el despliegue de bombas de calor en los diferentes sectores mencionados supone una gran oportunidad de generación de empleo pero que requerirá planes específicos de cualificación, de tal forma que la falta de personal cualificado no suponga una barrera que retrase el despliegue de una tecnología tan prometedora para la mitigación del cambio climático.

Proyectos de CCS en el Reino Unido: una visión de conjunto

Teresa Redondo López, PhD, FGS
Gerente de Subsuelo, Proyectos Internacionales de Harbour Energy, Londres, R.U.

Introducción

De acuerdo con el Informe Especial sobre Calentamiento Global publicado por el Panel Internacional Sobre Cambio Climático (IPPC) son necesarias reducciones de las cantidades de emisiones de CO_2 extremadamente ambiciosas para mantener el calentamiento global a niveles cercanos a los 1,5 ºC. Para llegar a esta meta es necesario acordar un presupuesto de carbono global y eliminar gigatoneladas de carbono de la atmósfera.

Uno de los metodos que contribuirá a esta meta es el empleo de tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)/ Captura y Uso de Carbono (CCS). De hecho, el IPCC sostiene que no conseguiremos cumplir nuestros objetivos climáticos y controlar el calentamiento global a menos que comencemos a implementar CCUS rápidamente a gran escala globalmente.

Aproximadamente existen en este momento entre unos 200 y 250 proyectos en el mundo en diferentes etapas de desarrollo de acuerdo con el Instituto Global del CCS (GCCSI). Esto representa un 44% más proyectos de CCS que en 2022 de los cuales unos 30 están en operación mundialmente. La estrategia a largo plazo de todos estos proyectos se traducirá en la eliminación de unas 7.000 Millones de toneladas de CO_2 por año (Mtpa) para 2050. Se estima que se necesitaran alrededor de 2.000 proyectos de CCS en funcionamiento para 2050 (previsiones del Instituto Global de CCS).

Las emisiones de gases de efecto invernadero de Gran Bretaña rondaron los 425 millones de toneladas de CO_2 equivalente en 2022, según datos del gobierno británico. La Autoridad de la Transición del Mar del Norte ("North Sea Transition Authority", NSTA) en el Reino Unido estima que se podrían requerir hasta 100 almacenes de CO_2 para que Reino Unido alcance su objetivo de cero emisiones netas para 2050.

El momento por el que el CCUS está pasando es similar al momento que en su día tuvo en los años 90 la introducción de internet. Es algo que está creciendo a un ritmo extraordinario y que tiene un tremendo potencial en el contexto de contribuir en la carrera hacia Net Zero y al ayudar a frenar emisiones de dióxido de carbono y el cambio climático, pero crucialmente depende de los modelos económicos en los que se base su desarrollo. Es importante resaltar que en

estos momentos el precio del carbono es £64 por tonelada en el Reino Unido y €100 por tonelada en la Unión Europea este año. El Reino Unido tiene aspiraciones de convertirse en un país líder en la implementación del CCS con objetivo de almacenar unos 20-30 millones de toneladas de CO_2 para 2030 y estima que esta industria tendrá un valor de aproximadamente 260.000 millones de libras para el 2050.

A pesar de su inmenso potencial en ayudar a las industrias que generan carbono a reducir sus emisiones, aún no se ha implementado a gran escala en ninguna parte del mundo, por lo tanto, la industria del CCS no ha llegado a su punto de inflexión, y numerosos riesgos e incertidumbres permanecen para alcanzar su pleno potencial.

Este artículo intenta proporcionar una descripción general del contexto global, los procesos adoptados para la adjudicación de licencias, los criterios de cesión y finalmente los modelos económicos del CCS en el Reino Unido.

Realizo esta reseña desde el punto de vista de una profesional técnica (*upstream*) en la industria petrolera en el Reino Unido donde he desarrollado la mayoría de mi carrera. He sido testigo de la profunda transformación de la industria y el tremendo impacto que la conciencia social, política y financiera, así como recientes eventos geopolíticos internacionales, ha instigado en ella. Las metas hacia Net Zero, el florecimiento de las industrias de energía renovables y el cambio de planteamientos estratégicos han hecho que muchas compañías energéticas sobre todo aquellas grandes integradas y las de tamaño mediano hayan empezado a considerar seriamente proyectos de CCS, incluso siendo su modelo de negocio tradicional y el modelo de negocio de la implementación de CCS incierto, dependiendo éste en gran medida en subsidios estatales, el mercado de carbono y créditos de carbono.

¿Qué es CCS/CCUS?

Para comenzar este resumen es importante tener en cuenta la definición de lo que se entiende por CCS/CCUS.

Hay varios eslabones en la cadena del CCS/CCUS: la captura, el transporte, la utilización/uso y finalmente el almacenamiento del CO_2.

La captura de CO_2 se refiere a su aplicación a procesos emisores de dióxido de carbono a través de procesos físicos o químicos. Estos normalmente ocurren asociados bien a generación de energía eléctrica, combustión de combustibles fósiles en centrales energéticas/térmicas o bien en procesos industriales tales como la siderurgia, producción de cemento, plantas químicas o procesado de gas natural entre otros.

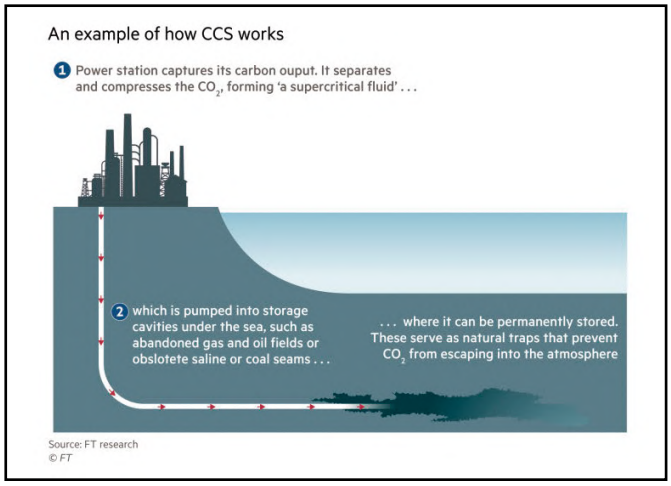
El transporte de CO_2 se realizará primordialmente por gasoductos cuando la fuente del CO_2 esté cercana al lugar de almacenamiento y en su defecto por barco. Es necesario evaluar planes de infraestructura de transporte de CO_2 en aquellas áreas geográficas que carezcan de tuberías adecuadas ya que su desarrollo puede ser largo.

La utilización de CO_2 consiste en la conversión del dióxido de carbono en otros productos utilizables. Las contribuciones de tales aplicaciones a la descarbonización son relativamente pequeñas, pero aun así significativas. Estas aplicaciones que utilizan CO_2 como parte de un proceso de conversión, por ejemplo, la producción de nuevos productos como metanol, urea, entre otros, y también uso del CO_2 como disolvente en la industria alimenticia, por ejemplo, en bebidas. En este artículo no discutiremos este aspecto del CCUS.

El almacenamiento se refiere al almacenamiento en yacimientos geológicos en el subsuelo generalmente entre 1.000 y 2.000 m de profundidad. Estos consisten en acuíferos con salmuera o campos de gas agotados y abandonados con capacidad suficiente para grandes cantidades de almacenamiento de carbono. Es importante que exista una alta capacidad de inyección en la roca almacén suficiente para inyectar en cantidades industriales. También una característica favorable de estos almacenes es que estos se encuentren lo más cerca posible de las fuentes de emisión. En el caso del Reino Unido esto significa cerca de "clusters" industriales con industrias altamente emisoras de dióxido de carbono. Los objetivos primordiales del subsuelo a parte de identificar volúmenes importantes de capacidad son la contención del dióxido de carbono y la eficacia de costes de viabilidad y

explotación. El éxito de la metodología dependerá en gran medida del uso adecuado de técnicas de medición, monitoreo y verificación de la cantidad de CO_2 inyectada. Dados los riesgos medioambientales y para la salud pública de una emanación de CO_2 de un almacenamiento en el subsuelo, el almacenamiento está altamente regulado y controlado, incluso más estrictamente que la industria petrolera, dada la alta volatilidad del dióxido de carbono. En cuestión de los plazos de tiempo en los que estamos esperando almacenar este gas, estamos hablando de cientos de años.

