79
Marzo
2025

20 años de CUADERNOS DE ENERGÍA

GARRIGUES

40 ANIVERSARIO Club Español de la Energía

Deloitte.

Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso
Socio Responsable de Energy, Resources & Industrials, Deloitte

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

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

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

Miguel Duvison García
Exdirector General de Operación de REE

Nemesio Fernández Cuesta
Asesor

Iñaki Garay Zabala
Director de Expansión

Rafael García de Diego
Consultor

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

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

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

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

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

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

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Ángeles Santamaría Martín
Ex Consejera Delegada de Iberdrola

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,

Acabó 2024, año en el que Cuadernos de Energía cumplió su vigésimo aniversario, y que celebramos con un evento el pasado 11 de diciembre, como podréis ver más adelante.

Ya estamos en 2025, y a medida que avanzamos, apreciamos que no va a ser un año menos complicado que los últimos. Hemos escuchado el término "crisis geopolítica", aludiendo a las grandes fricciones y cambios que se están produciendo en el tablero internacional, con un aumento de los proteccionismos y de las confrontaciones geoeconómicas, con medidas como la imposición de aranceles.

La nueva presidencia Trump de los Estados Unidos, está suponiendo un antes y un después en la gobernanza multilateral, tal y como lo conocemos. Cuál será el impacto de sus políticas en el mundo energético y climático, es una cuestión que se repite en todos los foros. Habrá que esperar todavía algún tiempo, para tener una idea algo más clara.

No obstante, en Europa, existe una alta preocupación por las perspectivas económicas y la seguridad. Cumpliendo con lo prometido, la Comisión von der Leyen ha presentado durante sus primeros 100 días de mandato, el *Clean Industrial Deal*. Un pacto, que como la misma Comisión indica, supone una adaptación del Pacto Verde al nuevo contexto.

Un nuevo pacto que no ha venido solo, le acompañan, entre otras: la Brújula de la Competitividad; el Plan de Acción para una Energía Asequible; dos paquetes para simplificar las normas (Ómnibus I y II); y diálogos estratégicos con sectores clave, como el automóvil o la siderurgia, de los cuales ya conocemos su alcance. Todo ello con la idea de garantizar nuestra competitividad y seguridad, en línea con lo aconsejado por Dragui y Letta en sus informes. ¿Un punto de inflexión o de continuación? Quizás la clave estará en los ritmos y tiempos de implementación. Los próximos meses lo veremos y trataremos de reflejarlo en nuestros Cuadernos.

¿Y en España? Además de estar muy atentos a todos los desarrollos que nos llegan de Europa, durante estos últimos meses, el debate se ha centrado en cuestiones como la necesidad de que la demanda de energía eléctrica acompañe a la oferta, la fiscalidad energética, el acceso a las redes, las perspectivas del mercado de gas, el futuro de la energía nuclear, o la oportunidad de desarrollo de los Data Center.

A nivel normativo, como novedad, se ha iniciado el trámite de audiencia pública de la propuesta del Plan de Acción de las Materias Primas Minerales 2025-2029, un plan que busca transformar la industria sectorial, poniendo el foco en el reciclaje, la sostenibilidad y la autonomía estratégica. Será la primera vez que se aborda un plan de estas características, desde el Plan Nacional de Minería, entre 1969 y 1970. También cabe destacar el trabajo que se está realizando para la elaboración de la planificación de redes eléctricas 2025-2030, anunciado para los próximos meses.

Algunos de estos asuntos se tratan en la presente edición de Cuadernos de Energía, que hemos querido comenzar con un artículo especial, dedicado a resumir algunos de los aspectos tratados en el evento del XX Aniversario que celebramos, como comentábamos, el pasado 11 de diciembre.

La **celebración del XX Aniversario de nuestra revista** supuso una magnífica oportunidad para hacer balance de lo que han sido estas dos últimas décadas en nuestro sector en España. También para mirar al futuro, tratando de comprender hacia dónde vamos, o hacia dónde deberíamos ir. Lo hicimos, escuchando en las distintas sesiones a personas que son testimonios vivos de su historia. Y también hablando de la relación del mundo energético y el de la comunicación. Quedó patente la importancia de Cuadernos de Energía como herramienta de "calidad y claridad" para poner en valor la energía

e informar a la sociedad.

Volviendo al esquema habitual, el primer bloque de temáticas la reservamos para el ámbito internacional. Y comenzamos con el resumen del Evento anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME) firmado por **Pedro Vasconcelos**, su Presidente. Bajo el título "*Energy and Climate Futures: New EU Political Cycle*", celebrado el pasado 8 noviembre de 2024, los debates giraron en torno al nuevo ciclo político de la Unión Europea, que arrancaba el 1 de diciembre. Tuvo un especial enfoque en la financiación de la transición energética y, como viene siendo habitual, en las negociaciones internacionales sobre cambio climático. El resumen de los temas tratados, se ha completado y actualizado con algunos de los acontecimientos más recientes, como los resultados de la COP 29 de Bakú, o el mencionado "*Clean Industrial Deal*".

Pasamos al segundo bloque de temas más europeos, con un artículo, también relacionado con el WEC, puesto que es autoría de su Comité Portugués, la "*Associação Portuguesa da Energia*" (APE), y más concretamente de **Ana Luís de Sousa**, su Directora Ejecutiva. Como el título indica, el artículo nos presenta la visión estratégica para 2030 del sector energético en Portugal. Centrándose especialmente en el sector eléctrico, destaca aspectos de su Plan Nacional de Energía y Clima (PNEC 2030), muchos de los cuales, como el lector apreciará, coinciden con los delineadas para España en el PNIEC, poniéndose de manifiesto que la cooperación bilateral entre los dos países tiene mucho sentido.

Seguimos en Europa, con un artículo de Deloitte, concretamente autoría de **Antonio Sánchez-Covisa**, Socio responsable del sector de Infraestructuras; **Eduardo Sánchez Campos**, Socio responsable del sector de Fabricación y **Oliverio Álvarez Alonso**, Socio responsable de la división de *Energy, Resources & Industrials*. En su trabajo repasan los contenidos de algunos de los principales documentos, legislativos y de otro tipo, que la Comisión Europea ha publicado desde comienzos del año, prestando especial atención a los aspectos relacionados con la industria, las infraestructuras y la energía. ¿Pasamos del diagnóstico a la acción? La conclusión en la nota final es clara.

Continuamos con un tercer artículo europeo, centrado en realizar un análisis jurídico-regulatorio del paquete "*Fit for 55*", desglosando sus componentes fundamentales y evaluando su grado de transposición en España. Sus autores **Dr. Vicente López-Ibor Mayor**, Presidente de la *European Federation of Energy Law* (EFELA), y **Dr. Ignacio Zamora Santa Brígida**, Socio de López-Ibor Mayor Abogados, examinan los avances regulatorios, los vacíos normativos aún existentes y las implicaciones que ello podría representar para el ordenamiento jurídico español.

El cuarto artículo europeo pone el foco en el mecanismo de ajuste de carbono en frontera, en fase de transición desde octubre 2023, para que las partes implicadas se familiaricen antes de su implementación completa en 2026. **Natalia Collado Van-Baumberghen y Pedro Linares**, del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, repasan la evidencia disponible sobre la efectividad de este mecanismo para prevenir la fuga de emisiones y su impacto sobre la economía europea y mundial. Incluyen, además, una estimación sobre su impacto en la industria y los hogares españoles, así como una reflexión sobre los retos futuros.

Finalmente, cerramos el bloque europeo con otro tema de gran importancia, y que la nueva Comisión se ha marcado como tarea prioritaria, es la actualización del marco de seguridad energética, que fue creado en condiciones muy diferentes a las actuales. Está previsto hacer una propuesta legislativa para comienzos de 2026. **Juan Sánchez-Peñuela Lejarraga**, Director de Asuntos Regulatorios de Descarbonización - Transición Energética de Técnicas Reunidas nos lo cuenta en el siguiente artículo "Seguridad de suministro de gas en Europa: más allá de la inercia regulatoria", poniendo el foco en el marco regulatorio de seguridad de suministro de gas, su evolución reciente, la situación actual y los puntos más susceptibles de revisión, con especial atención a aquellos aspectos de interés para España.

Pasamos a los temas nacionales, con un bloque compuesto por tres artículos.

El primero, de **José María González Moya**, Director General de APPA Renovables. Hace un repaso de cuáles han sido los factores clave para el desarrollo de las energías renovables eléctricas en España y los retos a los que se enfrentan para cumplir con los objetivos del PNIEC, en particular los vertidos. También nos habla de los distintos ámbitos en los que, bajo su punto de vista, hay que trabajar para abordar eficazmente el problema de los vertidos, incluyendo la electrificación, digitalización, almacenamiento, diversificación del *mix*, flexibilidad o las interconexiones.

El segundo de este bloque lleva como título "Reducir la factura de la luz con autoconsumo y almacenamiento". Su autor, **José Luis Sancha Gonzalo**, Dr. Ingeniero Industrial, Profesor de la Universidad Comillas-ICAI, hace un recorrido didáctico sobre los términos que componen la factura de la luz, deteniéndose en aquellos sobre los que el consumidor puede actuar. También analiza en detalle el impacto económico de varias de las alternativas existentes para reducir el término de energía, como son: modificar el perfil de consumo o el autoconsumo con paneles solares, sin o con almacenamiento (baterías o térmico). Finaliza explicándonos las novedades de la factura en 2025.

Carlos Solé Martín, Senior Advisor Energía, Coordinador Módulo Regulación Máster Negocio Energético y Ex Socio responsable de Energía KPMG, nos presenta el tercer artículo con el foco en la demanda eléctrica y su evolución, tema de especial actualidad. Comienza explicando las perspectivas de la Agencia Internacional de la Energía y la Comisión Europea sobre esta temática. Y posteriormente se centra en las previsiones que la actualización del PNIEC 2023-2030 hace, con un crecimiento de la demanda eléctrica del 34% entre 2019 y 2030, significativamente mayor que el 5% proyectado en el PNIEC de 2021. Termina explicando los factores que han llevado a las fluctuaciones de la demanda en los últimos años, y los desafíos y oportunidades futuras.

Terminamos esta edición de Cuadernos con el bloque dedicado a la tecnología y la innovación, con un total de tres contribuciones.

La primera firmada por los autores: **Adam Diamant**, *Sr. Technical Executive*; **Arin Kaye**, *Research Lead*; **Maria Martin**, *Senior Global Manager Europe and Latam* y **Daniela Galla**, *Regional Manager Southern Europe* todos ellos de **EPRI** (*Electric Power Research Institute*), organización americana que en los últimos años ha publicado varios informes que abordan temas relacionados con los CFE 24x7 (*Carbon free electricity*, 24 h al día x 7 días a la semana) para consumidores. En su artículo, nos explican la tendencia creciente en grandes consumidores, como Google o Microsoft, por adquirir energía con este tipo de acuerdos, analizándola frente a otras opciones, como el contratar energía renovable o CERs (certificados de energía renovable) de forma anual, de cara a poder alcanzar sus objetivos corporativos de sostenibilidad y descarbonización.

La segunda contribución es autoría de **Luis Rouco Rodríguez**, **Lukas Sigrist** y **Aurelio García Cerrada** (ETSI ICAI-IIT, Universidad Pontificia Comillas). El artículo destaca los retos que supone para el sistema el paso de la generación convencional (hidráulica, térmica, o nuclear) conectada a la red a través de máquinas síncronas, a un sistema con generación eólica y solar fotovoltaica conectada por medio de convertidores electrónicos de potencia. Explica, en particular, la propuesta realizada por el mundo académico y la industria, consistente en la implantación de controles en los convertidores para que operen como fuentes de tensión controlables y emulen el comportamiento de los generadores síncronos. Seguiremos aprendiendo sobre estos temas en sus futuros artículos.

Concluimos este bloque y esta edición, con un último artículo de **Macarena Larrea Basterra** y **Jokin Txapartegi Trigueros**, de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) y Deusto Business School (Universidad de Deusto). Su trabajo contextualiza y analiza la situación actual de los principales portadores del hidrógeno (amoniaco,

hidrógeno líquido y metanol), así como sus posibles funciones y aplicaciones en el futuro. Contiene apartados específicos sobre su viabilidad técnica e infraestructuras, las cuestiones relacionadas con los costes de producción y los precios, y también las perspectivas de futuro.

Esperamos que los contenidos recogidos en este número de Cuadernos de Energía 79 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

Jornada de celebración del XX Aniversario Cuadernos de Energía 8
Club Español de la Energía

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía "Energy and Climate Futures: New EU Political Cycle" 17
Pedro Vasconcelos
Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME)

Visión Estratégica de la Energía en Portugal para 2030 29
Ana Luís de Sousa
Directora Ejecutiva. Associação Portuguesa da Energía

¿Pasamos del diagnóstico a la acción? 34
Antonio Sánchez-Covisa
Socio responsable del sector de Infraestructuras de Deloitte
Eduardo Sánchez Campos
Socio responsable del sector de Fabricación de Deloitte
Oliverio Álvarez Alonso
Socio responsable de la división de Energy, Resources & Industrials de Deloitte

El paquete legislativo europeo "Fit for 55" en perspectiva regulatoria 41
Dr. Vicente López-Ibor Mayor
Presidente de la European Federation of Energy Law (EFELA)
Dr. Ignacio Zamora Santa Brígida
Socio de López-Ibor Mayor Abogados

El impacto del mecanismo de ajuste de carbono en frontera: evidencia disponible y retos futuros **49**
Natalia Collado Van-Baumberghen
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas
Pedro Linares
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas

Seguridad de suministro de gas en Europa: más allá de la inercia regulatoria **56**
Juan Sánchez-Peñuela Lejarraga
Director de Asuntos Regulatorios de Descarbonización - Transición Energética de Técnicas Reunidas
Ingeniero Industrial del Estado

Vertidos Renovables: el Reto ante los Objetivos 2030 **66**
José María González Moya
Director General de APPA Renovables

Reducir la factura de la luz con autoconsumo y almacenamiento **71**
José Luis Sancha Gonzalo
Dr. Ingeniero Industrial
Profesor de la Universidad Comillas-ICAI

La demanda eléctrica y su evolución. Sectores clave **93**
Carlos Solé Martín
Senior Advisor Energía
Coordinador Módulo Regulación Máster Negocio Energético
Ex Socio responsable de Energía KPMG

Utilizar energías renovables para alcanzar los objetivos corporativos de sostenibilidad y descarbonización **104**
Adam Diamant, *Sr. Technical Executive*; **Arin Kaye**, *Research Lead*; **Maria Martin**, *Senior Global Manager Europe and Latam* y **Daniela Galla**, *Regional Manager Southern Europe*
EPRI (*Electric Power Research Institute*)

Generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos de potencia con emulación del comportamiento de los generadores síncronos: el control grid-forming y el problema de la sincronización de los convertidores a la red **119**
Luis Rouco Rodríguez, Lukas Sigrist y Aurelio García Cerrada
ETSI ICAI-IIT
Universidad Pontificia Comillas Madrid

Estado actual de desarrollo de tres potenciales portadores del hidrógeno: el amoniaco, el hidrógeno líquido y el metanol **129**
Macarena Larrea Basterra y Jokin Txapartegi Trigueros
Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) y Deusto Business School (Universidad de Deusto)

Jornada de celebración del XX Aniversario Cuadernos de Energía

Club Español de la Energía

Introducción

Cuadernos de Energía nació a principios de 2004. No son muchas las revistas que hayan podido cumplir 20 años, que sean ideadas, producidas y editadas en España. Y menos aún aquellas que, como Cuadernos, sean un valioso testigo de la historia energética de nuestro país, con una importante función de divulgación en esta materia. Por todo ello, comenzamos este artículo mostrando nuestro más sincero agradecimiento, y el de toda la Asociación, a las personas que los han hecho posible durante todo este tiempo, especialmente a nuestros socios y colaboradores en esta aventura, Deloitte y Garrigues, a los miembros del Comité Editorial, a todos los autores, y, por supuesto, a vosotros los lectores.

Han sido 20 años, 78 números y más de 1500 artículos, en los que se ha hablado de la energía desde diferentes perspectivas, la técnica, la medioambiental, la económica, o la geopolítica, entre muchas otras. Ha sido todo un éxito llegar hasta aquí y hay que seguir trabajando para mejorar la forma de difundir y explicar a la sociedad el mundo energético, para que se involucre todavía más en el proceso de transición.

El evento de Aniversario que celebramos el pasado 11 de diciembre, y que contó con el patrocinio de TotalEnergies, fue una magnífica oportunidad para hacer balance de lo que han sido estas dos últimas décadas en nuestro sector en España. También para mirar al futuro, tratando de comprender hacia dónde vamos, o hacia dónde deberíamos ir. Y no tuvimos mejor manera de hacerlo, que escuchando en las distintas sesiones a personas que son testimonios vivos de su historia. En un evento de aniversario de una revista, tampoco podía faltar una sesión dedicada a hablar de una relación crucial a día de hoy, la de la energía y la comunicación.

Sobre algunos de los aspectos tratados ese día, haremos una breve reseña a continuación.

Pero no comenzamos sin antes mostrar nuestro agradecimiento a todos los ponentes y moderadores por sus magníficas intervenciones, concretamente (por orden de programa): **Francisco Reynés**, Presidente de Enerclub; **Javier Sáenz de Jubera**, presidente de TotalEnergies; **Claudio Aranzadi**, ex ministro de Industria y Energía (1988-1993); **Álvaro Nadal**, ex ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital (2016-2018); **Nemesio Fernández Cuesta**, economista

y miembro del Consejo Editorial de Cuadernos de Energía; **Oliverio Álvarez**, socio responsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte; **Carmen Becerril**, presidenta de OMIE; **Vicente López Ibor**, socio presidente de Estudio Jurídico Internacional; **Fernando González Urbaneja**, director de la revista Consejeros, y ex presidente de APM y FAPE; **Sara Ledo**, El Periódico; **Ana de la Torre**, RTVE; **Amancio Fernández**, secretario general de FAPE; **Jesús Navarro**, tesorero del Club Español de la Energía; **Silvestre Arana**, socio director de la práctica de Energía y del German Desk de Garrigues; y **Arcadio Gutiérrez**, director general de Enerclub.

Figura 1. Foto sesión inaugural

Cuadernos de Energía: origen, funcionamiento, importancia

La idea de creación de la revista surgió en el año 2003. Jesús Navarro, que por aquel entonces era socio de Arthur Andersen encargado de energía, nos contaba en primera persona cómo comenzó la aventura. "El proceso de gestación fue tremendamente largo por las circunstancias, el parto entre amigos fue rápido y el post parto muy trabajoso".

El proyectó comenzó por un encargo que su jefe le hizo para crear una Newsletter sobre energía con carácter interno. Cuando se contaba ya con una primera edición impresa, se produjo

Figura 2. Foto sesión de clausura

la disolución de Arthur Andersen en 2002 y su integración en Deloitte, y esa primera copia se guardó en un cajón. Meses más tarde volvió a resurgir como un proyecto que se propuso a José Luis Martínez, director general de Enerclub en esa época. Enerclub acogió la idea con entusiasmo, incorporando, a sugerencia de Jesús, un tercer partner (Garrigues) para que no pareciera un "matrimonio", y acordando además dar más peso a los artículos externos. Inspirado por "Cuadernos para el diálogo" de la época de la transición, surgió el nombre de "Cuadernos de Energía" que perdura hasta el día de hoy.

El lanzamiento fue por tanto rápido, pues se había gestado ya hacía tiempo. Desde su origen estuvo claro que era importante lograr garantizar dos cosas: la independencia y la calidad, que – no sin esfuerzos- se han conseguido todos estos años.

Esto ha sido posible gracias principalmente al trabajo de su Comité Editorial. Un Comité que se reúne cada tres meses, para hablar de energía y de cuáles son los temas más candentes de la agenda, mientras sus miembros comparten un agradable desayuno. El equipo de Enerclub realiza una labor previa, preparando un listado de posibles artículos /autores que sirve de base en la discusión, al que se añaden muchos otros temas que surgen espontáneamente.

Figura 3. Portada y primer artículo de la edición nº1 Cuadernos de Energía. Artículo "Punto y Seguido", autoría de Pedro María Meroño Vélez, primer Presidente de la Comisión Nacional de Energía (1999 y 2005). En él, hacía una reflexión sobre la situación del sector, tras 2003, año en el que formalizaba la liberalización de la electricidad y el gas, y deseaba además una larga vida a Cuadernos de Energia.

Figura 4. Evolución de las portadas de Cuadernos de Energía

Cuadernos de Energía desde entonces ha sido un medio para transmitir el conocimiento sobre energía. Una tarea muy relevante y difícil, que se ha sabido cumplir de forma espectacular y siempre buscando la calidad, porque se ha tenido la enorme suerte de contar con autores de reconocido prestigio y con una solvencia sensacional.

¿De dónde venimos? Algunos de los hitos más relevantes del sector energético español

Durante el evento, tuvimos una sesión dedicada a repasar algunos de los hitos más relevantes del sector energético de nuestro país de los últimos años.

Se comenzó resaltando algunas cuestiones significativas del pasado, como todo lo relacionado con los procesos de concentración corporativos y privatizaciones que comenzaron en los años 80. A continuación, se hizo referencia, como primer hito normativo de gran relevancia, a la Ley 49/1984 sobre explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional, que daría pie a un conjunto normativo conocido como el Marco Legal y Estable, y, un año más tarde, a la creación de Red Eléctrica de España, primer TSO europeo que ha sido un eje fundamental de la transformación del sistema eléctrico español.

Se habló especialmente del importante proceso de liberalización, tanto del sector eléctrico, gasista como del petróleo. De este último, nos explicaban que quizás se había hablado menos, pero empezó antes, en 1992, cuando se suprimió el monopolio estatal sobre el petróleo y se disolvió CAMSA, por la Ley 34/1992 de Ordenación del Sector Petrolero.

Unos años más tarde, con la aprobación de la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior, y la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico,

Figura 5. Foto Mesa Redonda "20 años de energía en España. Cómo hemos llegado hasta la actualidad"

se iniciaba la liberalización del sector eléctrico, pionera en Europa. Esta ley establecía la obligación de separación de actividades reguladas y no reguladas, así como la liberalización de las actividades de generación y comercialización. La ley creó además al Operador del Mercado y tuvo como una de las principales consecuencias la creación del mercado mayorista.

En el ámbito del gas, fue decisiva la Ley de Hidrocarburos 34/1998 para el despegue de su liberalización, con la introducción de la diferenciación de actividades reguladas y no reguladas, los requisitos de separación de propiedad, o el acceso regulado de terceros a las instalaciones. Otro hito de gran relevancia mencionado fue la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz desde Argelia en 1996.

El proceso de liberalización se fue consolidando, y en el año 2004, cuando Cuadernos de Energía nacía, se produjo otro hito regulatorio importante: el Real Decreto 436/2004. En él, se establecía la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (las conocidas "primas a las renovables", con el que se garantizaba un retorno fijo sobre el capital invertido). Sobre este tema, en 2013, en una edición especial del X Aniversario de Cuadernos de Energía, se recordaba como Miguel Sebastián (Ministro de Energía, 2008-2011), escribiría un artículo que tuvo bastante repercusión.

En periodo comprendido hasta 2013 fue de fuerte inversión, enmarcado en la planificación 2002-2011. La inversión en ciclos combinados hizo pasar su potencia instalada desde cero a comienzos de 2002, a 25 gigavatios en 2013 (a nivel nacional, en la actualidad contamos con 26.250 MW). El desarrollo de las energías renovables fue especialmente relevante, impulsadas por la política energética y un marco regulatorio favorable, y pasamos a tener en 2013, 40.171 MW, 42,4% del total (el parque de generación con renovables a finales de 2024, ascendía a 85.144 MW, 66% del total instalado). Asistimos durante ese periodo, poco a poco, al cierre de las centrales de carbón en un proceso que se había iniciado en los años 2010 y que se materializó especialmente en 2018-2019.

El papel del consumidor también ha experimentado una gran transformación. Cuando comenzó la liberalización de la energía, hablábamos de abonados y ahora hablamos de clientes, con un papel más decisivo y activo. Una modificación que representa un cambio en la forma en la que las comercializadoras perciben, son percibidas y se relacionan con ellos, de manera que su fidelización se ha convertido en uno de los principales retos a los que se enfrentan.

Han sido años en el que el sector ha estado fuertemente marcado por las orientaciones estratégicas que venían de la Unión Europea, con distintos paquetes y directivas de energía, que impulsaron la "Creación del régimen para el comercio de derechos de GEI" (2003), los "Objetivos 20-20-20 para 2020" (2009), la "Energía limpia para todos los Europeos" (2019), o el "Pacto Verde Europeo" (2020), entre otros. En ellos, ha destacado la protección del medio ambiente, dentro del marco internacional de lucha contra el cambio climático, y en particular el Acuerdo de París (2015). Estas orientaciones se han ido reflejando en las políticas y regulaciones nacionales, y en particular en el Plan de Energía y Clima (PNIEC), cuya última actualización en España se produjo en 2024.

El Pacto Verde Europeo, gran protagonista de la IX legislatura europea (2020-2024), ha sido el principal plan transformador de los últimos años para alcanzar una UE climá-

ticamente neutra en 2050, con un fuerte enfoque hacia las energías renovables. El COVID, la guerra en Ucrania, y su impacto en la economía, la seguridad de suministro, y en los precios, obligó a Europa y sus Estados miembros a implementar medidas para estabilizar los mercados y proteger a sus ciudadanos (*Next Generation EU*, *Fit for 55*, *RePowerEU*, etc.). Estas medidas no han frenado el Pacto Verde Europeo, sino que reforzó el compromiso, que continúa además ahora siendo la principal estrategia de la Unión para esta X legislatura que acaba de empezar.

No obstante, ante el contexto geopolítico complejo, la nueva etapa contempla nuevos enfoques, que ya se están empujando con el *Competitiveness Compass*, el *Clean Industrial Deal*, el *Action Plan to ensure all European have access to affordable energy*, y el paquete "Ómnibus", recientemente publicados. Un nuevo enfoque destinado a reequilibrar el conocido trilema energético (sostenibilidad, seguridad, asequibilidad/competitividad), protegiendo nuestra industria y aumentando nuestra competitividad.

Durante las sesiones, fue inevitable pasar de hablar del pasado al futuro, sin antes tratar algunos de los asuntos de la agenda energética que preocupan y ocupan a los expertos en la actualidad. Por un lado, se planteó la disyuntiva entre regulación y mercado. Si se debería optar por un sistema de abundancia regulatoria o bien por un sistema menos intervenido, donde sea fundamentalmente el precio el que determina las decisiones de inversión de las empresas.

En la conversación también se abordaron otras cuestiones de actualidad, como qué hacer con las centrales nucleares, y en particular respecto a la extensión de su vida útil. Además, se pusieron sobre la mesa distintos puntos sobre las redes, desde la necesidad de tener más redes para poder cumplir con los objetivos de renovables, las distintas perspectivas del regulador y el regulado en cuanto a la retribución de las redes, o el tope a la inversión.

¿Qué podemos esperar a futuro? ¿Hacia dónde vamos?

La siguiente sesión estuvo dedicada a hablar del futuro. En el siguiente apartado se resumen algunas de las ideas expuestas durante la misma.

Mismos temas, más velocidad, nuevos matices y enfoques

Preguntados sobre de qué cosas esperaban hablar en un futuro, que deberán ser tratadas en Cuadernos de Energía, por una parte, se opinó que los temas serán más o menos los mismos (regulación vs mercado, tecnologías), con matices de nuestro tiempo, pero la velocidad a la que vamos a tener que desarrollar esos debates va a ser mayor que en el pasado. La disrupción tecnológica, hace que los procesos se aceleren. Habrá temas de los que quizás hablemos con aún más intensidad, como la manera de involucrar a la sociedad en los procesos de transición energética para hacerlos posibles.

Por otra parte, se resaltó cómo el foco de la política europea se está cambiando un poco. Sin abandonar el Pacto Verde, se va a hablar también de otros temas, como se pone de manifiesto en el informe Draghi y el documento presentado por la CE con las líneas maestras. Se consideraron tres elementos fundamentales a futuro. Uno, la digitalización. Otro elemento es la industrialización y la innovación como dos pilares sobre los que se tiene que basar la economía europea en los próximos años. Y el tercer elemento es bajar el precio de la energía. Un gran reto, en el que España tiene una posición bastante singular, con buenas expectativas, principalmente por nuestro potencial en energías renovables. Los mercados tienen una percepción muy buena para los precios en España, y hay que trabajar para hacer que sea una realidad. Qué ocurre con los precios, es además una de las claves para desarrollar el sector industrial y atraer nueva industria de alto valor añadido.

En este proceso de industrialización, de descarbonización, a futuro, además, se consideró que seguiremos teniendo que hablar del escenario geopolítico tan complejo que tenemos. Y seguiremos llamados a cooperar con otros países y regiones, EE.UU, China, Reino Unido, etc., defendiendo los intereses europeos.

¿Podemos ser optimistas? ¿Estamos de verdad ante una oportunidad para España?

En su conjunto, los ponentes de la sesión se mostraron optimistas.

España siempre ha sido un país importador de energía, eso ha tenido un impacto muy relevante en la balanza de pagos. Por tanto, si esta transición nos va a llevar a la utilización de recursos renovables que son autóctonos en un país que tiene el recurso, el territorio, y una comunidad de negocios que puede desarrollarlo, estamos ante una oportunidad histórica.

No obstante, se apuntaron varias cosas necesarias para materializar esta oportunidad, y conseguir esa energía competitiva a la que se hacía referencia.

Centrándose en particular en el sistema eléctrico, entre otras medidas, se citó la necesidad de trabajar en la agilización de los procesos de tramitación, en el equilibrio adecuado entre la regulación y el mercado, en cómo se lanzan las señales, y en la aceptabilidad social de las nuevas infraestructuras. Además, se añadió la importancia de que cualquier señal regulatoria, o visión de mercado, incluya una reflexión sobre si una inversión es financiable o no, si es sostenible considerando el coste para el consumidor. La historia nos ha demostrado que, si no lo es, al final se terminará cambiando la regulación. Si la solución de transición energética que se pone encima de la mesa tiene sentido para el consumidor, saldrá y los fondos para financiarlo estarán ahí. No es una cuestión de disponibilidad de fondos. El reto está más en saber por qué apostar y cómo generamos las condiciones para conseguirlo.

Además, apuntó que hay muchos deberes ya hechos, y se tiene todo para seguir avanzando, pero que no se puede perder de vista que por primera vez en 2024 en el mercado diario de electricidad se han empezado a tener precios negativos. Éstos, desde la perspectiva del inversor, no dan señales muy alentadoras para seguir invirtiendo en renovables eléctricas. Tienen que ser analizados con mucho cuidado para ver cuál es la expectativa.

Según se comentó, son varios los elementos necesarios para aprovechar las oportunidades. El primer elemento, la demanda eléctrica. Hay un gran trabajo que hacer para que aparezca esa demanda que haga viable el que se siga invirtiendo en renovables. Esta es probablemente la clave para el abaratamiento del precio de la energía. El segundo, el almacenamiento, que necesita una regulación adecuada que realmente lo promueva. En este sentido, los pagos por capacidad están llamados a tener un papel importante, y habrá que ver cómo terminan de definirse. También se refirieron a la importancia del mercado interior para mejorar la competitividad y el desarrollo industrial, recordando el gran reto de aumentar las interconexiones de la Península Ibérica con Francia.

Para finalizar, se añadieron dos aspectos adicionales de gran importancia: la transformación digital y la innovación tecnológica. Desde el punto de vista de la innovación y de la tecnología, va a haber grandes sorpresas que van a permitir a un país como España, desplegar servicios energéticos, en relación con otros sectores, como la edificación, la digitalización, la gestión de la energía, la movilidad, etcétera. Existen oportunidades en nuevas tecnologías como el hidrógeno, que van a acelerar esos movimientos de cambio. Se hizo referencia también a la adaptación tecnológica como obligación de servicio público, que se debe mantener e incluso acelerar. Además, será fundamental la colaboración público-privada.

20 años de energía y comunicación

En esta sesión se hizo un breve repaso de la evolución que ha

Figura 6. Foto Mesa Redonda " 20 años de energía en España. Hacia dónde vamos"

tenido la energía en los medios de comunicación. Analizaron su tratamiento, la relación entre los medios y las empresas. Y pusieron el foco en el usuario. Qué tipo de información energética interesa a los lectores, oyentes y espectadores. A continuación, se resumen algunas de las principales ideas compartidas.

Grandes cambios, un mismo foco

El mundo de la comunicación, como muchos otros de la sociedad, vive una profunda transformación, pero el foco del comunicador, del periodista, es hoy el mismo que hace 20 años: transmitir una información bastante técnica, en ocasiones árida, de la forma más atractiva posible, veraz y entendible.

Ya no se trata de una información de nicho, de prensa "salmón", ahora el mundo energético se ha expandido más en los medios generalistas. Ha habido una evolución y una serie de acontecimientos (Covid, Guerra, crisis) que han hecho que el ciudadano tenga nuevos intereses, como puede ser la factura de la luz, el cambio climático, el autoconsumo. Además, hay temas que, por un motivo u otro, se politizan mucho. Es una mezcla del entorno social, económico y político, y de los cambios cíclicos que existen. Lo que la sociedad demanda también lo que le ofrecen los medios.

Los medios tradicionales, los nuevos...y la importancia de la formación

Los medios tradicionales, tanto generalistas como especializados siguen siendo muy importantes para trasladar la información, porque tienen un respaldo, tienen una historia, un prestigio, y deben seguir siendo importantes a futuro. Eso no quita que los nuevos medios, como las redes sociales, o nuevas formas de hacer periodismo, no tengan y vayan a tener un papel, siempre y cuando lleven detrás formación y experiencia.

La formación y dedicar tiempo a entender las cosas es muy importante, especialmente en el mundo energético, porque es una información muy compleja. Un comunicador siempre debe entender primero para poder contarlo.

Y esa formación tiene que venir un poco de todos. De la parte académica, de la Universidad, del medio, por supuesto, pero también del interés personal y profesional del propio periodista, informador o creador de contenidos. Por otra parte, está la experiencia que se va acumulando en la propia carrera profesional, muy importante a la hora de determinar un criterio. Es importante tener criterio para decidir de qué manera enfocar o informar sobre un determinado tema.

Nos contaban que es un poco trabajo de hormiguita, de años, de ir a reuniones, hacer contactos, para que el día que salta una noticia, puedes descolgar un teléfono y hablar con una empresa porque te conoce, porque sabe cómo tratas esa información.

Acercamiento a las empresas

Se compartió la idea del acercamiento directo a las empresas y en particular a los CEOs, resaltando la importancia de conocer a esa persona que hay detrás de determinadas decisiones. Muchas veces conociendo los perfiles más personales, obteniendo la información directa, se realizan mejor determinadas informaciones o se llegan a conclusiones mucho más certeras, se afirmaba.

Los profesionales de la comunicación valoran muy positivamente que algunas empresas estén tratando de hacer ese acercamiento con encuentros de CEOs con periodistas. Contar con la opinión de los expertos tiene un gran valor añadido para la labor del periodista. También valoran positivamente que haya expertos que comuniquen en redes sociales sus ideas.

Las nuevas formas de medir y la inmediatez

Hoy en día hay muchas formas de saber cuál es la información que más se está leyendo, o la que menos. Se tiene un *feedback* de la audiencia que antes no existía. Eso es lo que está haciendo que se traten de enfocar algunos temas desde un determinado punto de vista u otro. Por ejemplo, ahora están muy de moda, las claves sobre la factura de la luz o la guía para entender el consumo. Gracias a este conocimiento del lector/espectador se puede profundizar más en ciertos aspectos, o tratar de ser más didácticos.

Por otro lado, está el tema de la inmediatez. Medios genera-

listas como la televisión, tienen que contar la noticia en muy poco tiempo, con el máximo rigor posible y que la entienda todo el mundo, no solo la audiencia específica de información económica e incluso de energía, aunque sí es verdad que los últimos años se ha democratizado la información energética. Existe mucha necesidad de inmediatez y eso, en ocasiones, puede ser un hándicap para el trabajo del periodista. Es este sentido, se resaltó la importancia de las buenas prácticas, como contar con un departamento encargado de verificar y contrastar la información.

Figura 7. Foto sesión "Un diálogo sobre la evolución de la Energía en los medios de comunicación. "20 años de Energía y Comunicación"

Nota final

Quisiéramos cerrar este artículo de aniversario reiterando la importancia de Cuadernos de Energía como herramienta de "calidad y claridad" para poner en valor la energía e informar a la sociedad, desde una perspectiva reflexiva y plural, sobre todos los aspectos que rodean a nuestro sector.

Acercar el mundo de la energía al ciudadano es más importante que nunca, en un contexto de transición energética justa en el que todos (sectores, agentes) tenemos que estar involucrados; y en un contexto en el que contamos con nuevas herramientas y formas de comunicar, que pueden facilitar esta tarea, pero también algunos elementos, como la desinformación, que pueden jugar en contra.

Desde Enerclub seguiremos trabajando en esta línea, buscando los temas de máxima actualidad, la máxima calidad, y los mejores autores, conscientes de que queda mucho camino por recorrer, y sabiendo también que la colaboración para unir fuerzas con los profesionales del mundo de la comunicación y la información es fundamental.

De nuevo, nuestro más sincero agradecimiento a las personas que han hecho posible Cuadernos de Energía durante

todos estos años. En primer lugar, a nuestros socios, Deloitte y Garrigues, y a todos los miembros del Comité Editorial por su apoyo. A todas y cada uno de las personas, compañías e instituciones que han contribuido con sus artículos. Y a los lectores, que no han sido pocos a lo largo de estos veinte años, teniendo en cuenta la amplia difusión que se hace tanto en formato físico como electrónico.

Esperamos seguir acompañándoos en este apasionante mundo de la energía muchos años más.

Energy and Climate Futures: New EU political cycle

Resumen y Conclusiones

Pedro Vasconcelos
Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME)

El pasado 8 de noviembre se celebró la Jornada anual del CECME, "*Energy and Climate Futures: New EU political cycle*", organizada por el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME) y el Club Español de la Energía (ENERCLUB), con la colaboración del Real Instituto Elcano y el patrocinio de Edp y Moeve.

La fecha del encuentro fue elegida estratégicamente, tan sólo unos días después de las elecciones presidenciales de EE. UU., y un par de días antes de que diera comienzo la COP 29 de Bakú y también la Cumbre del G20 de Río de Janeiro, asuntos que estuvieron muy presentes en los debates.

La temática central giró en torno al nuevo ciclo político de la Unión Europea, que arrancaba el 1 de diciembre. Además, se puso un especial foco en la financiación de la transición energética y, como viene siendo tradicional en este evento, en las negociaciones internacionales sobre cambio climático.

En el encuentro, intervinieron: **Carmen de Pablo**, directora Financiera de Moeve; **José Juan Ruiz**, presidente del Real Instituto Elcano; **Pedro Vasconcelos**, presidente del Comité Español del WEC y vicepresidente segundo del Club Español de la Energía; **Cristina Lobillo**, directora de la Plataforma de Energía de la Unión Europea; **Adair Turner**, presidente de *Energy Transitions Commission UK* (ETC), y *H.E.* **Ms. Nigar Arpadarai**, *UN Climate Change High Level Champion for COP 29*, junto a otros representantes europeos y expertos de diversas instituciones y organizaciones.

En el presente artículo preparado para Cuadernos de Energía se recoge un resumen de los principales mensajes del encuentro, que se ha considerado conveniente completar y actualizar con algunos de los acontecimientos más recientes, como el lanzamiento de las primeras iniciativas de la nueva CE, como el "*Clean Industrial Deal*", o los resultados de la COP 29.

Figura 1. Foto de la Sesión Inaugural

Sesión Inaugural: Principales declaraciones

Comenzó la sesión con las palabras de **Carmen de Pablo**, quien afirmó que "desde Moeve compartimos la ambición de avanzar en una transición energética justa. Debemos recuperar el sentido de urgencia en la lucha contra el cambio climático, siendo a su vez la descarbonización la gran oportunidad de reindustrializar España. Pero el momento de actuar es ahora. Las inversiones y las ayudas deben avanzar de la mano, potenciando la colaboración público- privada".

Por su parte, el presidente del Real Instituto Elcano, **José Juan Ruiz**, señaló que el nuevo ciclo europeo apuesta por la competitividad y la descarbonización al mismo tiempo. La seguridad económica y la política industrial vuelven a ocupar posiciones relevantes en la UE. Además, la nueva Comisión se enfrenta a un mundo geopolíticamente más hostil. "La guerra comercial entre Estados Unidos y China fragmentará todavía más el sistema multilateral, el comercio global y la gobernanza climática. La victoria de Trump acelera todas estas tendencias y exige una UE capaz de operar bajo el concepto de autonomía estratégica abierta", afirmó Ruiz. Destacó la racionalidad, los datos y el análisis como elementos indispensables en este periodo, "es tiempo de pasar a la acción".

Pedro Vasconcelos, presidente del CECME y vicepresidente de Enerclub, centró su discurso en tres grandes mensajes. Primero, afirmó que la transición energética es inevitable, ya que las tecnologías renovables son competitivas, a pesar de la presión a corto plazo que pueden estar sufriendo en el

mercado de capitales. En segundo lugar, destacó la importancia del nuevo ciclo político en Europa para aprovechar los recursos autóctonos y superar la diferencia competitiva en el precio del gas respecto a Estados Unidos. Finalmente, subrayó la necesidad de simplificar la regulación y la fiscalidad para competir en mejores condiciones a nivel global.

En Iberia tenemos el recurso, el apetito inversor, las empresas de desarrollo de negocio, el suelo, el ecosistema de talento. "La energía renovable está disponible y no puede detenerse por falta de demanda". Debemos acometer reformas sustanciales de los procesos de licenciamiento para que sean más ágiles y nos permitan avanzar en la implantación de una industria más electrificada. Vasconcelos concluyó: "Estamos convencidos de que Portugal y España, van a ser centro de nuevas inversiones y motor de la deseada industrialización, con un papel clave en el futuro del proyecto europeo si se aprovechan las ventajas competitivas que tenemos en la Península".

Financiación de la transición

A continuación, **Adair Turner**, presidente de *Energy Transitions Commission* (ETC), y **Yolanda Fernández**, *Director Stakeholders Management and Public Affairs* de Edp, dialogaron sobre la financiación de la transición en el horizonte "*Net Zero*".

Comenzó la conversación explicando que la ETC, con base en Reino Unido, es una coalición de ámbito mundial que reúne a líderes de todo el panorama energético comprometidos con la consecución de emisiones netas cero para mediados de siglo.

Entre los estudios más recientes de este organismo, se refirió al "*NDCs, NCQG, and Financing the Transition: Unlocking Flows for a Net-Zero Future*[1]". Un informe que analiza la naturaleza y la escala de los distintos tipos de financiación necesaria para lograr las emisiones netas cero.

Inversiones necesarias para la transición energética

Turner compartió algunas cifras del informe. En particular,

Figura 2. Foto de la sesión entrevista "Financiación de la transición hacia un escenario cero neto"

destacó que se necesitarán 3,5 billones de dólares de inversión de media anual hasta 2050, vs el billón de dólares/año actual, en sectores como la energía, edificación, transporte e industria.

El análisis muestra que las inversiones anuales deberían alcanzar su punto máximo en 2040, impulsadas en gran medida por la generación eléctrica y las redes. El sector energético en su conjunto representaría en torno al 80% de la inversión total en la década de 2020, descendiendo este porcentaje a medida que aumentan las inversiones en otros sectores.

Respecto al reparto geográfico, la mayor parte de la inversión necesaria para la transición energética de aquí a 2030 se identifica en países de renta alta y media-alta (la AIE calcula que el 85% del total de las inversiones en tecnologías e infraestructuras de energías limpias en 2024, aproximadamente 1,7 billones de dólares, se produzca en estos países. Se espera que sólo China invierta cerca de 850.000 millones

[1] *ETC - NDCs, NCQG, and Financing the Transition.*

Figura 3. Inversiones anuales necesarias para la transición energética hasta 2050

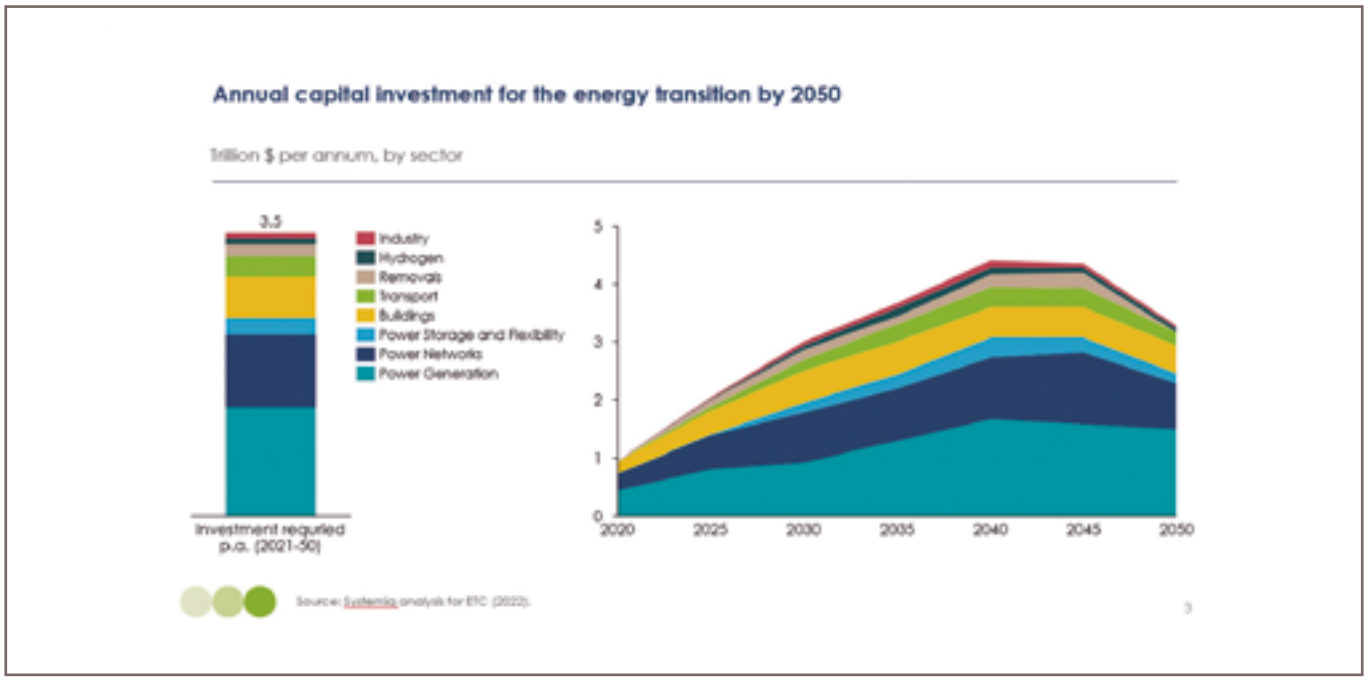
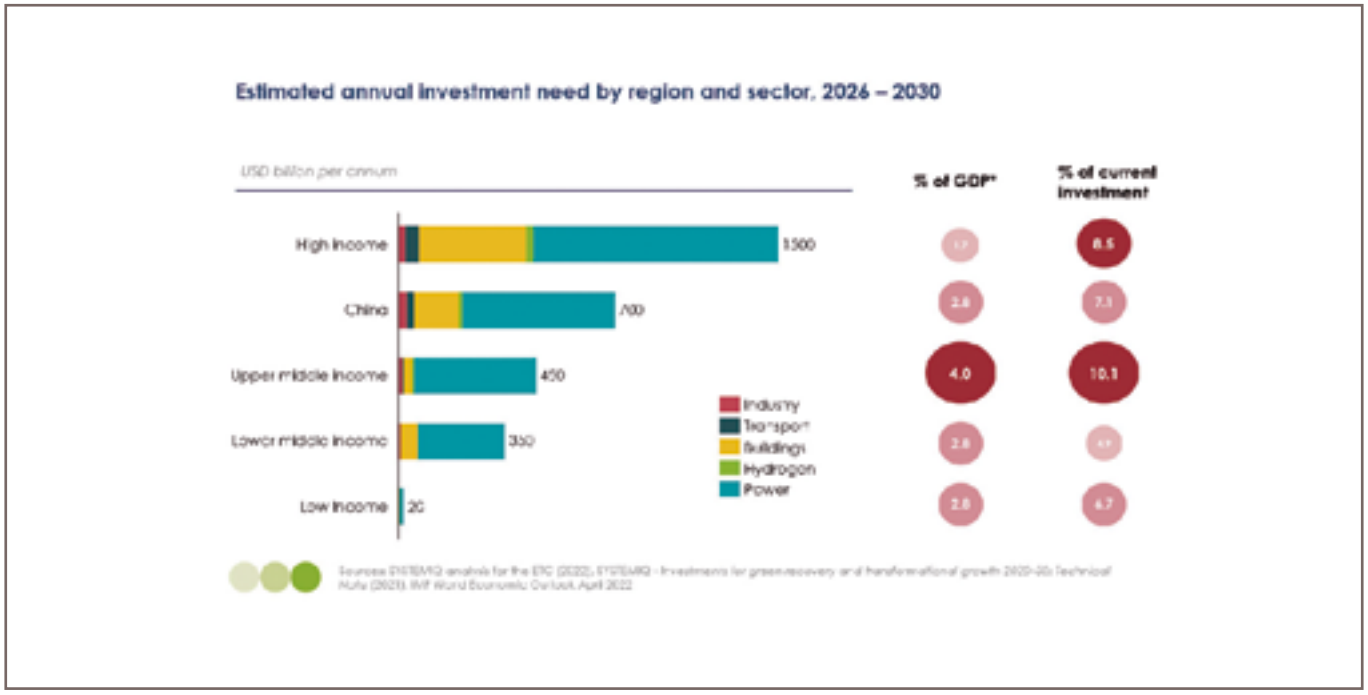


Figura 4. Inversiones estimadas anuales necesarias por región y sector, 2026-2030



de dólares en 2024). Sin embargo, sólo llegarán 320.000 millones de dólares de inversión a los países en desarrollo, cantidad que debe triplicarse hasta alcanzar una media de 900.000 millones de dólares anuales entre 2026 y 2030.

Turner destacó que lograr una transición sostenible hacia una economía neta cero a mediados de siglo es posible con suficientes flujos financieros dirigidos a la mitigación del cambio climático, la adaptación y la gestión de pérdidas y daños. Reiteró que la mayor parte de esta financiación debería proceder del sector privado, facilitada por políticas que atraigan la inversión en tecnologías con bajas emisiones de carbono. En Europa, en particular, y entre otras medidas, resaltó la importancia de agilizar el *permitting* y contar con señales adecuadas en los mercados energéticos para poder realizar las inversiones necesarias.

Nuevo objetivo colectivo de financiación climática

En la conversación entre Turner y Yolanda Fernández también estuvo muy presente el Nuevo Objetivo Cuantificado Colectivo (NCQG), que debía sustituir al anterior objetivo de financiación climática destinada a países de ingresos medios y bajos, establecido en 2009 (de 100.000 millones de dólares anuales hasta 2020). En 2015, en el marco del Acuerdo de París, las Partes acordaron ampliar este objetivo hasta 2025 y fijar un nuevo objetivo de financiación para después.

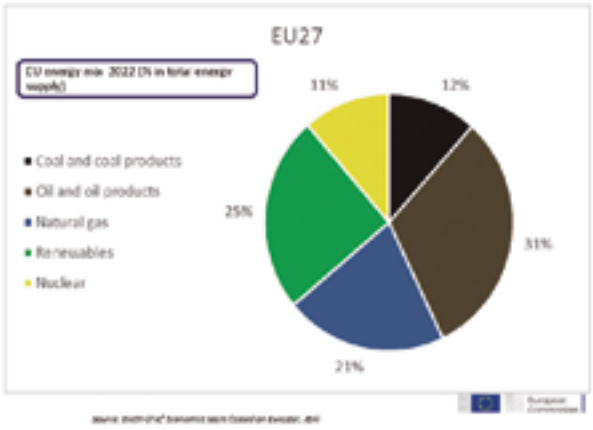
El nuevo NCQG sería uno de los puntos clave de debate durante la COP 29, y destacó algunas áreas en las que sería necesario avanzar en Bakú. Entre otras, el reconocimiento de la importancia de las políticas económicas para desbloquear los flujos de financiación privada, así como la necesidad de contar con estrategias y políticas nacionales claras (incluyendo la revisión de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC)). Además, hizo hincapié en la necesidad de que el nuevo objetivo colectivo fuese claro (en cuanto a qué cubriría, tipo de financiación, etc.) y también ambicioso en su cuantía, basados en las prioridades y las necesidades de los países en desarrollo.

La COP finalizó el día 23 de noviembre. El texto se cerró en el tiempo de descuento, con un nuevo NSQG de 300 mil millones de USD anuales en 2035 que reemplazará la anterior cifra de 100 mil millones USD/año, ya citada. Los resultados en este ámbito no han contentado a todas las partes, como suele ser habitual en estas cumbres, pero el avance logrado, en un contexto complejo, se ha valorado positivamente. Entre los puntos de discusión más importantes durante la COP sobre este fondo estuvieron el objetivo, la base de contribuyentes, el origen del dinero.

Este capital irá de los países desarrollados a los menos favorecidos para costear la acción climática (reducción emisiones, adaptación). La financiación, según se ha acordado, vendrá de fuentes diversas, público, privado, bilateral y multilateral. Está lejos de los 1,3 billones que se demandaba por parte de los países en desarrollo, pero se ha conseguido hacer un llamamiento de esfuerzo colectivo para movilizar más dinero en el futuro en esta dirección. Además, se hace un llamamiento a la contribución voluntaria de países en desarrollo.

Al margen del objetivo numérico, se ha reconocido la importancia de un cambio en el ecosistema de financiación climática. En la próxima COP 30 que se celebrará en Belém (Brasil), entre otros temas, se seguirá trabajando para definir

Figura 5. *Mix* energético de la UE, 2022



esta nueva agenda de financiación.

Nueva Comisión Europea: el camino hacia adelante

En la siguiente sesión, **Cristina Lobillo**, directora de la Plataforma de Energía de la Unión Europea (EPTF, por sus siglas en inglés), realizó una presentación desde Bruselas en la que habló de los objetivos de la UE, su estado en términos energéticos y las prioridades en esta materia de la nueva Presidencia para los próximos 5 años (2024-2029).

Unión de la Energía, principales objetivos, y algunos indicadores

Comenzó señalando que en el Consejo Europeo de julio 2024, se volvió a poner sobre la mesa la necesidad de que la Unión Europea avanzase en una auténtica Unión de la Energía. Recordó que, en el artículo 194 del Tratado Fundacional de la UE, se establece que los Estados miembros son soberanos para decidir sus fuentes de energía y su estructura general de abastecimiento.

Dicho esto, desde marzo 2020, la UE cuenta con objetivos europeos concretos de reducción de gases de efecto invernadero, de energías renovables y de eficiencia energética. En los últimos años, ha avanzado en estos ámbitos con distintos paquetes normativos (Pacto Verde Europeo, Ley de Cambio Climático, *Next Generation EU*, *Fit for 55*, *RePowerEU*). Y más recientemente, se está trabajando en el establecimiento de objetivos climáticos a 2040.

Se refirió además al *mix* energético de la UE, todavía muy dependiente de los combustibles fósiles, como puede apreciarse en la siguiente figura 5.

Donde se han producido más avances es en la descarbonización de la generación eléctrica. Según los últimos datos disponibles correspondientes a 2023, las energías renovables representan el 50% del *mix* eléctrico, la nuclear el 25%, el gas natural el 12% y el carbón el 10%.

También hizo referencia a las importaciones de gas de la UE, señalando que, a raíz de la invasión de Ucrania, la crisis energética y las medidas puestas en marcha, el gas ruso ha descendido considerablemente desde representar el 45% del total de importaciones de gas de la UE en 2021, hasta el 18%. Este gas se ha sustituido por gas procedente de países socios más fiables, como Estados Unidos, Noruega, Argelia, y otros países de los países del Golfo. Y ello, además, en un contexto en el que el consumo de gas en la Unión Europea está disminuyendo.

Líneas directrices marcadas por la Presidenta de la Comisión para los próximos años

Las orientaciones políticas de la nueva CE, según comentó, estarán muy guiadas por el informe sobre el futuro de la competitividad europea que la presidenta von der Leyen había encargado a Mario Draghi (https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en#paragraph_47059). En él se establece un diagnóstico claro y se formulan recomendaciones concretas para situar a Europa en una trayectoria distinta a la de los últimos años.

Como primera prioridad: la prosperidad sostenible y la competitividad, sobre la base del desarrollo de una auténtica Unión de la Energía. El papel de la energía en la obtención de resultados será crucial, destacando algunas de las acciones clave:

- Bajar los precios de la energía y mayor estabilidad.
- Aumentar la inversión en energía limpia a través de un nuevo Fondo Europeo de Competitividad que pueda ayudar a la industria europea.
- Crear nuevas asociaciones para la inversión en tecnologías limpias y el comercio.
- Ampliar el Mecanismo de Demanda Agregada de gas, al hidrógeno y a las materias primas críticas.
- Simplificar y agilizar los Proyectos de Interés Común Europeo (IPCEI, por sus siglas en inglés).

Además, hizo referencia a la intención de la nueva Comisión de lanzar, en los primeros 100 días de mandato, un Pacto Industrial Limpio, que establecerá las líneas directrices de la política industrial para los próximos años, complementando al Pacto Verde.

Algunas de las medidas mencionadas por Lobillo no se hicieron tardar y en los primeros meses de 2025 conocíamos "*Competitiveness Compass*"[2], "*Omnibus Packages on sustainability and investment simplification*"[3], "*Action Plan to ensure all Europeans have access to affordable energy*", y el mencionado "*Clean Industrial Deal*"[4].

La Brújula para la Competitividad

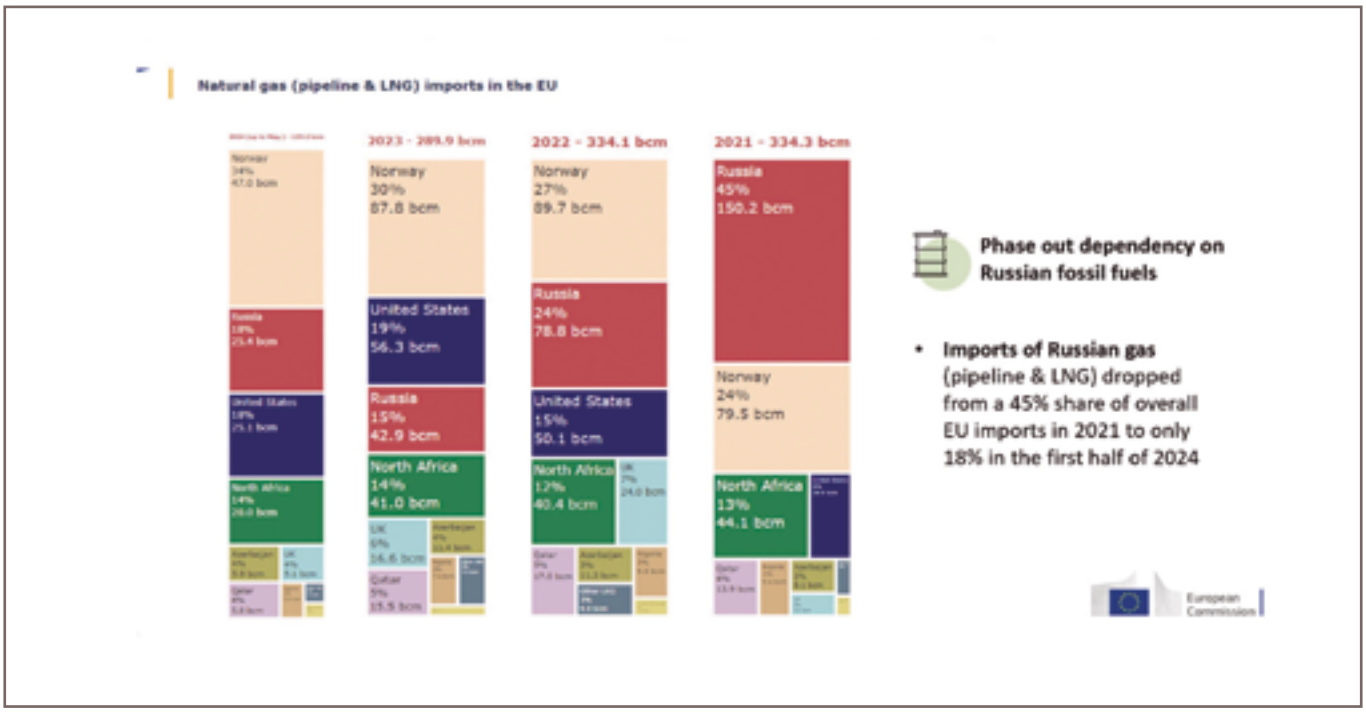
Concretamente, el 29 de enero de 2025, la Comisión presentaba su primera iniciativa de gran alcance del nuevo mandato: la Brújula para la Competitividad.

La Brújula marca el camino futuro para impulsar la competitividad en Europa con tres ámbitos de actuación: reducir la brecha de la innovación; crear una hoja de ruta conjunta para la descarbonización y la competitividad; y reducir las dependencias excesivas y aumentar la seguridad.

La UE ya cuenta con la mayor red y de crecimiento más rápido de acuerdos comerciales del mundo, con 76 países que representan casi la mitad del comercio de la UE. Con vistas a seguir diversificando y potenciando nuestras cadenas de suministro, la Brújula hace referencia a una nueva serie de Asociaciones de Comercio e Inversión Limpios que deben contribuir a asegurar el suministro de materias primas, energías limpias, combustibles sostenibles para el transporte y tecnologías limpias de todo el mundo.

Los tres pilares se complementan con cinco facilitadores

Figura 6. Importaciones de gas en la UE (gasoducto y GNL)



[2] COM 2025 30 - *A Competitiveness Compass for the EU _* 29-1-2025.pdf.

[3] *Commission simplifies rules on sustainability and EU investments, delivering over €6 billion in administrative relief - European Commission.*

[4] 9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_en.

horizontales, que son esenciales para respaldar la competitividad en todos los sectores: Simplificación regulatoria; Reducir los obstáculos al mercado único; Financiación para que las empresas puedan invertir y crecer; Promover las capacidades profesionales y el empleo de calidad para responder al mercado de trabajo; Mejor coordinación de las políticas a escala nacional y de la UE.

El Pacto Industrial Limpio

Presentado por la CE el 26 de febrero consiste en un amplio plan de actividades para apoyar la competitividad y la resiliencia de nuestra industria, al tiempo que sigue impulsando la descarbonización. Se centra principalmente en dos sectores: las industrias de gran consumo de energía y las tecnologías limpias.

El Pacto presenta además medidas que buscan reforzar toda la cadena de valor y servir de marco para adaptar las medidas en sectores específicos. En este sentido, la CE presentará un plan de acción para el sector de la automoción en marzo y un plan de acción sobre el acero y los metales en primavera, entre otros.

Algunas de las claves del Pacto Industrial Limpio son:

- **Reducción de los costes de la energía**. Para ello ha adoptado un Plan de Acción para una Energía Asequible[5], con medidas para acelerar el despliegue de la energía limpia y la electrificación, completar el mercado interior de la energía con interconexiones físicas, utilizar la energía de modo más eficiente y reducir la dependencia de combustibles fósiles importados.
- **Estímulo de la demanda de productos limpios** mediante la adopción de criterios de sostenibilidad, resiliencia y preferencia de fabricación europea en las contrataciones públicas y privadas. Se simplificarán y armonizarán las metodologías de contabilidad.
- **Más financiación**, con la introducción de un nuevo marco de ayudas de Estado en junio 2025, que resultará en una aprobación más rápida y sencilla para renovables, descarbonización industrial y tecnologías limpias. Se reforzará el Fondo de Innovación y propondrá un Banco de Descarbonización Industrial, por 100.000 millones EUR. El Banco Europeo de Inversiones pondrá en marcha nuevos instrumentos de financiación.
- **Circularidad y acceso a materia primas**, con la creación, entre otras medidas, de un centro para adquirir conjuntamente materias primas en nombre de las empresas interesadas.
- **Actuación a escala mundial para lograr socios fiables**, gracias a la puesta en marcha de asociaciones de comercio e inversión limpias. Se protegerá a la industria europea de la competencia desleal. Se simplificará y reforzará el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono.
- **Garantía de mano de obra cualificada**, a través de la inversión en formación promovida por una Unión de Capacidades.

Dirección y retos de la Unión Europea: ¿cómo alcanzar los objetivos actuales y futuros?

En la mesa redonda participaron, **Louise van Schaik**, *Head of Unit EU & Global affairs / Senior research fellow at Clingendael*; **Mikel Lasa**, *CEO Iberia at EIT InnoEnergy*; **Rafael Cayuela**, *WEC Board Member Studies Committee at Dow Corporate Chief Economist & EMEAI Chief Strategy*; **Fernando Borredá**, *Industrial Policy Officer on Strategic Autonomy at Ministry of Industry and Tourism* (Mintur), y **Diego Rodríguez**, profesor de Economía de la Universidad Complutense de Madrid e investigador asociado de Fedea, como moderador.

En ella se debatió, desde diversas perspectivas, sobre la situación y futuro de la Unión Europea ante el nuevo ciclo político (retos, oportunidades, objetivos).

Estuvo muy presente el escenario internacional, marcado por una geopolítica muy compleja (fragmentaciones, nacionalis-

[5] *Action Plan for Affordable Energy: Unlocking the true value of our Energy Union to secure affordable, efficient and clean energy for all Europeans - European Commission.*

mos, conflictos, distintas posturas ante el cambio climático, cambios tecnológicos sin precedentes protagonizados por la IA) y el auge de las políticas industriales verdes con gran competencia internacional. Existen incertidumbres sobre lo que pasará en este ámbito con la llegada de Trump ¿Aceleración de tendencias? Por lo pronto, y a fecha de redacción de este artículo, conocemos la decisión de retirada del Acuerdo de París, y toda una batería de acciones, incluyendo aranceles… La UE tendrá que tomar decisiones difíciles.

Centrándose en Europa, coincidieron los ponentes en la necesidad de conciliar la implementación del Pacto Verde con el fortalecimiento de la competitividad y las capacidades industriales, sobre la base de una auténtica Unión de la Energía. El papel de la energía en este cometido, con precios más competitivos y estables, es clave. Aplaudieron, por tanto, las medidas que desde la CE se habían anunciado en este ámbito.

A continuación, se resumen algunas de las ideas clave surgidas en el debate entre ponentes y moderador:

- **Seguridad y competitividad, requisitos para la sostenibilidad**

Nos enfrentamos a grandes retos en materia de sostenibilidad y cambio climático, siendo muy importante reaccionar y buscar soluciones cuanto antes. Tenemos que seguir avanzando en la transición con determinación, no se puede dar marcha atrás.

Sin embargo, es necesario recordar que los cambios necesarios son enormes, y que la UE representa solo una pequeña parte. Necesitamos una narrativa que defienda los intereses europeos en la transición, pero que además tenga en cuenta a los demás, con una agenda positiva y de cooperación.

En el nuevo ciclo político de la UE, la sostenibilidad y el cambio climático van a seguir estando muy presentes en la agenda, pero la competitividad se ha destacado como factor crítico. La seguridad de suministro y la autonomía son también requisitos indispensables. Los ponentes celebran que

Figura 7. Foto de la mesa redonda " Dirección y retos de la Unión Europea: cómo lograr los objetivos presentes y futuros"

se haya puesto el foco en estos temas.

• **Más claridad y sencillez en las normativas. Tiempo de implementación**

El Pacto Verde es el más ambicioso y completo jamás creado por la CE. Contamos actualmente con muchas políticas (Ley de Industria Neto Cero, la Ley Europea de Materias Primas Críticas, el Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera, entre otros), todas ellas importantes. Coincidieron en resaltar que es necesario dotarlas de mayor claridad, ponerlas en práctica e implementarlas, para garantizar el progreso.

Preguntados por el anuncio del *Clean Industrial Deal*, como complemento del Pacto Verde, los ponentes lo valoraron positivamente, incidiendo en la importancia de un mayor enfoque en políticas efectivas, y especialmente en medidas que ayuden a solucionar los problemas existentes, como el elevado coste de la energía, que está desplazando inversiones hacia otras regiones más competitivas.

• **Apoyo financiero para impulsar la innovación y ampliar las capacidades de producción**

En Europa contamos con tecnologías emergentes, empresas nuevas e innovadoras con ganas de invertir, pero que se enfrentan a muchas barreras para ser competitivas y poder escalar. Necesitan, especialmente al principio, políticas que apoyen la implantación de proyectos y la financiación. En general, se considera que en la UE hay recursos financieros, pero a menudo se distribuyen y se fragmentan entre distintos Estados miembros y distintos programas. Hay que buscar soluciones comunes a nivel europeo, promoviendo una mayor integración financiera, hacer el sistema más efectivo y disminuir los riesgos para la inversión.

Se reclama una estrategia más completa, desde la innovación hasta la fabricación y las cadenas de suministro, incluyendo la extracción de materias primas. Apostar, además, por la educación, la formación de la mano de obra, y el aumento de las capacidades necesarias.

• **Autonomía estratégica abierta (reservas, producción local, diálogo y cooperación)**

En este ámbito, destacaron varias áreas en las que trabajar para conseguir un suministro seguro. En primer lugar, la soberanía o autonomía energética, resaltaron la necesidad de avanzar en la transformación del sistema con recursos endógenos, almacenamiento, interconexiones, así como en el desarrollo industrial como eje para dicha autonomía. El establecimiento de reservas estratégicas de recursos, y medidas como el fondo de materias primas se consideran muy importantes.

La política exterior, la diplomacia, la cooperación, el diálogo y las alianzas estratégicas serán también fundamentales para alcanzar un futuro más sostenible, justo y equitativo; y debemos ser conscientes de que tenemos que ser más independientes, pero también que hay que construir caminos, y no fronteras, con terceros países en los que podemos confiar.

• **Coordinación / alineación de políticas e instrumentos. Mismas reglas para todos (Mercado Único)**

Existe margen de mejorar respecto a la coherencia y la harmonización de las distintas políticas, y también con los instrumentos existentes, en particular en el ámbito industrial. En este sentido, se reclama una política industrial, que incluya también el pensamiento comercial, tecnológico, fiscal, de descarbonización, de política exterior y, especialmente, que aborde los altos precios energéticos. Si la descarbonización es una carga económica excesiva, y significa sanciones que otras regiones no tienen, la industria se desplazará y perderemos competitividad.

Por otro lado, es muy importante que dentro de la UE avancemos decididamente en el mercado único y en el establecimiento de un campo de juego con reglas comunes y equilibradas para todos, donde diferentes estructuras tarifarias y/o medidas de apoyo no interfieran en las decisiones de inversión, la libre competencia y la competitividad de las compañías. Esto es muy necesario para que las industrias sean competitivas, crezcan y crezcan en Europa.

• **Aceptación y compensación social**

Por último, pero no menos importante, se destacó que es esencial contar con la aceptación social, sabiendo que los proyectos que se desarrollan en nuestro territorio tendrán

mayores garantías ambientales y sociales que en otras partes del mundo.

La UE ha optado por políticas que penalizan la contaminación y apuestan por los subsidios. Todo ello, puede conllevar, al menos en el corto plazo, un incremento de precios, que puede no ser aceptado por la sociedad si no se explica correctamente ni se toman medidas para proteger a los ciudadanos.

Las negociaciones climáticas sobre cambio climático – COP 29

Para hablar sobre el futuro de las negociaciones internacionales en relación al cambio climático participaron **Ms. Nigar Arpadarai** (*UN Climate Change High-Level Champion*), representante de alto nivel de la ONU en materia de cambio climático para la COP 29 y **Elena López**, investigadora asociada senior del Real Instituto Elcano.

Nigar Arpadarai, a través de un vídeo, explicó los principales temas de trabajo para la COP 29 en Bakú: marco financiero, adaptación, fondo de pérdida y daños, hidrógeno, y sector turístico por primera vez. Resaltó que la COP 29 pretendía ser una plataforma de iniciativas, de diálogo y colaboración para todos, especialmente para las economías emergentes. En definitiva, "se trata de compartir los beneficios de la transición energética".

Como se ha indicado en el apartado anterior, la COP 29 finalizó con un acuerdo en materia de financiación. Además, se avanzó en las normas para el correcto funcionamiento de los mercados internacionales de carbono (aprobación del artículo 6 del Acuerdo de París).

Declaraciones de los representantes del CECME

El evento, como viene siendo tradicional, se completó con un vídeo con declaraciones de los miembros del CECME (Bp, Edp, Enagas, Endesa, Iberdrola, Moeve, Naturgy, Repsol, Sedigas y TotalEnergies), que dieron su visión respecto a los retos y oportunidades del nuevo ciclo legislativo de la Unión Europea.

En el vídeo, quedó patente el profundo compromiso de las empresas energéticas, su ambición y responsabilidad para avanzar en la transición energética y la descarbonización. Son conscientes de las grandes oportunidades que se presentan para la Península Ibérica, como centro de nuevas inversiones, motor de la deseada industrialización, y referente de la transición energética.

No obstante, destacaron varios ámbitos en los que es necesario trabajar para lograr las inversiones que son necesarias y aprovechar las oportunidades: la simplificación y agilización de proyectos, la aceleración del *permitting*, alineamiento de oferta y demanda, despliegue de redes, la colaboración público- privada, y la aceptación social. En particular, subrayaron la necesidad de contar con marcos regulatorios y fiscales estables e incentivadores.

Para más información del evento: https://www.youtube.com/watch?v=9J3fKsILVwc&t=3924s.

Figura 8. Foto final con algunos de los ponentes, miembros del CECME y colaboradores

Visión Estratégica de la Energía en Portugal para 2030

Ana Luís de Sousa
Directora Ejecutiva. Associação Portuguesa da Energia

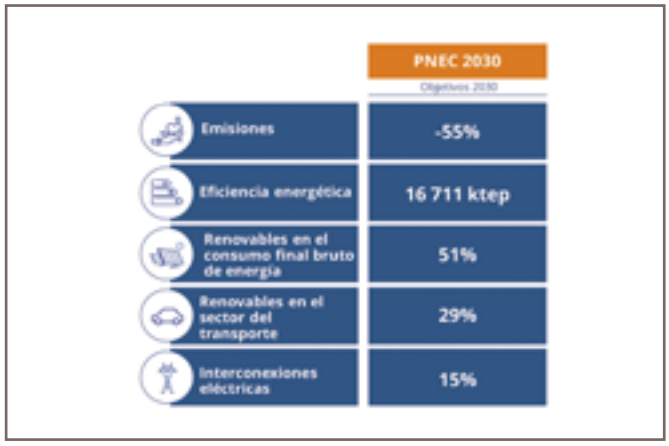
Introducción

Este artículo presenta la visión estratégica para 2030 del sector energético en Portugal, destacando aspectos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNEC 2030), muchos de los cuales coinciden con lo presentado por España en su Plan Nacional (PNIEC). Ambos países tienen la intención de alinear sus políticas energéticas y climáticas con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea para 2030.

PNEC 2030 presenta una estrategia detallada con ocho objetivos, 65 líneas de actuación y 297 medidas, todas ellas destinadas a impulsar la transición energética de Portugal. Los ocho objetivos del plan incluyen la descarbonización de la economía, la priorización de la eficiencia energética, el refuerzo de la apuesta por las energías renovables y la reducción de la dependencia energética del país, la garantía de la seguridad del suministro, la promoción de la movilidad sostenible, el fomento de la agricultura y la silvicultura sostenibles y de la captura de carbono, el desarrollo de una industria innovadora y competitiva y, por último, la garantía de una transición justa, equitativa, democrática y cohesionada.

PNEC 2030 es la brújula del proceso de descarbonización de la energía y promoción de la sostenibilidad, con la que Portugal prioriza la eficiencia energética y el uso de vectores energéticos basados en energías renovables - electricidad, biometano e hidrógeno y combustibles renovables de origen no biológico.

Figura 1. Objetivos nacionales de Portugal para 2030



Los grandes objetivos

El Plan establece como objetivo una reducción del 55% de las emisiones para 2030, en comparación con los niveles de 2005, y una cuota del 51% de energías renovables en el consumo final bruto de energía.