Figura 1.



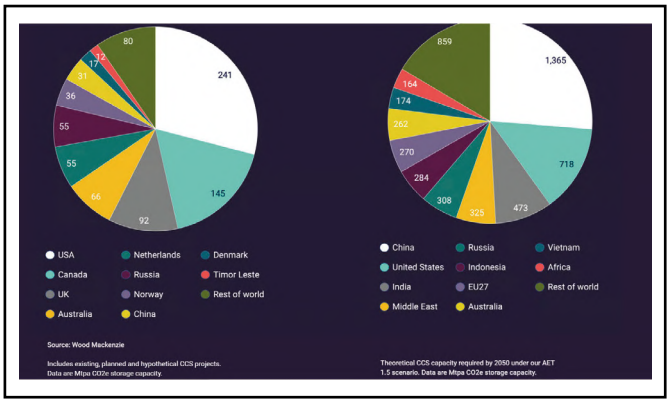
Panorama global y proyectos en curso

WoodMacKenzie habla de las súper-cuencas de energía ("Energy Superbasins") aquellas áreas geográficas donde las energías renovables, la explotación de hidrocarburos y el CCS pueden ser desarrollados simultáneamente. Estas regiones son propicias para que la transición energética se produzca de manera gradual, ordenada y sobre todo sostenible. Muchas compañías petroleras, en particular las integradas multinacionales, se encuentran en la tesitura de cambiar su modelo y geografía de sus operaciones, y progresivamente su estrategia se encuentra entralazada con renovables y CCUS. Esta estrategia les permitirá su supervivencia, resiliencia del negocio e incluso un crecimiento, que, aunque en estos momentos moderado, en el futuro será prolongado. La sostenibilidad de la industria de hidrocarburos dependerá de la identificación e implementación de áreas donde la electrificación (por ejemplo, acceso a renovables) y la posibilidad de almacenamiento de dióxido de carbono sean factibles.

En particular el uso de CCS será una herramienta crucial para descarbonizar cuencas petrolíferas tradicionales. Pero su cometido primordial será ayudar a descarbonizar aquellas industrias/sectores donde el carbono es difícil de reducir. Se estima que el CCS puede ayudar a contener aproximadamente un 18% de las emisiones de dióxido de carbono. El CCS no tiene por qué estar en una cuenca donde existe producción de hidrocarburos, pero en la práctica, la presencia previa de infraestructura y experiencia en el subsuelo hacen que los lugares más oportunos para su implementación sean aquellas cuencas donde la industria petrolera está establecida.

Estas súper-cuencas de energía se encuentran entre otras, en áreas de EEUU, Canadá, Oriente Medio, Noruega y el Reino Unido, el cual actualmente ocupa el tercer puesto en capacidad de almacenamiento en proyectos en curso, detrás de EEUU y Canadá, estos dos últimos sumando casi la mitad de la capacidad de Mtpa de CO_2 bien desarrollo o planeados en el mundo.

Figura 2.



En este contexto, en el Reino Unido se encuentra la cuenca del Mar del Norte donde la actividad en relación con el CCS está despuntando de una manera exponencial en los últimos años. Incluso David Sheppard, el editor de energía del Fi-

nantial Times informa en su artículo el 25 de abril del 2023 que al fin compañías como BP creen firmemente en proyectos de CCS como cimientos sólidos para la economía verde del futuro.

El gobierno británico a su vez está promoviendo el desarrollo de estos proyectos por la vía rápida y está instigando a las compañías a poner su empeño detrás de ellos. La plataforma continental marina del Reino Unido, con un promedio de unos 95 metros de profundidad bajo el nivel del mar, cuenta con cerca de un 25% de la capacidad total de almacenamiento geológico potencial de CO_2 de Europa y se estima que en total podría almacenar hasta 78 billones de toneladas de CO_2. Debido a la capacidad geológica del Mar del Norte, el plan es que se utilice también como un repositorio de carbono no solo doméstico sino también de importación de otros países como una viable fuente de ingresos para la economía británica en el futuro.

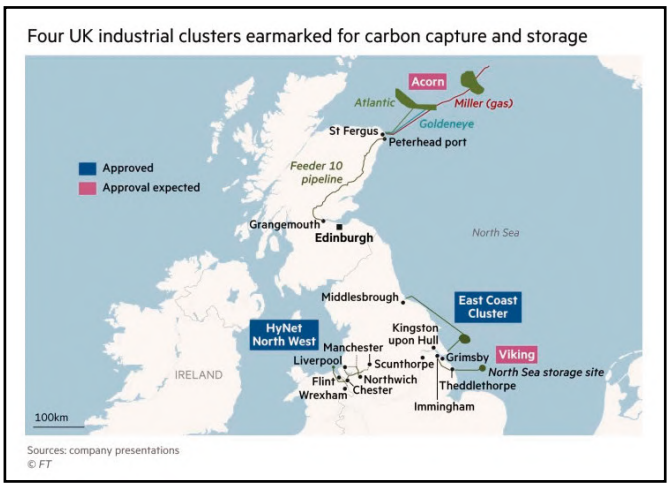
Una serie de compañías se han establecido en los últimos años en el Reino Unido para el desarrollo de proyectos de CCS. Estas compañías son bien independientes o parte de un consorcio conjunto industrial que necesita desecho de CO_2 o vende sus servicios de transporte y almacenamiento a empresas que lo precisan. A menudo estas compañías están formadas por petroleras. En este sentido las compañías operadoras de proyectos de CO_2 requieren un compromiso y un marco económico propicio para que estos proyectos sean viables económicamente como propuesta de negocio.

El Reino Unido tiene la aspiración de capturar entre 20mn y 30mn toneladas de CO_2 por año al final de esta década. Los planes del gobierno se apoyan en cuatro "clusters" industriales. El Reino Unido tiene la intención de establecer dos complejos de CCS hacia la mitad de esta década y espera establecer cuatro de éstos para el 2030. En marzo del 2023 ha anunciado la concesión de 20.000 millones de libras para el desarrollo del CCS. Esta cantidad se suma a los mil (1.000) millones de libras del "Fondo de Infraestructura de CCS" (CIF) anunciados en 2022.

Existen cuatro proyectos integrados de CCS en desarrollo en el Reino Unido: dos aprobados en 2022, HyNet NorthWest y East Coast Cluster, y dos pendientes de aprobación, Viking y Acorn.

En resumen, existen ya dos proyectos integrados aprobados y dos en vías de aprobación, pero aún no se está realizando la captura, transporte y almacenamiento geológico comercialmente en el Reino Unido.

Figura 3.



¿Cómo se adjudican los permisos de CCS en el Reino Unido?

Para ello ha establecido un sistema de rondas de licitación similar al que se encuentra establecido para las rondas de explotación de hidrocarburos.

La Autoridad de la Transición del Mar del Norte ("North Sea Transition Authority", NSTA) ofreció 13 áreas disponibles para su solicitud, las cuales consisten en una combinación de campos de petróleo y gas agotados y formaciones rocosas porosas que contienen agua de mar. Estos se suman a seis licencias otorgadas bajo un esquema piloto con anterioridad.

La Autoridad de la Transición del Mar del Norte ("North Sea Transition Authority", NSTA) antes llamada la Autoridad del Petróleo y el Gas ("Oil and Gas Authority", OGA) -este cambio de nombre es una clara indicación de los tiempos que corren- está a cargo de organizar y ejecutar las rondas de con-

cesiones para la evaluación de licencias de almacenamiento geológico de CO_2. La primera ronda se llevó a cabo en 2022. 19 compañías sometieron 26 solicitudes y el anuncio de los resultados de las adjudicaciones es inminente.

El *"Crown State"* y el *"Crown State Scotland"* son las entidades que regulan el fondo marino en las aguas territoriales de Inglaterra, Gales, Irlanda del Norte y Escocia.

El *Crown Estate* está trabajando para identificar y planear viaductos que puedan contribuir al transporte de CO_2 y su almacenamiento geológico, al menos en los cuatro proyectos que se espera estén en activo para el 2030 en el Reino Unido.