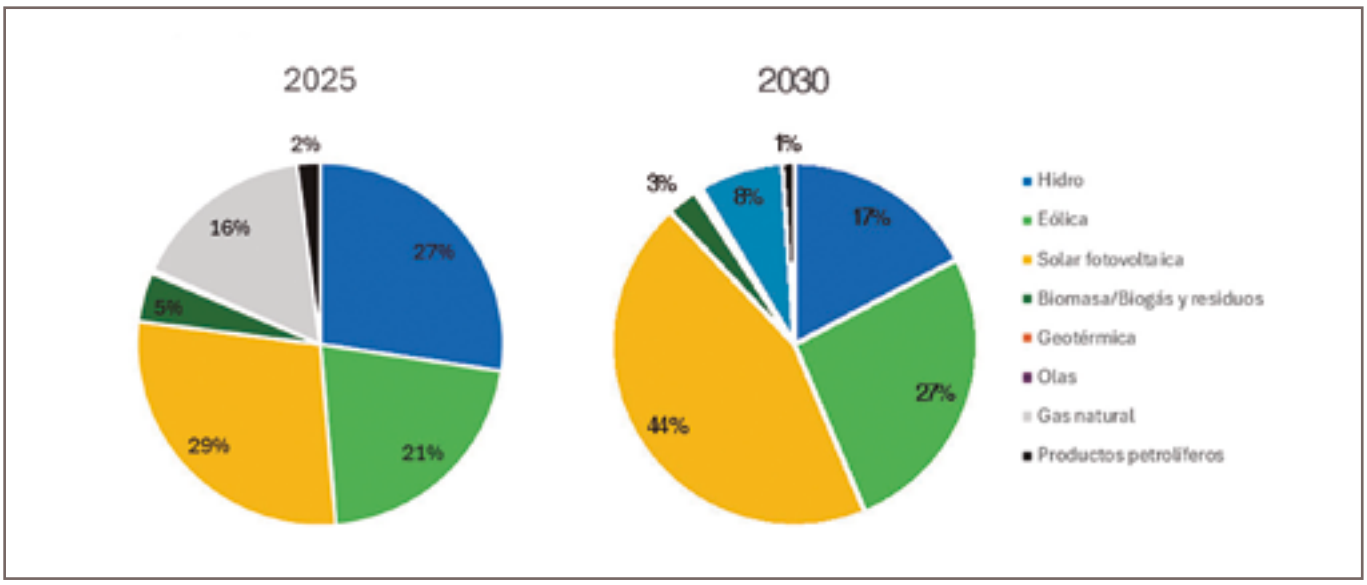
La electrificación, basada en fuentes primarias renovables, tendrá un papel muy importante en este proceso. A finales de 2023, según cifras oficiales publicadas por la DGEG (Dirección General de Energía y Geología), la capacidad total instalada de centrales eléctricas era de 24,6 GW. A finales de 2025, el objetivo es disponer de 30 GW y, en 2030, de 47 GW, lo que corresponde a un aumento medio de la capacidad instalada de unos 3,4 GW/año. Más concretamente, se espera que la capacidad de producción de electricidad a partir de energía solar aumente de 8,4 GW a 20,8 GW (en torno a un 70% centralizada y un 30% descentralizada), la eólica terrestre de 6,3 GW a 10,4 GW y la eólica marina de 0,03 GW a 2 GW entre 2025 y 2030.

Portugal consume actualmente unos 50 TWh de electricidad al año. En el escenario de industrialización de Portugal, que implica la creación de industrias relacionadas con el hidrógeno renovable y toda su cadena de valor, fábricas de baterías y centros de datos, entre otros, se espera que el orden de magnitud del consumo anual de electricidad aumente hasta los 90 TWh en 2030. Como se puede ver en la Figura 2, se espera que la energía solar y eólica desempeñen un papel importante, ya que son las tecnologías que tendrán la mayor capacidad instalada.

Según datos de REN - Redes Energéticas Nacionais (TSO), Portugal tiene actualmente un consumo punta de energía eléctrica de unos 9,5 GW y una demanda mínima de unos 5 GW. Esto significa que actualmente tiene 2,6 veces más potencia instalada para la producción de electricidad que la potencia máxima asociada al consumo.

Esta diferencia se debe a que no todas las tecnologías son despachables y no todos los equipos de generación de electricidad se utilizan al mismo tiempo. Por ejemplo, considerando los datos históricos de producción de un año medio, la utilización efectiva de la potencia instalada, también conocida como factor de capacidad, para la hidráulica es del 22%, para la eólica del 26% y para la fotovoltaica del 16%.

Figura 2. Potencia instalada para la producción de electricidad por tipo (%), para 2025 y 2030, en Portugal



Dada la variabilidad de las fuentes de energía renovables como la solar y la eólica, la diversificación de la matriz energética es esencial para garantizar la estabilidad del sistema. Teniendo en cuenta el factor de capacidad mencionado, obtenemos que la generación de electricidad en 2030 a partir de fuentes solares será igual a 29 TWh/año, en el caso de la eólica, 28 TWh/año y en el de la hidráulica, 16 TWh/año. En este caso, la electricidad de origen solar y eólico representará el 34% y el 33% respectivamente de toda la electricidad producida en Portugal. La ampliación de la capacidad de almacenamiento es crucial para compensar las fluctuaciones de la producción, permitiendo que la electricidad almacenada satisfaga la demanda en periodos de menor producción eléctrica y absorba el exceso de producción cuando la demanda es menor.

Portugal y España prevén aumentos sustanciales de la capacidad de producción de electricidad a partir de fuentes renovables. Si sumamos el aumento de capacidad renovable a instalar previsto en el PNEC 2030 a la capacidad prevista en el PNIEC 2030 de España, es de esperar un aumento de la producción renovable, dada la gran simultaneidad meteorológica entre ambos países. Si el exceso de producción de electricidad renovable en la Península Ibérica se exportara a Centroeuropa, dispondríamos de una importante capacidad de exportación. Aunque se espera que la capacidad de interconexión entre España y Francia aumente, actualmente es muy pequeña. Según el Informe de Seguimiento de la Seguridad de Suministro del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2040 (RMSA 2024), publicado en Portugal, en 2023 había una capacidad comercial de interconexión media de unos 2159 MW de España a Francia y de unos 2449 MW de Francia a España (Figura 3). Si la capacidad de interconexión no aumenta lo suficiente, la Península Ibérica tendrá que disponer de una capacidad de almacenamiento muy considerable.

Figura 3. Mapa de interconexiones transfronterizas de energía eléctrica en la Península Ibérica (2023)

Fuente: RMSA 2024.

PNEC contempla también el almacenamiento de energía, con la instalación prevista de 2 GW de baterías hasta 2030. También prevé que la capacidad de bombeo instalada, que actualmente es de 3,7 GW, aumente a 3,9 GW y la capacidad instalada de producción de hidrógeno sea de 3,0 GW.

El PNEC y el trilema energético

Para garantizar una transición energética eficaz y sostenible, es esencial invertir en el desarrollo de infraestructuras, redes y equipos, pero también en la formación de mano de obra cualificada capaz de responder a las crecientes exigencias de aumento de la capacidad de producción y de integración de las nuevas tecnologías.

Además de cumplir los objetivos climáticos de la Unión Europea, ambos planes nacionales reflejan también el planteamiento de alinear sus políticas energéticas con los principios fundamentales del Trilema Energético, concepto desarrollado por el Consejo Mundial de la Energía. El Trilema, que considera los parámetros de seguridad energética, asequibilidad y sostenibilidad medioambiental, contribuye a garantizar el equilibrio deseable entre estos tres ejes.

La seguridad energética se refleja en el aumento de la capacidad instalada de energías renovables y la consiguiente reducción de la dependencia exterior. En Portugal, uno de los compromisos más significativos es el aumento de la capacidad instalada de energías renovables, especialmente de energía solar, que se espera que alcance los 20,8 GW en 2030, como ya se ha mencionado. Este crecimiento acelerado tiene como objetivo, sobre todo, satisfacer el aumento

previsto de la demanda energética asociada a las nuevas industrias verdes, como la producción de hidrógeno renovable y toda su cadena de valor, así como los nuevos centros de datos. También destaca la intención de aumentar la instalación de energía eólica marina (2 GW en 2030), cuyo desarrollo podría traer nuevas inversiones, generar empleo e impulsar la innovación tecnológica en el sector energético, a pesar de los retos inherentes.

El elevado ritmo de desarrollo previsto implica la necesidad de combinar los aumentos de capacidad, la puesta en marcha de los proyectos de gran consumo anunciados y el refuerzo y construcción de nuevas redes eléctricas, jugando la regulación un papel clave en este ámbito para prevenir incrementos no deseados de las tarifas de acceso a la red.

Para adaptar el sistema energético a este aumento de la capacidad eléctrica instalada, es necesario aumentar las interconexiones. En este sentido, la cooperación entre Portugal y España será esencial, garantizando una mayor seguridad y resiliencia en el suministro energético de la Península Ibérica. El Plan prevé el crecimiento del almacenamiento de energía a través de baterías y sistemas de bombeo de agua, que en conjunto deberán representar el equivalente al 13% de la capacidad total de generación eléctrica instalada en Portugal hasta 2030. Estas inversiones son esenciales para garantizar la flexibilidad del sistema, permitiendo equilibrar la producción y el consumo de energía, incluso frente a la variabilidad inherente a las fuentes renovables. Además de lo anterior, es necesario preparar las infraestructuras de gas para el futuro transporte de gases renovables y aumentar su capacidad de almacenamiento.

El otro eje del Trilema, la equidad en el acceso a la energía refleja el compromiso de garantizar que la energía esté disponible para todos los ciudadanos de forma justa y a precios asequibles. En el Plan, este principio se aborda mediante estrategias dirigidas a mejorar la eficiencia energética de los edificios, descentralizar la producción de energía, adaptar las redes de gas y diversificar las soluciones tecnológicas. La renovación de edificios o la sustitución de equipos domésticos, con el apoyo de incentivos gubernamentales, representa una importante oportunidad para reducir el consumo de energía y aliviar la carga financiera de las facturas energéticas. La descentralización de la producción de energía, que debería representar en torno al 30% de la capacidad de energía solar instalada en 2030, es otra de las estrategias del Plan, con el objetivo de promover una mayor democratización del acceso a la energía. La expansión del autoconsumo permite que más consumidores se conviertan en productores de energía, reduciendo la dependencia de las redes centralizadas y permitiendo un reparto más equitativo de los beneficios energéticos.

La sostenibilidad medioambiental, tercer eje del Trilema, está vinculada a los esfuerzos por reducir las emisiones en todos los sectores, siendo algunas áreas de la industria y el transporte las más difíciles de descarbonizar.

Aunque este artículo se centra en la electricidad, es importante señalar la necesidad de tener en cuenta que determinadas aplicaciones de los combustibles fósiles no pueden sustituirse eficazmente por la electricidad. En el sector industrial, la optimización de los procesos de producción y la adopción de tecnologías limpias son fundamentales, mientras que los procesos de alta temperatura siguen requiriendo un alto nivel de exigencia; y en el sector del transporte, la movilidad eléctrica tiene una amplia aplicación en vehículos ligeros, pero necesita combinarse con el uso de hidrógeno renovable, biocombustibles y combustibles sintéticos, especialmente en el transporte pesado y la aviación. El PNEC prevé que la cuota de energías renovables en el sector del transporte alcance el 29% en 2030. El hidrógeno desempeñará un papel clave en la industria y el transporte, y el PNEC revisado prevé que la capacidad de producción de hidrógeno verde alcance los 3,0 GW en 2030.

La nueva línea de acción «Promover y explotar el potencial nacional en recursos minerales para la transición energética», incluida en el Plan, destaca con un conjunto de medidas para impulsar el desarrollo de este sector en Portugal. Debe prestarse especial atención a la necesidad de una adecuada clarificación del proyecto, a las garantías medioambientales y a las medidas compensatorias, para que sea aceptado por la población local.

En general, el PNEC demuestra una clara intención de conducir a Portugal hacia un futuro energético más sostenible

y resiliente, en línea con los objetivos climáticos internacionales. Hay que destacar la preocupación por mantener un equilibrio entre la seguridad energética, el acceso equitativo a la energía y la sostenibilidad medioambiental para lograr un desarrollo social y económico justo.

Para que el plan tenga éxito, será necesaria una fuerte cooperación entre todos los actores, y también bilateral, entre Portugal y España, así como un fuerte compromiso con la innovación y la adaptación continua del sistema energético a las nuevas demandas.

¿Pasamos del diagnóstico a la acción?

Antonio Sánchez-Covisa
Socio responsable del sector de Infraestructuras de Deloitte
Eduardo Sánchez Campos
Socio responsable del sector de Fabricación de Deloitte
Oliverio Álvarez Alonso
Socio responsable de la división de Energy, Resources & Industrials de Deloitte

Hace unos meses, en estas mismas páginas analizábamos el inicio de la nueva legislatura europea y sus prioridades[1]. Hoy ya conocemos los primeros desarrollos y, como anticipábamos -no era difícil-, la industria, las infraestructuras y la energía están adquiriendo un papel protagonista.

A finales de enero de este año se hacía publica la denominada "Brújula para la Competitividad"[2], la primera gran iniciativa de la nueva Comisión Europea (CE). Esta comunicación pretende establecer la hoja de ruta para implementar las principales recomendaciones del Informe Draghi[3] durante esta legislatura. Básicamente se trataba de convertir un informe externo, el citado Informe Draghi, en un texto propio de las instituciones europeas. Complementariamente, en estas primeras semanas del año también conocimos otros dos importantes documentos de carácter general: el "Informe anual de la Comisión Europea sobre el Mercado Único y la competitividad 2025" y el "Programa de trabajo de la Comisión Europea para 2025". Son tres documentos importantes, pero no dejan de ser análisis, planes y anuncios, el desarrollo legislativo deberá producirse posteriormente.

Tras ellos, han ido llegando otros documentos, algunos de carácter legislativo y otros no legislativo, que nos permiten visionar hacía dónde pretende transitar esta nueva Comisión. Repasemos a continuación, de forma breve, el contenido de algunos de los principales, prestando especial atención a los aspectos relacionados con la industria, las infraestructuras y la energía.

El contexto general: informes, brújulas y programas de trabajo

El "Informe anual de la Comisión Europea sobre el Mercado Único y la competitividad 2025", antes citado, proporciona, a

[1] Véase Álvarez, O. (2024), "¿Un cambio de rumbo en la hoja de ruta europea? ¿es posible?". Cuadernos de Energía, 77, 11-19. Club Español de la Energía.

[2] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones "*A Competitiveness Compass for the EU*". COM (2025) 30 final.

[3] *"The future of European competitiveness".*

través del análisis de 22 indicadores clave, el contexto analítico necesario para entender las fortalezas y retos de la economía de la Unión Europea (UE).

Comencemos poniendo en valor las fortalezas europeas. Es importante recordar que la UE es el primer exportador mundial de servicios y el segundo mayor exportador de bienes.

También debemos recordar el enorme activo que supone disponer de un Mercado Único que, aunque incompleto, alberga a 450 millones de consumidores y 23 millones de empresas.

Si nos centramos en los retos, debemos señalar que la competitividad europea se ve amenazada por los elevados costes energéticos, las dependencias estratégicas, las barreras regulatorias, la limitada innovación y la sobrecapacidad de producción existente en otras regiones.

Particularmente, en el ámbito energético, los aumentos de los precios energéticos han afectado a los grandes consumidores industriales europeos, dañando principalmente a sectores como el del acero, el cemento, el vidrio, el papel y los productos químicos. A pesar de las bajadas producidas, los precios energéticos continúan siendo más altos[4] que en otros bloques económicos. Respecto a los diferentes vectores energéticos, la economía europea sigue dependiendo de los combustibles fósiles, que representan, aproximadamente, dos tercios del consumo energético. La participación de las energías renovables alcanza un 24,5% y la energía nuclear supone alrededor de un 12%. Respecto a la electrificación de la economía, sigue estancada alrededor del 20% desde el año 2000 y la diferencia de precios entre los combustibles fósiles y las energías renovables no incentiva[5] el cambio de vector energético.

El mismo día que se presentó ese informe, también se hizo pública la "Brújula para la Competitividad". Esta hoja de ruta plantea medidas en tres ámbitos principales: innovación; descarbonización y competitividad; y reducción de dependencias y aumento de la seguridad. Repasemos, de forma breve, lo que se propone para estos tres ámbitos. Vamos a tratar de resumirlo en un titular y dos conjuntos de actuaciones para cada uno de ellos.

En el ámbito de la innovación, el titular podría ser: "necesitamos cerrar urgentemente la brecha de innovación con otros bloques mundiales". Para lograrlo se plantean dos medidas principales:

1.Generar un entorno que favorezca el crecimiento[6] de las *"startups"* innovadoras y la adopción de nuevas tecnologías.

2. Acelerar el desarrollo industrial[7] en sectores de alto crecimiento basados en tecnologías avanzadas.

En el ámbito de la descarbonización y la competitividad se plantea una hoja de ruta conjunta y se identifica como reto clave el lograr una energía limpia y asequible. El mensaje es claro, "mantenemos los objetivos de descarbonización, pero condicionados a la competitividad industrial". Para lograrlo se anuncia un *"Action Plan on Affordable Energy"*, al que luego prestaremos especial atención. También se pone el foco en la industria anunciando dos conjuntos de actuaciones:

1. Un Pacto por una Industria Limpia (*"Clean Industrial Deal"*), para impulsar la competitividad, especialmente de las industrias con gran consumo de energía y el sector de las tecnologías limpias. Este Pacto se completará con un conjunto de planes de acción para sectores[8] como el acero, los metales, el automóvil y los productos químicos.

[4] En media, los precios eléctricos son 3 veces más altos que en Estados Unidos y los del gas natural entre 4 y 5 veces más altos. En relación con estos datos resulta importante señalar que son medias europeas y existen diferencias importantes en el precio que deben soportar los consumidores en los diferentes países.

[5] A futuro, la CE entiende que los límites más estrictos a las emisiones, el incremento del precio de los derechos de emisión y la nueva fiscalidad energética acelerarán el proceso de electrificación de la economía.

[6] Principalmente mediante una estrategia de la UE para *"startups"* y *"scale-ups"*, dirigida a eliminar los obstáculos que impiden el crecimiento de nuevas empresas, y una propuesta de un vigésimo octavo régimen jurídico, para simplificar las normas aplicables en áreas como el derecho mercantil, la insolvencia, la fiscalidad y el derecho laboral.

[7] Con iniciativas como "Gigafactorías de IA" y "Aplicar IA", para impulsar el desarrollo y la adopción industrial de la inteligencia artificial en sectores estratégicos, y planes de acción en materiales avanzados, computación cuántica, biotecnología, robótica y tecnologías espaciales.

[8] Estos sectores son especialmente vulnerables en el contexto de la transición energética.

2. Una Ley de Aceleración de la Descarbonización Industrial, que pretende agilizar y simplificar la tramitación administrativa en los sectores industriales en transición.

Por último, en el ámbito de la reducción de dependencias y el aumento de la seguridad, ante un entorno de creciente proteccionismo y fragmentación del comercio internacional, el titular sería: "apostamos por el concepto de autonomía estratégica abierta[9]". La idea es cooperar multilateralmente en lo que podamos, y actuar de manera autónoma en lo que sea necesario. Para hacerlo, se proponen dos líneas de acción fundamentales:

1. La revisión de las normas de contratación pública, permitiendo la introducción de una preferencia europea en la contratación en sectores y tecnologías críticas.

2. Apostar por asociaciones con socios internacionales fiables para asegurar el suministro de materias primas, energía y tecnologías limpias.

Para reforzar esos tres pilares, la "Brújula para la Competitividad" identifica cinco facilitadores que, si se despliegan completamente, mejorarán la competitividad de todos los sectores. Estos facilitadores son: la simplificación administrativa; la eliminación de barreras en el Mercado Único; la mejora del mercado de capitales europeo; la mejora del mercado laboral; y una mayor coordinación de las políticas europeas y nacionales.

A mediados de febrero, también conocimos el "Programa de trabajo de la Comisión Europea para 2025", con las prioridades políticas y legislativas para el primer año del nuevo Colegio de Comisarios.

En el ámbito legislativo, se anuncian un conjunto de paquetes normativos para reducir y simplificar las cargas administrativas (son los denominados paquetes "ómnibus") y la revisión de las normas de reporte sobre sostenibilidad. Adicionalmente, en este ámbito, se realizará la revisión de la Política Agraria Común (PAC) para reducir la burocracia y simplificar procedimientos para agricultores y administraciones nacionales. Son muy interesantes también los anuncios relativos a la Ley de Aceleración de la Descarbonización Industrial (prevista para el cuarto trimestre el año), la revisión de la regulación REACH[10] (también prevista para final de año), la reforma de la Ley Europea del Clima (prevista para el primer trimestre del año), las propuestas para el Marco Financiero Plurianual posterior a 2027 (prevista para el tercer trimestre del año) y otras normativas en ámbitos tan importantes como el digital, el aeroespacial, el de los medicamentos o el financiero.

En el ámbito no legislativo, destaca el anuncio de diversas estrategias y hojas de ruta relacionadas con la economía[11], la industria, la competitividad, el empleo[12], la tecnología[13], la defensa y seguridad[14] y diversas reformas institucionales[15]. En el contexto que nos ocupa en esta publicación, son especialmente relevantes las relativas al denominado *"Action Plan on Affordable Energy"* y el *"Clean Industrial Deal"* (que ya conocemos).

La verdad es que abruma la cantidad de iniciativas, más de cincuenta, contenidas en el programa para este año de la Comisión Europea. Creemos que muchos coincidimos en los diagnósticos efectuados y en la necesidad de tener estrategias claras, ahora lo importante es acelerar la implementación de las principales medidas acordadas.

[9] La autonomía estratégica abierta es un concepto que busca fortalecer la autosuficiencia e independencia de Europa en áreas críticas, a la vez que se mantiene abierta al comercio y la cooperación globales. Resulta importante recordar que la Unión Europea cuenta con la red de acuerdos comerciales más extensa y de mayor crecimiento en el mundo, abarcando 76 países que representan casi la mitad de su comercio. También que su Mercado Único es uno de sus mayores activos.

[10] Acrónimo de Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de sustancias y mezclas químicas. Tiene como objetivo principal mejorar la protección para la salud humana y el medio ambiente frente al riesgo que puede implicar la fabricación, comercialización y uso de las sustancias y mezclas químicas.

[11] Estrategia para la Bioeconomía, Visión para la Agricultura y los Alimentos, Pacto para el Océano, Unión Financiera y de los Ahorros, entre otras.

[12] Hoja de Ruta para los Empleos de Calidad y *"Union of Skills"*, entre otras.

[13] *"AI Continent Action Plan"*, Estrategia Europea de Cuántica, y Espacio Europeo de Datos, entre otras.

[14] Libro Blanco sobre el Futuro de la Defensa Europea, Nueva Estrategia de Seguridad Interior, Planes sobre Ciberseguridad, Estrategia sobre Migración y Asilo, y Estrategia Europea de Retornos, entre otras.

[15] Evaluación del impacto normativo de la ampliación de la Unión, el Escudo para la Democracia Europea, la estrategia para el Mercado Único y la revisión del Acuerdo Marco con el Parlamento.

El *"Clean Industrial Deal"*

El Pacto por una Industria Limpia (*"Clean Industrial Deal"*), presentado a finales de febrero, es una iniciativa que tiene como objetivo acelerar la descarbonización de la industria europea, mejorar la competitividad global y garantizar una transición justa hacia una economía limpia.

Esta iniciativa se centra en dos sectores: las industrias con gran consumo de energía y el sector de las tecnologías limpias.

El Pacto considera que las industrias con un gran consumo de energía requieren un apoyo urgente para descarbonizarse y electrificarse, dado que sufren altos costes energéticos, una competencia global injusta y una excesiva carga administrativa, que perjudica gravemente su competitividad.

Por otra parte, el Pacto considera que el sector de las tecnologías limpias, incluyendo las asociadas a la circularidad de la economía, es fundamental para la competitividad, el crecimiento futuro y la mejora de la seguridad en Europa.

El Pacto identifica seis impulsores clave que deben ser adecuadamente considerados: (i) disponer de una energía asequible; (ii) fomentar mercados de tecnología limpia mediante criterios de sostenibilidad; (iii) desarrollar mecanismos para apoyar la financiación de la transición limpia; (iv) mejorar la circularidad y el acceso a materiales críticos; (v) impulsar asociaciones internacionales para asegurar el acceso a mercados globales; y (vi) mejorar las habilidades laborales.

La Comisión considera que una energía asequible es clave para la competitividad. Para lograrlo plantea diversas medidas para acelerar el desarrollo de energías limpias (con un objetivo de instalar 100 GW de capacidad renovable cada año hasta 2030), impulsar la electrificación (pasando del 21,3% actual al 32% en 2030), completar el mercado energético interior europeo con interconexiones físicas, promover la eficiencia y reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados. También plantea algunas medidas para hacer que los acuerdos de compra de energía a plazo sean más atractivos para los usuarios industriales.

Para fomentar los mercados de tecnología limpia, la Comisión plantea aumentar la demanda de productos limpios fabricados en la UE, introduciendo criterios de sostenibilidad, de resiliencia y de fabricación europea en las contrataciones públicas y privadas. Mediante la revisión del marco de contratación pública en 2026, la Comisión introducirá estos criterios en las contrataciones públicas para sectores estratégicos. Si se despliega con un alcance adecuado, esta medida podría ser un mecanismo de introducción del componente de fabricación local similar a los planteados en otros grandes mercados internacionales (Estados Unidos, China, etc.).

Adicionalmente, también se plantea la mejora del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM[16]), especialmente para corregir algunas ineficiencias respecto a la actividad exportadora de la industria europea, y la puesta en marcha de una etiqueta voluntaria de intensidad de carbono para los productos industriales, empezando por el acero en 2025 y continuando con el cemento. El instrumento para lograr todos estos objetivos será la futura Ley de Aceleración de la Descarbonización Industrial.

En relación con las inversiones necesarias para afrontar la transformación de la industria, el *"Clean Industrial Deal"* impulsará un programa de más de 100.000 millones de euros, reforzando el Fondo de Innovación y con un nuevo Banco de Descarbonización Industrial[17]. También se realizará una reforma del Reglamento InvestEU para aumentar la capacidad de asunción de riesgos. Con esta reforma se podrían movilizar hasta 50.000 millones de euros adicionales en inversiones públicas y privadas, en áreas como las tecnologías limpias, la movilidad limpia y la reducción de residuos. Son importes relevantes[18] pero las inversiones necesarias son muy superiores[19], por lo que se precisarán fuentes de financiación adicionales, tanto públicas de los Estados miembros como privadas. En este sentido, el Plan prevé adoptar un

[16] Siglas de *"Carbon Border Adjustment Mechanism"*.

[17] Inspirado en el Banco Europeo del Hidrógeno.

nuevo marco de ayudas de estado que permita una aprobación más rápida y simplificada de programas de apoyo industrial. Flexibilizar el marco de ayudas de estado permitirá la aportación de fondos nacionales complementarios. El riesgo evidente es que se puedan producir asimetrías por la distinta capacidad presupuestaria de los diferentes países europeos.

En el ámbito de la mejora de la circularidad y el acceso a materiales críticos, se identifica una alta dependencia de la industria de la UE de materias primas importadas. Para hacer frente a este reto se plantea organizar compras conjuntas (a través de un Centro de Materias Primas Críticas de la UE) y una nueva Ley de Economía Circular, que aumente la tasa de uso de materiales circulares del 11,8% actual al 24% en 2030.

Estas medidas se verán complementadas con el impulso a asociaciones internacionales, mutuamente beneficiosas y con socios fiables, para asegurar el acceso a los mercados globales.

Por último, la Comisión también señala que es preciso mejorar la cualificación de la fuerza laboral europea y para hacer frente al reto de la transformación de la industria europea. Para hacerlo plantea una Unión de Capacidades (*"Union of Skills"*) que invierta en los trabajadores, desarrolle capacidades y cree empleos de calidad.

El *"Clean Industrial Deal"* se está complementando con un conjunto de estrategias y planes de acción específicos para distintos sectores, como los del automóvil, el acero y los metales, o la industria química.

El *"Clean Industrial Deal"* es un programa ambicioso que pretende proporcionar una respuesta integral a los retos que afronta la industria europea en un contexto geopolítico muy complejo. Mediante actuaciones coordinadas en áreas clave como la energía, la financiación, los recursos y las habilidades laborales, la Comisión Europea busca posicionar a Europa como líder en la economía verde. La "música" suena bien, y medidas como la mejora del CBAM o los requerimientos de componente local en la fabricación pueden tener efectos importantes, pero el problema es que el Pacto descansa, principalmente, en la capacidad de los Estados miembros para apoyar a sus sectores industriales. Si no se realiza de una forma coordinada, existe un riesgo relevante de producir distorsiones en la capacidad competitiva de la industria en los diferentes países europeos. Este riesgo es todavía mayor considerando la presión presupuestaria adicional que otros retos, como los relacionados con la defensa y seguridad[20], están suponiendo.

¿Es posible una energía asequible en este contexto?

Como hemos comentado anteriormente, existe un consenso bastante generalizado entre las instituciones, los expertos y los *"think tanks"* europeos en que el acceso a una energía limpia, segura y asequible es clave para la competitividad y el bienestar[21] europeo.

Para tratar de lograrlo, la Comisión Europea ha planteado **un** Plan de Acción para una Energía Asequible (*"Action Plan on Affordable Energy"*). Este Plan contiene un conjunto de medidas para reducir los costes energéticos[22] , completar la Unión Energética[23], atraer inversiones y mejorar la preparación ante posibles crisis energéticas a futuro. Veamos de forma resumida, a continuación, estas medidas.

[18] Estos instrumentos se dotarán con los fondos disponibles en el Fondo de Innovación, los ingresos adicionales resultantes de partes del sistema europeo de comercio de derechos de emisión (ETS) y mediante la revisión del instrumento InvestEU.

[19] Será necesario evaluar la necesidad de adoptar instrumentos complementarios de carácter nacional (fondos de descarbonización y competitividad industrial, esquemas de contratos por diferencia de carbono, etc.).

[20] El Plan *ReArm Europe/Readiness 2030 h*abla de un gasto de alrededor de 800.000 millones de euros.

[21] De acuerdo con las estimaciones de la CE, más de 46 millones de europeos sufren pobreza energética.

[22] El Plan estima un ahorro general de 45.000 millones de euros en 2025, que aumentará progresivamente hasta alcanzar los 130.000 millones de euros de ahorro anual en 2030 y los 260.000 millones de euros en 2040, lo que supone, aproximadamente, el 1,2% del PIB de la UE.

[23] El Plan estima que un mercado energético europeo completamente integrado generaría unos beneficios de hasta 40.000 millones de euros anuales para 2030. Según el Plan, los ciudadanos europeos podrían beneficiarse de ahorros de 5.000 millones de euros al año con inversiones anuales de 2.000 millones de euros en interconexiones.

Las propuestas asociadas a la reducción de costes energéticos se centran en la electricidad, el gas natural y el fomento de la eficiencia energética.

En el caso de la electricidad se plantean, principalmente, políticas para acelerar la electrificación de la economía (mediante incentivos fiscales), para aumentar la producción de energía eléctrica renovable (reduciendo los tiempos de tramitación administrativa[24] de las instalaciones de generación y las redes), para reducir la carga impositiva (con menores impuestos y gravámenes) y para eliminar de la factura eléctrica conceptos ajenos al coste del suministro. En relación con estos últimos puntos, es preciso recordar que aspectos como la fiscalidad y la estructura tarifaria son competencias de los Estados miembros y que todavía no se ha completado la revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía.

El Plan también plantea la promoción de la contratación a largo plazo y medidas para asignar valor a la flexibilidad de la demanda[25].

Si hablamos de coste de la energía para un consumidor (especialmente para un consumidor industrial) es importante recordar que, además del precio de la energía en el mercado mayorista, otros elementos como los peajes de acceso a la red, los cargos, los impuestos, el coste de los servicios de ajuste, los descuentos por la prestación de servicios al sistema de la demanda y las compensaciones al CO_2 indirecto juegan un papel clave en el precio final. Además, para un consumidor industrial, contratar un porcentaje importante de su consumo a largo plazo supone un reto importante, especialmente si no es una práctica generalizada en su sector (por el riesgo que supone adoptar una estructura de costes distinta al resto de competidores en el mercado) y por la dificultad de estimar su consumo a largo plazo, donde aspectos como los volúmenes de producción necesarios, en función de la situación del mercado, o las paradas por diversas causas pueden afectar de forma relevante a su demanda de energía.

En este ámbito, la Comisión tratará de reducir los obstáculos para que las industrias intensivas en consumo energético celebren contratos de suministro a largo plazo, apoyando los regímenes nacionales e introduciendo herramientas de reducción de riesgos. Para lograrlo, la Comisión y el Banco Europeo de Inversiones pondrán en marcha un programa piloto de acuerdos corporativos de compra de electricidad y proporcionarán asesoramiento a los Estados miembros para que puedan combinar este tipo de contratos y los contratos por diferencias.

En el caso del gas natural, la apuesta es por una mayor coordinación en las compras a productores externos a la Unión Europea para tratar de conseguir mejores precios en las importaciones. Se propone la creación de un grupo de trabajo sobre el mercado del gas (un *"Gas Market Task Force"*) y medidas para mejorar la protección de los compradores contra la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles.

En relación con los mercados del gas natural, para entender el contexto actual, resulta especialmente relevante el retraso producido en el anuncio de la estrategia[26] europea para finalizar las importaciones energéticas de Rusia[27]. En un contexto donde Europa quiere mejorar su capacidad de negociación, el descartar completamente la posibilidad de importar energía de Rusia a futuro debilita las posiciones negociadoras frente a los otros suministradores internacionales (Estados Unidos, Qatar, Argelia, etc.).

En el ámbito de la eficiencia energética las actuaciones se centran en aumentar la oferta de soluciones financieras para productos de reducción del consumo energético y en favo-

[24] Son muy esclarecedoras de la situación actual en Europa las referencias de plazos que identifica la CE: entre 7 y 10 años para determinados proyectos eólicos, entre 8 y 10 para ciertos desarrollos relevantes en distribución eléctrica y hasta 17 años para algunos proyectos de transporte eléctrico.

[25] De acuerdo con las estimaciones de la CE, aumentando la flexibilidad del sistema mediante la implementación de almacenamiento y mecanismo de respuesta de la demanda se podrían obtener precios mayoristas de electricidad un 40% más bajos en promedio en la UE.

[26] *"Roadmap towards ending Russian energy imports"*.

[27] En unas recientes declaraciones, el comisario europeo de Energía y Vivienda, Dan Jørgensen, señalaba que las compras de gas ruso de la Unión Europea desde 2022 equivalen al precio de 2.400 nuevos cazas F-35 (modelo de caza de combate de última generación del fabricante estadounidense Lockheed Martin) para el Kremlin.

recer el acceso a equipos más eficientes y de mayor vida útil.

El Plan hace mención a la energía nuclear y señala que evaluará las prácticas de concesión de licencias para las nuevas tecnologías nucleares y que trabajará para que los pequeños reactores modulares sean comercialmente viables en Europa en los próximos años.

El Plan también apuesta por completar la Unión Energética Europea, integrando plenamente los mercados energéticos. En este sentido, la Comisión Europea considera que unos mercados energéticos más integrados, que funcionen bien y estén descarbonizados son la mejor protección contra la volatilidad de los precios. Para conseguir esta mayor integración las interconexiones resultan clave y el Plan identifica la necesidad de un mayor protagonismo de las instituciones europeas en su desarrollo.

Complementariamente a este Plan, ya comenzamos a conocer algunas de las estrategias y planes de acción para sectores específicos. Como es lógico, estos planes también contienen medidas relacionadas con la energía. Así, por ejemplo, en el Plan de Acción Europeo para el Acero y los Metales se proponen cuatro medidas principales relacionadas con el suministro energético: (i) reducción de costes energéticos mediante la optimización de cargos de red, impuestos y flexibilización de ayudas estatales, (ii) promoción de los acuerdos de compra de energía (PPAs[28]) y contratos por diferencias para asegurar precios estables de energía renovable, (iii) aceleración de la conexión a la red eléctrica y mejora del acceso al hidrógeno bajo en carbono para reducir la dependencia de combustibles fósiles y (iv) implementación de medidas de eficiencia energética, como la recuperación de calor residual en procesos industriales.

Como en el caso del *"Clean Industrial Deal"*, el *"Action Plan on Affordable Energy"* descansa, principalmente, en la voluntad y capacidad de los Estados miembros para implementar las medidas y recomendaciones planteadas en áreas como la estructura tarifaria del suministro energético (peajes, cargos, impuestos y otros conceptos). Nuevamente nos encontramos en un escenario donde existe un riesgo relevante de producir distorsiones entre los diferentes países.

Una nota final

Existe un elevado consenso entre instituciones, expertos y *"think tanks"* europeos en el diagnóstico y las medidas que debemos adoptar para mejorar la competitividad europea. Europa necesita una industria fuerte, unas infraestructuras adecuadas y una energía limpia, segura y asequible para seguir siendo uno de los mejores lugares del mundo para vivir.

Estamos empezando a conocer las estrategias europeas para afrontar los enormes retos de este momento. Entre ellas destacan el Pacto por una Industria Limpia (*"Clean Industrial Deal"*) y el Plan de Acción para una Energía Asequible (*"Action Plan on Affordable Energy"*), importantes documentos que conocimos a finales del mes de febrero.

Son documentos programáticos que van en la buena dirección, pero su alcance real solo se conocerá cuando se desarrollen las medidas concretas que plantean.

Se anuncian medidas importantes como las actuaciones para promover la demanda de productos europeos bajos en carbono, la mejora del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono, la flexibilización de los marcos de ayudas de estado, las actuaciones para reducir los costes energéticos o los diversos planes enfocados en sectores específicos. Muchas de estas medidas descansan en la voluntad y en la capacidad de los Estados miembros de la Unión Europea para su desarrollo. La voluntad política y el consenso serán claves para lograrlo y, además, para hacerlo sin generar distorsiones entre los diferentes países.

Necesitamos pasar urgentemente del diagnóstico a la acción, necesitamos convertir la ambición europea en actuaciones concretas. Los Estados miembros deben recoger el testigo de la Comisión Europea y, con un importante grado de colaboración público-privada, ponerse a la tarea. De nosotros depende.

[28] Siglas de *Power Purchase Agreements.*

El paquete legislativo europeo "*Fit for 55*" en perspectiva regulatoria

Dr. Vicente López-Ibor Mayor
Presidente de la European Federation of Energy Law (EFELA)
Dr. Ignacio Zamora Santa Brígida
Socio de López-Ibor Mayor Abogados

I. Introducción

El paquete "*Fit for 55*" representa uno de los hitos normativos más significativos en la recientemente armonizada política europea sobre energía y clima, estableciendo un marco regulador integral destinado a cumplir con los objetivos del Pacto Verde Europeo. Esta iniciativa incluye reformas a instrumentos normativos existentes y la introducción de nuevas medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 %, para 2030.

La adaptación de este paquete a nivel nacional exige de los Estados miembros, un esfuerzo significativo en términos de transposición legislativa y coordinación administrativa.

El presente artículo se centra en un análisis jurídico-regulatorio del paquete "*Fit for 55*", desglosando sus componentes fundamentales y evaluando su grado de transposición en España. Así, se analizan los avances regulatorios, los vacíos normativos aún existentes y las implicaciones que ello podría representar para el ordenamiento jurídico español.

II. En qué consiste el "*Fit for 55*"

El paquete legislativo "*Fit for 55*" de la Unión Europea constituye una de las iniciativas más ambiciosas y complejas del Derecho de la transición energética. Su origen radica en el compromiso asumido por la Unión Europea con el Acuerdo de París de 2015, donde las partes firmantes se comprometieron a limitar el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2 ºC respecto a los niveles preindustriales, con el objetivo adicional de intentar limitar dicho aumento a 1,5 ºC. En este contexto, la Unión Europea ha asumido un papel de liderazgo regulatorio, no sólo estableciendo metas vinculantes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino también diseñando un marco jurídico en materia energética y de sostenibilidad que está influyendo el tratamiento legislativo del cambio climático en otras regiones del mundo.

El "*Fit for 55*", presentado por la Comisión Europea en julio de 2021, representa una pieza clave del Pacto Verde Europeo, que busca transformar la economía europea en un mode-

lo sostenible, competitivo y neutro en carbono para el año 2050. En este sentido, se podría subrayar que con el "*Fit for 55*" se trata de vertebrar jurídicamente el Pacto Verde Europeo, cuya naturaleza es esencialmente política.

Así pues, pretende reducir en al menos un 55 % las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, en comparación con los niveles de 1990, sino que también introduce reformas estructurales en áreas esenciales como la energía, el transporte, la industria, la agricultura y la edificación.

Para lograr estos objetivos, el paquete combina medidas normativas vinculantes con incentivos económicos y programas de apoyo financiero que, en conjunto, tratan de transformar el modelo de producción y consumo en la Unión Europea.

La complejidad y el alcance del paquete "*Fit for 55*" se reflejan en su estructura jurídica, que incluye tanto reglamentos europeos como directivas. Mientras los primeros tienen aplicación directa en los Estados miembros, las directivas requieren una transposición al ordenamiento jurídico interno, lo que plantea como es habitual, en este tipo de actos jurídicos de derecho derivado europeo, importantes desafíos de armonización normativa y adaptación a las realidades nacionales. Este enfoque híbrido responde a la necesidad de combinar una acción coordinada a nivel europeo con la flexibilidad necesaria para abordar las particularidades de cada Estado miembro. Sin embargo, también plantea riesgos, como posibles disparidades en la implementación y la aparición de vacíos normativos que comprometan, en alguna medida, el cumplimiento de los objetivos globales.

La transposición y ejecución que España haga del "*Fit for 55*" será observada atentamente por las instituciones de la Unión Europea, puesto que somos una de las economías más relevantes de la Unión. Por un lado, contamos como país con ventajas significativas, como un notable potencial en el incremento de fuentes de origen renovable en nuestro *mix* energético, una posición estratégica en el Mediterráneo y un compromiso político manifiesto con la transición energética, plasmado formalmente mediante la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, así como con la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, entre otros instrumentos normativos y de planificación; pero, por otro lado, hemos de abordar retos considerables, como pueden ser la mejora en términos de eficiencia energética de nuestro parque inmobiliario, la elevada dependencia de combustibles fósiles en sectores estratégicos o la necesidad de gestionar de forma equilibrada el impacto socioeconómico de la transición.

III. Qué implica el "*Fit for 55*"

Desde una perspectiva jurídica, la implementación del "*Fit for 55*" en España implica una revisión integral del marco normativo interno, incluyendo la adaptación de leyes, reglamentos y políticas sectoriales. Este proceso implica no sólo garantizar la coherencia normativa con las disposiciones europeas, sino también abordar cuestiones fundamentales como la seguridad jurídica o la simplificación de los procedimientos administrativos, en el conjunto de esta decisión.

Además, es necesario reforzar la coordinación entre los diferentes niveles de gobierno -estatal, autonómico y local- y que se promueva una colaboración más intensa entre el sector público, el tejido empresarial y la sociedad civil.

Desde una perspectiva jurídica, el "*Fit for 55*" representa un cambio de paradigma en la forma en que se diseñan e implementan las políticas climáticas en la Unión Europea. Su carácter transversal y la interacción entre sus diversos instrumentos normativos plantean retos significativos para los Estados miembros, que deben adaptar sus marcos regulatorios internos para garantizar su cumplimiento.

Además, el paquete contiene elementos que interactúan con otros ámbitos de carácter transversal como el Derecho de la competencia, el comercio internacional, especialmente en lo referido al mecanismo de ajuste en frontera, que exige un análisis riguroso de sus posibles implicaciones legales.

En definitiva, el "*Fit for 55*" no es simplemente un conjunto de medidas legislativas, sino un proyecto regulatorio con vocación transformadora que busca sentar las bases para una economía europea sostenible y competitiva. Su éxito dependerá de la capacidad de los Estados miembros para transponer y/o aplicar sus disposiciones de manera efecti-

va, garantizando al mismo tiempo que los beneficios de la transición se distribuyan de forma equitativa entre la diversidad de actores implicados, en un marco temporal concreto, lo que incorpora un elemento material extraordinariamente exigente.

IV. Qué instrumentos normativos conforman el "*Fit for 55*"

El "*Fit for 55*" está conformado fundamentalmente, tanto por reglamentos, que tienen aplicabilidad directa, como por directivas, que requieren ser transpuestas al ordenamiento jurídico interno de los Estados miembros.

Los principales instrumentos normativos y de planificación aprobados en el marco del "*Fit for 55*" son los siguientes:

1. Clima

a. Revisión de la gobernanza climática

Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) nº 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

b. Revisión de la Directiva sobre comercio de derechos de emisión (EU ETS)

Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, que modifica la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión y la Decisión (UE) 2015/1814, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión.

c. Revisión de la reserva de estabilidad

Decisión (UE) 2023/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de abril de 2023 por la que se modifica la Decisión (UE) 2015/1814 en lo relativo a la cantidad de derechos de emisión que deben incorporarse a la reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión hasta 2030.

d. Creación de un mecanismo de ajuste en frontera sobre el carbono

Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono.

e. Creación de un Fondo Social para el Clima

Reglamento (UE) 2023/955 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Fondo Social para el Clima y se modifica el Reglamento (UE) 2021/1060.

f. Revisión del Reglamento sobre reparto del esfuerzo

Reglamento (UE) 2023/857 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de abril de 2023 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2018/842 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y el Reglamento (UE) 2018/1999.

g. Revisión del Reglamento sobre el uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y la silvicultura (LULUCF)

Reglamento (UE) 2023/839 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de abril de 2023 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2018/841 en lo que respecta al ámbito de aplicación, la simplificación de las normas de notificación y cumplimiento y el establecimiento de los objetivos de los Estados miembros para 2030, y el Reglamento (UE) 2018/1999 en lo que respecta a la mejora del seguimiento, la notificación, el seguimiento de los avances y la revisión.

h. Nueva Estrategia de la UE en favor de los Bosques para 2030
Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al

Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones "Nueva Estrategia de la UE en favor de los Bosques para 2030" SWD(2021) 651 final.

2. Energía

a. Revisión de la Directiva sobre el fomento de energías renovables (RED III)

Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo.

b. Revisión de la Directivas sobre eficiencia energética

Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativa a la eficiencia energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955 (versión refundida).

Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de abril de 2024, relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición).

c. Revisión de la Directiva sobre fiscalidad energética

Propuesta de Directiva (...) del Consejo por la que se reestructura el régimen de la Unión de imposición de los productos energéticos y de la electricidad (refundición).

3. Transporte

a. Fomento de los combustibles sostenibles en el sector aéreo

Reglamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, relativo a la garantía de unas condiciones de competencia equitativas para un transporte aéreo sostenible (*ReFuelEU Aviation*).

b. Fomento de los combustibles sostenibles en el sector marítimo

Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE.

c. Revisión de los objetivos de reducción de emisiones para turismos y vehículos comerciales ligeros

Reglamento (UE) 2023/851 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de abril de 2023 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/631 en lo que respecta al refuerzo de las normas de comportamiento en materia de emisiones de CO_2 de los turismos nuevos y de los vehículos comerciales ligeros nuevos, en consonancia con la mayor ambición climática de la Unión.

d. Nueva regulación de la infraestructura para combustibles alternativos

Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE.

Este diseño normativo refleja la creciente tendencia hacia una gobernanza energética y climática basada en la integración de políticas sectoriales y el uso de actos legislativos de aplicación directa; en concreto, los reglamentos europeos.

En relación con la Propuesta de Directiva en materia de fiscalidad, la única que aún no ha sido aprobada desde su presentación el 14 de julio de 2021, cabe indicar que, según el artículo 113 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), las decisiones relacionadas con la armonización fiscal indirecta (como el IVA o los impuestos especiales -entre otros, los energéticos-) requieren unanimidad en el Consejo. Esto implica que todos los Estados miembros deben estar de acuerdo, lo cual evidentemente supone una dificultad añadida al procedimiento legislativo.

V. Aspectos más destacables del "*Fit for 55*"

El marco regulatorio en materia de gobernanza climática ha sido objeto de una profunda revisión con la aprobación del

Reglamento (UE) 2021/1119, que establece jurídicamente el principio de neutralidad climática y refuerza los compromisos de reducción de emisiones mediante objetivos vinculantes a nivel europeo y nacional. Esta norma, subtitulada "Legislación europea sobre el clima", se complementa con la reforma del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (EU ETS), llevada a cabo a través de la Directiva (UE) 2023/959, que endurece los límites de emisión para los sectores ya sujetos al sistema y amplía su alcance a otros ámbitos. Paralelamente, la Decisión (UE) 2023/852 modifica el funcionamiento de la reserva de estabilidad del mercado de derechos de emisión, ajustando la cantidad de derechos que pueden ser retirados del mercado hasta 2030, con el fin de garantizar un precio del carbono suficientemente elevado para incentivar la descarbonización.

La creación del mecanismo de ajuste en frontera por carbono, introduce un sistema de aranceles climáticos sobre las importaciones de determinados productos procedentes de terceros países con estándares de emisiones menos exigentes que los de la Unión Europea. Su finalidad es evitar el fenómeno conocido como "fuga de carbono", que se produce cuando las industrias europeas deslocalizan su producción a países con normativas climáticas más laxas. Por ello, el Reglamento (UE) 2023/955 establece un Fondo Social para el Clima, cuyo objetivo es mitigar el impacto de la transición energética sobre los consumidores vulnerables, financiando medidas de apoyo a los hogares y pequeñas empresas, que puedan verse más afectadas por el incremento de costes derivados de la descarbonización.

En lo que respecta al reparto del esfuerzo en la reducción de emisiones entre los Estados miembros, el Reglamento (UE) 2023/857 refuerza los compromisos nacionales en sectores no cubiertos por el EU ETS, estableciendo objetivos más ambiciosos para el período 2021-2030. De manera paralela, el Reglamento (UE) 2023/839 revisa el marco normativo en materia de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (LULUCF), con el propósito de mejorar la contabilización de sumideros de carbono y garantizar la contribución del sector forestal a los objetivos climáticos de la Unión. En este contexto, la Comisión Europea ha presentado la Comunicación "Nueva Estrategia de la UE en favor de los Bosques para 2030", que, si bien no es un acto normativo con efectos jurídicos vinculantes, sirve para orientar las políticas de gestión forestal sostenible en la Unión.

El ámbito energético ha sido objeto de una importante revisión normativa, con especial énfasis en el fomento de las energías renovables y la eficiencia energética. La Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) actualiza la Directiva sobre energías renovables aprobada en 2018 (RED II), elevando los objetivos de penetración de fuentes limpias en el *mix* energético de los Estados miembros, y focaliza especialmente en la simplificación de los procedimientos administrativos para el desarrollo de proyectos de generación renovable. Por su parte, la nueva Directiva (UE) 2023/1791 en materia de eficiencia energética introduce objetivos más estrictos de reducción del consumo energético en los Estados miembros, mientras que la Directiva (UE) 2024/1275, centrada en la eficiencia energética de los edificios y refuerza las obligaciones relativas a la rehabilitación y descarbonización del parque inmobiliario europeo. En el ámbito fiscal, la Comisión presentó en 2021 una propuesta de Directiva para reformar el régimen de imposición de los productos energéticos y la electricidad, cuya tramitación se ha visto obstaculizada por el requisito de unanimidad en el Consejo, conforme al artículo 113 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Esta propuesta plantea una nueva estructura de tipos impositivos basada en el contenido energético de los productos, en lugar de tomar como principal referencia el volumen, como sucede actualmente con la tributación de la mayor parte de las "*commodities*" energéticas.

El sector del transporte también ha sido objeto de importantes reformas, en particular en lo que atañe a la promoción de combustibles sostenibles. El Reglamento (UE) 2023/2405 introduce el programa *ReFuelEU Aviation*, que obliga a los operadores aéreos a utilizar un porcentaje creciente de combustibles sostenibles en sus aeronaves, con el fin de reducir la huella de carbono del transporte aéreo. De manera análoga, el Reglamento (UE) 2023/1805 establece requisitos para la incorporación de combustibles renovables y de bajas emisiones en el transporte marítimo, con el objetivo de acelerar la transición energética de este sector. En el ámbito de la movilidad terrestre, el Reglamento (UE) 2023/851 refuerza

las normas sobre emisiones de carbono para turismos y vehículos comerciales ligeros, fijando un calendario más exigente de reducción de emisiones con vistas a la progresiva eliminación de los motores de combustión. Además, el Reglamento (UE) 2023/1804 establece un marco jurídico para la implantación de infraestructuras de combustibles alternativos en la Unión, derogando la anterior Directiva 2014/94/UE y estableciendo mediante un acto legislativo de aplicación directa nuevas obligaciones en materia de despliegue de estaciones de recarga eléctrica y suministro de hidrógeno.

Además, cabe señalar que la aplicación de ciertos instrumentos, como el mecanismo de ajuste en frontera por carbono o la reforma del sistema de comercio de derechos de emisión, plantea desafíos tanto en el plano jurídico como en el económico, especialmente en lo que respecta a su relación con las normas de la Organización Mundial del Comercio y a su impacto en la competitividad de las industrias europeas.

A pesar de estos retos, el "*Fit for 55*" representa un paso relevante hacia la consolidación de un marco regulatorio capaz de vehicular la transición en términos de éxito, reforzando el papel de la Unión Europea como líder global en la lucha contra el cambio climático y referencia en cuanto a innovación regulatoria se refiere, sin perjuicio del campo de mejora que puede aún explorarse en el ámbito de la simplificación administrativa, en línea con los objetivos marcados en la Comunicación "*A Competitiveness Compass for the EU*" publicada por la Comisión Europea el 29 de enero de 2025.

En concreto, la Comunicación sitúa como una de las tres prioridades para la legislatura que acaba de dar inicio el establecimiento de una hoja de ruta para la descarbonización y la competitividad que, entre otras medidas, contempla la aprobación de una "Ley de Aceleración de la Descarbonización Industrial" con la que se pretende agilizar la concesión de permisos en los sectores en transición.

VI. Asimilación regulatoria del "*Fit for 55*" en España

El cumplimiento de los ambiciosos objetivos europeos de reducción de emisiones para 2030 requiere una transformación regulatoria transversal que abarque múltiples sectores y niveles administrativos. En este contexto, nuestro ordenamiento interno debe adaptarse a lo establecido por las instituciones comunitarias, asegurando su coherencia con los instrumentos normativos existentes y enfrentando retos relacionados con la gestión de competencias, la simplificación administrativa y la gobernanza institucional; aspecto este último donde el proyecto legislativo para el restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía refleja la importancia que, desde la perspectiva institucional, merece la regulación y supervisión de los distintos subsectores energéticos -sector eléctrico, sector de los hidrocarburos líquidos, sector del gas natural y sector del hidrógeno y otros gases renovables- y sus mercados en el camino hacia la descarbonización y, en términos más amplios, el cambio de paradigma energético.

Desde el plano legislativo, el marco de referencia nacional para esta adaptación lo constituye la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, que establece los objetivos programáticos en materia climática, energética y de movilidad con el fin de materializar la transición en España. Esta norma, aunque ofrece una cierta base jurídica para la integración de algunas disposiciones recogidas en el "*Fit for 55*", se aprobó antes de la presentación del citado paquete europeo. Por ello, no es suficiente por sí sola para dar respuesta a los desafíos específicos planteados por las medidas incluidas en el "*Fit for 55*", lo que obliga al legislador español a emprender reformas adicionales en diversos ámbitos sectoriales.

Dicho lo cual, España debe incorporar a su ordenamiento jurídico aún buena parte de las disposiciones del "*Fit for 55*" que se encuentren recogidas en directivas, en la medida en que los reglamentos gozan de aplicabilidad directa.

La transposición del paquete legislativo "*Fit for 55*" en España supone un desafío normativo de gran magnitud; no sólo por la dimensión del mismo, pues como puede observarse en el anterior apartado está conformado por más de una decena de instrumentos normativos -la mayoría de una extensión notable-, también por el retraso en la transposición del "*Clean Energy Package*".

En noviembre de 2024 la Comisión Europea, en el marco de

un procedimiento de infracción, envió un dictamen motivado a las autoridades españolas por no haber transpuesto de forma completa la Directiva sobre fomento de energías renovables (RED II) aprobada el 11 de diciembre de 2018, cuya transposición debía haberse producido, a más tardar, el 30 de junio de 2021.

Paralelamente, la Comisión Europea está tramitando otro procedimiento de infracción, en virtud del cual en octubre de 2024 envió a las autoridades españolas una carta de emplazamiento por no haber transpuesto las medidas en materia de "*permitting*", con el fin de simplificar y acelerar los procedimientos de concesión de permisos para proyectos de energías renovables, recogidas en la Directiva sobre fomento de energías renovables (RED III) aprobada el 18 de octubre de 2023, puesto que tales previsiones se debían incorporar al ordenamiento jurídico interno, a más tardar, el 1 de julio de 2024.

Estos procedimientos reflejan las dificultades que España está encontrando para cumplir con los plazos establecidos por la Unión Europea en materia de legislación energética, lo que podría derivar en sanciones si no se adoptan las medidas necesarias para la completa transposición de las directivas mencionadas. Unas dificultades que nuestros vecinos portugueses, con quienes compartimos mercado eléctrico gracias a la creación del MIBEL en 2004 y -en buena medida- contexto geopolítico, han sabido superar con la aprobación del "*Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro*", con el que transpusieron la Directiva (UE) 2019/944 sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, así como la Directiva (UE) 2018/2001 sobre el fomento de las energías renovables.

En España, pese a las grandes oportunidades que nos ofrecen en el marco de la transición los recursos naturales de origen renovable con los que contamos y a la notable actividad regulatoria a la que ha asistido el sector en el último lustro, se debe aprovechar el margen de mejora que aún existe en lo referido a la transposición de directivas europeas y regulación de nuevos modelos de negocio, tareas que encuentran una estrecha vinculación.

Si bien los "*sandboxes*" regulatorios se presentan como un interesante mecanismo jurídico-administrativo a fin de que las autoridades competentes puedan codiseñar junto con las empresas impulsoras de las innovaciones tecnológicas el encaje jurídico más adecuado de las mismas, el contenido de las directivas europeas -sin perjuicio del efecto directo derivado del principio de primacía- establece unos plazos razonables para la asunción por parte de los ordenamientos nacionales de realidades técnico-económicas contrastadas; siendo así la misión de los "*sandboxes*" la de innovar allá donde no exista regulación -o ésta impida el funcionamiento de los nuevos modelos de negocio-, pero no transponer aquello que -a nivel europeo- ya se encuentra regulado.

Confiamos, pues, en que se encuentren en un breve plazo las soluciones más adecuadas para que los elementos del "*Fit for 55*" que todavía no han sido transpuestos encuentren acomodo en nuestro marco regulatorio, observándose en la práctica administrativa con la debida atención las previsiones del paquete legislativo que sean directamente aplicables; puesto que el Derecho de la Unión Europea, pese a su lejanía conceptual, prevalece tanto en su versión primaria -tratados constitutivos- como en la derivada -actos legislativos- sobre cualquier disposición de los ordenamientos jurídicos de los Estados miembros.

VII. Conclusión

En definitiva, el paquete legislativo "*Fit for 55*" constituye un hito en la regulación climática y energética de la Unión Europea, con un enfoque jurídico que prioriza la armonización y la aplicación directa de sus medidas.

Para España, su implementación supone un reto normativo y administrativo que exige coordinación institucional y celeridad en la transposición legislativa, especialmente ante los retrasos advertidos por la Comisión Europea en relación con algunas directivas europeas, atendiendo en cualquier caso a los principios de buena regulación. Sin embargo, el "*Fit for 55*" también representa una oportunidad para adaptar el marco regulatorio a los nuevos hechos e innovaciones, reemplazando así normas con varias décadas de vigencia, de modo que pueda verse reforzada la seguridad jurídica y se acelere la transición desde una visión más integrada y competitiva.

Además de los desafíos regulatorios señalados en este artículo, el "*Fit for 55*" ofrece una excelente oportunidad para diseñar un marco jurídico estable y atractivo para la inversión que contribuya al liderazgo en energías renovables e hidrógeno. La combinación de ambición climática y seguridad jurídica será clave para que España pueda aprovechar en la mayor medida posible los beneficios de la transición energética y hacia la descarbonización innovadora y competitiva.

El impacto del mecanismo de ajuste de carbono en frontera: evidencia disponible y retos futuros

Natalia Collado Van-Baumberghen
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas

Pedro Linares
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas

La estrategia europea de reducción de emisiones se ha estructurado fundamentalmente en torno a dos ejes: el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (ETS), que regula y pone un precio a las emisiones de la industria y de generación eléctrica, así como a la aviación y al transporte marítimo; y el establecimiento de objetivos indicativos para los sectores "difusos", no cubiertos por el ETS, como el residencial o el transporte por carretera. Estos se han complementado con otras políticas como el fomento de las energías renovables en la generación eléctrica y el desarrollo de normativas de eficiencia energética, tanto para el sector del transporte como para los edificios.

Sin embargo, la efectividad de estas medidas ha sido notablemente asimétrica. Mientras que el sector eléctrico ha logrado reducciones significativas gracias al abandono progresivo del carbón y la adopción de energías renovables, el resto han mostrado un avance más limitado. En el caso de la industria, este estancamiento responde a que la señal de precio del ETS se ha diluido por las medidas diseñadas para prevenir la "fuga de emisiones".

Este fenómeno hace referencia al desplazamiento de la producción doméstica y, con ello, de las emisiones asociadas, hacia regiones donde no se ha introducido un precio del carbono. Aunque la evidencia empírica no es clara respecto al riesgo real de fuga de emisiones (Naegele & Zaklan (2019)), para contrarrestarlo, la Unión Europea (UE) optó por asignar derechos de emisión gratuitos a los sectores industriales más expuestos. Teóricamente, esta medida podría mantener el incentivo para reducir emisiones al hacer aflorar su coste de oportunidad al mismo tiempo que reduce el riesgo de fuga (Ambec et al., 2024). Pero, en la práctica, ha debilitado significativamente la señal de precio a las empresas europeas al haberse mantenido la asignación gratuita entre períodos y no haber actualizado adecuadamente los *benchmarks* sobre los que se calcula.

Cuadernos de Energía 49

Con el incremento de la ambición climática europea, cristalizada en el paquete *"Fit for 55"*[1] de 2020, esta situación se ha vuelto insostenible, y la Comisión Europea ha decidido comenzar a eliminar (gradualmente) la asignación gratuita de los sectores expuestos. Como contrapartida, ha introducido el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM), establecido mediante el Reglamento (UE) 2023/956. Así, la Comisión busca equilibrar dos objetivos: restaurar la señal de precio del CO_2 para la industria mientras se minimiza el riesgo de fuga de emisiones.

El CBAM requerirá que los productos importados a la UE paguen el equivalente al precio del ETS por sus emisiones incorporadas, lo que teóricamente permitiría eliminar la asignación gratuita de derechos de emisión sin comprometer la competitividad de la industria frente a las importaciones. Sin embargo, este mecanismo sí que reduciría la competitividad exterior de las empresas europeas al no eximir a las exportaciones del pago del coste del CO_2 (Ambec et al., 2024) y, al mismo tiempo, elevaría los precios tanto de productos domésticos como importados para los consumidores europeos. Es más, dado que el mecanismo europeo se aplica únicamente a la importación de materiales básicos y no a productos manufacturados, como vehículos y componentes, o bienes agroalimentarios, se podría desplazar el comercio hacia este tipo de bienes más elaborados con el consiguiente impacto en la generación de valor añadido[2].

Así, el impacto macroeconómico dentro de la UE dependerá fundamentalmente de la estructura de producción, consumo y la balanza comercial de cada país. Además, variará significativamente según el sector y el producto. Por ejemplo, los materiales básicos como el cemento o el acero, donde las emisiones de CO_2 representan una parte sustancial de los costes de producción, se verán más afectados que los productos manufacturados con mayor valor añadido.

Desde octubre de 2023, el CBAM se encuentra en una fase de transición en la que los importadores tienen que reportar las emisiones, pero aún no están obligados a adquirir certificados. El objetivo es que todas las partes interesadas, tanto empresas como administraciones públicas, se familiaricen con el procedimiento e identificar potenciales cuellos de botella antes de su implementación completa en 2026. Precisamente muchas empresas europeas han manifestado su preocupación por la complejidad y el coste del proceso de declaración. Como respuesta, el Comisario Europeo de Clima, Wopke Hoekstra, ha anunciado su intención de limitar la aplicación del mecanismo a los mayores importadores, responsables del 95% de las emisiones pero que representan menos del 20% de las empresas afectadas (Tamma & Bounds, 2025). Con ello busca reducir la carga administrativa y los costes de cumplimiento sin comprometer los objetivos climáticos de la política.

En este artículo repasamos la evidencia disponible sobre la efectividad del CBAM para prevenir la fuga de emisiones y su impacto sobre la economía europea y mundial. Además, presentamos una estimación de su impacto sobre la industria y los hogares españoles y, por último, señalamos algunos retos de futuro.

Efectividad e impacto económico

La literatura sobre los mecanismos de ajuste de carbono en frontera evalúa sus efectos a través de simulaciones con modelos de equilibrio general y de comercio calibrados con datos empíricos.

En su mayoría, los estudios indican que dichos mecanismos son efectivos para reducir la fuga de emisiones. Böhringer et al. (2012) y Bellora & Fontagné (2023) estiman que la introducción del CBAM reduce las fugas en más de un 30% mientras que Branger & Quirion (2014) y Delgado-Téllez et al. (2025) encuentran que lo hace en un 60%. Además, si ponemos el foco en las emisiones globales de CO_2, Delgado-Téllez

[1] Como parte de este paquete *"Fit for 55"*, la UE ha también ha aprobado la creación de un segundo sistema de comercio de emisiones (ETS II) que cubrirá las emisiones del transporte por carretera y la calefacción de edificios a partir de 2027.

[2] Por este motivo, algunos investigadores (e.g. Linares, 2022; Neuhoff et al., 2022Linares, 2022; Neuhoff et al., 2022Linares, 2022; Neuhoff et al., 2022) han propuesto alternativas al CBAM que tengan en cuenta estos factores en su diseño.

et al. (2025) estiman que se reducirían en más de un 20%. No obstante, tal y como señalan Zhong & Pei (2024), la efectividad depende de su diseño y alcance: cuantos más sectores incluya, mayor sea el rango de productos cubiertos, y más extenso el contenido de carbono considerado, más efectivo será. Además, destacan que un CBAM eficaz debe diseñarse teniendo en cuenta las particularidades de producción y comercio de cada región.

Respecto a su impacto en la economía, Delgado-Téllez et al. (2025) muestran que la introducción del CBAM va acompañada de un coste económico. En su escenario central, el PIB de la UE se reduce en un 0,6% a medio plazo y aumenta el nivel de precios en un 1,3%. Atribuyen este efecto al encarecimiento de los productos de los sectores intensivos en energía, como el químico y el metalúrgico, que sirven como proveedores de insumos para el resto de los sectores de la economía. En el resto del mundo el impacto es mucho más modesto: una reducción del 0,19% del PIB y un incremento de la inflación del 0,1%. Planelles & Sanin (2025), centrándose en el sector del acero, también apuntan a una contracción de la producción europea que se propaga a través de la cadena de valor global afectando a las principales economías extracomunitarias (Estados Unidos, China e India). Coster et al. (2024) analizan el caso francés y concluyen que la introducción del mecanismo aumentaría el nivel de precios en un 0,54% y reduciría ligeramente el bienestar.

Con una estrategia empírica alternativa, un modelo *Input-Output* multirregional, Amendola (2025) examina los efectos distributivos del CBAM en la UE. Encuentra que la política conduce a una reducción modesta del PIB, impulsada por la disminución tanto de la producción interna como de las exportaciones, y que su impacto inflacionario es limitado. En cuanto al resto del mundo, señala que el impacto sobre el PIB es mínimo. El autor también analiza si existe heterogeneidad entre los Estados miembros y concluye que los países de Europa del Este y Portugal corren el riesgo de perder un porcentaje de PIB entre tres y cuatro veces mayor a la media de la UE y sufrir mayores presiones inflacionarias. El trabajo de Zhao & Lin (2025) apunta en la misma dirección con un aumento de la producción industrial concentrado en los países centroeuropeos que, a su vez, se traduce en mayor desigualdad intracomunitaria en el largo plazo por las grandes diferencias de competitividad entre regiones.

Poniendo el foco en España, Amendola (2025) estima que, tras la introducción del mecanismo, el PIB se reduciría un 0,2%, situándose dentro del grupo de los países menos afectados. Los resultados de Zhao & Lin (2025) también colocan a España entre los países con un mayor crecimiento de la producción industrial en el largo plazo. Mientras estos estudios ofrecen una visión macroeconómica del impacto del CBAM, en Linares & Collado (2022) y Collado et al. (2023) realizamos una evaluación más detallada del caso español, centrándonos en sus efectos sobre la competitividad industrial y los hogares. Mediante un análisis de equilibrio parcial, estimamos el impacto sobre la competitividad industrial, especialmente de los sectores exportadores, y los hogares. A diferencia de los modelos de equilibrio general y de comercio utilizados en la literatura, hacemos un análisis detallado para un amplio número de productos, considerando su cadena de valor, pero sin incluir las conexiones entre sectores en la compra y venta de bienes intermedios. Para ello, adaptamos la metodología desarrollada por Stede et al. (2021) en su estudio a nivel europeo.

Los resultados indican que, en el sector manufacturero, el incremento de precios en los productos finales sería, en la mayoría de los casos, inferior al 7-8%. Sin embargo, en ciertos bienes, como la maquinaria agrícola, los costes podrían aumentar hasta un 20%. Los sectores con mayor exposición a los mercados internacionales, como la industria automovilística, la maquinaria, la metalurgia, los minerales no metálicos y la industria química, serían los más afectados, con un impacto total superior a los 2.500 millones de euros. Aunque el precio de las exportaciones del sector automovilístico aumentaría en menos de un 2-3%, algunos subsectores clave en los que España es líder, como los componentes de acero, aluminio o plástico, podrían enfrentar incrementos de hasta el 40%.

En el sector agroalimentario, que también tiene un gran peso en el comercio exterior español, el impacto del aumento del coste de los fertilizantes sería más moderado, con subidas de precio por debajo del 1% en la mayoría de los productos. La carne de vacuno se encuentra en la parte alta de la distri-

bución junto con las legumbres y los cereales con subidas de precios por encima del 2%.

Finalmente, el impacto sobre los hogares sería moderado, en línea con los resultados de Stede et al. (2021) para Alemania, con un aumento del gasto que oscila entre el 0,25% y el 0,45%. No obstante, este efecto varía significativamente según el tipo de hogar y presenta un perfil ligeramente progresivo. Los hogares con mayor renta experimentan un mayor encarecimiento de los bienes de transporte, con mayor peso en su cesta de consumo, mientras que los de menor renta ven incrementado su gasto principalmente en alimentación, mobiliario y equipamiento. Asimismo, la brecha rural también está influida por este patrón, ya que los hogares con mayor renta en zonas dispersas son los que más notarían el aumento del gasto en transporte. A nivel regional, el impacto es más pronunciado en las comunidades autónomas con mayor renta, aunque las diferencias entre territorios son menos marcadas que las observadas por nivel de ingresos.

Conclusiones

El mecanismo de ajuste de carbono en frontera de la UE es el primero en implementarse en el mundo y entrará en vigor en 2026, marcando un hito en la integración de la política climática y el comercio internacional. La evidencia indica que puede ser una herramienta efectiva para reducir la fuga de emisiones, evitando que la deslocalización industrial anule los esfuerzos europeos de descarbonización. De hecho, los estudios estiman que, con el diseño adecuado, podría disminuir las fugas en más de un 30% e incluso alcanzar reducciones de CO_2 a nivel global.

No obstante, su introducción puede tener un ligero impacto negativo sobre la economía europea, con reducciones del PIB e incrementos en el nivel de precios. A nivel industrial, afectará principalmente a las fases iniciales de las cadenas de valor y a los sectores con fuerte dependencia del comercio internacional mientras que su carga sobre los hogares será modesta y progresiva. Dicho impacto no va a ser homogéneo entre Estados miembros, siendo España de los menos afectados, lo que puede exacerbar las diferencias de competitividad ya existentes dentro de la UE. Por ello, será necesario implementar medidas específicas que mejoren la competitividad mediante el acceso a tecnologías bajas en carbono que sean económicamente viables. Además, es fundamental monitorear cómo los importadores podrían intentar evadir las penalizaciones por emisiones incorporadas, por ejemplo, reservando sus productos más limpios para el mercado europeo sin reducir realmente sus emisiones totales. En este sentido pueden ser muy útiles los datos recogidos durante la actual fase de transición.

En último término, para prevenir la fuga de carbono y la competencia desleal, resulta crucial avanzar hacia una política climática más coordinada internacionalmente. El CBAM se concibió como un incentivo para que otros países adopten precios del carbono y, por tanto, como un primer paso hacia la formación de clubes de carbono. Esto ayudaría a proteger la competitividad de los productores sujetos a precios del carbono, mientras se asegura la justicia climática, evitando perjudicar excesivamente a los países en desarrollo que exportan materias primas (Eicke et al., 2021; Magacho et al., 2024; Perdana & Vielle, 2022).

Es más, la introducción del mecanismo europeo ha intensificado una tendencia en las recientes reuniones del G7 y G20: la creciente convergencia entre políticas climáticas y comerciales internacionales (Steinberg et al., 2023). Los intereses comerciales de los principales bloques económicos están moldeando cada vez más la política climática

global, dado que el precio del carbono adquiere mayor relevancia en el comercio internacional. Tanto es así, que la COP de Dubái de 2023 dedicó por primera vez un día entero a este tema. Las propuestas de países como Reino Unido, que planea introducir un esquema similar al CBAM en 2027, y otros como Canadá, que lo utilizan como un argumento en favor de sus propios precios de carbono, refuerza dicha tendencia.

Sin embargo, el advenimiento de un orden más proteccionista, forjado tras la pandemia del Covid-19 e impulsado tras la llegada de la administración Trump, ha reforzado la nueva tendencia hacia políticas comerciales más restrictivas, lo que podría agravar las dinámicas de competitividad y cooperación internacional en detrimento de la consecución de los objetivos climáticos.

Referencias

Ambec, S., Esposito, F., & Pacelli, A. (2024). The economics of carbon leakage mitigation policies. Journal of Environmental Economics and Management, 125, 102973. https://doi.org/10.1016/J.JEEM.2024.102973

Amendola, M. (2025). Winners and losers of the EU carbon border adjustment mechanism. An intra-EU issue? Energy Economics, 142, 108139. https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2024.108139

Bellora, C., & Fontagné, L. (2023). EU in search of a Carbon Border Adjustment Mechanism. Energy Economics, 123, 106673. https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2023.106673

Böhringer, C., Balistreri, E. J., & Rutherford, T. F. (2012). The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: Overview of an Energy Modeling Forum study (EMF 29). Energy Economics, 34(SUPPL.2), S97–S110. https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2012.10.003

Branger, F., & Quirion, P. (2014). Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies. Ecological Economics, 99, 29–39. https://doi.org/10.1016/J.ECOLECON.2013.12.010

Collado, N., Linares, P., & Martínez, A. (2023). ¿Cuál va a ser el efecto en España del nuevo impuesto de la UE sobre las emisiones en las importaciones? EsadeEcPol Policy Brief, No.40, Junio 2023. https://doi.org/10.56269/20230602/PLL

Coster, P., di Giovanni, J., & Mejean, I. (2024). Firms' Supply Chain Adaptation to Carbon Taxes. https://doi.org/10.59576/sr.1136

Delgado-Téllez, M., Quintana, J., & Daniel Santabárbara, D. S. (2025). Carbon pricing, border adjustment and renewable energy investment: a network approach. https://doi.org/10.53479/38923

Eicke, L., Weko, S., Apergi, M., & Marian, A. (2021). Pulling up the carbon ladder? Decarbonization, dependence, and

third-country risks from the European carbon border adjustment mechanism. Energy Research & Social Science, 80, 102240. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102240

Linares, P. (2022). Una modesta propuesta para mejorar el mecanismo de ajuste en frontera. EsadeEcPol Insight #40 Junio 2022. https://www.esade.edu/ecpol/wp-content/uploads/2022/06/AAFF_ESP_EsadeEcPol_Insight40_ModestPropCBAM.pdf

Linares, P., & Collado, N. (2022). El impacto del ajuste en frontera al carbono sobre la competitividad industrial. EsadeEcPol Insight #38 Junio 2022. https://www.esade.edu/ecpol/wp-content/uploads/2022/06/AAFF_ESP_EsadeEcPol_Insight38_FronteraCarbono_FINAL-1.pdf

Magacho, G., Espagne, E., & Godin, A. (2024). Impacts of the CBAM on EU trade partners: consequences for developing countries. Climate Policy, 24(2), 243–259. https://doi.org/10.1080/14693062.2023.2200758

Naegele, H., & Zaklan, A. (2019). Does the EU ETS cause carbon leakage in European manufacturing? Journal of Environmental Economics and Management, 93, 125–147. https://doi.org/10.1016/J.JEEM.2018.11.004

Neuhoff, K., Chiappinelli, O., Gerres, T., Ismer, R., Köveker, T., Linares, P., & Richstein, J. (2022). Addressing export concerns in the CBAM file. https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2022/03/Addressing-export-concerns-in-the-CBAM-File-9-3-2022.pdf

Perdana, S., & Vielle, M. (2022). Making the EU Carbon Border Adjustment Mechanism acceptable and climate friendly for least developed countries. Energy Policy, 170, 113245. https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2022.113245

Planelles, J., & Sanin, M. E. (2025). Carbon taxation in a global production network. European Economic Review, 172, 104938. https://doi.org/10.1016/J.EUROECOREV.2024.104938

Stede, J., Pauliuk, S., Hardadi, G., & Neuhoff, K. (2021). Carbon pricing of basic materials: Incentives and risks for the value chain and consumers. Ecological Economics, 189, 107168. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2021.107168

Steinberg, F., Feás, E., & Lázaro, L. (2023). El "arancel al carbono (CBAM)": ¿proteccionismo verde o liderazgo global contra el cambio climático? (ARI 15/2023). https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2023/03/el-arancel-al-carbono-cbam-proteccionismo-verde-o-liderazgo-global-contra-el-cambio-climatico.-real-instituto-elcano.pdf

Tamma, P., & Bounds, A. (2025, febrero 6). Brussels to exempt most EU companies from carbon border tax. Financial Times. https://www.ft.com/content/c6102135-eefa-488f-81c2-4aa8eaf95644

Zhao, H., & Lin, B. (2025). Rising inequality in the European Union under stringent climate policy: Internal challenges of

carbon border adjustment mechanism. Energy Economics, 142, 108180. https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2025.108180

Zhong, J., & Pei, J. (2024). Carbon border adjustment mechanism: a systematic literature review of the latest developments. Climate Policy, 24(2), 228–242. https://doi.org/10.1080/14693062.2023.2190074

Seguridad de suministro de gas en Europa: más allá de la inercia regulatoria

Juan Sánchez-Peñuela Lejarraga
Director de Asuntos Regulatorios de Descarbonización - Transición Energética de Técnicas Reunidas
Ingeniero Industrial del Estado

Introducción

La Comisión Europea propondrá esta legislatura una revisión del marco europeo de seguridad de suministro energético. Este pronóstico no resulta en absoluto arriesgado dadas las señales emitidas por la Comisión Europea durante los últimos meses.