El *Crown Estate* trabaja en estrecha colaboración con los reguladores, la Autoridad de Transición del Mar del Norte (NSTA), el departamento para la Seguridad Energética y Net Zero (*Department for Energy Security and Net Zero*, DESNZ) junto con departamentos reguladores de operaciones de offshore de petróleo (*Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning*, OPRED) para revisar las solicitudes de licencias para transporte y almacenamiento de CO_2.

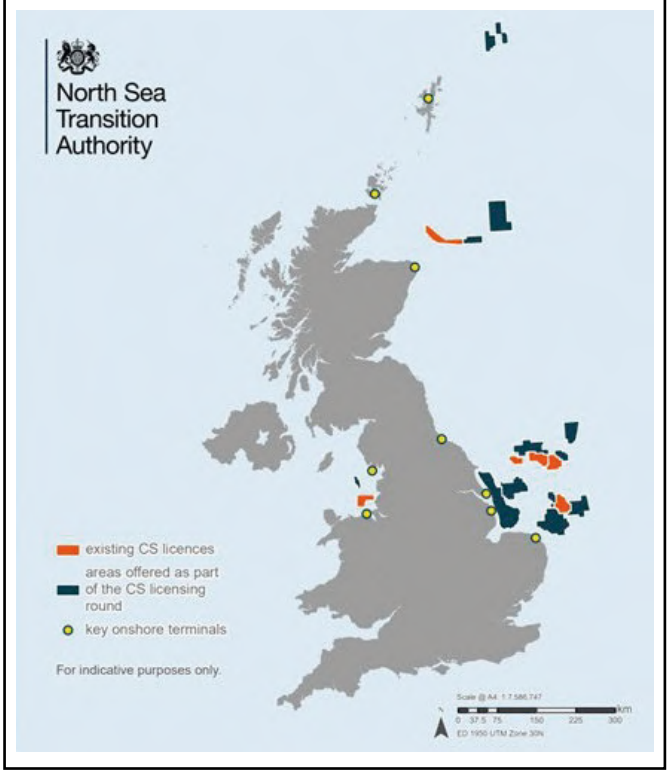
Las empresas o consorcios promotoras de CCS deben solicitar una licencia para almacenamiento, que será concedida por el NSTA y un acuerdo de almacenamiento que se concederá por el *Crown State*, para desarrollar transporte y oportunidades de almacenamiento bajo el mar. Si la solicitud es exitosa entonces se otorga un Permiso.

Las zonas que se ofrecieron en la primera ronda de licencias de CCS fueron decididas por el NSTA con la dirección de BEIS, el Departamento Ministerial de Negocios, Energía e Estrategia Industrial. Una licencia permite derechos exclusivos para evaluar el potencial de los mejores lugares para el almacenaje y la estimación de su idoneidad y capacidad. Una licencia de captura y almacenamiento cubre tres periodos. El primero es el periodo inicial o de evaluación durante el cual se realizan trabajos de asesoramiento y definición del potencial de almacenamiento. Al final de éste, si no se ha podido identificar potencial, es posible no solicitar el permiso y la licencia se acaba. El periodo operacional es desde que se otorga el permiso hasta que se clausura el almacenamiento. Por último, el periodo pos-clausura se extiende hasta que se completa la licencia.

Las compañías solicitantes deben de cumplir con al menos uno de los siguientes requisitos: tener presencia de personal en el Reino Unido, ser una compañía registrada como una compañía del Reino Unido o tener una sucursal en el Reino Unido.

El plazo de solicitud para la primera ronda de licencias para evaluación de almacenamiento de dióxido de carbono tuvo lugar hasta mayo del 2022. La NSTA invitó a solicitar una serie de áreas en el Norte del Mar del Norte, Mar del Norte central, Este del Mar de Irlanda y el Sur del Mar del Norte. Se esperan los anuncios de los resultados de los adjudicatarios en 2023 y que se produzcan las inyecciones iniciales de CO_2 aproximadamente de cuatro a seis años más tarde.

Figura 4.



https://www.nstauthority.co.uk/news-publications/news/2022/bids-invited-in-uk-s-first-ever-carbon-storage-licensing-round/

Modelo de negocio del transporte y almacenamiento de CO_2

Las políticas y financiamiento que apoyan el desarrollo del CCS son muy diversas dependiendo del país. Aquellos que combinan objetivos nacionales, precio de carbono e incentivos específicamente relacionados con el CCS parecen ser los más exitosos.

En el Reino Unido existen la mayoría de los principales componentes para el desarrollo del CCS incluyendo precio de carbono, financiación para proyectos de CCS, objetivos nacionales legislativos para "net zero", objetivos de CCS y marco regulatorio. Incentivos de impuestos para proyectos de CCS están todavía por concretar.

Dada la gran escala de inversiones que requieren estos proyectos, no es de esperar que el sector privado acarree con todos los gastos, con lo cual los Fondos de Infraestructura de CCS (CIF) serán una parte primordial del paquete de medidas de apoyo que serán asignados a los proyectos de CCS.

Las bases de la política del gobierno británico sobre el sector del CCS se centran alrededor de la creación de sistemas integrados compuestos por zonas industriales ("clusters") junto con redes de transporte y almacenamiento geológico para un rango de proyectos de captura tales como centrales térmicas, industria pesada o producción de hidrógeno.

El modelo de negocio de captura industrial de carbono publicado por el gobierno (*Industrial Carbon Capture* o ICC) tiene como objetivos incentivar el despliegue de CCS, atraer inversiones con la visión a largo plazo de tener un sistema de descarbonización que no requiera subsidios. Las subvenciones de capital estarán disponibles por parte del gobierno asumiendo que las compañías privadas hayan ya recaudado fondos privados. Los costes de construcción de infraestructura y de operación del proyecto se negociarán bilateralmente con el gobierno basados en un coste estimado del proyecto. Se considera una sola trayectoria del precio de referencia para todos los proyectos considerados (ICC) y el punto de partida del precio de referencia reflejará el precio de mercado del carbono en el Reino Unido (Régimen de Comercio de Emisiones del Reino Unido, UK ETS).

El modelo comercial asume que los emisores de carbono realizarán pagos por CO_2 capturado y almacenado por la red de transporte y almacenamiento a la compañía que establezcan éstos. Los fondos requeridos para el desarrollo de los proyectos serán una combinación de capital privado y fondos estatales derivados del mencionado fondo de infraestructura CIF.

Las fuentes de ingresos de los proyectos integrados de CCS se realizarán a través de cobrar una tasa reglamentada. No existe un canon anual al gobierno como tal por las licencias, sino que la compañía es bien parte de un consorcio conjunto industrial que necesita desecho de CO_2 o vende sus servicios de transporte y almacenamiento a empresas que lo precisan. El usuario pagará honorarios definidos por una metodología de cobro en materia de la categoría de uso: transporte por gaseoductos en tierra, transporte por gaseoductos en mar y almacenamiento. Cada usuario puede tener diferentes circunstancias, incluyendo aquellos que hagan el transporte por otras vías que no sea gaseoducto, por ejemplo, barco. Esto proporcionara flexibilidad para futuras operaciones de CO_2 de diferente proveniencia. Así, por ejemplo, para un gaseoducto *offshore* más almacenamiento se cobraría según la estructura de tarifas = cobro volumétrico relacionado con costos operacionales (p.e. coste de la energía requerida para el transporte en £/tCO2) + cobro por capacidad (costes de capital fijo en £/unidad de capacidad reservada) + un cobro residual. Así mismo se contempla la posibilidad de monetizar "emisiones negativas" a través de mercados internacionales de carbono como fuente de ingresos.

La descarbonización de áreas industriales en el Reino Unido a través de proyectos multidisciplinares integrados presenta una oportunidad para rejuvenecer infraestructura e industria. Las oportunidades económicas de proyectos tales como el proyecto Viking pueden resultar en crecimiento económico y en valor agregado bruto (VAB) indirecto de hasta 600 millones de libras anuales en su pico máximo siendo el valor total de proyecto estimado de unos 4 billones de libras.

En la realidad, las inversiones potenciales en CCS dependerán de que los procesos necesarios, apoyo al modelo de negocio y decisión final de inversión.

Partes Interesadas y Colaboración

El éxito del funcionamiento de los proyectos de CCS en el Reino Unido dependerá en gran medida de la colaboración eficaz entre el gobierno, los promotores, la cadena de suministro y los proveedores de habilidades profesionales requeridas para el desarrollo de estos proyectos e instituciones educativas, por ejemplo, universidades y compañías que proporcionan aprendizaje de oficios.