La carta de mandato de la presidenta Von der Leyen al comisario Jørgensen, fechada el 17 de septiembre de 2024, es clara sobre este punto, especificando que «como parte de la revisión del marco de seguridad de suministro, trabajarás en adaptar el marco actual al contexto geopolítico y la electrificación del sistema energético de la UE».

El 3 de septiembre, apenas dos semanas antes de publicar la carta de mandato, la Comisión había iniciado una consulta pública sobre la arquitectura de la seguridad energética de la Unión, que permaneció abierta doce semanas. En la propia nota de prensa se anunciaba que «las piezas de regulación clave abordadas en esta iniciativa son el Reglamento de seguridad de suministro de gas - Reglamento (UE) 2017/1938- y el Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad - Reglamento (UE) 2019/941».

Más recientemente, el Plan de Acción de Energía Asequible de la Comisión, publicado el 26 de febrero de 2025, confirmó que la actualización del marco de seguridad energética es una tarea prioritaria, con una propuesta legislativa prevista para comienzos de 2026. Aunque no se especifican explícitamente los sectores que se considerarán, es prácticamente seguro que el sector del gas forme parte de la revisión.

Este artículo se centrará en el marco regulatorio de seguridad de suministro de gas: su evolución reciente, la situación actual y los puntos más susceptibles de una revisión, con especial atención a aspectos de interés para España.

El marco regulatorio de seguridad de suministro de gas

La evolución de la regulación europea sobre la seguridad de suministro de gas sigue un patrón de acción-reacción. Las interrupciones temporales en el suministro de gas ruso a través de Ucrania en 2009 y 2014 impulsaron la publicación de un primer reglamento y su posterior revisión. La interrupción

del suministro ruso en 2022 llevó a la introducción de modificaciones temporales en los reglamentos de emergencia de ese año[1], así como a los ajustes definitivos del Reglamento de Hidrógeno y Gas[2] en agosto de 2024. En cada una de estas ocasiones, las crisis desencadenaron una reflexión sobre la resiliencia del sistema y el fortalecimiento de los mecanismos de cooperación y coordinación, con el objetivo de estar mejor preparados para futuros *shocks*.

El **Reglamento (UE) No 994/2010** estableció la base de la arquitectura actual de la seguridad de suministro de gas. En primer lugar, definió la distribución de responsabilidades entre la Comisión Europea, los gobiernos nacionales y las empresas, principalmente las comercializadoras de gas. En segundo lugar, introdujo dos reglas de resiliencia para evaluar la preparación del sistema: el «estándar N-1», que mide la capacidad de los sistemas gasistas nacionales para afrontar la indisponibilidad de su mayor infraestructura de entrada, y el «estándar de suministro de gas», que verifica la capacidad de abastecer una demanda excepcionalmente alta o la combinación del escenario del «estándar N-1» con condiciones invernales. Por último, este reglamento estableció los mecanismos de preparación nacional, incluyendo la evaluación de riesgos, el plan de acción preventivo y el plan de emergencia, junto con la definición de tres niveles de crisis.

El **Reglamento (UE) 2017/1938** comparte el mismo origen que la revisión actual: las tensiones entre Rusia y Ucrania, en este caso, la crisis de 2014. El considerando 5 del reglamento analizaba los efectos de una interrupción parcial o total del suministro de gas desde Rusia y concluía que los enfoques puramente nacionales no son efectivos ante cortes severos. En otras palabras, la intervención regulatoria en Europa se justificaba por la mayor eficacia de un enfoque cooperativo para mitigar el impacto.

Este reglamento mantenía los elementos básicos del de 2010, centrándose en reforzar la coordinación transfronteriza y evitar que los países diseñen sus políticas preventivas y de emergencia de forma aislada. En este sentido, sus principales novedades fueron la creación de grupos de riesgo —agrupaciones de países según su dependencia de rutas de suministro concretas—, la realización de evaluaciones de riesgo comunes para cada grupo y la obligación de incluir capítulos comunes en los Planes de Emergencia.

No obstante, la incorporación más innovadora, tanto a nivel técnico como jurídico, fue el principio de solidaridad entre países en caso de emergencia. Debido a su relevancia política y a las dificultades de implementación, este instrumento se analiza en detalle en un apartado independiente.

¿Es necesaria la intervención pública?

El enfoque clásico de la regulación energética considera los riesgos de seguridad de suministro como una **externalidad negativa** —o *spillover*— que no se refleja en el precio ni en las cantidades de equilibrio del mercado. En otras palabras, existen factores que impiden a los agentes tomar decisiones plenamente racionales, como lo harían en un mercado perfecto, lo que les invita a no absorber adecuadamente estos riesgos y a trasladarlos a la sociedad. Estos factores pueden ser diversos, pero el más común es la percepción de que el coste de las medidas preventivas supera el impacto económico potencial de la materialización de los riesgos.

Simular el impacto de un evento imprevisto en la oferta —como una interrupción del suministro— o en la demanda —como un consumo excepcionalmente alto— es un ejercicio probabilístico y económico de gran complejidad. Para ello, es necesario diseñar escenarios, asignando probabilidades de ocurrencia y estimando sus impactos. En un sector tan complejo como el gasista, un análisis riguroso requiere modelizar tanto los flujos internos en las infraestructuras europeas como el comportamiento de los mercados globales de gas natural licuado (GNL). Además, es fundamental comprender el coste que supone una interrupción del suministro para el consumidor, conocido como *value of lost load* (VoLL).

[1] Los reglamentos de emergencia más estrechamente vinculados a la interrupción de gas ruso, con base en el artículo 122 del Tratado de Funcionamiento de la UE, son los Reglamentos (UE) 2022/1369, 2022/2576 y 2022/2578.

[2] Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento y el Consejo.

Más allá de la dificultad del ejercicio y de su indudable carga subjetiva, existe una razón fundamental que impulsa al sector público a intervenir: la percepción del impacto es muy diferente. Donde el sector privado identifica un riesgo económico por incumplimiento de los contratos de suministro con sus clientes, los gobiernos advierten impactos económicos más profundos y un efecto dominó sobre la economía, resultando en un indudable coste político. Por ello, el sector privado se siente confortable con un grado de seguridad de suministro que, generalmente, resulta insuficiente para el sector público.

Una revisión integral del marco de seguridad de suministro debería incluir un análisis integral del fallo de mercado que se pretende corregir, aprovechando el amplio trabajo realizado en el pasado por los gobiernos nacionales en sus Evaluaciones de Riesgos, por el *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea en la simulación de escenarios de crisis o por reguladores energéticos—como Ofgem en Reino Unido[3]—en la estimación del VoLL del sector gasista. Limitar la revisión a ajustar las medidas de seguridad de suministro vigentes resultaría insuficiente: es preciso explicar a los ciudadanos y a las empresas de forma honesta qué escenarios se quieren evitar, cuál es su potencial impacto y qué coste tienen las medidas adoptadas.

En este ejercicio existe una cuestión adicional a responder: **¿qué entendemos por seguridad energética y qué riesgos se pretenden evitar?** Tradicionalmente se ha considerado la seguridad energética como la continuidad física del suministro, por lo que el riesgo consistiría en una interrupción física de este. Sin embargo, existen definiciones más amplias, como la de la Agencia Internacional de la Energía, que entiende la seguridad energética como «la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible». Este último concepto, la asequibilidad, cobra especial importancia en un mercado global donde el precio de la energía determina en gran medida el grado de competitividad industrial. Aunque la doctrina tradicional pueda sostener que los altos precios de la energía contribuyen a distribuir el recurso escaso de forma eficiente, este dogma se desmorona en un mercado global del gas con numerosos rasgos de un mercado imperfecto. Como ejemplo de estos fallos de mercado, uno de los principales competidores industriales de la Unión Europea cuenta con recursos de gas prácticamente ilimitados y regula los permisos de exportación para mantener los precios nacionales del gas suficientemente bajos.

Durante la crisis energética de 2022, las industrias europeas intensivas en el consumo de gas redujeron su actividad o la interrumpieron totalmente; algunas de ellas no han recuperado los niveles de producción previos y no lo harán mientras los precios se mantengan a los niveles actuales. Un ejemplo es el sector de los fertilizantes: la producción de amoníaco de la UE, estabilizada en una banda entre 11 y 14 millones de toneladas anuales, se situó por debajo de los 9 millones en 2022 y 2023[4]. Esta tendencia se acentuará en los próximos meses: la noruega Yara, principal productor de amoníaco en Europa, ha confirmado recientemente a S&P[5] que reducirá de forma estructural su producción de amoníaco en la UE y Reino Unido en 1 millón de toneladas por año, reemplazando este volumen por importaciones. La destrucción de demanda industrial de gas coadyuvó a superar la crisis sin cortes de suministro, pero a un coste elevado en términos de competitividad y autonomía estratégica.

La Unión Europea debe reflexionar sobre la finalidad de sus políticas de seguridad de suministro de gas: si pretenden limitarse a prevenir una interrupción física del suministro o también deben contribuir a absorber los *shocks* de precios excesivos y volátiles en relación con los mercados globales.

Del gasoducto al GNL

El sistema gasista europeo de 2025 es completamente diferente al de 2022. Los flujos de gas ruso en sentido este-oes-

[3] *Estimating Value of Lost Load* (VoLL). *Final report to OFGEM. London Economics*, 2011.

[4] Datos del *Fertilisers Market Observatory, European Commission*.

[5] M. Hoisch, M.Gorman, M.Astley. S&P Global Commodity Insights, 2025.

te hacia Centroeuropa han sido en su mayor parte reemplazados por flujos de GNL en sentido oeste-este y norte-sur. Aunque las interconexiones y los almacenamientos subterráneos continúan siendo piezas fundamentales, particularmente en el Centro y el Este de Europa, las plantas de GNL han pasado de infraestructuras complementarias a completamente críticas.

Esta situación no es una novedad para España, con un sistema gasista basado en la mayor capacidad de regasificación de Europa y la cuarta del mundo[6], con una baja capacidad de interconexión con el resto del continente. Por esta razón, un funcionamiento óptimo de las plantas de GNL, desde el punto de vista técnico y económico, ha constituido una prioridad. Su régimen económico en España es una anomalía en Europa: son activos regulados del sistema, recibiendo una retribución y las condiciones técnicas y económicas de acceso también están reguladas. En los últimos años, la implantación del tanque único ha completado una regulación singular, con un evidente coste económico para el sistema, pero proporcionando unos niveles de flexibilidad sin precedentes.

Dado que España ha sido *el canario en la mina* como **sistema gasista basado en el GNL**, la revisión de la arquitectura de seguridad de suministro debería analizar el caso español y prestar la atención necesaria a estas instalaciones. Como ejemplo, la regulación europea introdujo en 2022 la obligación de certificación de los operadores de las instalaciones de almacenamiento subterráneo, un procedimiento que escrutinio que permite a un gobierno nacional incluso tomar control de la participación de los accionistas considerados susceptibles de poner en riesgo la seguridad de la Unión. El objetivo de esta medida consistía en evitar el control de estas instalaciones por parte de empresas bajo la órbita de terceros países, una situación que favoreció los bajos niveles de llenado en 2021/2022 en Centroeuropa en un ejercicio evidente de manipulación del mercado. Según datos del *Joint Research Center* de la Comisión Europea[7], distintas filiales del grupo Gazprom eran propietarias u operaban en aquel momento hasta un 10% de la capacidad de almacenamiento europea, cuyo nivel de llenado a 1 de noviembre de 2021 era del 26%, mientras que la media de la UE superaba el 80%.

La pregunta es evidente: ¿por qué no extender el procedimiento de certificación a las plantas de GNL, que están llamadas a ser activos muy vulnerables del sistema europeo? Este mismo principio aplicaría a muchas otras disposiciones sobre ciberseguridad, protección física de instalaciones críticas, etc. Y más allá de la seguridad de suministro, el grado de regulación de las plantas de GNL, al menos en lo referente a las condiciones de acceso, merece una reflexión.

Las **estructuras de cooperación regional o grupos de riesgo**, hasta el momento determinados por los principales gasoductos de importación, también requieren una revisión profunda. Aunque han constituido foros muy útiles de discusión y coordinación de medidas de seguridad de suministro, en ocasiones han adolecido de una visión suficientemente amplia.

Las estructuras de cooperación deberían combinar los grupos de coordinación entre países vecinos con estructuras más amplias que eviten los silos y permitan monitorizar los mercados globales de GNL. Por ejemplo, constituir grupos regionales por cuencas de GNL (Mediterráneo, Atlántico) como se aplica para el análisis de precio de GNL de ACER podría resultar insuficiente sin comunicación permanente entre ellos. Igualmente, hay que considerar un tamaño manejable de los grupos de trabajo—no más de cinco o seis miembros—para asegurar su operatividad, con independencia de que existan grupos más amplios destinados a compartir información que sólo se reúnan *ad-hoc*.

Es indudable que la cooperación regional no será exitosa si no se introducen instrumentos legales que impidan medidas

[6] Datos para 2023 del 2024 *IGU World LNG report*, *International Gas Union*, 2024. España también figuró como séptimo importador global de GNL y segundo de la UE tras Francia.

[7] Fernández-Blanco Carramolino, R., Schill, R., Costescu, A., Vuillaume, J.-F., Jung, D., Calisto, H., Ichaso Franco, J., Lo Presti, L., Pozo Cámara, D., Rodríguez Gómez, N., Bolado Lavín, R., *Monitoring the security of gas supply in the European Union, Publications Office of the European Union, Luxembourg*, 2023.

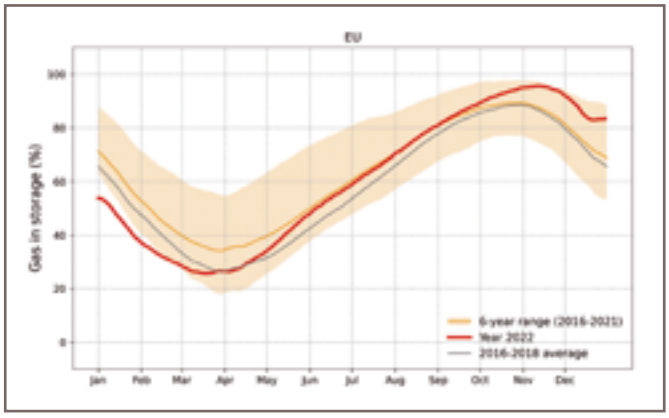
unilaterales que dañen el comercio transfronterizo, como es el caso de la «tasa de neutralidad de almacenamiento de gas» implantada por Alemania[8]. La revisión del reglamento debería contener mecanismos más ambiciosos que permitan un análisis *fast-track* de cualquier medida de ese tipo y aplicar medidas coercitivas. Por supuesto, cualquier mecanismo legal tendrá que venir acompañado de voluntad política para aplicarlo.

¿Está siendo efectivo y eficiente el llenado de los almacenamientos?

El almacenamiento subterráneo de gas ha constituido un elemento clave para la seguridad de suministro de la práctica totalidad de Europa, con contadas excepciones, entre las que destaca la Península Ibérica. El diferencial de precios entre verano e invierno, fruto de una producción aproximadamente constante y una demanda fuertemente estacional, ha ejercido tradicionalmente como motor de la actividad de almacenamiento. Los ciclos de llenado—abril a octubre— y vaciado—noviembre a marzo—obedecían a incentivos de mercado modulados por las características físicas de las instalaciones. En esencia, los comercializadores llenaban los almacenamientos guiados por los precios más accesibles en verano para utilizar ese gas en invierno, cuando los precios eran más elevados o incluso la demanda impulsada por las bajas temperaturas superaba la capacidad de los gasoductos de importación. Algunos países acompañaban los incentivos de mercado con intervención estatal, como era el caso de los sistemas de reservas estratégicas—Polonia, España—o de obligaciones de llenado a 1 de noviembre—Francia.

La crisis energética de 2022 se incubó durante el año anterior a la invasión de Ucrania: el llenado en la primavera-verano de 2021 no avanzó al ritmo esperado, tanto por razones de mercado como por la comentada manipulación en determinadas instalaciones de Centroeuropa. A 1 de abril de 2022 el nivel de llenado era de sólo un 26% —8 puntos porcentuales por debajo de la media 2016-2021, como se puede observar en la figura 1— mientras los flujos de gas ruso continuaban decreciendo. La reacción de la Unión Europea consistió en asegurar el llenado durante la primavera y el verano de 2022 estableciendo un objetivo obligatorio de llenado del 90% a 1 de noviembre de cada año[9], aunque dejando que los países, como responsables últimos, decidieran cuál era la mejor vía para alcanzarlo. La mayor parte de países optaron por obligaciones de llenado para las comercializadoras de gas o incluso utilizaron empresas públicas para adquirir parcial o totalmente el gas.

Figura 1. Nivel de llenado en los almacenamientos europeos durante el año 2022 comparado con los niveles históricos. *Joint Research Center* (JRC) a partir de datos públicos de *Gas Infraestructure Europe* (GIE).



Si bien es cierto que el Reglamento de Almacenamiento, posteriormente introducido en el Reglamento 2017/1938—artículos 6a a 6d—ha resultado una herramienta satisfactoria para alcanzar el objetivo principal, es preciso evaluar si lo ha hecho de la forma más eficiente. En el verano de 2022,

[8] ACER ha concluido que durante el tercer trimestre de 2024 «aquellos mercados en los que el gas transportado a través de Alemania desempeña un papel importante en el suministro experimentaron divergencias [en precio] a medida que aumentaba el impuesto de almacenamiento alemán» en su análisis *Key developments in European gas markets* – Q3 2024, ACER, 2024.

[9] Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y el Consejo, adoptado en junio de 2022.

la señal política de llenar los almacenamientos a cualquier precio— una suerte de «*whatever it takes*» energético—condujo los precios del gas por encima de los 200 €/MWh. La lógica de mercado fue apabullante: la oferta del mercado *spot* comprobó que la demanda europea era prácticamente inelástica, insensible al precio, por lo que la oferta incrementó los precios hasta extremos que, posiblemente, no respondían a los fundamentales del mercado.

La Comisión Europea ha propuesto el 5 de marzo de 2025 una extensión del objetivo de llenado hasta el año 2027, puesto que éste expirará el próximo 31 de diciembre. Puede entenderse esta extensión por razones de urgencia puesto que el diferencial de precio estacional se ha reducido o incluso invertido, por lo que los comercializadores no disponen de incentivos de mercado para el llenado durante 2025. En todo caso, sería recomendable reevaluar lo antes posible el diseño del objetivo, estudiando en profundidad el papel del almacenamiento subterráneo en cada país, el rol creciente del GNL y su interacción con los almacenamientos subterráneos o las nuevas dinámicas estacionales de precio. La recomendación publicada por la Comisión Europea junto con la propuesta de extensión, en la que insta a los países a evaluar las condiciones de mercado antes de adoptar medidas, representa un paso positivo, aunque insuficiente, en esa dirección.

El enfoque podría dirigirse a desescalar la medida y apostar por la subsidiariedad: los países presentarían a la Comisión un plan creíble de medidas para asegurar el suministro, indicando el nivel de llenado que consideran preciso y cómo lo van a alcanzar. En cierta forma, se trataría de regresar a la dinámica de los Planes de Acción Preventiva del Reglamento (UE) 2017/1938, con especial énfasis en el almacenamiento, que permita combinar ambas modalidades: subterráneo—en estado gaseoso—y en tanque—en forma de GNL. Por último, la forma de presentar la medida a los mercados es relevante: aunque un objetivo uniforme y medible para toda la Unión resulte más atractivo políticamente para las instituciones europeas, expone demasiado en el mercado a los compradores europeos.

Amenazas físicas y ciberseguridad

La interrupción del suministro de gas ruso por gasoducto es un escenario que está en la base de la política europea de seguridad de suministro de gas, al menos desde 2009. Las medidas preventivas existían, aunque no pudieron evitar una situación que dependía única y exclusivamente de un actor externo a la Unión Europea, sólo mitigar los daños. En cambio, resulta más difícil explicar a los ciudadanos que se hayan producido una serie de sabotajes físicos a instalaciones estratégicas en aguas territoriales de la Unión—caso de Nord Stream y el Baltic Connector[11]—en una situación bélica, sin que aparentemente se hubiesen reforzado las medidas de vigilancia. Aunque estas medidas desbordan la política energética y se pueden encuadrar en las de seguridad y defensa, es urgente revisar qué mecanismos han fallado y cómo se pueden evitar en el futuro eventos similares.

Las medidas en materia de ciberseguridad se insertaron en el nuevo artículo 8a del Reglamento (UE) 2017/1938—añadido en agosto de 2024 a través del Reglamento de Hidrógeno y Gas—aunque dejando los detalles técnicos de la implementación pendientes de actos delegados. Por tanto, es preciso esperar a los desarrollos de la Comisión Europea antes de introducir nuevos elementos.

---

[10] A 25 de febrero de 2025, el nivel de llenado de los almacenamientos era del 40%, frente al nivel del 62% y 64% en la misma fecha de 2023 y 2024 respectivamente, según los datos disponibles en el *JRC Security of EU Gas Supply dashboard*.

La curva de precios mostraba el 6 de marzo una situación de ligero *backwardation*, con precios más elevados en los futuros mensuales —en torno a 41 €/MWh para entrega en el hub neerlandés del TTF en el horizonte de 1 mes— que en los futuros con entrega en el próximo invierno, próximos a 40 €/MWh. Este spread estacional anómalo había alcanzado los 6 €/MWh durante el mes de febrero.

[11] Sabotajes en los gasoductos Nord Stream 1 y 2 el 26 de septiembre de 2022, que tuvo lugar en la zona económica exclusiva (ZEE) de Dinamarca y Suecia y en el gasoducto Baltic Connector, el 8 de octubre de 2023 en ZEE de Finlandia.

[12] Directiva (UE) 2022/2555 del Parlamento Europeo y el Consejo.

Los TSOs y los gestores de otras infraestructuras—almacenamientos, plantas de GNL y distribuidores—presentan un elevado nivel de resiliencia ante ciberataques y están exigidos por los requisitos en materia de ciberseguridad que marca la Directiva NIS 2[12] para los sectores altamente críticos, entre los que se incluye el gas natural. En todo caso, es recomendable particularizar dichos requisitos horizontales al sector energético, dadas sus características singulares.

La creciente proximidad temporal entre el mundo comercial y el físico ha incrementado las vulnerabilidades en las comunicaciones. Tanto en número como en volumen de datos, han crecido exponencialmente las interacciones vinculadas a las transacciones —entre los comercializadores y las plataformas de mercado y entre estas y los operadores de las redes de transporte (TSOs) —y a la gestión de la capacidad en las infraestructuras—comunicaciones entre los comercializadores y los gestores de las instalaciones en diferentes etapas, desde la contratación de capacidad a la nominación y renominación de su uso.

Un elemento obligatorio que pudiera introducirse son los ejercicios de emergencia periódicos para simular incidentes de ciberseguridad con la participación de todos los agentes del sistema. Un regreso a los canales analógicos de comunicación es técnicamente posible, pero debería ejercitarse de forma regular.

Niveles de crisis: los difusos límites entre mercado y no mercado

El Reglamento (UE) 2017/1938 establece tres niveles de crisis: «alerta temprana», «alerta» y «emergencia», que pueden ser declarados por las autoridades competentes nacionales. Adicionalmente, existe la figura de la «emergencia a nivel de la Unión», que la Comisión Europea debe declarar a petición de un mínimo de dos países que han declarado a su vez una emergencia a nivel nacional.

Los criterios para moverse de un nivel a otro son extremadamente difusos. La declaración de alerta temprana responde a la identificación de un riesgo probable, un criterio notablemente subjetivo. A su vez, el paso de alerta temprana a alerta tendría lugar cuando se produce la materialización del riesgo. Por último, la declaración de emergencia respondería a la incapacidad de resolver la situación utilizando medidas de mercado. Aparentemente, la declaración de emergencia se introdujo como requisito o salvaguarda para evitar una intervención prematura, tratando de mantener el mercado operativo sin interferencias durante el máximo tiempo posible.

Estos matices, que no parecían tan relevantes en 2017, pasaron a ser objeto de un encendido debate durante la crisis de 2022, cuando el Reglamento de reducción de demanda de gas[13] introdujo un nuevo nivel de crisis: la «alerta de la Unión». La Comisión estaba obligada a proponer al Consejo la declaración de este nuevo nivel de crisis cuando al menos cinco Estados miembros declarasen una alerta. Automáticamente, la aprobación de la alerta de la Unión por el Consejo activaba los objetivos obligatorios de reducción de la demanda de gas.

Este vínculo parecía introducir un incentivo a que los países más proclives a endurecer las medidas de ahorro de gas declarasen alertas nacionales, empujando a la Comisión y al Consejo a declarar una alerta de la Unión. Adicionalmente, se planteaba una contradicción: por definición, la alerta de la Unión correspondía a una situación en la cual las medidas de mercado se consideraban suficientes, es decir, un nivel previo a declarar una emergencia. Sin embargo, la activación de los objetivos obligatorios de reducción de demanda podía implicar medidas de no mercado, como la limitación de volúmenes para ciertos consumidores.

Las soluciones no son triviales. Por una parte, no es sencillo introducir niveles de crisis basados en criterios objetivos y medibles, como por ejemplo la indisponibilidad de una instalación o la previsión de un escenario de desbalance entre oferta y demanda. Además, cada sistema gasista presenta

[13] Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo, adoptado en julio de 2022.

unas características diferentes, que imposibilitan un único criterio europeo. Además, no parece razonable sustraer a las autoridades nacionales y a los TSOs de un cierto grado de apreciación de la gravedad de la situación, que en ocasiones es difícil de expresar crudamente en números.

En todo caso, sí es posible identificar algunos elementos mínimos a tener en cuenta en una futura revisión: no vincular las declaraciones de crisis nacionales a la aplicación de medidas europeas; requerir a los países que definan claramente los criterios para moverse de un nivel de crisis a otro, por ejemplo, en sus Planes de Acción Preventiva y de Emergencia; promover que los gobiernos nacionales se apoyen en sus TSOs para establecer criterios lo más transparentes y medibles posible. El límite entre medidas de mercado y no mercado tiende a difuminarse, especialmente cuando numerosas medidas preventivas aplicadas mucho antes de declarar ningún nivel de crisis, comenzando por los objetivos de llenado de los almacenamientos, son claramente medidas no basadas en el mercado.

Solidaridad: una conversación difícil

El concepto del principio de solidaridad, introducido en la normativa europea en 2017, es en apariencia sencillo. En una situación en la que un país ha declarado una emergencia y carece de suficiente gas para abastecer a sus clientes protegidos—hogares y servicios sociales esenciales—los países vecinos tienen la obligación de ceder el gas necesario, sin dejar de suministrar a su vez a sus propios clientes protegidos. Dicho de otro modo, los países tienen la obligación de ceder el gas destinado a su sector privado—industria y servicios—para abastecer a los hogares, hospitales, escuelas, entre otros, de un país vecino en que se enfrenta a una emergencia.

Este principio, que parece alinearse con las múltiples referencias a la «solidaridad entre Estados miembros» del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, hubiera sido más fácilmente aplicable en el sistema gasista europeo previo a 1998. Hasta aquel momento aún existían empresas verticalmente integradas, en muchos casos participadas total o parcialmente por el sector público, antes de que las directivas del mercado interior desmantelaran este modelo.

Sin embargo, en un sistema gasista liberalizado, este principio requiere articular un mecanismo que permita a los gobiernos nacionales obligar a los comercializadores de gas—titulares de la molécula —a transferir el suministro al país vecino, incluso cuando ello implique incumplir contratos con clientes finales. Además, el procedimiento involucra a los TSOs, responsables en última instancia de trasladar los volúmenes necesarios.

Dada la complejidad de definir y acordar los detalles de un mecanismo tan específico en un proceso de codecisión, el Reglamento (UE) 2017/1938 se limitó a establecer las líneas generales del principio de solidaridad, dejando que los países definieran los aspectos operativos mediante acuerdos bilaterales.

Como era previsible, en el momento de redactar este artículo, solo se habían firmado nueve acuerdos bi- o trilaterales[14]. La situación era aún más preocupante en otoño de 2022, cuando apenas se habían suscrito seis, lo que llevó a la Comisión Europea a proponer cláusulas por defecto. Estas se introdujeron inicialmente con carácter temporal[15] y, posteriormente, de manera permanente en el Reglamento de Hidrógeno y Gas[16]. No obstante, persisten diversas cuestiones que obstaculizan la aplicación efectiva del principio en caso de emergencia.

En esencia, las principales incógnitas son: ¿en qué momento se considera que el mercado no funciona correctamente y un país debe solicitar solidaridad a sus vecinos? En el país que transfiere el gas, ¿cómo se asignan los volúmenes in-

[14] Web de la Comisión Europea, consultada el 9 de febrero de 2025: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/security-gas-supply_en

[15] Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo, adoptado en diciembre de 2022.

[16] Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, adoptado en julio de 2024.

tervenidos entre los comercializadores titulares del gas y los consumidores con contratos vigentes? De manera similar, en el país que recibe el gas, ¿cómo se reparte la responsabilidad y el coste entre los comercializadores que no pudieron garantizar el suministro? ¿Cuál es la metodología para calcular el precio de compensación? Y, finalmente, ¿qué figura legal garantiza la aplicabilidad de la medida respetando los derechos de todas las partes?

Sin haber resuelto completamente las dificultades económicas y jurídicas existentes, en 2022 la Comisión Europea propuso extender el principio de solidaridad al GNL. Sin embargo, además de los retos previamente mencionados, esta extensión enfrenta obstáculos adicionales de carácter logístico y legal.

El escenario en el que un país europeo carga y envía un excedente de GNL a un vecino en crisis resulta difícil de materializar en un sector donde los buques metaneros son un recurso escaso y su logística está muy optimizada por el operador. Encontrar un metanero disponible a pocos días de navegación es prácticamente imposible, especialmente en una situación de emergencia.

Otra opción sería desviar buques antes de que alcancen su planta de destino. Sin embargo, esto es difícilmente viable en los contratos tradicionales de GNL, donde la entrega del gas se concreta en la terminal de destino—*delivered ex-ship* (DES)—y el buque es operado por la empresa exportadora, generalmente radicada en un tercer país. Dado que estas empresas no están sujetas a la legislación europea y tienen pocos incentivos para modificar su itinerario—incluso si se les ofrece compensación—es esperable que prioricen el cumplimiento de las entregas a sus próximos clientes. En este contexto, una acción diplomática persuasiva podría ser una estrategia más realista.

El único escenario en el que el principio de solidaridad podría aplicarse con cierta viabilidad es aquel en el que una empresa europea opera el buque y es propietaria del gas, algo común en los contratos de GNL estadounidense con entrega *free-on-board* (FOB), en los que el gas se entrega en la planta de licuefacción de origen y la logística es responsabilidad del comprador.

La complejidad de estos escenarios hizo que la extensión del principio de solidaridad al GNL tuviera una corta vida: tras dos años de aplicación del reglamento de emergencia, su vigencia expiró a finales de 2024 sin incorporarse a la regulación permanente de seguridad de suministro.

En conclusión, el principio de solidaridad tiene una lógica política incuestionable: es una herramienta que encarna el espíritu europeo. No obstante, su implementación requiere un análisis económico y jurídico más profundo para abordar los obstáculos existentes y evaluar cuidadosamente los pros y contras de cada solución posible. Aunque los acuerdos bilaterales siguen siendo responsabilidad de los Estados, resulta esencial extraer lecciones de la experiencia reciente. Asimismo, es aconsejable no extender el principio al GNL sin una reflexión rigurosa previa. Codificar en un reglamento permanente un mecanismo que sea jurídica y logísticamente inaplicable enviaría una señal negativa y restaría credibilidad a la política europea de seguridad de suministro.

Conclusiones

El propósito de revisar la regulación europea sobre seguridad de suministro responde a una necesidad real de actualizar un marco diseñado en condiciones diferentes a las actuales. Sin embargo, los antecedentes auguran una negociación complicada, puesto que tendrá lugar en un contexto de elevados precios del gas y mercados aún tensionados, además de tratarse de una competencia políticamente sensible.

La Comisión Europea y los colegisladores cuentan hoy con más y mejor información, así como con una experiencia más sólida que en 2010 y 2017. Además, disponen de más tiempo para diseñar una propuesta técnicamente consistente y negociar sin la presión de las urgencias políticas que marcaron los reglamentos de emergencia de 2022. Por ello, es fundamental replantear la arquitectura de seguridad de suministro desde sus cimientos, evitando caer en la tentación de perpetuar el *status quo* mediante ajustes cosméticos.

Este es el momento de llevar a cabo un análisis riguroso que identifique con claridad los fallos de mercado que se buscan corregir, evaluando cuidadosamente los costes y beneficios de cada alternativa. Un debate público y transparente sobre estos aspectos no solo mejoraría la toma de decisiones, sino que también abriría el camino a una mayor diversidad de ideas, generando soluciones más creativas y eficaces. Solo así será posible llegar a un acuerdo que logre el compromiso y la colaboración de las instituciones, los operadores y los consumidores, pues todos ellos juegan un papel esencial en la implementación de la normativa.

Vertidos Renovables: el Reto ante los Objetivos 2030

José María González Moya
Director General de APPA Renovables

En los últimos cuatro años, España ha experimentado un notable incremento en su capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, alcanzando en 2024 un récord histórico donde el 56,8% de la producción eléctrica nacional provino de estas fuentes. Este logro ha sido posible gracias a la combinación de una mayor competitividad de las tecnologías renovables, avances tecnológicos que han permitido su integración en nuestro *mix* y un clima favorable a la inversión fruto de los ambiciosos objetivos establecidos para 2030. Sin embargo, esta rápida incorporación de generación renovable ha venido acompañada de unos desajustes al no haberse incrementado la demanda eléctrica y el almacenamiento, lo que ha provocado desequilibrios en el sistema. Las dos caras más visibles de estos desequilibrios han sido la variabilidad de precios intradiaria, la famosa curva de pato; y un incremento en los vertidos renovables.

Fuerte incremento de la potencia y generación renovable

En el período 2022-2024, España ha añadido más de 16.700 megavatios (MW) de energía solar fotovoltaica para venta a mercado, unos 6.000 MW de autoconsumo y alrededor de 3.300 MW de energía eólica a su matriz energética. Este crecimiento ha sido impulsado por la reducción de los costes en tecnologías renovables y un clima favorable a la inversión, consecuencia de las ambiciosas metas fijadas para 2030. Según datos de Red Eléctrica de España (REE), la capacidad instalada total de energías renovables en el país superó los 86.600 MW en 2024, cifra que superaría con mucho los 90 GW si se tuvieran en cuenta las instalaciones de autoconsumo.

El incremento en la capacidad instalada se ha reflejado, como es natural, en la producción de electricidad renovable. En 2024, las energías renovables generaron el 56,8% del total de la electricidad en España, superando en más de 5,6 puntos porcentuales la cifra registrada en 2023. Si bien este aumento ha sido posible gracias a una fuerte hidraulicidad y un ajuste de la metodología, este hito constata la apuesta y constituye el récord de participación de renovables en el *mix* energético español desde que se tienen registros.

La energía eólica se mantuvo como la principal fuente renovable, aportando el 23% de la generación total en 2024. Por su parte, la energía solar fotovoltaica experimentó un creci-

Figura 1.

Fuente:

miento significativo, alcanzando una participación del 16,7% y posicionándose por primera vez como la tercera tecnología en el *mix* energético, superando al ciclo combinado y situándose por detrás, y a sólo tres puntos porcentuales, de la generación nuclear.

Factores clave en el crecimiento renovable

Varios factores han contribuido a este notable crecimiento de las energías renovables en España. En primer lugar, y por encima de cualquier otro factor, tendríamos que situar la competitividad alcanzada por las tecnologías renovables. Según el estudio LCOE+ de Lazard, en el período 2009-2023 la tecnología eólica redujo sus costes en cerca de un 65%; en el mismo tiempo, la fotovoltaica redujo sus costes en más de un 83%. Esta fuerte contracción de los costes ha provocado que la fotovoltaica pasase en la última década de ser una de las tecnologías de generación más caras a la más barata. Esto, unido a su carácter modular y distribuido, y al hecho de ser una tecnología de generación razonablemente sencilla de instalar y operar, ha provocado el fuerte incremento que hemos visto de esta tecnología a nivel mundial.

En segundo lugar, es importante reconocer el peso de los objetivos marcados por Europa y España. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuya versión más reciente fue aprobada el pasado año, establece unas metas muy ambiciosas, tanto en incremento de potencia, de generación renovable (81% para 2030), o de incremento de demanda (+34% respecto a 2019), que han creado un clima de inversión ciertamente favorable para estas tecnologías.

Por último, es importante mencionar la mayor conciencia ambiental como uno de los motivos tras este fuerte desa-

rrollo. Si bien son conocidos los casos de contestación social ante determinados proyectos, no menos cierto es que la sociedad española ha mostrado un creciente interés por la sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que ha impulsado la demanda de energía limpia y la implementación de soluciones de autoconsumo.

Esta mayor concienciación ambiental ha hecho que los principales partidos políticos, conscientes también de la vulnerabilidad que supone para nuestra economía la dependencia energética, tengan ya una postura alineada alrededor del desarrollo renovable español.