Las compañías promotoras, muchas de ellas compañías petroleras o con enlaces a la industria de hidrocarburos están en condiciones de colaborar con organismos reguladores y asociaciones industriales ya que los metodos de licencia y explotación se asemejan a los del CCS. Así mismo su personal tiene las capacidades técnicas y profesionales para desarrollar estos complejos proyectos de infraestructura, así como el conocimiento del subsuelo.

Existen así mismo numerosas sinergias con compañías de renovables tal y como la industria eólica o la geotérmica. La colaboración con el sector de la energía eólica se ha destacado como primordial en el Reino Unido con una expectativa de planificación integrada para la coubicación de energía renovable y CCS.

Trabajar con instituciones académicas para promover e intercambiar ideas innovadoras y aprovechar la riqueza de los conocimientos técnicos y aunar esfuerzos con las empresas promotoras y capitalizar en su experiencia. Proporcionar financiación para investigación y brindar patrocinio para tecnología emergente de descarbonización es clave para el avance y optimización del CCS, así como para la reducción de costes y eficacia del almacenamiento. La gran ventaja competitiva con la que cuenta el Reino Unido es una dilatada experiencia académica e innovación tecnológica y científica de instituciones académicas tales como por ejemplo el *Institute of Geoenergy Engineering (Heriot Watt University*, Edinburgo), el *Grantham Institute* (*Imperial College*, Londres) o el *UK Industrial Decarbonisation Research and Innovation Centre* (IDRIC) entre otros.

Las áreas en las que las partes interesadas pueden influir el

desarrollo de CCS son múltiples y sus beneficios considerables: empresas de I&D técnicas, científicas y de investigación: al asociarse la industria energética y los promotores de CCS en particular con estas instituciones, se considerará que el sector cumple con la evidencia basada en la ciencia y se adhiere a la innovación. Esto, a su vez, influirá en la opinión pública y los inversores.

De la misma manera la colaboración con empresas de energía renovable tendrá un papel importante: Fomentar el aprendizaje transversal y demostrar sinergias puede influir en la estrategia y el cambio a modelos operativos y comerciales más sostenibles y crear un sector energético de mar afuera integrado. En última instancia, se pretende maximizar el valor para la plataforma continental marina del Reino Unido y potenciar las operaciones simultáneas eficaces que permitirán una transición energética sostenible. Estas asociaciones pueden influir en la confianza del público en una solución energética optimizada conjunta que pueda entregar la energía requerida de una manera sostenible y eficiente, maximizando los recursos existentes.

Conclusiones

Si bien la humanidad tiene la capacidad científica y tecnológica para resolver el cambio climático, se requiere de un consenso global, un cambio radical de prioridades y un enorme gasto público y privado para su solución.

El objetivo de reducción neta cero a largo plazo es esencial para asegurar el valor y la competitividad de cualquier

negocio en el futuro. Esta afirmación es particularmente indiscutible para la industria energética en general y para la industria del petróleo en particular de cara a su supervivencia, ya que requerirá una gran transformación, pero al mismo tiempo presentará una oportunidad de evolucionar, reinventarse y utilizar sus capacidades técnicas para resolver uno de los problemas más acuciantes de la humanidad.

CCS es una tecnología probada, aunque no a gran escala todavía, y clave para lograr los objetivos de cero emisiones netas. La aceleración de proyectos y la claridad en la política gubernamental sobre CCS sentarán los cimientos para la economía verde en el Reino Unido

Los retos que se presentan en el presente son la falta de beneficio financiero directo para las compañías y proyectos de CCS en el Reino Unido debido a la dependencia en la buena voluntad del gobierno, el impuesto de carbono, los créditos de carbono y los organismos reguladores. Es críticamente importante tener claridad en el caso de negocio o argumento comercial, minimizar los costos de infraestructura y operación, involucrar a todas las principales partes interesadas, colaborar y adoptar nuevas tecnologías.

Numerosas compañías de hidrocarburos están investigando la posibilidad de desarrollar proyectos de compensación de carbono ("carbon offset") a través de su participación en proyectos punteros de captura de CO_2. Adaptarse al cambio climático e incorporar políticas de cero emisiones netas en la industria petrolera es ahora un imperativo si la industria quiere sobrevivir en las próximas décadas. Las empresas deben demostrar a los inversores y otras partes interesadas que está preparada para hacer frente al futuro, pero también tendrá que demostrar que es parte de la solución, no solo parte del problema. Invertir en tecnologías para capturar y almacenar CO_2 es una medida viable dados su experiencia y conocimientos y como tal pueden jugar un papel primordial en la implementación de CCS. Sin embargo, es necesario precisar el marco comercial en el que el negocio de CCUS es viable, especialmente si no se benefician de la financiación pública.

Sin embargo, todavía existe polémica alrededor del CCS en ciertos sectores de la sociedad ¿Por qué deberíamos emplear dinero en este método cuando podríamos utilizarlo en potenciar otras energías renovables? También se tiene la impresión de que el uso de CCS pudiera fomentar las emisiones de CO_2 derivadas de combustible fósiles y por lo tanto alargando la vida de estos.

En breve, existen todavía incógnitas sobre la viabilidad de los proyectos de CCS a gran escala y a largo plazo, su rentabilidad y atracción de inversiones. Mientras tanto se esperan con gran anticipación los resultados de las adjudicaciones de la primera ronda de licencias en 2023. Lo que está claro es que el Reino Unido tiene las aspiraciones y los cimientos para convertirse en un líder mundial en el ámbito del CCS. Para ello es necesario que mantenga estabilidad regulatoria y transparencia.

Un nuevo sector industrial está empezando a forjarse en el Reino Unido y con éste, grandes oportunidades económicas y para contribuir a la reducción de CO_2 en la atmósfera y los objetivos a nivel de acción climática.

Publicaciones Consultadas

https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-15/uk-makes-20-billion-bet-on-carbon-capture-in-race-against-us?in_source=embedded-checkout-banner

https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/what-is-ccs/co2-capture/).

https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/what-is-ccs/transport/

https://www.reuters.com/world/uk/uks-first-co2-storage-round-attracts-bids-19-companies-2022-09-22/)

https://www.woodmac.com/horizons/energy-super-basins-where-the-renewable-ccs-and-upstream-stars-align/?utm_source=horizons-newsletter&utm_medium=email&utm_content=horizons-global-upstream-21july2022&utm_campaign=horizons-july-2022

https://www.ft.com/ content/42bc6374-77fd-4b61-b366-d69bdb3cb593

https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/energy/carbon-capture-usage-and-storage/

https://www.crownestatescotland.com/scotlands-property/marine/carbon-capture-and-storage

https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/what-is-ccs/co2-capture/

https://oeuk.org.uk/event/oeuk-aberdeen-breakfast-briefing-may/

Economic Insights Ltd. 2015. What is the relationship between public and private investment in science, research and innovation?. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/438763/bis-15-340-relationship-between-public-and-private-investment-in-R-D.pdf
https://www.great.gov.uk/international/content/investment/sectors/carbon-capture-usage-and-storage/#:~:text=The%20UK%20will%20establish%20CCUS,dioxide%20a%20year%20by%202030

https://www.woodmac.com/horizons/energy-super-basins-where-the-renewable-ccs-and-upstream-stars-align/?utm_source=horizons-newsletter&utm_medium=email&utm_content=horizons-global-upstream-21july2022&utm_campaign=horizons-july-2022Energy super basins: where the renewable, CCS and upstream stars align

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1045066/ccus-transport-storage-business-model-jan-2022.pdf
https://www.nstauthority.co.uk/licensing-consents/licensing-rounds/carbon-storage-licensing-rounds/#tabs

British industry in push to make carbon capture a reality.
https://www.ft.com/ content/42bc6374-77fd-4b61-b366-d69bdb3cb593

Evaluación retrospectiva del impacto de los proyectos de electrificación en zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia

Maryse Labriet[1], Marion Disdier[2], Mathieu Le Corre[2], Mariano Molina[1], Tatiana Vásquez[1], Lina Rocío Pérez[1]
[1] *Energía sin Fronteras (Esf)*
[2] *GRET*

Introducción

Colombia está inmersa en un importante programa para que la electricidad llegue a toda su ciudadanía. La complicada geografía y la dispersión de la población de algunas regiones del país no permite en muchas ocasiones que las redes alcancen a poblaciones situadas en lugares remotos y con importantes dificultades de tipo social y económico para hacer frente a los costes de estas infraestructuras. La solución adoptada ha sido la puesta en marcha de pequeñas instalaciones en régimen aislado, principalmente mediante instalaciones fotovoltaicas o miniredes alimentadas con este tipo de sistemas, para el suministro domiciliario.