Un desarrollo que genera grandes retos

Estos avances significativos han creado grandes retos en nuestro sistema energético. A partir de determinado nivel de penetración renovable, España deberá enfrentar desafíos para mantener y aumentar la participación de estas energías en su *mix* energético. La integración de fuentes con una gestionabilidad limitada como la eólica y la solar requiere inversiones en un sobredimensionamiento de potencia, en infraestructura de almacenamiento y en la modernización de la red eléctrica para garantizar la estabilidad del suministro.

Para la consecución de los objetivos, es esencial fomentar la electrificación de sectores como el transporte y la industria para absorber la creciente producción de energía limpia. La electrificación, entendida como la sustitución de combustibles fósiles con una electricidad generada en un alto porcentaje por renovables, es la vía más rápida y eficiente para alcanzar nuestras metas en el sector energético, dado que los objetivos no se limitan a la generación eléctrica. El PNIEC establece un 81% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables para 2030, pero también un consumo final de energía renovable del 48%. Teniendo en cuenta que únicamente el 25% de nuestra energía es electricidad, necesitaremos todas las vías a nuestro alcance para lograr acercarnos a los objetivos.

Los desequilibrios entre oferta y demanda, debido a un insuficiente crecimiento de la demanda eléctrica, dado que la potencia está por debajo del ritmo marcado por el PNIEC; y también los desequilibrios entre tecnologías, al instalarse mayoritariamente fotovoltaica en detrimento de la eólica u otras fuentes renovables, están generando un escenario en el que los vertidos renovables son cada vez más frecuentes.

Los vertidos renovables, consecuencia de desequilibrios

El problema de los vertidos energéticos está directamente relacionado, como se ha adelantado, con el desajuste entre la generación y la demanda. En las horas de mayor producción solar, que coinciden con las horas centrales del día, la generación de electricidad puede superar con creces el consumo. Sin suficiente capacidad de almacenamiento o mecanismos para desplazar la demanda hacia estos periodos, la única opción que queda es verter energía, es decir, desaprovecharla.

El fuerte incremento de potencia fotovoltaica en nuestro sistema de los últimos tres años (2022-2024) ha sido cercano a los 23 GW. Habitualmente se contabiliza la fotovoltaica conectada a red para venta a mercado, pero se suele ignorar el efecto del autoconsumo al no existir una cifra oficial. Desde la Asociación, elaboramos los últimos años el completo Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico, que nos permite tener una fotografía muy aproximada de la realidad del autoconsumo en nuestro país.

Si contabilizamos los datos de Red Eléctrica y las cifras del Informe, vemos que contamos, a comienzos de 2025, con 32 GW de fotovoltaica y otros 8,5 GW de fotovoltaica destinada al autoconsumo. Si bien el operador del sistema “ve” el autoconsumo como una disminución de la demanda, el efecto global es el mismo: más de 40 GW solares para satisfacer nuestras necesidades eléctricas.

Juntar esos más de 40 GW solares con un pico de potencia máxima instantánea que no ha superado los 37 GW en los períodos de verano y que, de forma excepcional, igualó los 40 GW este enero de 2025, nos lleva a claros desequilibrios en los mercados eléctricos. La famosa curva de pato muchos días ni siquiera es una curva, sino que alcanza precios cero y se mantiene en ellos durante las horas solares. En 2024, alrededor del 9% de las horas del año se cerraron con precios cero o negativos, situación especialmente desfavorable

para las tecnologías solares, que ven cómo la canibalización de precios es un problema grave para la rentabilidad de los proyectos.

Los dos últimos años se han registrado episodios en los que la sobreproducción de energía solar obligó a detener temporalmente la generación en algunas plantas fotovoltaicas para evitar sobrecargas en la red. Este fenómeno, lejos de ser un problema exclusivo de España, ha afectado también a otros países con alta penetración renovable, como Alemania y Dinamarca. En Alemania, por ejemplo, se han visto obligados a pagar a consumidores industriales para que aumenten su consumo en determinados momentos y evitar vertidos.

El almacenamiento es una de las soluciones más evidentes, pero su implementación aún es insuficiente para absorber el volumen de energía excedente generado en los picos solares. A pesar de los planes para incrementar la capacidad de almacenamiento en España hasta los 22,5 GW en 2030, en la actualidad, la capacidad instalada sigue siendo extremadamente baja en comparación con las necesidades reales del sistema.

Distintos tipos de vertidos: técnicos y económicos

Además de este desequilibrio entre tecnologías, existe un fuerte desequilibrio entre la generación eléctrica y la demanda. Al igual que en el caso de las tecnologías, donde la fotovoltaica no se está instalando por encima de sus necesidades, sino que son el resto de tecnologías las que no se están desarrollando al ritmo marcado por el PNIEC; el desequilibrio entre oferta y demanda no está provocado por la fuerte incorporación de potencia eléctrica al sistema, sino por un insuficiente crecimiento de la demanda.

Para que veamos esta evolución de la demanda en perspectiva, contemplemos las metas del PNIEC: un incremento del 34% del consumo respecto a las cifras de 2019. A pesar de un ligero crecimiento de la demanda en 2024, del orden de la contracción experimentada el año precedente, hemos reducido nuestro consumo eléctrico alrededor del 6% desde 2019. Esto quiere decir que, para alcanzar las metas, nuestra demanda debe incrementarse un 40% de aquí a finales de 2030.

La incorporación de almacenamiento puede ser una solución para solucionar el desequilibrio entre los excepcionalmente bajos precios en las horas solares y los precios altos a final del día y por la noche. Sin embargo, si no se equilibra oferta y demanda de forma global, el almacenamiento será únicamente un parche puesto que una generación sustancialmente mayor que la demanda eléctrica siempre terminará generando vertidos en una isla energética como, en la práctica, es nuestro país.

Adicionalmente a este desequilibrio entre la oferta y la demanda global, también debemos destacar los vertidos que se producen de forma local, debido a restricciones de red. En un determinado momento, y circunscrito a nudos concretos, nuestra red eléctrica no puede absorber la electricidad generada. Estos vertidos técnicos suponen, respecto a la generación anual, alrededor del 1,8%. Una cifra de vertidos técnicos inferior al 2%, en un escenario de penetración renovable que está cercano al 57%, habla positivamente del trabajo que está realizando el operador del sistema.

Cuando lo que ocurre es que la falta de demanda lleva al mercado a precios muy bajos, nos referimos a ellos como vertidos económicos. Mientras las cifras correspondientes a los vertidos técnicos son claras y oficiales, lo cierto es que no contamos con el mismo control sobre estos vertidos económicos, contando únicamente con las estimaciones que empresas y asociaciones realizamos sobre este fenómeno.

Buscando soluciones estructurales a los vertidos

Para abordar eficazmente el problema de los vertidos de energía renovable, es fundamental adoptar un enfoque integral que combine distintas estrategias complementarias.

Una de las soluciones más relevantes es el aumento del almacenamiento energético. La expansión de tecnologías como baterías de gran capacidad y sistemas de bombeo hidráulico permitiría absorber el exceso de producción de

energía en momentos de alta generación, especialmente durante las horas solares, para liberarla en los periodos de mayor demanda. Esta estrategia no solo evitaría desperdiciar la electricidad renovable generada, sino que también contribuiría a estabilizar el sistema eléctrico y mejorar su resiliencia.

Otra medida clave es la flexibilización de la demanda, promoviendo mecanismos que incentiven el consumo en los momentos de mayor producción renovable. Para ello, se pueden establecer tarifas dinámicas que favorezcan la utilización de energía en horarios de alta generación, tanto para consumidores industriales como domésticos. Este enfoque permitiría desplazar la demanda a periodos más favorables, optimizando el uso de la energía renovable y reduciendo la necesidad de infraestructuras adicionales para gestionar los picos de producción.

Además, el desarrollo de tecnologías renovables gestionables es una vía fundamental para equilibrar el sistema eléctrico. Fuentes como el biogás, la biomasa y la geotermia pueden ofrecer una generación de electricidad más estable y predecible, complementando a las tecnologías intermitentes como la solar y la eólica. Invertir en estas alternativas contribuiría a reducir la dependencia de las condiciones meteorológicas y mejorar la seguridad del suministro.

Las interconexiones eléctricas con otros países también juegan un papel crucial en la gestión de los excedentes renovables. Ampliar la capacidad de exportación permitiría que el exceso de producción pueda ser aprovechado en mercados vecinos, en lugar de desperdiciarse. Esto no solo optimizaría el uso de la energía generada, sino que también reforzaría la integración del sistema eléctrico español en el mercado energético europeo, facilitando un suministro más eficiente y competitivo.

Por último, la digitalización y la implementación de redes inteligentes son esenciales para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. La automatización y la optimización de la distribución permitirían gestionar mejor la energía generada, reduciendo las pérdidas y maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables. Estas redes avanzadas podrían anticipar patrones de consumo y producción, facilitando una integración más eficiente de las energías limpias y mejorando la estabilidad del sistema.

Resolviendo los retos para alcanzar un *mix* equilibrado

Como hemos podido ver, la aceleración en el desarrollo de las energías renovables en España ha traído consigo múltiples beneficios, pero también ha generado desafíos que deben ser abordados para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. El problema de los vertidos renovables es una consecuencia directa del desequilibrio entre oferta y demanda, agravado por la alta concentración de generación solar en horas específicas del día.

Para evitar que esta situación afecte la viabilidad futura de las energías renovables, es crucial actuar en distintos ámbitos de forma simultánea: apostar por la electrificación, invertir en almacenamiento, diversificar el *mix* energético y fomentar una mayor flexibilidad en la demanda.

Si España logra implementar con éxito estas estrategias, podrá maximizar los beneficios de la transición energética y consolidarse como un referente en la integración eficiente de energías renovables. Sin embargo, el éxito dependerá de una planificación adecuada y de la capacidad de adaptación del sistema eléctrico a los nuevos paradigmas de generación y consumo.

Reducir la factura de la luz con autoconsumo y almacenamiento

José Luis Sancha Gonzalo
Dr. Ingeniero Industrial
Profesor de la Universidad Comillas-ICAI

1. Introducción

Reducir el importe de la factura de la luz es una constante preocupación de los consumidores que sistemáticamente aparece en las encuestas sobre el grado de satisfacción de los servicios.

Es revelador el panorama que describe semestralmente la encuesta "Panel de Hogares" de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC). En la figura 1 se muestra el resultado correspondiente al título "Principales motivos de insatisfacción con los servicios" de su última encuesta[1].

Para un 90% de los hogares que declaran estar poco o nada satisfechos con el servicio de electricidad, el principal motivo de insatisfacción es su carestía y para un 41% es la falta de claridad en la factura y los precios aplicados, lo que indica que el consumidor quiere pagar menos, pero se muestra desorientado en cuanto a cómo hacerlo dada la complejidad de la propia factura.

Conviene por lo tanto comenzar analizando la factura eléctrica, los términos que la componen y la metodología del cálculo de sus importes respectivos. En lo que sigue, se va a utilizar la factura del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), en el que todos sus términos están regulados por la CNMC y por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)[2].

En 2024, las facturas mensuales del consumidor medio[3] PVPC son las que se indican en la figura 2.

[1] https://data.cnmc.es/panel-de-hogares/conjuntos-de-datos/estadisticas-panel-de-hogares. Correspondiente al primer semestre de 2024 y publicada el 13 de diciembre de 2024.

[2] Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

[3] Los valores medios en España son: consumo mensual 200 kWh, potencia contratada 4 kW y perfil horario de consumo el que calcula REE. Se ha supuesto que todos los meses el consumo es 200 kWh y que la potencia contratada es igual para el periodo punta y el valle. Se aplica la tarificación 2.0TD a los términos regulados, lo cuales tienen, en general, valores diferentes según el periodo de tarificación: punta de 10 a 14 y de 18 a 22 horas; llano de 8 a 10, de 14 a 18 y de 22 a 24 horas (todo ello en días laborables) y valle el resto de horas.

Cuadernos de Energía 71

Figura 1. Principales motivos de insatisfacción con el servicio de electricidad

	Son servicios caros	Falta de claridad en las facturas y sobre los precios aplicados a los servicios	Falta de información sobre las condiciones de suministro y contractuales	Falta de calidad del servicio (por ejemplo, interrupciones del suministro)	Cobros indebidos	Mala atencion al cliente	Otros
Electricidad	89,9%	40,5%	29,8%	15,2%	13,0%	23,6%	6,7%

Universo: Hogares que han declarado estar poco o nada satisfechos con el servicio

Fuente: CNMC. Panel de Hogares.

Figura 2. Facturas mensuales y total del consumidor medio PVPC en 2024

PVPC	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total 2024
Término de potencia	9,98 €	9,35 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	118 €
Término de energía	29,37 €	22,47 €	18,96 €	17,79 €	20,43 €	23,66 €	26,76 €	29,77 €	27,54 €	28,63 €	34,85 €	36,64 €	317 €
Financiación Bono	1,05 €	0,98 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	12 €
Impuesto eléctrico	1,01 €	0,82 €	0,75 €	1,08 €	1,20 €	1,31 €	1,93 €	2,08 €	1,95 €	2,03 €	2,33 €	2,44 €	19 €
Alquiler contador	0,82 €	0,77 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	10 €
IVA	4,22 €	3,44 €	6,63 €	6,38 €	7,03 €	7,66 €	4,05 €	4,37 €	4,10 €	4,25 €	4,87 €	5,09 €	62 €
TOTAL	46,45 €	37,83 €	38,19 €	36,74 €	40,51 €	44,12 €	44,59 €	48,07 €	45,08 €	46,76 €	53,54 €	56,02 €	538 €

Fuente: REE.

El término de potencia se calcula multiplicando la potencia contratada, 4 kW, por el precio regulado 0,080528 €/kW por día, valor que responde a la suma de peajes (CNMC), cargos (MITECO) y margen fijo de comercialización (CNMC).

El término de energía se calcula horariamente, multiplicando el consumo en esa hora por el precio de la energía, también en esa hora, que calcula Red Eléctrica (REE) a partir de los resultados del mercado eléctrico, ajustes de operación del sistema y peajes y cargos regulados.

La financiación del Bono Social Eléctrico se calcula a partir del precio regulado 0,033886 €/día que fija el MITECO.

El impuesto eléctrico se calcula multiplicando el tipo impositivo (2,5% el 1er trimestre, 3,8% el 2º trimestre y 5,11% el 2º

semestre) sobre el importe suma de los términos de potencia, de energía y bono.

El alquiler del contador se calcula a partir del precio regulado 0,026557 €/día que establece el MITECO para este grupo de tarificación.

El IVA se calcula multiplicando el tipo impositivo regulado (10% los meses de enero, febrero y desde agosto a diciembre; 21% el resto) sobre el importe suma de todos los términos anteriores.

La pregunta clave es: ¿Sobre qué términos puede actuar el consumidor?

De esos 6 términos de la factura, los últimos 4 quedan fuera del alcance del consumidor ya que sus precios están totalmente regulados. Por lo tanto, solo puede gestionar los dos primeros: el término de potencia y el término de energía.

Para poder apreciar con más claridad este campo de actuación del consumidor, en la figura 3 se muestra el resultado de la factura anual con únicamente los términos que no son impuestos, pero que incluyen el efecto de los impuestos eléctrico e IVA.

Los términos gestionables por el consumidor, los de potencia y energía, suponen el 95% de la factura. El termino de energía es, con diferencia, el más importante, en 2024 supuso el 69% de la factura.

La estrategia del consumidor que quiera reducir su factura de la luz debería atender fundamentalmente a reducir el término de energía. El término de potencia influye menos y su reducción es, por otro lado, muy simple, bastaría con contratar una menor potencia[4].

En la figura 4 se muestra, para el mismo consumidor medio PVPC, el consumo y el precio del término de energía horarios en el día promedio de 2024.

El consumo, en columnas de color azul, se incrementa en las

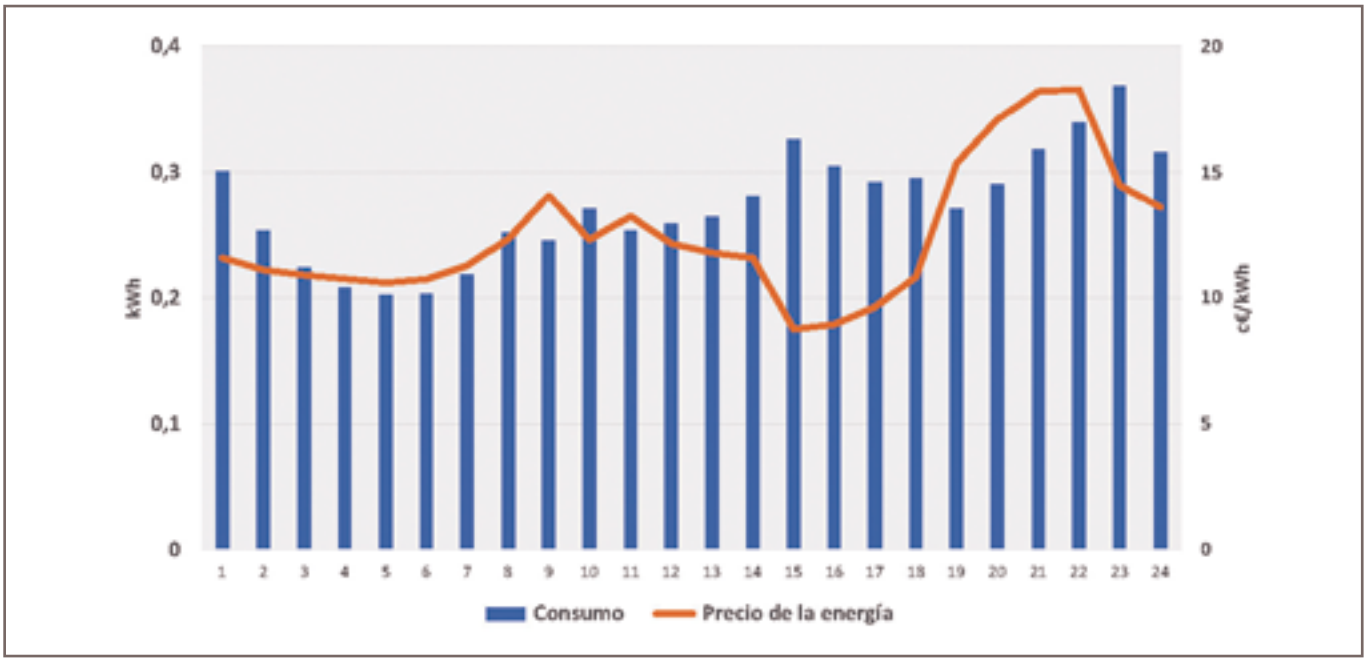
Figura 3. Factura total del consumidor medio PVPC en 2024

PVPC	Total 2024 (€)	Total 2024 (%)
Término de potencia	140 €	26%
Término de energía	373 €	69%
Financiación Bono y contador	26 €	5%
TOTAL	538 €	100%

Fuente: REE.

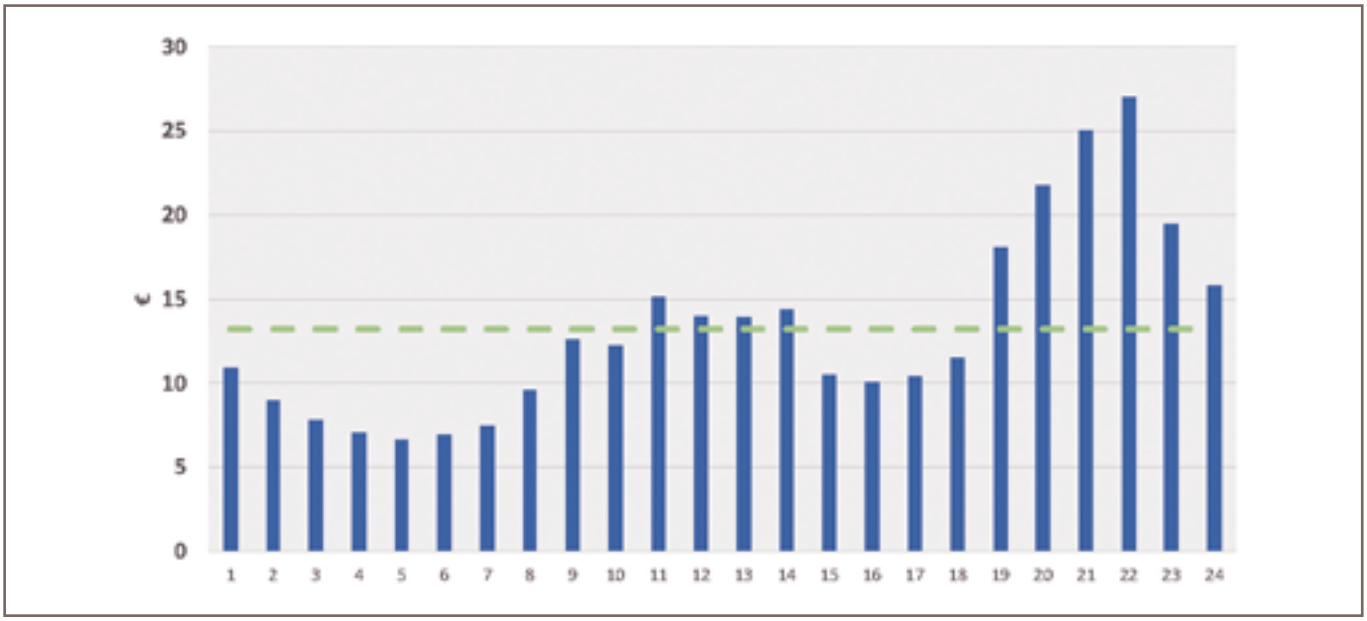
[4] *Adecuándola lógicamente a la conexión simultánea de los electrodomésticos disponibles en el hogar. La propia factura incluye obligatoriamente el dato de la potencia máxima demanda en el último año. De hecho, los datos del consumidor medio PVPC invitar a pensar que podría rebajar la potencia contratada de 4 kW a un valor inferior, en saltos de 0,1 kW. Además, el consumidor puede contratar en valle una potencia mayor que en punta, aprovechando la fuerte diferencia del precio en ambos periodos (en 2025, el precio del valle es 39 veces inferior al de punta).*

Figura 4. Consumo y precio de la energía (día medio 2024)



Fuente: REE y elaboración propia.

Figura 5. Importe horario del término de energía en día medio 2024



Fuente: REE y elaboración propia.

horas 21 a 24 del día, justamente en las horas en las que el precio de la energía es mayor (línea de color naranja, eje derecho de la figura). Es por lo tanto en esas horas cuando se produce el mayor importe del término de energía, según se puede ver en la figura 5.

La línea de color verde indica el importe medio por hora del término de energía de la factura (317/24 = 13,22 €) y las barras azules, el importe en cada hora. Se aprecian claramente las horas por la tarde/noche con un mayor coste, especialmente entre las horas de 20 a 23.

En consecuencia, para reducir el importe del término de energía el consumidor tiene dos vías: a) un menor consumo eléctrico y/o b) un menor precio de la energía consumida.

En lo que sigue de este artículo se verán algunas alternativas posibles para que el consumidor reduzca el término de energía en esa doble vía.

Por supuesto siempre queda la alternativa de cambiar de comercializador buscando mejores condiciones[5].

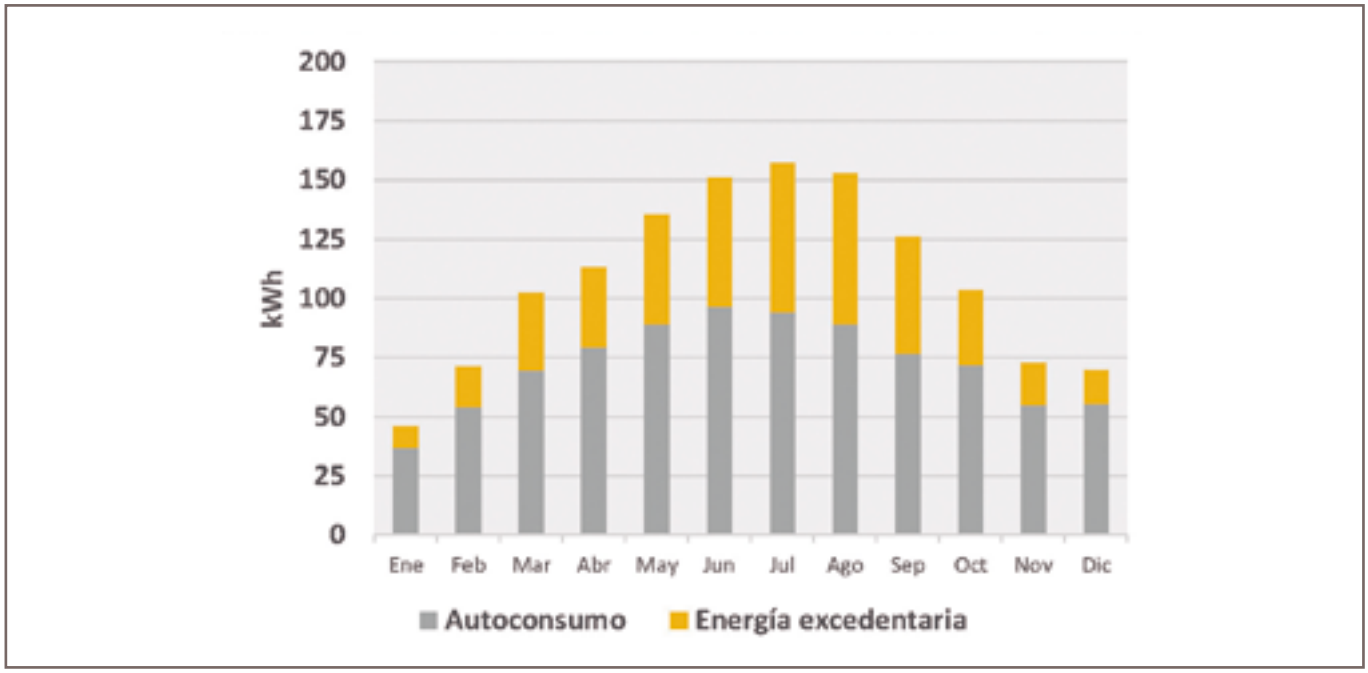
2. Modificar el perfil de consumo

La primera opción a considerar es la más simple, aunque quizá la más complicada de implementar. Consiste en que el consumidor, sin reducir su consumo, traslade parte del mismo desde las horas en las que la energía es más cara a otras en las que sea más barata.

Resulta fácil decirlo… pero ponerlo en práctica resulta complicado. La modificación de los hábitos de consumo en un hogar es muy problemático, a no ser que el esfuerzo se centre en algún tipo de consumo específico que se preste a ese traslado de horario con más facilidad.

Este puede ser el caso de los acumuladores de calor eléctricos, fácilmente controlables[6] para conectarse en determinadas horas, consumiendo electricidad para, típicamente,

Figura 6. Producción mensual de los paneles



Fuente: REE y elaboración propia.

calentar agua para su utilización en calefacción o ACS a lo largo del día.

Como ejercicio, se ha considerado el caso de un acumulador que se controla para cargar en horas valle, en las que la potencia contratada puede ser más alta aprovechando el menor precio del término de potencia. Suponiendo que anteriormente la carga se hiciese en horas punta y que el consumo eléctrico del acumulador equivaliese al 20% del consumo del periodo punta, el cálculo del nuevo término de energía da como resultado 304 €, lo que supone un ahorro de 13 €. En la factura, el ahorro sería 16 € (3% sobre 538 €).

En resumen, el traslado de consumo de horas caras a horas baratas[7] puede tener sentido asociado a ciertos tipos de consumo que sean controlables por automatismos que no exijan una vigilancia del consumidor ni un cambio en sus hábitos.

3. Autoconsumo con paneles solares

Esta alternativa hace uso de una instalación fotovoltaica que produce electricidad y la destina al consumo sin que el consumidor vea afectado su consumo.

En España el autoconsumo de energía eléctrica para instalaciones que estén conectadas a la red de distribución eléctrica de su zona está regulado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en el que se establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas.

En lo que sigue se asume la "modalidad de autoconsumo residencial con excedentes acogida a compensación". En cada hora hay que evaluar dos conceptos: consumo y producción de los paneles. Cuando la energía que producen los paneles es inferior al consumo del hogar, toda ella se destina al consumo (de ahí "autoconsumo" o, quizá más preciso, "autoabastecimiento") y la parte del consumo no cubierta se alimenta desde la red. En otras ocasiones, cuando la producción sea superior al consumo, se producirá un excedente de energía que, en este ejemplo, se vierte en la red recibiendo el consumidor una compensación por ello.

En el autoconsumo con paneles, la reducción del término de energía de la factura se consigue gracias a la energía que deja de tomarse de la red. Nunca llegaría a anularse porque los paneles solo aportan energía en horas solares.

Se ha supuesto un caso sencillo con datos del año 2024. El resultado puede servir de orientación para un estudio mucho más detallado y adaptado a las circunstancias del consumidor. En el ejemplo que se presenta, el consumidor instala paneles fotovoltaicos de 1 kWp[8].

Las figuras 6 y 7 muestran la evolución mensual de la energía producida por los paneles y la consumida.

Como es lógico, en los meses de verano aumenta la producción de los paneles, el autoconsumo y la energía excedentaria.

El consumo mensual es 200 kWh, una parte del mismo proviene de los paneles, "autoconsumo", y el resto de la red.

En este ejemplo, las facturas mensuales serían las de la figura 8. En color verde se señalan los términos de la factura que se reducen por el autoconsumo.

Se reduce el término de energía y aparece un nuevo térmi-

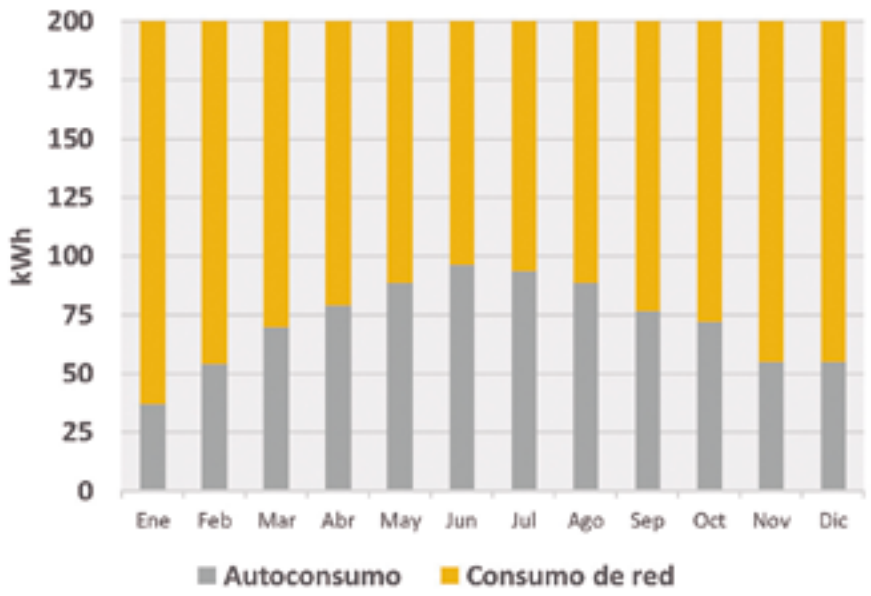
[5] En la contratación libre, los precios de los términos de potencia y energía son libres. Adicionalmente, la factura puede incluir otros términos no regulados, como descuentos o cargos adicionales. Este artículo no analiza la contratación libre.

[6] Muchos acumuladores se ofertan con sistemas de control para conectarse cada día a las horas más baratas según la tarifa o regular su carga automáticamente según la temperatura solicitada.

[7] Independientemente de la clasificación de las horas por periodos punta, llano y valle. De hecho, como se aprecia en la figura 4, en general las horas más baratas no serán las nocturnas (periodo valle) sino las solares en el centro del día (periodo mayoritariamente llano).

[8] Aproximadamente dos paneles. En una zona intermedia en España, con un valor de la Hora Solar Pico (HSP) de 1.300 h. El perfil horario de producción de los paneles obtenido de PVGIS (https://pvgis.com/es) En el informe anual *Annual Report Template* de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), en 2024 se incorporaron 73.400 instalaciones fotovoltaicas residenciales en España, con una potencia media de 4,7 kW.

Figura 7. Consumo mensual en 2024



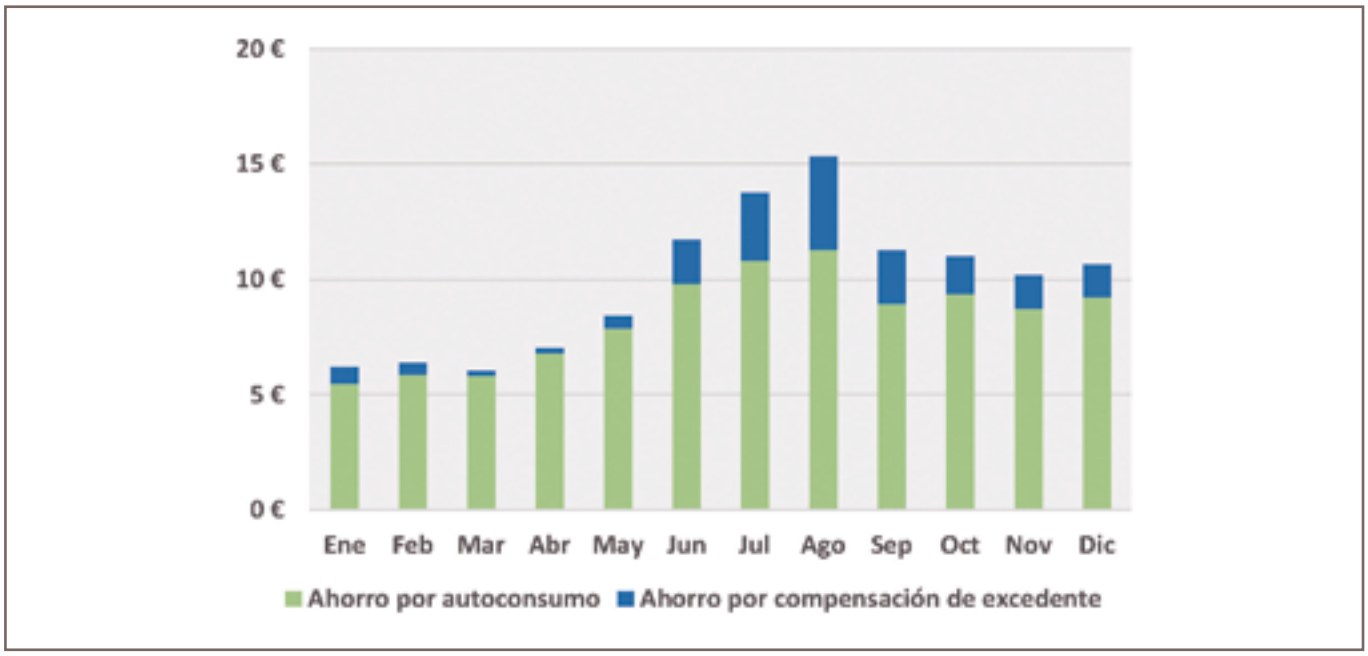
Fuente: REE y elaboración propia.

Figura 8. Facturas mensuales y total del consumidor medio PVPC con autoconsumo en 2024

Autoconsumo 1 kWp	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total 2024
Término de potencia	9,98 €	9,35 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	9,67 €	9,98 €	118 €
Término de energía	23,89 €	16,68 €	13,08 €	11,02 €	12,56 €	13,84 €	15,95 €	18,55 €	18,93 €	19,41 €	25,91 €	27,44 €	217 €
Compensación excedente	-0,47 €	-0,48 €	-0,16 €	-0,23 €	-0,53 €	-1,88 €	-2,90 €	-4,03 €	-2,33 €	-1,62 €	-1,45 €	-1,41 €	-17 €
Financiación Bono	1,05 €	0,98 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	1,02 €	1,05 €	12 €
Impuesto eléctrico	0,86 €	0,66 €	0,60 €	0,82 €	0,88 €	0,86 €	1,23 €	1,31 €	1,39 €	1,47 €	1,80 €	1,89 €	14 €
Alquiler contador	0,82 €	0,77 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	0,80 €	0,82 €	10 €
IVA	3,61 €	2,80 €	5,33 €	4,85 €	5,20 €	5,11 €	2,61 €	2,77 €	2,95 €	3,11 €	3,77 €	3,98 €	46 €
TOTAL	39,74 €	30,76 €	30,69 €	27,95 €	29,96 €	29,42 €	28,75 €	30,44 €	32,43 €	34,22 €	41,51 €	43,75 €	400 €

Fuente: REE y elaboración propia.

Figura 9. Ahorro económico por autoconsumo y por compensación de excedentes (2024)



Fuente: REE y elaboración propia.

no, con importe negativo, que recoge la compensación por la energía excedentaria de los paneles que se vierte a la red. Los términos de los impuestos se reducen por la menor base imponible.

El ahorro en el importe anual de las facturas sería 538 – 400 = 138 €, un 26% sobre la facturación anual[9].

A continuación se detallan las diferencias en cada término de facturación.

El término de potencia no se ve afectado por el autoconsumo[10].

El término de energía se ve afectado por el autoconsumo en dos formas:

a) Disminuye el consumo de la red debido a la generación aportada por los paneles.

En el año, los paneles produjeron 1.300 kWh, el autoconsumo fue 868 kWh, por lo que el consumo suministrado por la red pasó a ser 1.532 kWh.

La ratio de autoconsumo sobre la producción fue del 67%, oscilando según los meses entre el 58% y el 80%.

La ratio de autoconsumo sobre el consumo fue del 36%, oscilando según los meses entre el 19% y el 48%.

b) Se modifica el precio PVPC del consumo de la red al variar el perfil horario.

[9] Según el mencionado informe anual de APPA, en 2024 el ahorro promedio estimado para autoconsumidores residenciales sería 157 € por kW instalado.

[10] El autoconsumidor podría reducir la potencia contratada de punta aprovechando la potencia aportada por los paneles aunque, lógicamente, solo se podría contar con ella cuando haya producción solar.

El nuevo perfil horario de consumo de red hace que se modifique el precio del término de energía. En general aumenta ligeramente porque disminuye el consumo de red en las horas de menor precio.

En el año, el precio resultante sin paneles fue 13,22 c€/kWh y tras el autoconsumo pasa a ser 14,18 c€/kWh.

El ahorro en el año del término de energía asciende a 100 €.

La compensación por el excedente de energía vertida a la red[11] depende de dos factores.

a) La energía excedentaria es muy dependiente de la producción de los paneles, que tiende a aumentar en los meses centrales del año.

b) El precio regulado horario también es muy variable a lo largo del año, incluso en 2024 se dieron 1.102 horas de precio negativo (13% del total).

En el año, la energía excedentaria fue 432 kWh y el precio resultante fue 4,04 c€/kWh, significativamente inferior (-71%) al precio de compra de la energía de red 14,18 c€/kWh. El importe de la compensación fue 17 €.