Como parte de sus cometidos de colaboración y de sus planes de inversión en Colombia, la Agencia Francesa del Desarrollo (AfD) decidió realizar, en 2022, una evaluación retrospectiva del impacto de alguno de estos proyectos con enfoque de género. La evaluación se llevó a cabo por un consorcio compuesto por una ONG francesa, GRET, una ONG española, Energía sin fronteras (Esf) y una empresa colombiana, Valoración Económica Ambiental (VEA).

Los resultados de la evaluación se muestran a continuación y están destinados a ser un importante apoyo a la revisión y definición de las políticas y estrategias que adopten las nuevas autoridades de aquel país elegidas en 2022.

La situación de la electrificación en Colombia

Según el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME), la tasa de acceso a la electricidad en 2021 era del 97 %, lo que equivalía a una población de más de 1,5 millones de personas que no disponían de este tipo de energía. Los retos para electrificar esta "última milla" responden a las característi-

cas singulares del país: las Zonas no Interconectadas (ZNI) abarcaban en 2020 el 52% del territorio nacional y afectaban a medio millón de viviendas, de un total de aproximadamente 14 millones. Con gran dispersión geográfica y baja densidad demográfica, las ZNI son áreas con bajos índices de desarrollo económico, constituidas por poblaciones que difícilmente pueden acometer por sí mismas los costes del suministro mediante extensión de redes e, incluso, mediante sistemas aislados. Según la ley, el suministro domiciliario de energía eléctrica es un servicio público, lo que implica que el Estado tiene la obligación de promover su implantación y regular las condiciones en que se presta.

Desde hace varias décadas, extender la cobertura y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en las ZNI es una prioridad de las políticas públicas, reflejada en un amplio conjunto de lineamientos, planes y fuentes de financiamiento. Un instrumento importante han sido los sucesivos Planes Nacionales de Electrificación Rural, el último de los cuales (PNER 2018-2031), tiene como objetivo la universalización del servicio de energía eléctrica de las zonas rurales del territorio colombiano, de acuerdo con el Objetivo de desarrollo sostenible 7 " Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna". En esta línea, una de las iniciativas adoptadas fue la creación del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) mediante la Ley 633 de 2000. Gestionado por el MME, el Fondo está destinado a financiar los planes, programas y proyectos de inversión para la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica en estas zonas. Sin embargo, en 2021 la Ley 2099 de Transición energética, se enfocó en la dinamización del mercado energético y reactivación económica del país, y creó el Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGÍA) que permitirá la unificación del FAZNI y de otros fondos con objetivos similares para aumentar la coordinación, articulación y focalización de las diferentes fuentes de recursos de manera que se mejore la calidad en el servicio, la expansión de la cobertura energética y la normalización de las redes. El FONENERGIA se confirma en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 del nuevo presidente Gustavo Petro.

Esta evaluación de impacto de los proyectos de electrificación en Colombia se realizó en un momento de transición en Colombia tanto en lo político (elecciones) como institucional (creación del FONENERGIA). Tanto los resultados identificados como las recomendaciones derivadas podrán contribuir a alimentar una nueva dinámica para el desarrollo de las zonas no interconectadas, en particular apoyándose en el concepto de energización integral, teniendo en cuenta las necesidades energéticas completas (servicios eléctricos y de calor/cocción) tanto de los domicilios, como de los servicios públicos y de las actividades productivas.

La evaluación

Objetivos de la evaluación

El objetivo era evaluar los efectos de los proyectos de electrificación en ZNI de Colombia realizados con fondos FAZNI mediante un enfoque de género. Esta evaluación debía identificar los efectos positivos y negativos de estos proyectos y formular recomendaciones para el diseño e implementación de proyectos similares en el futuro de manera que se aumente la eficiencia de los recursos destinados a electrificación rural.

Como objetivos secundarios, la evaluación debía contribuir a alimentar la reflexión sobre el cálculo de las tarifas del servicio con soluciones individuales por parte del regulador y el dimensionamiento del tamaño de las soluciones. Finalmente, se esperaba que la evaluación pudiera mejorar la metodología de evaluación ex-post de los efectos de los proyectos, desarrollada por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE).

La evaluación ha sido conducida, de forma conjunta, por la AFD, el MME y el IPSE.

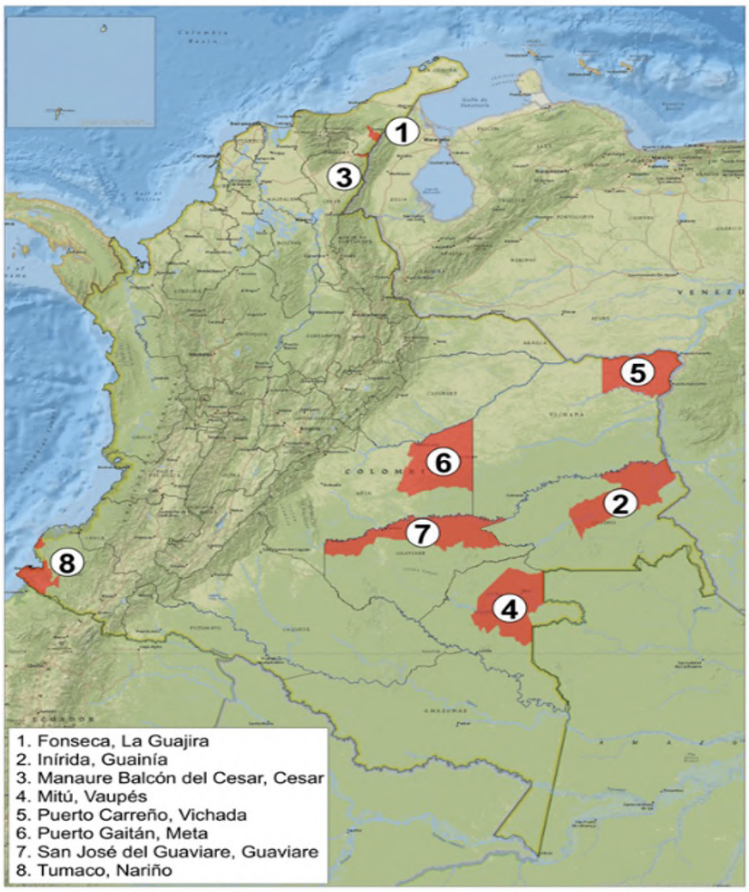
Los proyectos evaluados

La evaluación se ha realizado sobre un total de 14 proyectos, ubicados en 8 municipios. La muestra ha sido seleccionada en colaboración con el MME y el IPSE en base a criterios de diversidad geográfica y étnica, soluciones adoptadas (mini-redes híbridas, sistemas individuales mediante energía foto-

voltaica), antigüedad de los proyectos e información disponible. Como se observa en la Figura 1, los municipios elegidos están repartidos, básicamente, en tres zonas geográficas que a su vez responden a distintas tipologías de población:

- Zona del Caribe, con los municipios de Fonseca y Manaure (1 y 3 en la Figura 1), con población indígena el primero y población afrodescendiente el segundo.
- Zona de la Amazonía y Orinoquía, concretada en los municipios de Inírida, Mitú, Puerto Carreño, Puerto Gaitán y San José del Guaviare (Municipios 2, 4, 5, 6 y 7, respectivamente en la Figura) con poblaciones compuestas por comunidades indígenas y en algún caso de colonos.
- Zona del Pacífico, municipio de Tumaco (número 8 en la Figura) con una comunidad formada por afrodescendientes.

Figura 1. Situación geográfica de los proyectos evaluados



En cuanto a las características de los proyectos seleccionados (Tabla 1), todos ellos responden a soluciones no interconectadas a las redes principales, destinadas al suministro domiciliario, basados en sistemas fotovoltaicos con un rango de potencias instaladas entre los 500 y los 900 Wp, en composición de paneles solares dotados de sus correspondientes inversores, reguladores y sistema de baterías. En tres casos, Inírida, Puerto Carreño y Puerto Gaitán existen sistemas de miniredes, alimentadas también por paneles solares y con potencias de hasta 5.000 Wp (minired para 10 usuarios).

Tabla 1. Características de los 14 proyectos evaluados

Región	Municipio	Nº Mapa	Proyectos	Operación	Operador	Tipo de Sistema	Veredas y comunidades visitadas	% población en miseria	Densidad de población	PDET*	Con Comunidades indígenas	Con Comunidades Afrodescendientes
CARIBE	Fonseca	1	FAZNI-GGC-083-546-17	Fin 2020	HELIOS	Sistemas individuales	4	5%	68	X	X	
	Manaure Balcón del César	3	FAZNI-GGC-117-628-17	2019	HELIOS	Sistemas individuales	2	7%	101	X		X
AMAZONIA	Inirida	2	FAZNI-GGC-110-616-17 C043-2019 C074-2020	2021	EMELCE	Miniredes y sistemas individuales	3	28%	1		X	
	Mitu	4	FAZNI-GGC-093-570-17 FAZNI-GGC-094-572-17	2020	Gobernación del Vaupés	Sistemas individuales	7	41%	2		X	
	San José del Guaviare	7	FAZNI-GGC-520-075-2017	Fin 2020	Energuaviare	Sistemas individuales	4	8%	5	X		
ORINOQUIA	Puerto Carreño	5	C114-2020 FAZNI-GGC-108-614-17	2019 y 2021	Alcaldía Puerto Carreño y Electrovichada	Miniredes y sistemas individuales	6	24%	1		X	
	Puerto Gaitan	6	FAZNI-GGC-122-643-17	Fin 2020	Alcaldía Puerto Gaitan	Miniredes y sistemas individuales	7 com. ind. / 2 resguardos	26%	1		X	
PACÍFICO	Tumaco	8	FAZNI-GGC-113-620-17 FAZNI-GGC-118-629-17 FAZNI-GGC-115-626-17	2020 y 2021	Electrofrontul	Sistemas individuales	4	6%	53	X		X

Metodología General

La evaluación ha empleado una metodología de análisis cualitativo, desarrollada mediante las tres etapas sucesivas que se describen a continuación.

1. ***Etapa 1. Formulación de 15 hipótesis:*** En esta fase se elaboró un marco de 15 hipótesis sobre los posibles efectos de la electrificación, estructuradas en cuatro temas (influencia del diseño de las soluciones en sus efectos, efectos en los hogares, efectos en los servicios públicos, impacto en el desarrollo económico). Las hipótesis se definieron tomando como base las preguntas definidas en los términos de referencia de la evaluación, las expectativas manifestadas por principales actores de la administración colombiana, y el conocimiento empírico de los consultores.

2. ***Etapa 2. Cartografía de efectos basada en encuestas individuales y grupos focales, con un total de casi 300 personas:*** En esta etapa se realizó una cartografía de los efectos mediante la recogida de datos en campo, en dos fases complementarias: en la primera se llevaron a cabo 100 encuestas o entrevistas individuales semiestructuradas en 37 veredas (pequeñas comunidades o aldeas) de los 8 municipios se-

leccionados. La segunda fase de obtención de datos se concentró en 4 estudios de caso de entre los anteriores: Mitú, Puerto Gaitán, San José del Guaviare y Fonseca (incluyendo Manaure, población cercana). En este punto se profundizó en el análisis de los efectos mediante 17 grupos focales que reunieron a 198 personas de diversas categorías de la población de las veredas electrificadas por estos proyectos.

3. Análisis razonado: Por último, el análisis razonado de los datos permitió concretar los elementos principales de las conclusiones y validar las hipótesis de la encuesta para formular las recomendaciones correspondientes.

Principales Resultados – Efectos de la electrificación en ZNI

Los principales resultados obtenidos siguen el marco de las hipótesis desarrolladas en la metodología de la evaluación, agrupadas en las cuatro temáticas antes indicadas y que se muestran a continuación (Ver Tabla 2):

Influencia del diseño de las soluciones energéticas en los efectos inducidos

• El modelo de solución adoptado, electrificación domiciliaria mediante equipos fotovoltaicos asilados o miniredes, aunque bien acogido por la población, no tiene en cuenta de manera suficiente las necesidades y las expectativas de los grupos afectados. Se observan tanto sistemas sobredimensionados, principalmente por ausencia de aparatos de consumo en los hogares, como infradimensionados (por ejemplo, para la mayoría del campesinado encuestado, la solución se queda corta para sus necesidades operativas).

• Los precios y las modalidades de pago no son adecuados para los usuarios y usuarias. Aunque las tarifas están fuertemente subsidiadas, la disposición y capacidad de pago es variable según el tipo de actividad económica de las comunidades. Se detecta una problemática de pobreza energética en aquellas comunidades, generalmente indígenas, sin ingresos fijos.

• El apoyo inicial y el seguimiento después del proyecto de los operadores no permiten una apropiación suficiente de las instalaciones por parte de los usuarios y condicionan, por tanto, su sostenibilidad a medio plazo.

• La mitigación de los riesgos de impactos ambientales negativos de las soluciones fotovoltaicas (baterías, paneles, etc.) es insuficiente. La mayoría de los operadores no tienen definida la disposición final de los equipos, ni hay claridad sobre los costos asociados.

Efectos de la electrificación en los hogares

• El acceso a la electricidad tiende a cambiar los hábitos cotidianos de las familias, principalmente por la mejora en las condiciones de iluminación. También porque facilita una mayor rapidez y comodidad en las tareas domésticas gracias a los electrodomésticos, cuando estos se pueden adquirir. Sin embargo, no cambia las desigualdades de género, sobre todo en el reparto de las tareas domésticas y la toma de decisiones dentro del hogar. La implementación de las soluciones fotovoltaicas evaluadas se ha basado en un diagnóstico socioeconómico que no tiene en cuenta los usos específicos de la electricidad por parte de las mujeres, ni su papel en la electrificación.

• El acceso a la electricidad cambia la percepción de seguridad y cohesión social de los hogares en relación con el entorno social externo (por ejemplo, más actividades sociales nocturnas). Sin embargo, no se evidenciaron efectos sobre la mejora de las condiciones de pacificación de las comunidades en aquellos enclaves afectados por conflictos con la guerrilla (municipios PDET según la terminología colombiana).

• Las soluciones fotovoltaicas contribuyen a la transición energética de manera directa cuando reemplazan sistemas de generación diésel preexistentes (en algunos casos) y soluciones tradicionales de iluminación (velas) en la gran mayoría de los casos. Muchos usuarios encuestados mencionaron la mejor calidad del aire en los hogares por dejar de usar velas y otros métodos convencionales de iluminación.

No se observaron cambios en el modo principal de cocción de alimentos, sea por efecto directo o indirecto (salvo el uso de licuadoras).

• El acceso a la electricidad se considera prioritario frente a la mayoría de otros servicios públicos. Sin embargo, el acceso al agua se considera, en muchos casos y sobre todo por las mujeres, con un nivel de prioridad equivalente, y esto ocurre en casi todas las comunidades indígenas. La mejora de los servicios de educación y de salud y la conectividad constituyen también necesidades críticas identificadas.

Figura 2. Generador fotovoltaico para 10 usuarios (Comunidad las Villas)

Efectos de la electrificación en los servicios públicos

• La electricidad promovida por el fondo FAZNI no es suficiente para que las localidades sean atractivas para el personal cualificado de los servicios públicos. Existen escuelas o centros de salud electrificados y cerrados por falta de personal.

• La electrificación financiada por el FAZNI, orientada a la mejora del acceso a la energía en el sector doméstico, no mejora la percepción de la calidad de los servicios sanitarios, debido, sobre todo, a la falta de personal y la limitada potencia instalada en estos centros.

• La electrificación de las instalaciones educativas, no combinada con otros servicios (mejora de los servicios educativos, saneamiento, comidas, alumbrado público, etc.), tiene bajo impacto en la trayectoria educativa de los niños y niñas. La falta de conectividad y de tecnologías para favorecer el aprendizaje es una limitación importante.