La figura 9 muestra la evolución mensual del ahorro por autoconsumo y por la compensación.

De nuevo, en los meses de verano aumenta el ahorro por los dos conceptos, aunque el autoconsumo es el que aporta más valor.

Continuando con la factura, el término de financiación del bono social y el del alquiler del contador no se ven afectados por el autoconsumo.

Los términos del impuesto eléctrico y el IVA se reducen porque la base imponible de ambos es menor debido al autoconsumo.

El ahorro del impuesto eléctrico es 5 € y el del IVA 16 €.

En total, el balance del año es que la instalación de paneles de autoconsumo aportaría un ahorro de 100 + 17 + 5 + 16 =138 €, un 26%.

¿Mucho, poco, suficiente? Es claro que habría muchos factores a considerar.

Ciñéndose exclusivamente a la dimensión económica, sin considerar la medioambiental, se podrían citar: el coste de la instalación (que a su vez depende del tamaño de la misma, de la tecnología, etc.), del importe total de las subvenciones (de todo tipo y muy diferentes según la localización de la instalación), de la situación de la instalación (irradiación solar, orientación de los paneles, etc.), de las pautas de consumo, del contrato con la comercializadora (precio de la energía consumida, precio de la energía excedentaria), etc. todos ellos con su prevista evolución en un horizonte razonable de años.

Para aportar algún dato complementario se analizan dos posibles alternativas.

La primera consiste es suponer que el consumidor, además de dotarse de la instalación fotovoltaica, modifica su perfil de consumo con el objetivo de mejorar su ratio autoconsumo/consumo. ¿Cómo afectaría a la rentabilidad económica?

---

[11] En un contrato regulado con autoconsumo hay que tener en cuenta dos aspectos:

- El precio de la compensación de excedente es horario y se calcula como el precio del mercado diario + precio del primer intradiario – menos el coste del desvío
- La compensación del excedente en la factura tiene como límite el valor del coste de la energía en el periodo de facturación (es decir, el importe del término de energía de la factura descontando el importe de peajes y cargos variables).

Ese límite únicamente podría darse en los meses de más producción solar en los que el consumo se redujera drásticamente, por debajo del 25% de un mes normal. Si se mantiene el consumo, sólo podría darse si la instalación fotovoltaica fuese de mucha mayor potencia, superior a tres veces la del caso base.

En un contrato libre:

- El precio de compensación de excedentes es el que fija el comercializador. Para compararlo con el precio regulado habría que atender a cómo se establece, si precio plano o por periodos o indexado de alguna forma al mercado.
- El límite de la compensación es libre e incluye, en algunos contratos, lo que se denomina hucha virtual que puede utilizarse de diversas formas.

Como se ha visto, si el consumidor mantiene su perfil de consumo tras la instalación de paneles esa ratio es únicamente del 36% de media en el año. Pero, si fuese capaz de gestionar su perfil de consumo, trasladando una parte del mismo de las horas no solares (especialmente las más caras) a las horas en las que los paneles están produciendo, podría reducir la energía tomada de la red, reduciendo así el importe del término de energía de la factura.

El análisis, con la misma metodología y suponiendo que no se modifican los precios de compra y de compensación, se hace aumentando la energía autoconsumida hasta 1.083 kWh (+25%) en el año.

La ratio autoconsumo/consumo subiría hasta el 45% (+9 puntos) y el importe de las facturas del año sería ahora 375 €, con lo que el ahorro aumentaría hasta 163 €. En términos porcentuales, el ahorro sobre la facturación anual sería del 30%, 4 puntos más.

Este resultado está en línea con el obtenido en el epígrafe anterior, aunque ahora la mejora es sustancialmente mayor porque aumenta el diferencial de precio de la energía movilizada: se cambia energía de compensación de bajo precio por energía no consumida de la red de precio varias veces mayor. Además, ahora la gestión del consumidor es más sencilla de ejecutar: simplemente tendría que trasladar consumos a las horas de sol.

La segunda alternativa consiste en suponer que el consumidor, manteniendo su perfil de consumo, dispone de una instalación fotovoltaica más potente. ¿Cómo afectaría a la rentabilidad económica?

El nuevo resultado, duplicando la potencia hasta 2 kWp y manteniendo el resto de parámetros, arroja los siguientes valores en términos anuales: la energía autoconsumida aumentaría hasta 993 kWh (+14%) y la energía excedentaria aumentaría hasta 1.607 kWh (+272%). El importe de las facturas del año sería ahora 324 €, con lo que el ahorro aumentaría hasta 214 € (+55%).

Duplicar la instalación fotovoltaica solamente incrementaría el ahorro un 55%. Básicamente porque apenas aumenta el autoconsumo, que es lo que realmente interesa, mientras que aumenta desproporcionadamente la energía excedentaria, que, como se ha visto, se valora con un precio de compensación muy por debajo del precio de compra.

La conclusión es que el mejor aprovechamiento económico de una instalación fotovoltaica reside en el ahorro proporcionado por la reducción del consumo de la red. Ajustar el consumo a la producción de los paneles constituye la estrategia más rentable, siendo consciente de que traspasar consumo de horas no solares a horas solares siempre conviene, aunque no se logre el consumir el 100% de la producción.

El dimensionamiento de la instalación fotovoltaica debe ser acorde a ese principio: suficiente para favorecer el autoconsumo, pero ajustado a evitar excedentes que aportan poco ahorro.

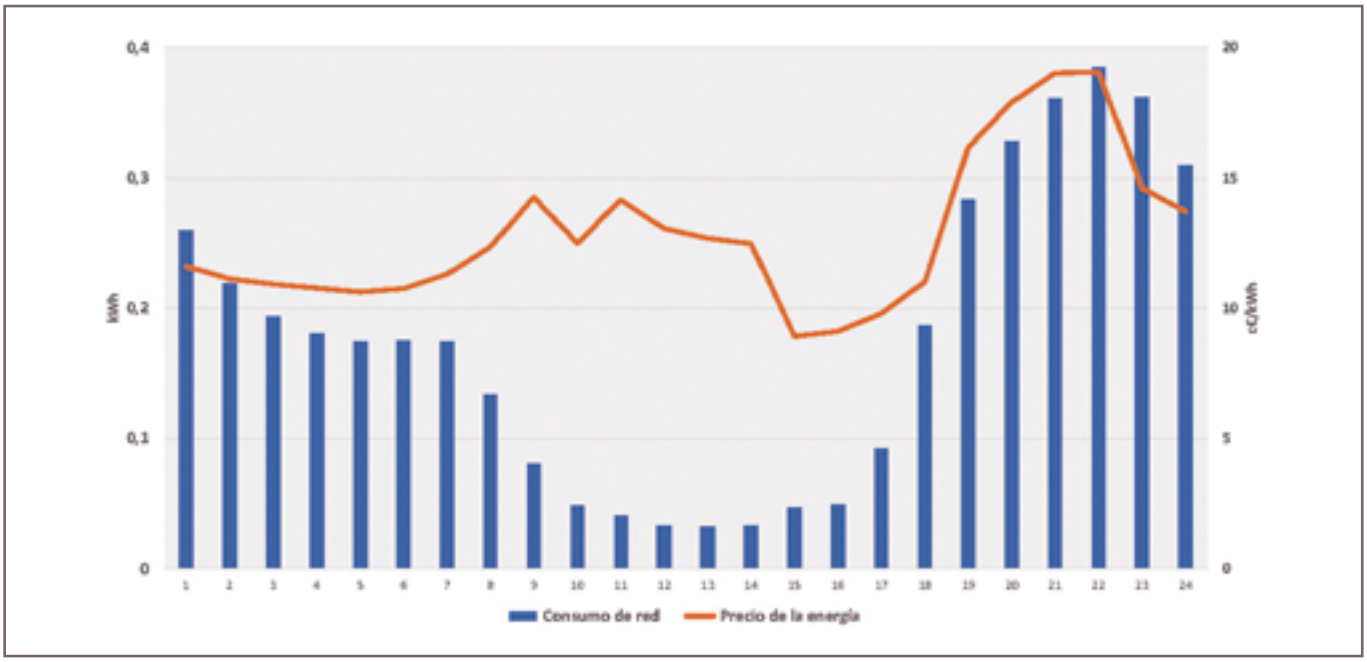
4. Autoconsumo con paneles y almacenamiento de batería

Esta alternativa analiza el almacenamiento mediante una batería como complemento de la instalación fotovoltaica. El fundamento energético es muy simple: la batería se carga desde los paneles con la energía excedentaria, evitando así el vertido a la red de los excedentes de producción que, según se ha visto, tienen un precio de compensación muy reducido. En cuanto a la descarga, a priori parece que lo más conveniente sería descargar la batería en las horas de mayor precio.

Tomando de nuevo el caso ejemplo, en la figura 10 se muestra la situación del consumidor tras la instalación de los paneles. Para cada una de las 24 horas de un día promedio del año, el consumo de red aparece en barras de color azul y el precio de la energía aparece en línea de color naranja, eje derecho.

Puede apreciarse que el consumo de red en las horas solares es muy reducido debido a la aportación de los paneles, sin embargo, el consumo se mantiene alto fuera de esas horas, siendo especialmente significativo el hecho de que el mayor consumo, por encima de 0,3 kWh, se da en las horas de 19 a 24, en las que el precio de la energía es más caro (entre 14 c€/kWh en la hora 24 y 19 c€/kWh en las horas 21 y 22).

Figura 10. Consumo de red y precio de la energía tras la instalación de paneles (día medio 2024)



Fuente: REE y elaboración propia.

Así pues, para lograr una reducción significativa en la factura de la luz sería conveniente utilizar la energía almacenada para reducir el consumo en esas horas.

El ejercicio que se propone aquí es investigar con detalle el proceso de carga y descarga de la batería en cada hora a lo largo del año 2024 con objeto de calcular con más precisión el ahorro del almacenamiento.

En la práctica, para aproximarse a la gestión óptima del conjunto paneles y batería conviene tener en cuenta una serie de consideraciones previas:

1. La producción de los paneles deberá dedicarse prioritariamente al consumo. El exceso se destinará a cargar la batería. Únicamente el sobrante se destinará a la red. Idealmente, conviene minimizar la energía vertida a la red, por el bajo precio de la compensación.

2. La batería se cargará con la energía excedentaria de los paneles y se descargará exclusivamente sobre el consumo, evitando el vertido a la red.

3. La batería no se carga con energía procedente de la red, ya que esta posibilidad no está contemplada en la regulación actual. En el Anexo I se presenta el ejercicio alternativo suponiendo que esta limitación fuese eliminada.

4. La gestión horaria del conjunto paneles + batería debe hacerse de forma coordinada, atendiendo a los datos previstos para esa hora (consumo, producción de los paneles, estado de carga de la batería, precio de la energía, precio de compensación), así como de las previsiones para las siguientes horas, con un horizonte mínimo del día siguiente.

5. Por supuesto hay que tener en cuenta varias limitaciones técnicas de las baterías, como son, entre otras, nivel de carga máxima, de carga mínima, limitaciones en la velocidad de carga/descarga, limitaciones en el número de operaciones de carga/descarga, pérdidas de energía en el proceso de carga/descarga, etc.

Teniendo todo ello en cuenta, la gestión horaria de la batería debe decidir: a) qué hacer (cargar, descargar, mantener la carga) y b) cuánta energía se va a cargar o descargar en esa hora.

El ejercicio que se presenta a continuación responde a la simulación sobre el mismo ejemplo añadiendo una batería de 3 kWh[12]. El algoritmo de gestión energética asume que todos los datos se conocen el día anterior[13] y que la gestión horaria conjunta de paneles y batería se hace siguiendo los criterios antes expuestos.

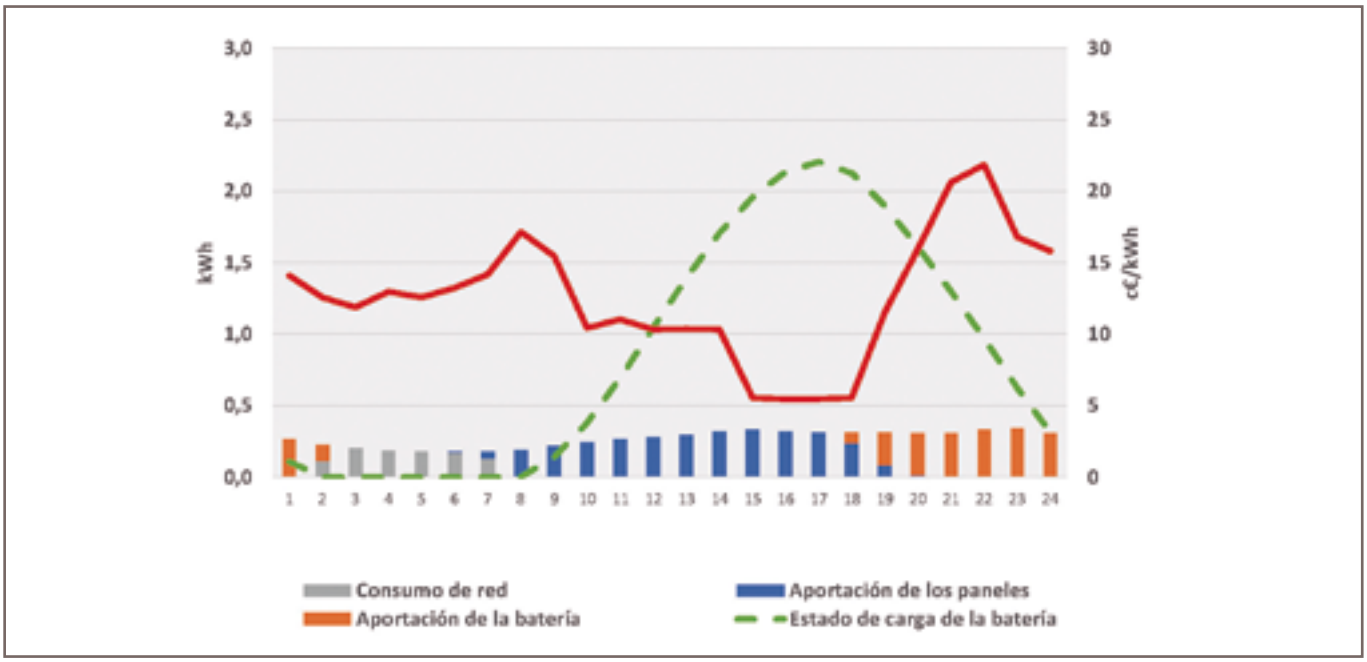
¿Cómo es el régimen de carga/descarga de la batería?

En la figura 11 se muestra cómo se alimenta el consumo a lo largo de un día representativo. No obstante, es preciso aclarar que el conjunto de condiciones de consumo, producción solar y precios es tan variado que no hay dos días iguales y por lo tanto la gestión óptima de la batería debe adaptarse al momento y a las previsiones de las próximas horas.

En barras aparece la energía del consumo: en color gris la energía procedente de la red (en las horas iniciales), en color azul la procedente de los paneles (en las horas solares del día) y en color naranja la procedente de la descarga de la batería (por la tarde/noche).

En línea a trazos de color verde aparece el estado de carga de la batería: se carga de 9 a 17h hasta 2,21 kWh con la ener-

Figura 11. Autoconsumo con paneles y batería. Ejemplo de un día



Fuente: REE y elaboración propia.

[12] La batería comercializada típica suele ser de 5 kWh (con un rango de utilización 0,5-4,9 kWh y eficiencia del 95%), energía que resulta excesiva para este caso. A efectos del ejercicio de comparación se ha tomado una batería de 3 kWh, con un rango de operación completo 0-3 kWh y sin pérdidas. Según el informe anual de APPA, en 2024 se incorporaron 62 MWh en baterías residenciales en España, sin especificar la energía media.

[13] Este es el caso en los precios de la energía y de la compensación PVPC. Para el consumo se asume el perfil estándar y para la producción de los paneles el perfil obtenido de PVGIS.

gía excedentaria de los paneles para descargarse sobre el consumo en las horas caras de la tarde/noche del día.

En línea de color rojo, eje derecho, aparece el precio de la energía suministrada por la red (c€/kWh), que ese día tuvo un precio mínimo en la hora 16 y un precio máximo en la hora 22.

A lo largo del año, la batería se carga con la energía excedentaria de los paneles en total 2.193 horas en el año, con un máximo horario de 0,66 kWh y se descarga sobre el consumo 2.050 horas, con un máximo horario de 0,47 kWh. La carga máxima alcanzada en la batería es de 2,92 kWh.

En la figura 12 se compara el balance energético en los tres casos.

El consumo anual de red 2.400 kWh se reduce a 1.533 kWh con los paneles y a 1.085 kWh tras la instalación adicional de la batería.

La energía vertida a la red es 432 kWh con los paneles y se anula tras instalarse la batería.

Figura 12. Balance energético

Balance energético Año 2024	A Solo consumo	B Consumo + paneles	C Consumo + paneles + batería
Consumo de red (kWh)	2.400	1.533	1.085
Energía vertida a la red (kWh)		432	0

Fuente: REE y elaboración propia.

Figura 13. Balance económico del coste de la energía

Balance económico Año 2024	A Solo consumo	B Consumo + paneles	C Consumo + paneles + batería
Pago por E de la red	317 €	217 €	149 €
Compensación por E vertida a la red		-17 €	0 €
Total Pago por E		200 €	149 €
Ahorro en el coste de la E		117 €	168 €

Fuente: elaboración propia.

El balance económico para el consumidor PVPC es el siguiente (figura 13).

Con los paneles se reduce el coste anual de la energía a 217 € y se recibe una compensación de 17 € por la energía vertida a la red. En total, el ahorro es 117 €.

Con los paneles y la batería, el coste anual de la energía es 149 € y no se recibe ninguna compensación. El ahorro conjunto es 168 €, con la batería aportando 51 €.

La figura 14 refleja la comparación de las facturas anuales en los casos analizados.

Una vez tenido en cuenta el impacto de los impuestos, la factura anual con paneles y batería pasa a ser 340 €, lo que supondría un ahorro total de 198 € (37% sobre 538 €).

A lo anterior habría que añadir el ahorro que supondría la posible utilización de la potencia de la batería para reducir la potencia contratada en el periodo punta. En 2025 este ahorro sería, impuestos incluidos, de 34 € año por cada kW de potencia que se reduzca.

En resumen, la batería puede añadir un importante ahorro en la factura de la luz de un autoconsumidor.

Para aprovechar óptimamente la producción de los paneles, el tamaño de la batería debe estar adaptado a la potencia de los mismos y al nivel de consumo.

La gestión de carga y descarga de la batería debe ser extremadamente meticulosa para: a) cargar el máximo de la energía excedentaria de los paneles, y b) evitar descargar sobre la red. La gestión horaria del conjunto paneles + batería debe

Figura 14. Facturas anuales 2024

Factura PVPC Año 2024	A Solo consumo	B Consumo + paneles	C Consumo + paneles + batería
Término de potencia	118 €	118 €	118 €
Término de energía	317 €	217 €	149 €
Compensación excedente		-17 €	0 €
Financiación Bono	12 €	12 €	12 €
Impuesto eléctrico	19 €	14 €	12 €
Alquiler contador	10 €	10 €	10 €
IVA	62 €	46 €	39 €
TOTAL	538 €	400 €	340 €
Ahorro sobre A (%)		138 €	198 €
Ahorro sobre A (€)		26%	37%

Fuente: elaboración propia.

hacerse de forma coordinada, atendiendo a toda la información disponible (consumo, producción de los paneles, estado de carga de la batería, precio de la energía, precio de compensación), incluido las previsiones para las siguientes horas, con un horizonte mínimo del día siguiente.

5. Autoconsumo con paneles y almacenamiento térmico

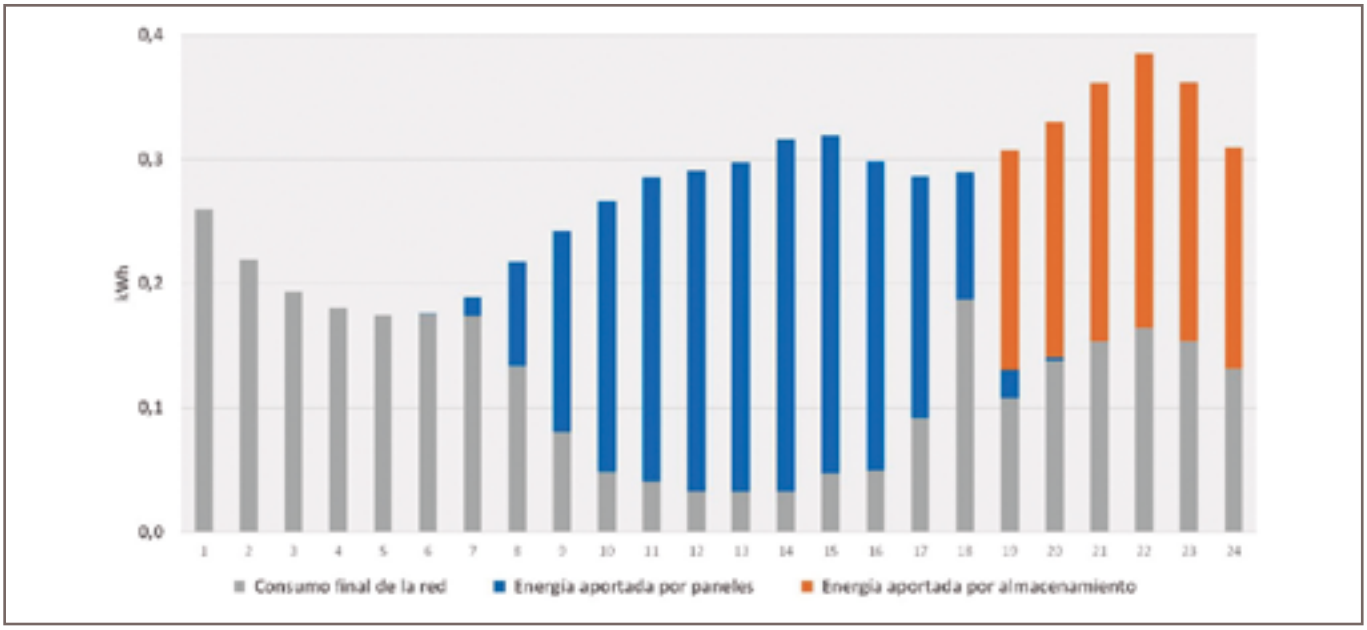
El sistema de acumulación térmica ya se consideró en el epígrafe 2. Lo que ahora se propone es el análisis del acumulador de calor eléctrico asociado a una instalación de paneles fotovoltaicos.

A priori, este almacenamiento térmico tiene el atractivo de alimentarse con el excedente de energía de los paneles y poder consumirse en horas en las que el precio de la energía sea caro. Tiene una limitación obvia en la utilización puramente térmica de la energía almacenada, a diferencia de una batería, por ejemplo, que devuelve energía eléctrica con un abanico más amplio de aplicaciones.

No obstante, muchos consumidores ven la combinación de paneles y acumulación térmica como una solución natural. Al alimentarse desde los paneles se evita el vertido a la red de los excedentes de producción, que tienen un bajo precio de compensación, y al consumirse en horas caras se reduce el coste de la energía tomada de la red. De esta forma, se convierte energía de precio de compensación a energía de precio de compra.

En lo que sigue se hará una primera aproximación tomando hipótesis que simplifiquen el caso y utilizando valores medios[14].

Figura 15. Consumo de red y aportaciones de energía (día medio 2024)



Fuente: REE y elaboración propia.

[14] Considerando un rendimiento del acumulador del 100%, valor que en la realidad puede verse afectado a la baja por factores como el aislamiento, la antigüedad y el mantenimiento.

Se considera que la carga del acumulador térmico se efectúa diariamente, utilizando toda la energía excedentaria de los paneles, que en este ejemplo alcanza un valor máximo de 3 kWh en algunos días de verano, valor que conviene retener para dimensionar adecuadamente la instalación térmica. En este supuesto, la energía cargada sería la totalidad del excedente, 432 kWh.

En cuanto a la utilización de esa carga, se considera que toda ella se destina diariamente al consumo, prioritariamente en el intervalo de 19 a 24 horas, sustituyendo consumo eléctrico con finalidad térmica. Obviamente eso requiere que en esas horas se dé un consumo térmico suficiente, cosa que puede verse comprometida en algunos días y especialmente en periodos de ausencia y vacaciones.

En la figura 15 se muestra la evolución del consumo horario en el día promedio del año. En color gris el consumo de la red, en color azul la energía aportada por los paneles y en color naranja la aportada por el sistema de almacenamiento.

Se aprecia la reducción del consumo de la red en las horas solares, gracias a la energía de los paneles, y en las horas de mayor precio de 19 a 24, en las que no es necesario consumir electricidad para el sistema térmico porque se utiliza la energía térmica del acumulador.

La figura también muestra que en la hora 19 (sobre todo en días de verano) todavía hay una valiosa energía excedentaria de los paneles cargando el acumulador de calor, por lo que en esos días convendría retrasar la descarga a partir las 20 h, prolongándola hasta donde fuera preciso.

Una buena aproximación del valor máximo del ahorro que se podría obtener en el coste de la energía sería los 51 € obtenidos en el epígrafe anterior. Sin embargo, en este caso hay que contar con que, en la práctica, el aprovechamiento puramente térmico de la energía almacenada limitará su utilización por falta del consumo apropiado.

En resumen, complementar una instalación de autoconsumo de paneles solares con un sistema de almacenamiento térmico es una solución con lógica económica que, a pesar de sus limitaciones, puede mejorar el aprovechamiento de la energía excedentaria.

El acumulador de calor debe estar dimensionado acorde con los valores del consumo y de la producción de los paneles.

Para su alimentación, deberá cargarse con la mayor cantidad de energía excedentaria de los paneles, y para su utilización deberá encontrar un consumo térmico suficiente.

Todo ello conlleva una gestión horaria ciertamente compleja que el consumidor debería tratar de controlar y automatizar en la medida de lo posible con objeto de obtener el mayor ahorro en la factura de la luz[15].

6. Conclusiones

Reducir la factura de la luz, que para muchos hogares constituye una clara preocupación, es posible.

El esfuerzo debe ir encaminado a reducir el importe del término de energía de la factura, responsable del 70% de la misma, y en menor medida a reducir el del término de potencia, responsable del 26%.

Hay diversas alternativas para hacerlo, desde contratar con un comercializador que mejore el precio de la energía[16] hasta reducir el consumo de la red, especialmente en las horas de mayor precio. En este artículo se han analizado varias de ellas con detalle, simulando su impacto económico en el escenario de 2024, de forma que los resultados pueden servir de orientación para estudios más detallados y adaptados a las circunstancias del consumidor.

Sin hacer ninguna inversión adicional, el consumidor residencial podría trasladar algún consumo de horas caras a horas más baratas. Aunque no todos los tipos de consumo se

[15] Habría otras alternativas de almacenamiento térmico que no se analizan en este artículo. Por ejemplo, la acumulación térmica mediante la utilización de calderas de gas natural.

[16] Utilizando el comparador de la CNMC CNMC - Comparador de Ofertas de Energía.

prestan a ese traslado de forma sencilla y automatizable, se ha analizado el caso del consumidor con un acumulador de calor eléctrico controlado en su carga y descarga.

Invertir en instalaciones de paneles solares con o sin sistemas de almacenamiento energético son alternativas mucho más eficientes. Este artículo se centra en el cálculo de los ahorros en la factura de la luz, evitando evaluar las inversiones en paneles, baterías o almacenamientos térmicos, equipos de control, etc., que en definitiva deben justificarse con los ahorros conseguidos. El estudio, por lo tanto, debería completarse con los correspondientes análisis de rentabilidad que incorporen los datos concretos del consumidor, así como su evolución prevista en un horizonte razonable de años.

La energía producida por los paneles debería destinarse en su mayor parte al consumo, evitando el vertido de la energía excedentaria a la red. La mejora en la factura del autoconsumo con paneles puede estar en el entorno del 25%.

Si los paneles no se complementan con un sistema de almacenamiento la posibilidad de anular la energía excedentaria es muy limitada. Con un almacenamiento de batería o térmico se podría conseguir el 100% de ese objetivo, pero debe dimensionarse adecuadamente y complementarse con algún sistema automático de carga conectado a la instalación fotovoltaica. La descarga del almacenamiento, sea de batería o térmico, requiere una gestión algo más compleja que atienda a las previsiones de consumo, producción de los paneles y precio de la energía en un horizonte de varias horas[17]. La mejora en la factura podría estar en el entorno del 35%.

Figura 16. Precios regulados en 2025 vs 2024

Factura PVPC		2024	2025	2025 vs 2024
Término de potencia	Precio de P1 (€/kW día)	0,069376	0,073782	6,4%
	Precio de P2 (€/kW día)	0,002647	0,001911	-27,8%
	Precio de comercialización (€/kW día)	0,008505	0,008529	0,3%
	Precio total (P1+P2) (€/kW/día)	0,080528	**0,084222**	4,6%
Término de energía	Precio de peajes y cargos E1 (€/kWh)	0,076974	**0,092539**	20,2%
	Precio de peajes y cargos E2 (€/kWh)	0,027963	**0,028201**	0,9%
	Precio de peajes y cargos E3 (€/kWh)	0,002752	**0,002994**	8,8%
	Precio del mercado anual para el ajuste (€/MWh)	101,96	**72,22**	-29,2%
Financiación Bono	**Precio (€/día)**	0,033886	**0,012742**	-62,4%
Impuesto eléctrico	%	2,5% > 3,8% > 5,11%	**5,11%**	
Alquiler contador	**Precio (€/día)**	0,026557	**0,026630**	0,3%
IVA	%	10% > 21%	**21%**	

Fuente: MITECO y CNMC.

[17] Lo que podría hacerse con un equipo específico, programado para maximizar el ahorro o integrado en un sistema de domótica que supervisase y controlase la eficiencia energética de hogar. A señalar que en algunos casos se publicitan "baterías inteligentes", capaces de realizar "análisis predictivos de consumo y previsión meteorológica, gracias a la gestión inteligente mediante Inteligencia Artificial".

7. Novedades de la factura de la luz en 2025

Los casos analizados en este artículo han tomado como escenario el año 2024. Ya se ha comentado que, para estudios de rentabilidad de instalaciones adicionales, como paneles y almacenamiento, es necesario considerar escenarios de medio plazo, contando fundamentalmente con la previsible evolución del consumo y de los precios.

El término de energía de la factura está sujeto a la variabilidad del mercado, en cambio el resto de términos solo se modifican puntualmente, por decisiones del MITECO y CNMC.

En concreto, para 2025 se han modificado los términos de la factura PVPC[18] según se resume en la figura 16.

Se observa un incremento del 4,6% en el precio del término de potencia.

En el término de energía se indican los precios de peajes y cargos, que aumentan en el periodo punta un 20,2% y en menor cuantía en llano y valle. El precio de la energía será el que resulte en el mercado diario según la metodología establecida. No obstante, se incluye el dato del precio del mercado anual que se utiliza para el ajuste del precio de la energía.

Este precio se reduce un 29,2% en 2025. Adicionalmente, en este año los mercados a plazo aumentan su influencia en el ajuste, pasando del 25% al 40%, con lo que su efecto de reducción del precio de la energía será más frecuente y más enérgico que en 2024. De hecho, en 2024 los días con ajuste negativo fueron un 33% y en los primeros 55 días de 2025 este porcentaje es del 78%.

El precio de la financiación del bono social desciende un 62,4%.

Los impuestos recobran los valores pre crisis, 5,11% para el eléctrico y 21% para el IVA, de forma que en 2025 el efecto estos impuestos mejora la rentabilidad de cualquier alternativa que reduzca el término de energía.

Nota del autor: Agradezco a Jesús Abadía, Juan Francisco Alonso, Antonio Arenas, Tomás Gómez, Ángel Pérez, Michel Rivier, Raúl Robredo, Juan Manuel Rodríguez, José Luis Trimiño y Francisco Valverde sus valiosos comentarios.

Anexo I. 5. Autoconsumo con paneles y almacenamiento de batería. Permitida la carga de la batería desde la red

En el epígrafe 4 se ha analizado el caso de autoconsumo con paneles y batería, en el que, atendiendo a la regulación del Real Decreto 244/2019, en las instalaciones de autoconsumo acogidas a la modalidad de compensación de excedentes se exige que "la fuente de energía primaria sea de origen renovable", lo que implica que la batería solo pueda cargarse con la energía de los paneles solares y no desde la red[19].

Hay argumentos en favor de esta regulación, como también los hay a favor de eliminarla, especialmente por su potencial incidencia en el aplanamiento de la curva de demanda y en la mayor integración de renovables, asegurando debidamente las señales de precios, peajes y cargos correspondientes.

Así pues, como un ejercicio puramente teórico, se presenta a continuación el mismo caso[20] del epígrafe 4 añadiendo la posibilidad de que la batería pueda cargarse directamente de la red y manteniendo el criterio de impedir su descarga sobre la red[21].

[18] Para la contratación libre aplican todos los valores de la figura 16 a excepción de los que afectan a los términos de potencia y energía.

[19] A pesar de ello, muchos comercializadores de baterías incluyen en su publicidad de instalaciones de autoconsumo residencial la carga de la batería desde la red.

[20] Manteniendo todos los datos de partida, consumo, producción, etc. El algoritmo de gestión energética asume las mismas hipótesis y la gestión horaria conjunta de paneles y batería.

[21] En situaciones de poco consumo podría considerarse la alternativa (no contemplada en este artículo) de cargar la batería en horas solares o de bajo precio para descargarse sobre la red en horas en las que el precio de compensación en horas punta compensase. Ciertamente, esta gestión debería asegurarse que suponga un ahorro; como dato, en 2024 el 20% de los días el precio de compensación máximo del día fue superior a 14,07 c€/kWh.

¿Qué potencial encierra la posibilidad de cargar la batería desde la red?

El potencial de ahorro añadido se justifica a partir de la volatilidad intradía del precio de la energía, esto es, la diferencia de precio entre la hora más cara y la más barata dentro del mismo día. En 2024 y para el PVPC, en más de la mitad de los días esa diferencia fue superior a 12 c€/kWh, con un máximo de 24,77 c€/kWh y un mínimo de 0,49 c€/kWh.

¿Cómo se altera el régimen de carga/descarga de la batería?

Se mantiene que la batería se carga con la energía excedentaria de los paneles y se descarga sobre el consumo, evitando la descarga sobre la red. En cuanto a la carga de la red, cabe identificar ciertos patrones de comportamiento que se resumen en tres tipos de días: días de 1 carga, días de 2 cargas y días sin carga. En la simulación se dan, respectivamente, 229 días, 118 días y 17 días (excepcionalmente hay dos días con 3 cargas de la red).

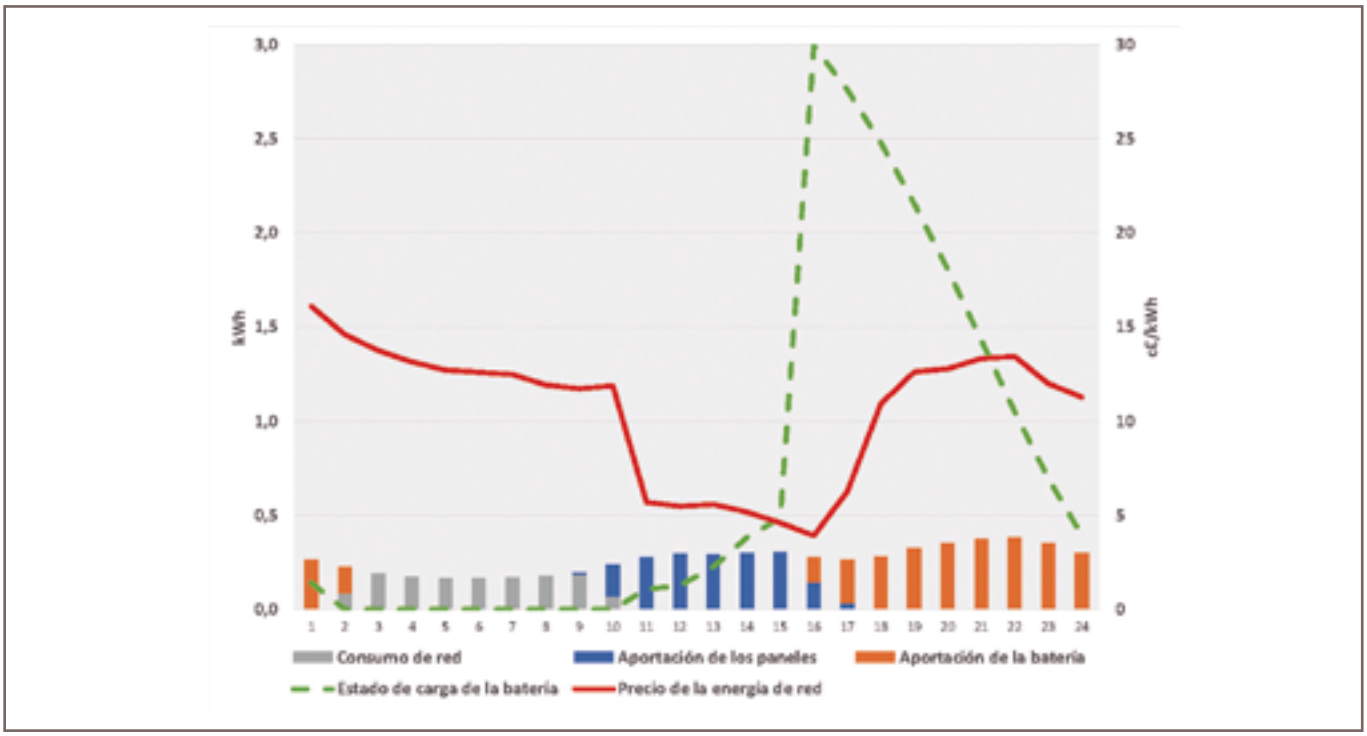
En la figura A.1 se muestra un día representativo de una carga desde la red.

En barras aparece la energía del consumo: en color gris la energía procedente de la red (en las horas iniciales y finales del día), en color azul la procedente de los paneles (en las horas solares del día) y en color naranja la procedente de la descarga de la batería (por la tarde/noche).

En línea a trazos de color verde aparece el estado de carga de la batería: se carga de 11 a 14h con la energía excedentaria de los paneles y en la hora 15 se carga al máximo, 3 kWh, de la red (aprovechando el bajo precio de la energía en esa hora) para descargarse sobre el consumo en las horas caras de la tarde/noche del día.