• La electrificación planteada con financiación FAZNI, dirigida a la electrificación domiciliaria, no mejora otros servicios públicos como el acceso al agua potable, el alumbrado público, etc. El alumbrado público podría contribuir de manera significativa al desarrollo de todas las demás actividades, sociales, educativas y económicas, de las comunidades.

Efectos de la electrificación en el desarrollo económico

• El modelo de electrificación adoptado puede crear nuevas actividades generadoras de ingresos y empleo, principalmente informales y realizadas por mujeres. Suelen ser pequeñas actividades productivas de ámbito familiar y carácter marginal. De manera general, y en particular en la población campesina, existe la expectativa de disponer de más potencia para mejorar la productividad de las actividades económicas existentes.

• La electrificación ha creado pequeñas nuevas dinámicas y expectativas a nivel económico en las localidades evaluadas y en las localidades vecinas. Por ejemplo, el desarrollo de comercios de proximidad y de un mercado de electrodomésticos.

• La electrificación no influye en la disminución de actividades ilícitas, salvo cuando sirve para sustituir el consumo de productos petrolíferos, como el diésel o gas-oil, y, como consecuencia, debilita la cadena de contrabando asociado a este mercado.

Tabla 2. Efectos apreciados a corto plazo por la electrificación en los proyectos analizados

		AMAZONIA			CARIBE		PACIFICO	ORINOQUIA		
	EFECTOS A CORTO PLAZO	INIRIDA	MITU	SAN JOSE DEL GUAVIARE	MANAURE BALCON DEL CESAR	FONSECA	TUMACO	PUERTO GAITAN	PUERTO CARREÑO	Efecto diferenciado entre hombres y mujeres (SI/NO/NA)
Tema A: Influencia del diseño de las soluciones energéticas en los efectos inducidos	Niveles de satisfacción	●	●	●	●	●	◑	◑	●	✓
	Alfabetización energética	◑	◑	●	●	●	◑	◑	●	×
	Generación de expectativas	●	◑	◑	◑	○	◑	○	●	✓
	Ahorros en los gastos energeticos domesticos	●	◑	-	●	-	●	-	-	-
	Propensión al pago de la tarifa (desarrollo cultura de pago)	⚠	●	◑	●	●	⚠	⚠	◑	-
	Sensibilisacion a la preservación del medio ambiente	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	-
	Sensibilisacion a la gestion de los residuos	○	○	○	○	○	○	○	○	-
	Lucha contra el cambio climático	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑	-
Tema B: Efectos de la electrificación en los hogares	Mejora de la iluminación doméstica	-	●	●	●	●	●	-	●	×
	Uso de aparatos electrodomésticos	●	●	●	●	●	●	●	◑	✓
	Acceso a información (televisión, radio)	●	●	●	●	●	●	●	-	×
	Acceso a información (conectividad)	○	○	◑	○	○	◑	○	○	×
	Distribución de la toma de decision con enfoque de género	○	○	○	○	○	○	○	○	×
	Distribución de tareas domesticas con enfoque de género	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠	⚠	-	✓
	Modos de cocción	○	○	○	○	○	○	○	○	-
	Ocios dentro del hogar	●	●	●	●	●	●	●	●	×
	Ampliacion de horarios de trabajo domestico	◑	◑	◑	○	○	◑	○	○	✓
	Estudio escolar en casa	◑	◑	○	◑	○	○	◑	◑	×
	Percepción de seguridad fuera del hogar	⚠	◑	○	○	⚠	◑	○	⚠	-
	Percepción de seguridad dentro del hogar	○	◑	○	◑	●	●	○	◑	×
	Representacion de la modernidad	◑	-	-	-	-	-	-	-	-
	Refuerzo de las dinamicas de paz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Vida social (visitas nocturnas), cultural y recreativa comunitaria	◑	◑	●	●	●	◑	◑	●	×
Tema C: Efectos de la electrificación en los servicios públicos	Actractividad para los trabajadores	○	◑	○	○	○	○	○	○	×
	Ampliacion de los horarios de estudio escolar en escuelas	○	◑	-	○	-	-	○	○	×
	Uso comunitario de las aulas	○	◑	-	◑	-	-	○	○	×
	Cambios en las tecnicas de enseñanza (uso de nuevos equipos)	○	◑	-	◑	-	-	○	○	×
	Servicios nocturnos de los servicios de salud	○	◑	-	○	-	-	○	◑	×
	Servicios de salud a distancia	○	○	○	○	○	○	○	◑	×
	Alumbrado publico directo	○	○	○	○	○	○	○	○	-
	Alumbrado publico indirecto	○	◑	○	○	○	◑	○	○	×
	Acceso al agua para consumo domestico	○	○	○	○	○	◑	○	○	×
	Acceso al agua para agricultura	○	○	○	○	○	○	○	○	-
	Otros servicios publicos (lugares religiosos, espacio comunitario)	◑	◑	○	○	◑	○	○	◑	×
Tema D: Efectos de la electrificación en el desarrollo	Ampliacion de horarios de trabajo no domestico	◑	●	○	○	◑	○	◑	◑	✓
	Actividades turisticas	◑	○	○	○	○	○	○	○	-
	Mejora de actividades economicas existentes	◑	●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	✓
	Generación de nuevas actividades económicas	○	○	○	●	●	◑	○	◑	✓
	Generación de empleo (incluyendo en el sector energetico)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- *no evaluado / sin electrificación en el caso de infraestructuras comunitarias*
- ⚠ *efecto observado negativo*
- ○ *efecto no observado*
- ◑ *efecto observado positivo limitado*
- ● *efecto observado positivo fuerte*

Recomendaciones

Tras analizar los resultados señalados anteriormente, el equipo consultor formuló cuatro apartados de recomendaciones, validadas durante un taller de co-construcción con las partes interesadas en agosto de 2022 en Bogotá para hacer más eficaz el funcionamiento del FAZNI y del futuro FONENERGIA. Se dirigen principalmente a los entes encargados de la planificación, del financiamiento y del monitoreo de los proyectos de electrificación rural.

Las recomendaciones se han agrupado en torno a cuatro componentes, género, técnico, desarrollo económico, economía y financiación, que se conciben los más significativos en cuanto a conseguir efectos positivos y de consideración de los programas de electrificación rural. Estas recomendaciones son las siguientes:

Componente de género

Recomendación: Hacer de la dimensión de género un eje estratégico de definición y gestión de los proyectos, y de organización del FAZNI / FONENERGIA

• Tener en cuenta el rol de las mujeres como usuarias principales de la electricidad y como participantes activas (o responsables) de los equipos. Para ello es necesario: a) integrar las dimensiones de género en el diagnóstico, b) diseñar los proyectos con la participación activa de los hombres y las mujeres, c) tener en cuenta la interseccionalidad, es decir, la interacción del género con otras variables (con la etnia, la salud, la edad).

• Medir los efectos de la electrificación sobre las brechas de género: emplear indicadores basados en los que ya existen y los datos específicos de género disponibles. Controlar regularmente estos indicadores y ajustarlos si es necesario.

• Desarrollar una política de recursos humanos con enfoque de género dentro de las entidades implicadas en el FAZNI (y, en el futuro, el FONENERGIA).

Componente técnico

Recomendación: Disponer de un porfolio amplio de soluciones técnicas estándar que se adapten a las necesidades reales y ofrezcan una calidad garantizada de diseño, equipos y mantenimiento

• Mejorar la caracterización de las necesidades energéticas actuales y futuras de los usuarios en las fases de estudio y estructuración de los proyectos.

• Definir distintas soluciones estándar para guiar el diseño de los proyectos según las demandas y las capacidades de pago de los usuarios y usuarias. Se propone un portfolio de al menos 5 soluciones técnicas estándar y de calidad garantizada (Solar Home System de tercera generación para usos domiciliarios muy limitados y localizados en zonas muy aisladas; sistema básico de 500 W para usos domiciliarios básicos; sistema intermedio de 1.000 W para usos domiciliarios con mayor demanda de energía; sistema solar avanzado de 2.000 W para actividades productivas y comunitarias; microredes y miniredes, desde potencias muy pequeñas hasta más de 100 kW.

Figura 3. Propuesta de soluciones estándar para guiar el diseño de los proyectos futuros de electrificación

• Conseguir que los fondos del FAZNI y, en el futuro, del FONENERGIA conjuguen soluciones domiciliarias con soluciones productivas o destinadas a usos comunitarios (educación, salud, alumbrado, agua).

• Profundizar en la definición, verificación, adopción y exigencia de criterios de calidad mínimos para los equipos de los sistemas fotovoltaicos y en el diseño e implantación de los proyectos. Desarrollar un esquema institucional que garantice la calidad de la cadena: equipos, diseño, instalación, mantenimiento, monitoreo.

• Asegurar el mantenimiento adecuado de los equipos por empresas de servicios públicos (ESP) bien capacitadas, bajo condiciones contractuales explícitas entre ESP (mantenimiento, recaudo y reemplazo de equipos) y usuarios (pago de tarifa), supervisión de la operación por la Superintendencia de Servicios Públicos, e implementación de centros de mantenimiento locales o próximos a los usuarios.

• Formular e implementar una estrategia de recogida de residuos peligrosos municipal. Exigir su integración en la formulación, estructuración e implementación de los proyectos mediante un plan de recogida de residuos peligrosos a nivel municipal.

Componente de desarrollo económico

Recomendación: Promover soluciones integrales de electrificación más allá de los usos domiciliarios para potenciar el desarrollo socio-económico

• Tener en cuenta el potencial y expectativas de las poblaciones en cuanto al desarrollo de actividades productivas para optimizar el dimensionamiento de los equipos y reforzar la sostenibilidad de los proyectos. Realizar el desarrollo y puesta en marcha de los proyectos de electrificación de manera conjunta con la capacitación de la población en proyectos productivos y la disponibilidad de financiamiento para emprendimientos.

• Orientar las políticas de electrificación hacia el concepto de energización integrada que aborde, junto con la atención domiciliaria, la mejora de equipamiento de servicios públicos, como la mejor dotación en escuelas y la traída y gestión del agua, entre otros. Esto requiere la coordinación y estructuración conjunta de los proyectos de electrificación que desde distintas áreas de gobierno se dirigen al medio rural, pero desde distintos planteamientos sectoriales (educación, sanidad, mejora de servicios públicos o municipales, desarrollo agroganadero, etc.). Hasta la fecha estas iniciativas se realizan de forma separada y no aprovechan las sinergias que una actuación conjunta puede ofrecer.

• Considerar junto a la extensión de la electrificación domiciliaria la introducción de sistemas eficientes y limpios de cocción, ya que muchos hogares siguen cocinando totalmente o parcialmente con leña.

• Desarrollar normativamente las capacidades de las entidades gubernamentales para impulsar proyectos de electrificación de interés social, donde exista una acción coordinada verticalmente entre los diferentes niveles de gobierno (central, regional y local) y horizontalmente entre los distintos sectores.

Figura 4. Equipamiento eléctrico de una casa de Tumaco (Nariño)

Componente económico y financiero

Recomendación: Conseguir que se garantice el pago de las tarifas por los usuarios y usuarias mediante la adaptación a sus condiciones y la mejor percepción del servicio

• Aumentar los presupuestos públicos destinados a la electrificación de ZNI con soluciones fotovoltaicas pues la transición energética justa requiere, como punto de partida, que toda la población pueda tener acceso universal a la energía. Si no fuera posible, ofrecer a los usuarios y usuarias la posibilidad de cofinanciar, mediante modelos de financiación innovadores, los costos adicionales de inversión si quieren disponer de más potencia. Evaluar las posibilidades de establecer fórmulas de financiación (microcréditos) para ayudar a las poblaciones beneficiarias en la adquisición de electrodomésticos y otros equipos eficientes de consumo energético destinados a su desarrollo social y económico.

• Crear mecanismos de pago de las tarifas que tengan en cuenta la estacionalidad e irregularidad de los ingresos de las familias (por ejemplo, sistemas "pay-as-you-go"). Poner en vigor lo antes posible la nueva Resolución CREG 101 26 de 2022 sobre tarifas en sistemas aislados, que tiene en cuenta, de manera destacada, la posibilidad de fórmulas, y tarifas prepago, que facilitan el ajuste de los consumos domésticos a sus necesidades temporales, o disponibilidades de pago.

• Replantear el Plan Energético Nacional para que incluya una estrategia específica de electrificación de las ZNI de manera que uno de sus objetivos principales sea conseguir la cobertura total de electricidad de forma integrada con los otros planes de acceso a otros servicios esenciales.

• Conseguir una mayor integración y simplificación de la legislación, normativa y regulación aplicable a las ZNI, posiblemente mediante una ley "ad hoc" orientada a la electrificación rural. Mejorar la coordinación entre todos los actores institucionales.

• Resolver la cuestión de la falta de monitoreo de los equipos instalados, clave para el seguimiento de las políticas y el pago de los subsidios. Poner en vigor lo antes posible la nueva Resolución CREG 101 26 de 2022.

• Dar el mayor impulso al nuevo fondo FONENERGIA como elemento clave en el empeño económico y financiero para conseguir la energización integral (acceso a la electricidad y fórmulas de cocinado limpio) de las poblaciones.

Conclusiones

Los proyectos financiados por el FAZNI han tenido efectos positivos sobre la calidad de vida de las familias beneficiadas gracias a la iluminación nocturna, las nuevas fuentes de ocio, y compartir electrodomésticos. Sin embargo, se echa en falta una mejor caracterización de las necesidades de las poblaciones afectadas, y su capacidad de pago, en particular una mayor participación de las mismas en esta fase.

• En este ámbito, el papel de la mujer es crucial, y debe ser reforzado mediante las correspondientes consideraciones y políticas de género, ya que ella es, en la mayoría de los casos, la gran protagonista, gestora y custodia de los equipos instalados.

• Por ser proyectos enfocados a la electrificación domiciliaria han tenido efectos mínimos sobre los servicios públicos en las veredas visitadas. Varias familias han podido conseguir un provecho económico de pequeña escala, en la mayoría de los casos por la posibilidad de trabajar más con la iluminación nocturna (tejido, cría de animales, ecoturismo), o de diversificar negocios existentes con equipos de refrigeración.

- Los nuevos proyectos de electrificación deben considerar la incorporación de la electricidad para nuevos usos productivos. Se recomienda que esta cuestión sea considerada en profundidad y con carácter transversal entre todos los estamentos y actores administrativos involucrados.

- Sin abandonar criterios de estandarización, se debe ampliar el abanico de soluciones que se ofrecen para abarcar la multiplicidad de situaciones que se pueden dar. La calidad de los equipos y su mantenimiento son la otra condición para su sostenibilidad, y requieren que se mejoren los esquemas, procedimientos y sistemas de supervisión para ello.

- A futuro, se debe planificar la energización integrada de las zonas aisladas de manera que junto a la electricidad se promuevan e introduzcan formas limpias de cocinado y usos térmicos, se promuevan los usos productivos y se aproveche el suministro eléctrico solar para la captación, adecuación y tratamiento del suministro de agua.

- Desde un punto de vista medioambiental, las soluciones fotovoltaicas contribuyen a la transición ecológica. Como contrapartida, al no haberse pensado qué hacer con las baterías al final de su vida, se presenta un riesgo de impacto negativo en el futuro.

- Como envolvente de todas las recomendaciones anteriores, el equipo de evaluación encarece a que la electrificación de zonas aisladas se mantenga y se amplíe con una visión más ambiciosa, que favorezca el acceso universal a los servicios modernos de energía lo antes posible para toda la población colombiana. Se requerirá que esta política se sitúe en el foco de los planes energéticos y de desarrollo que se están elaborando y en las futuras actuaciones coordinadas de todos los actores institucionales y privados que intervienen. Merece la pena.

La coordinación y publicación de los **“Cuadernos de Energía”** se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes:

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los **“Cuadernos de Energía”**, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los **“Cuadernos de Energía”** han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los **“Cuadernos de Energía”** sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de su stitulares.

Publicación trimestral: Número 72, Año XX, Madrid Abril 2023

Producción gráfica: COMFOT

Depósito legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009

72
Abril
2023

GARRIGUES

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel. 91 514 5200
Fax. 91 399 2408
www.garrigues.com

Club Español de la Energía

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel. 91 323 7221
Fax. 91 323 0389
www.enerclub.es

Deloitte.

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel. 91 514 5000
Fax. 91 514 5180
www.deloitte.es