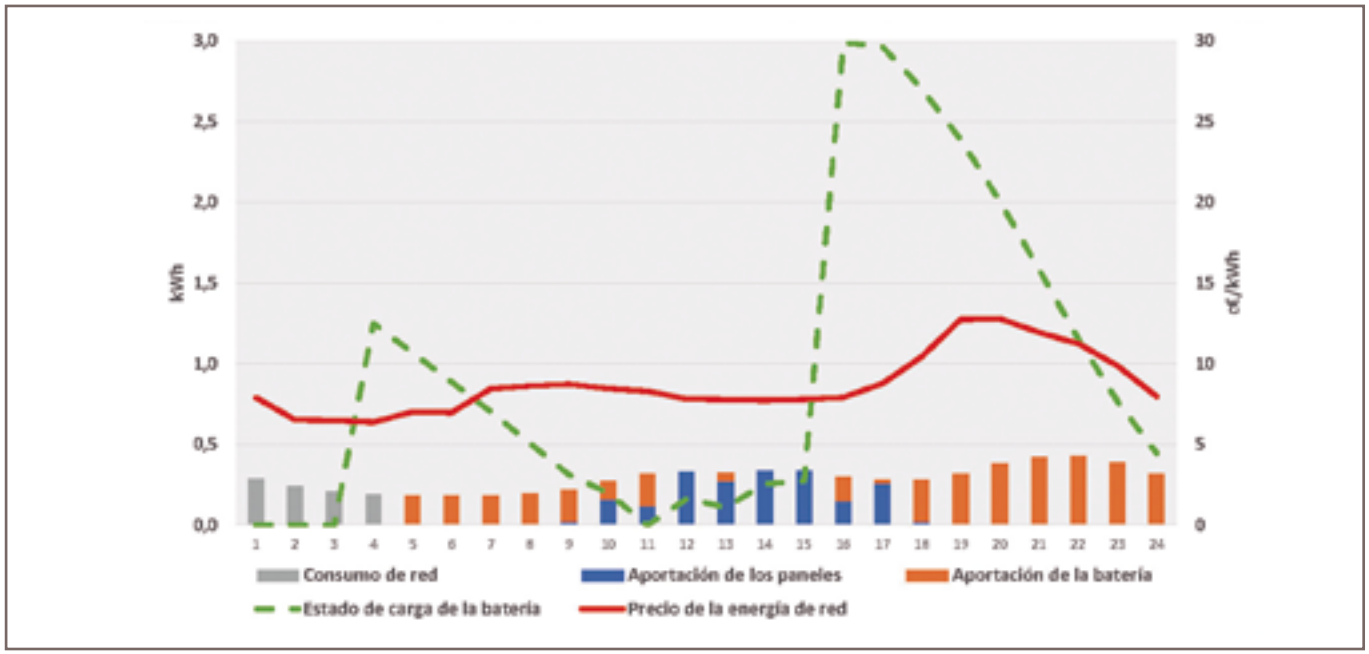
En línea de color rojo, eje derecho, aparece el precio de la

Figura A.1 Día de una carga de la batería desde la red



Fuente: REE y elaboración propia.

Figura A.2 Día de dos cargas de la batería desde la red



Fuente: REE y elaboración propia.

energía de red (c€/kWh), que ese día tuvo un precio mínimo en la hora 16 y un precio máximo en la hora 22 (aparte del de las horas 1 y 2).

En la figura A.2 se muestra un día representativo de dos cargas desde la red.

La segunda mitad del día es similar a la del día con una carga de la red de la figura A.1. Sin embargo, en la primera mitad el precio de la energía presenta un valle en la hora 4 que brinda la oportunidad de cargar la batería desde la red (aprovechando el bajo precio de la energía en esa hora; no se carga a tope sino justamente lo necesario, 1,25 kWh, para estar plenamente disponible para recoger la energía excedentaria de los paneles a partir de la hora 12) y se descarga sobre el consumo hasta la hora 11.

En cuanto a los días sin carga de la batería desde la red, corresponden a días en los que la escasa volatilidad intradía del precio de la energía no compensa la carga.

El balance energético del caso es el siguiente:

- La batería carga 432 kWh de los paneles y 740 kWh de la red, y toda esa energía 1.172 kWh la descarga en el consumo.

- La energía suministrada por la red es 363 kWh para el consumo y 740 kWh para cargar la batería, lo que hace un total de 1.103 kWh.

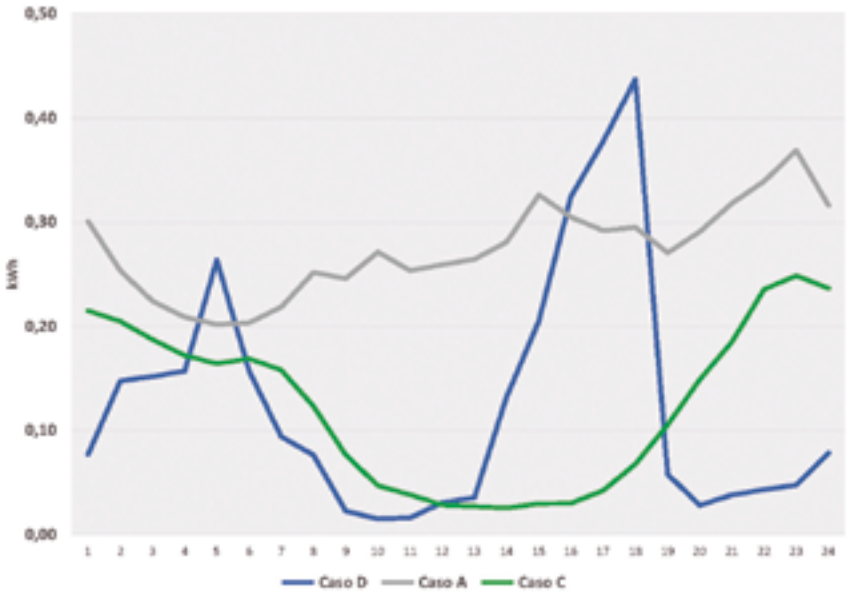
- El consumo toma de la red 363 kWh, recibe 1.172 kWh de la batería y 868 kWh de los paneles, lo que hace un total de 2.400 kWh.

- No hay energía vertida a la red.

En la figura A.3 se muestra el perfil horario de la energía tomada de la red en el día promedio del año para cada uno de los casos; A sólo consumo (color gris), C añadiendo batería sin carga de la red (color verde) y D con batería que puede cargar de la red (color azul).

El perfil A es el perfil clásico del consumidor, un valle nocturno y una punta por la tarde/noche. Los paneles y la batería sin carga de red del caso C reducen el consumo sobre todo en las horas centrales del día y algo menos en el valle y la punta.

Figura A.3 Perfil horario de consumo en día medio 2024



Fuente: elaboración propia.

El que la batería se pueda cargar de la red, caso D, modifica muy sustancialmente el perfil, aumentando el consumo en el valle y en la tarde y reduciéndolo sobre todo en la punta tarde/noche.

El balance económico es el siguiente:

- El coste del consumo alimentado por la red es 46 €, a un precio medio de 13 c€/kWh.
- El coste de la carga de la batería desde la red es 72 €, a un precio medio de 10 c€/kWh.
- No hay compensación.

En total, el coste de la energía es 46 + 72 = 118 €

En la figura A.4 se compara el balance económico correspondiente de los casos: A sólo consumo, B añadiendo paneles, C añadiendo batería sin carga de la red y D con batería que puede cargar de la red.

El coste anual de la energía en el caso D se reduce a 118 €, lo que supone un ahorro de 199 €. La carga de la batería desde la red ha añadido 31 € de ahorro.

Finalmente, la figura A.5 refleja la comparación de las facturas anuales en los casos analizados.

Una vez tenido en cuenta el impacto de los impuestos, la factura anual con paneles y batería que carga de red, caso D, pasa a ser 303 €, lo que supondría un ahorro total de 235 € (44% sobre 538 €). La carga de la batería desde la red ha añadido 37 € de ahorro.

En resumen, la carga de la batería desde la red tendría un efecto beneficioso sobre el perfil del consumo de red al reducir el consumo en la punta de la tarde/noche y podría añadir un importante ahorro en la factura de la luz de un autoconsumidor. Como inconveniente cabe citar que se complica aún más la gestión de carga y descarga de la batería.

Figura A.4 Balance económico del coste de la energía

Balance económico Año 2024	A Solo consumo	B Consumo + paneles	C Consumo + paneles + batería 1	D Consumo + paneles + batería 2
Pago por E de la red	317 €	217 €	149 €	118 €
Compensación por E vertida a la red		-17 €	0 €	0 €
Total Pago por E		200 €	149 €	118 €
Ahorro en el coste de la E		118 €	168 €	199 €

Fuente: elaboración propia.

Figura A.5 Facturas anuales 2024

Factura PVPC Año 2024	A Solo consumo	B Consumo + paneles	C Consumo + paneles + batería 1	D Consumo + paneles + batería 2
Término de potencia	118 €	118 €	118 €	118 €
Término de energía	317 €	217 €	149 €	118 €
Compensación excedente		-17 €	0 €	0 €
Financiación Bono	12 €	12 €	12 €	12 €
Impuesto eléctrico	19 €	14 €	12 €	10 €
Alquiler contador	10 €	10 €	10 €	10 €
IVA	62 €	46 €	39 €	35 €
TOTAL	538 €	400 €	340 €	303 €
Ahorro sobre A (%)		138 €	198 €	235 €
Ahorro sobre A (€)		26%	37%	44%

Fuente: elaboración propia.

La demanda eléctrica y su evolución. Sectores Clave

Carlos Solé Martín
Senior Advisor Energía
Coordinador Módulo Regulación Máster Negocio Energético
Ex Socio responsable de Energía KPMG

Introducción

La actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2023-2030) incorpora una revisión de las hipótesis de crecimiento de la demanda de electricidad de forma que "se incrementa la electrificación de la economía a lo largo de la década como uno de los vectores clave de la descarbonización, aumentando hasta el 35% en el año 2030, incorporando nuevos proyectos, mayor electrificación en la industria, más producción de hidrógeno verde, y nuevas demandas asociadas a nuevos servicios relacionados con la transformación digital de nuestra economía. Esto supone previsiones cerca del 30% superiores a las contempladas en el PNIEC 2021-2030, aumentando la demanda eléctrica un 34% en la década."

Señala el Plan que es necesario electrificar una parte importante de la demanda térmica y del transporte, e incidir en un sistema cada vez más distribuido y flexible. A esta electrificación de la demanda contribuye especialmente el autoconsumo, que incrementa las previsiones de instalación hasta los 19 GW en 2030 con los que se prevé cubrir el 11% de la demanda.

El fomento de la flexibilidad del lado de la demanda será un instrumento fundamental en la garantía de suministro de electricidad, especialmente en un entorno creciente de integración de renovables y reducción del hueco térmico. La participación de la demanda se deberá articular desde una perspectiva amplia, que necesariamente deberá abarcar una mayor participación de la demanda en todos los segmentos de mercado, desde los mercados diarios hasta los servicios de ajuste, gestionados por el operador del sistema, así como la creación de nuevos modelos de negocio que permitan vehicular la participación de la demanda y el aprovechamiento de su potencial de gestionabilidad (por ejemplo: mediante la creación, despliegue e implementación de las comunidades energéticas o el agregador independiente).

Así, tal como recoge la "Medida 1.24. La ciudadanía en el centro" del Plan, para impulsar un papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización, los cambios normativos a nivel español y europeo y el desarrollo tecnológico promueven que los ciudadanos pasen de ser consumidores pasivos a actores y productores y puedan participar también en la gestión de la demanda mediante los sistemas de eficiencia energética, la prestación de servicios de recarga para vehí-

Cuadernos de Energía 93

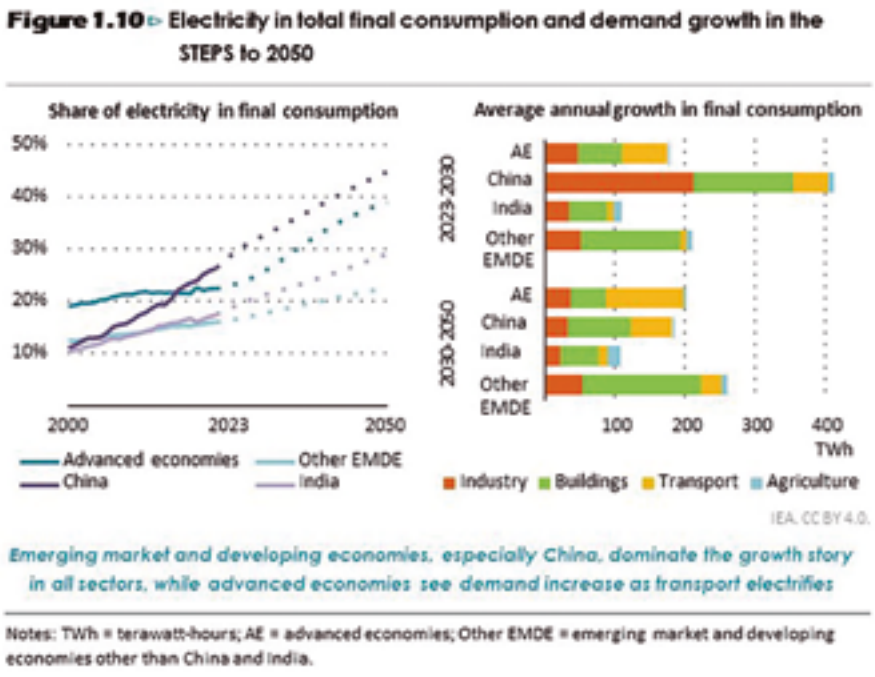
culo eléctrico o de otros servicios energéticos, o la electrificación de la climatización. Esto es extensible a sectores industrial y terciario, además del residencial. Las comunidades energéticas serán una herramienta para la aceptación social y puesta en marcha de actuaciones de gestión de la demanda por parte de la ciudadanía. Para todo ello, son necesarios los desarrollos normativos, de organización de mercados y modelos de negocio que permitan aprovechar el potencial de la gestión de recursos energéticos distribuidos en general, y la gestión de la demanda en particular, tanto para el beneficio del sistema para permitir la integración de renovables y gestión de la red en las mejores condiciones de coste-eficiencia y seguridad del suministro, como para garantizar que los consumidores, de forma individual o agregada, directamente o a través de otras figuras, pueden participar en la provisión de dichos servicios.

Por otra parte, surgen nuevas demandas, como la recarga de vehículos eléctricos, la electrificación de la climatización, la producción de hidrógeno verde, que provocan una mayor integración e interdependencia de los sectores económicos, u otras soluciones que debido a sus características puedan modificar su patrón de consumo para aportar flexibilidad al sistema, que mediante una gestión inteligente pueden ser una herramienta adicional que facilite la gestión de demanda y de la red.

Las perspectivas de la Agencia Internacional de la Energía

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), a pesar de las incertidumbres generales de los sectores económicos, la evolución de la demanda, la eficiencia energética y los nuevos vectores de crecimiento del consumo de la electricidad, se espera que la demanda mundial de electricidad

Figura 1.



crezca con mayor intensidad en el período 2030-2035, en comparación con el consumo de energía total, provocado este incremento por los consumos industriales, la movilidad eléctrica, las olas de calor, la electrificación del calor y frio y los centros de datos y la IA.

Con la electrificación de la economía desde 2010, a nivel global, la demanda de electricidad ha crecido anualmente con una media del 2,7%, mientras que la demanda energética total lo ha hecho en un 1,4%.

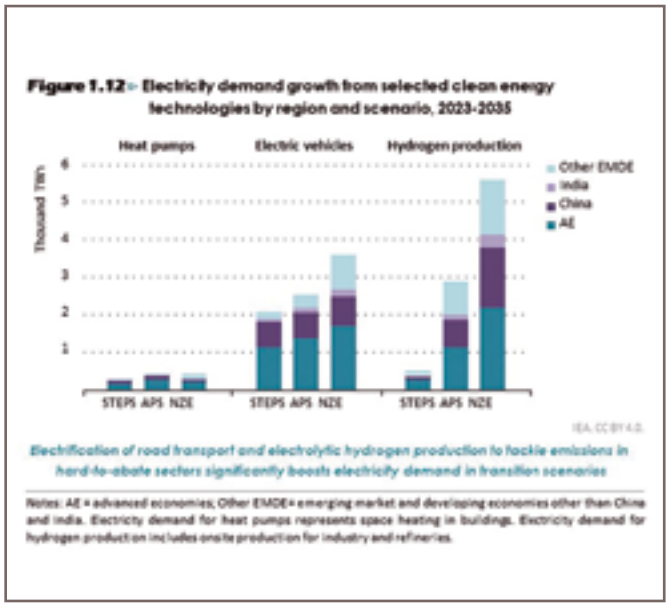
La AIE proyecta que la demanda mundial de electricidad será un 6% más alta en 2035 de lo que se predijo en 2023. Este crecimiento está impulsado por la electrificación de varios sectores, incluyendo el transporte, la industria y la edificación.

El uso de la electricidad en sustitución de los combustibles fósiles para su aplicación en calor, movilidad y demanda industrial hace que estas diferencias se mantengan en las previsiones de crecimiento. Así, en los tres escenarios de la AIE se prevé que la participación de la electricidad en el consumo energético crecerá más que en el pasado en todas las regiones y como consecuencia principalmente de una mayor electrificación en los hogares y los edificios comerciales, el transporte y la industria.

Los datos de los escenarios de la AIE estiman una demanda eléctrica a 2050 de 60.000 TWh en el escenario APS, 66.000 TWh en el escenario NZE y 50.000 TWh en el escenario STEPS[1].

Respecto a las nuevas tendencias y características de la demanda, destaca la AIE las incertidumbres que introducen los vectores en crecimiento como los centros de datos y la IA. También el ritmo de electrificación del transporte o el uso de la electricidad para producir hidrógeno verde, son diferenciadores clave en las estimaciones que hace la Agencia es sus tres escenarios.

Figura 2.



Por ejemplo, la cuota de vehículos eléctricos alcanza el 70% en 2035 en el escenario APS, comparado con el 55% en STEPS y esto supone un incremento de demanda de 465 TWh entre ambos escenarios y el escenario NZE que prevé la entrada universal de vehículos eléctricos en 2035 supone una mayor demanda de electricidad en 2035 del escenario NZE frente al STEPS.

A nivel europeo, la AIE destaca[2] que la demanda de electricidad en la Unión Europea decreció en 2023 por segundo año consecutivo, a pesar del descenso de los precios respecto a los registros históricos de 2022. Así, continuando la caída del 3,1% que se produjo en 2022, la caída del 3,2% de 2023 sitúa los consumos eléctricos de la Unión en niveles de hace dos décadas.

El factor principal ha sido la demanda más débil en el sector industrial, a pesar de la caída de precios de la electricidad que siguen por encima de los valores pre-pandemia.

[1] *Stated Policies Scenario (STEPS); Announced Pledges Scenario (APS); Net Zero Emissions by 2050 (NZE).*

[2] *IEA. Electricity 2024. Analysis and forecast to 2026.*

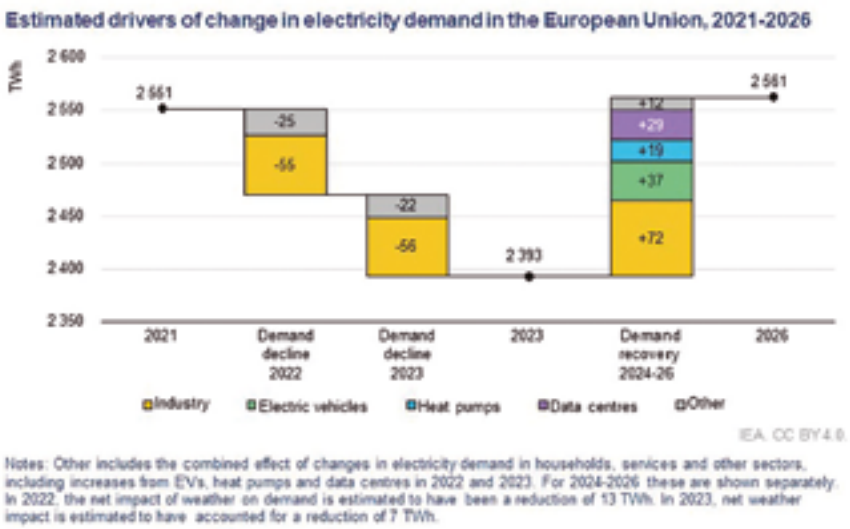
La Agencia no prevé que se alcancen niveles de demanda eléctrica de 2021 hasta 2026. Asumiendo que el sector industrial recupera gradualmente su consumo a medida que los precios se moderan, la demanda en la Unión Europea se estima que aumente a una tasa anual compuesta (CAGR) del 2,3% durante el período 2024-2026. Los consumos en la electrificación del transporte, los centros de datos y las bombas de calor, son los pilares esenciales para este crecimiento, según la Agencia.

Las previsiones de la Comisión Europea

La Comisión Europea ha abordado la previsión de la demanda de electricidad por sectores en su informe sobre prospectiva estratégica[3]. Señala la Comisión la importancia de atender el crecimiento económico y desarrollo de los sectores con el hermanamiento de las transiciones ecológica y digital. Así, pone de manifiesto la importancia de aprovechar las sinergias entre las dos transiciones para reforzarse mutuamente y enfrentar los desafíos. Las tecnologías digitales pueden desempeñar un papel crucial en la consecución de la neutralidad climática, la reducción de la contaminación mientras que la transición ecológica también transformará el sector digital. La eficiencia energética y la neutralidad climática de los centros de datos y las infraestructuras en la nube son objetivos clave para 2030.

Destaca la Comisión que esta integración enfrenta como desafío atender los impactos sobre el consumo de energía. Aunque las tecnologías digitales pueden contribuir a la sostenibilidad, también pueden aumentar el consumo de energía si no se gestionan adecuadamente. Las TIC son responsables del 5% al 9% del consumo mundial de electricidad, y esta cifra podría crecer con el aumento del uso de tecnologías como el *blockchain*, el internet de las cosas y la realidad

Figura 3.



[3] Informe sobre prospectiva estratégica de 2022 de la Comisión Europea.

virtual.

Entre los diez ámbitos clave en los que será necesario intervenir para maximizar las sinergias y minimizar las tensiones entre las transiciones digital y ecológica, se incluyen mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las infraestructuras energéticas y desarrollar políticas y regulaciones que fomenten la integración de tecnologías digitales y sostenibles.

En cuanto a la importancia de los sectores económicos para el crecimiento de la demanda de electricidad, la Comisión Europea pone énfasis en la importancia de los sectores Industrial, Transporte, Edificación y Servicios y Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC).

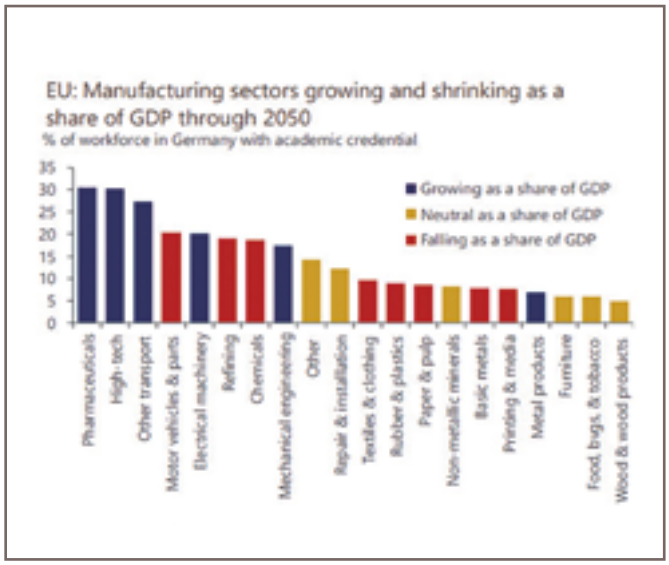
Industria

La CE destaca la electrificación de procesos industriales para reducir las emisiones de CO_2 y mejorar la eficiencia energética. Se espera que la demanda de electricidad en la industria aumente debido a la adopción de tecnologías más limpias y eficientes, como el uso de calderas eléctricas y bombas de calor.

Aunque inicialmente los costes de electrificación pueden ser más altos que los métodos convencionales, se espera que la integración de energías renovables y la mejora de la eficiencia hagan que estos procesos sean más competitivos económicamente a largo plazo.

El crecimiento del sector industrial en Europa para el período 2030-2035 tendrá un impacto significativo en el consumo de electricidad. Según Oxford Economics[4], no se espera una desindustrialización significativa en Europa en las próximas décadas. En cambio, se prevé un crecimiento en sectores especializados y de alta tecnología, como la ingeniería mecánica, la electrónica, la farmacéutica y la maquinaria eléctrica. Estos sectores están en auge debido a la demanda de productos avanzados y la digitalización de procesos. Se espera que crezcan como proporción de la actividad económica, compensando las disminuciones en otros sectores más tradicionales.

Figura 4.



Fuente: *Oxford Economics/Haver Analytics.*

La automatización y la digitalización que están transformando la industria europea, mejorando la eficiencia y reduciendo los costes operativos, incluyen la adopción de tecnologías avanzadas y la integración de sistemas de gestión de energía.

La transición hacia una industria más electrificada requerirá intervenciones estratégicas por parte de la Comisión Europea y los gobiernos nacionales, incluyendo incentivos financieros y políticas de apoyo.

Transporte

La demanda de electricidad en el sector transporte se espera que aumente significativamente. Según la Agencia Europea del Medio Ambiente[5], la proporción del consumo total

[4] *The future of industrial activity in Europe. Oxford Economics.*

[5] *Electric vehicles and energy sector – impacts on Europe´s future emissions. EEA.*

de electricidad atribuible a los vehículos eléctricos podría alcanzar entre el 4% y el 5% para 2030. Según la Agencia, el crecimiento en el uso del vehículo eléctrico resultará en un incremento de la demanda de electricidad en Europa que se crecerá desde el 0,03 % de 2014 al 9,5% que se espera en 2050.

Los tres pilares esenciales para el crecimiento del sector serán el desarrollo del vehículo eléctrico, la electrificación del transporte público y el cambio modal en el transporte de mercancías.

Para 2030 se proyecta que el número de vehículos eléctricos en Europa alcance los 42,8 millones. La consecución de este objetivo requerirá multiplicar por nueve la ratio de instalación de puntos de recarga de los vehículos[6]. La expansión de la infraestructura de carga, tanto pública como privada, será clave para soportar el crecimiento de los VE. Esto incluye estaciones de carga rápida en carreteras y puntos de carga en hogares y lugares de trabajo.

Las ciudades están invirtiendo en flotas de autobuses eléctricos y en la electrificación de líneas ferroviarias para reducir las emisiones y mejorar la calidad del aire[7].

En cuanto al transporte de mercancías, se prevé un cambio modal hacia el ferrocarril eléctrico, con un objetivo de que el 20% de las toneladas-kilómetro totales transportadas sean por ferrocarril eléctrico para 2030[8].

Edificación y Servicios

La implementación de sistemas de gestión de energía avanzados en edificios comerciales y residenciales está optimizando el consumo eléctrico. La modernización de edificios para mejorar su eficiencia energética, incluyendo el aislamiento térmico, la instalación de ventanas de alta eficiencia, el uso de bombas de calor y la modernización de sistemas de iluminación y electrodomésticos, está en aumento.

Los edificios inteligentes, que utilizan sistemas avanzados de gestión de energía, serán cada vez más comunes. Estos sistemas permiten un control más eficiente del consumo eléctrico, optimizando el uso de la energía en iluminación, climatización y otros servicios.

La integración de energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, en los edificios será crucial. Se espera que un número creciente de edificios cuente con paneles solares para generar su propia electricidad, reduciendo así la demanda de la red.

La Unión Europea ha establecido ambiciosos objetivos para potenciar el autoconsumo en los próximos años. El plan REPowerEU busca instalar 400 GW de energía solar para 2030, aprovechando el enorme potencial de los tejados solares.

En 2024, Europa sumó 65,5 GW de nueva energía solar, alcanzando casi los 340 GW de capacidad instalada. Aunque hubo una desaceleración en el ritmo de crecimiento, la energía solar fotovoltaica sigue siendo la tecnología que más se instala.

El desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía, como las baterías, la adaptación del crecimiento de las redes de distribución y la simplificación de los procedimientos administrativos asociados a los procesos de instalación marcarán las claves para el alcanzar los objetivos del autoconsumo.

Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC)

Los centros de datos son una parte fundamental del sector TIC y su demanda de electricidad está creciendo rápidamente debido a la necesidad de almacenamiento y procesamiento de datos. La digitalización de servicios en sectores como la banca, la salud, la educación y el comercio está impulsando la demanda de electricidad.

[6] *DWS Research Institute. Transforming Transportation.*

[7] KPMG. *The future of public transport.*

[8] *European Commission: Directorate-General for Mobility and Transport, Transport in the European Union – Current trends and issues, Publications Office of the European Union, 2024.*

Las prácticas de las empresas y los ciudadanos serán importantes para reducir el consumo de energía al utilizar las tecnologías digitales. A menos que las tecnologías digitales sean más eficientes desde el punto de vista energético, su uso generalizado aumentará el consumo de energía.

Las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) son responsables del 5-9 % del consumo mundial de electricidad y alrededor del 3 % de las emisiones de gases de efecto invernadero[9]. La falta de un marco consensuado para medir el impacto medioambiental de la digitalización, incluidos los posibles efectos de rebote, provoca notables variaciones en estas estimaciones. Sin embargo, los estudios muestran que el consumo eléctrico de las TIC seguirá creciendo[10], impulsado por el aumento del uso y la producción de dispositivos de consumo, la demanda de las redes y los centros de datos.

El consumo de energía también aumentará debido al mayor uso de las plataformas en línea, los motores de búsqueda, los conceptos de realidad virtual, como el metaverso y las plataformas de transmisión de música o vídeo[11].

Según el informe de prospectivas de la CE, las energías renovables, el hidrógeno renovable, la energía nuclear (incluidos los pequeños reactores modulares) y la tecnología de fusión nuclear serán importantes en el contexto de las crecientes necesidades energéticas en el sector digital. El fomento de políticas orientadas a la neutralidad climática y la eficiencia energética de los centros de datos y las infraestructuras en la nube de aquí a 2030, en particular mediante la cobertura de su demanda de electricidad con energía solar o eólica, apoyará la ecologización de las tecnologías basadas en datos.

Sin embargo, los retrasos en el despliegue de la capacidad y las infraestructuras de generación de energías renovables pueden plantear un reto. Una mejor planificación de la ubicación y el uso de tecnologías adecuadas podrían permitir la reutilización del calor producido por los centros de datos en los sectores terciarios, señala la CE.

También sostiene la AIE que el aumento de la utilización de los centros de datos, vinculado al uso de la IA empieza a mostrar impactos locales en los sistemas eléctricos. Si bien en el crecimiento agregado a nivel mundial este consumo a 2030, se espera que no represente una gran cuota de participación en el total del crecimiento de la demanda esperado a 2030. Detecta la AIE que existen a nivel global más de 11.000 registrados con una concentración espacial importante que puede suponer impactos en los mercados eléctricos de algunos países y regiones.

Las previsiones para España. El PNIEC

La actualización del PNIEC de 2023-2030 prevé que la demanda de electricidad crezca un 34% entre 2019 y 2030. Este crecimiento es significativamente mayor que el 5% proyectado en el PNIEC de 2021. Este aumento en la demanda se soporta en la evolución de varios factores que incluyen un incremento de la electrificación de la industria, la adopción de hidrógeno verde como creciente vector energético, la descarbonización de los consumos energéticos y la digitalización.

En cuanto a los sectores clave se identifican como prioritarios el sector industrial con la palanca principal de la electrificación de procesos, el sector transporte con el objetivo de 5,5 millones de vehículos eléctricos y la correspondiente expansión de puntos de recarga y el sector de la edificación con la modernización de los edificios y la mejora de su eficiencia energética.

El modelo TIMES-Sinergia es el utilizado en el PNIEC para determinar las necesidades de servicios energéticos. Para las proyecciones de la demanda se definen escenarios futuros que incluyen datos de indicadores socio-económicos y de la elasticidad de la demanda por subsectores, así como el perfil de consumo o la estructura temporal de cada año que

[9] *Freitag. C. et al. (2021). The real climate and transformative impact of ICT: A critique of estimates, trends, and regulations.*

[10] *Andrae, A. (2022), Net global effect of digital - power and carbon.*

[11] Consejo de la Unión Europea (2022). Metaverso - Mundo virtual, retos reales.

totaliza 96 patrones de consumo como resultado de aplicar los 24 periodos horarios a las cuatro estaciones de invierno primavera, verano y otoño.

Así, se realizan proyecciones de las demandas de servicios enérgicos de uso final partiendo de variables macroeconómicas tales como el PIB, el PIB *per cápita* o el número de hogares, determinando la elasticidad o relación de las demandas de servicios energéticos con estas variables macroeconómicas. Por último, usando las proyecciones de evolución del PIB se determinan los valores de entrada del modelo para las demandas de servicios energéticos en los periodos temporales futuros, considerando tanto la evolución de las variables macroeconómicas como las elasticidades de éstas con las demandas.

Para los datos históricos, en el caso de las variables energéticas, se parte de los balances energéticos publicados por Eurostat, que, a su vez, son elaborados a partir de los datos proporcionados por el sistema estadístico nacional. Por su parte, en los datos de producciones y consumos energéticos históricos del sector industrial, se han utilizado estadísticas de la Administración General del Estado, disponibles en el Sistema Español de Inventario de Emisiones.

El modelo TIMES representa cada uno de los sectores consumidores de energía para, agregando sus demandas, determinar las necesidades de energía primaria y final, y caracterizar las demandas de generación eléctrica y las necesidades de producción del sector de transformación de energía.

Sector residencial, servicios y otros

Incluye las necesidades energéticas del sector residencial en el ámbito doméstico, las demandas del sector servicio con origen en edificios con actividad económica pública y privada (comerciales, sanitarios, públicos, centros de trabajo, entre otros), así como el sector otros, que representa los sectores de actividad económica no comprendidos en el resto de las desagregaciones del modelo.

Para los sectores residencial y servicios se descomponen las demandas según los usos de energía final, incluyendo las categorías de demanda de calefacción, refrigeración, iluminación, agua caliente, cocinas y equipos eléctricos y electrónicos diversos (línea blanca, línea marrón y otros propios del uso de cada edificio). Adicionalmente, se incluyen las demandas en alumbrado público.

Para el sector residencial, se incluyen tres tipos de viviendas: vivienda unifamiliar, vivienda plurifamiliar con sistemas colectivos de calefacción y/o agua caliente sanitaria y viviendas plurifamiliares con sistemas de calefacción y/o agua caliente sanitaria individuales. Se diferencia también entre viviendas existentes y de nueva construcción o rehabilitadas. De este modo se reflejan las diferencias en los patrones de consumos energéticos para los distintos tipos edificatorios considerados, así como la diversidad de tecnologías instaladas en cada tipología.

En el caso del sector servicios no se hace distinción según el tipo de edificio o uso.

En cuanto a la eficiencia de los consumos se contempla su evolución a lo largo del tiempo con la definición de curvas de aprendizaje de manera que se contemplan las sendas de mejora de la eficiencia a lo largo de los periodos considerados.

Según detalla el plan, los datos e hipótesis de partida del sector residencial, servicios y otros con mayor influencia en los resultados del modelo vienen derivados del cambio en el número de hogares, tanto existentes, como de nueva construcción; o la superficie edificada en el sector servicios, tanto existente, como nueva o reformada.

Sector transporte

Agrupa las demandas de servicios energéticos de movilidad, tanto de personas como de mercancías. Estas demandas de servicios se expresan en millones de pasajeros por km o millones de toneladas por km para las distintas modalidades de transporte: carretera, ferrocarril, marítimo y aéreo.

Dentro del modelo TIMES-Sinergia se pueden distinguir diferentes categorías de vehículos para cubrir estas demandas de servicios energéticos. A su vez dentro de estas cate-

gorías se diferencian cada uno de los vehículos según el tipo de combustible que utiliza, siendo estos, gas, electricidad, diésel, gasolina, biocombustibles, gas natural comprimido o licuado. Se ha contemplado también la mezcla de biocarburantes con combustibles fósiles tradicionales.

En el transporte por carretera se incluyen diversos tipos de transporte de mercancías y personas con una desagregación de información que incluye también modos de utilización:

- Turismos. La demanda está dividida en corta y larga distancia.
- Motocicletas y cuadriciclos. Se asume que participan fundamentalmente en la demanda de corta distancia.
- Autobuses. Se han modelado autobuses urbanos e interurbanos.
- Carga pesada (Camiones). Incluye vehículos de más de 3,5 toneladas que cubren la demanda de transporte de mercancías.
- Carga ligera (Furgonetas). Comprende los vehículos de menos de 3,5 toneladas de carga utilizados fundamentalmente para el transporte de mercancías en distancias cortas (entorno urbano).

El Transporte de ferrocarril incluye los vehículos que se desplazan por raíl propulsados por electricidad o diésel.

- Trenes de pasajeros. Comprende los trenes de larga y media distancia, además de los trenes de cercanías.
- Trenes de mercancías.
- Metros y tranvías. Todos los vehículos son eléctricos y satisfacen la demanda de transporte urbano.

Para el Transporte en aviación y navegación se modelan de manera agregada las demandas de aviación nacional, aviación internacional y navegación.

Los parámetros que caracterizan el funcionamiento de las tecnologías del sector transporte, que determinarán en consecuencia la demanda de cada subsector energético son:

- Eficiencia. Su evolución a lo largo del tiempo se define mediante curvas de aprendizaje de manera que se contemplan las sendas de mejora de la eficiencia a lo largo de los periodos considerados.
- El factor de disponibilidad, dado por una ratio que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual.
- El factor de actividad, que indica la ratio de ocupación del vehículo, en términos de toneladas para los vehículos de mercancías o personas.
- El parque existente que caracteriza el número de unidades de cada tecnología.
- La vida útil de cada tecnología.
- Los costes que incluye tanto los costes de inversión para las nuevas tecnologías, como los de operación y mantenimiento para tecnologías nuevas y existentes.

Los datos e hipótesis de partida del sector transporte que más influyen en los resultados del modelo son la penetración de nuevas tecnologías, especialmente aquéllas que emplean combustibles alternativos, así como el *mix* de biocombustibles en el sector transporte.

Sector Industrial

En este sector se determinan las demandas energéticas de uso final a partir de las producciones en unidades físicas (toneladas) de los productos de la industria. Para ello se ha dividido en subsectores relevantes en términos de consumo, para los cuales se incluyen tanto las tecnologías utilizadas en los procesos industriales, como las demandas relativas a cada uno de estos procesos, ya sean demandas de calor o eléctricas. Las producciones industriales son una entrada del modelo determinadas por la evolución del PIB. Con este parámetro macroeconómico y la elasticidad que lo relaciona con la producción industrial se determinan las producciones sectoriales.

Los sectores considerados para su modelado individual son:

- Hierro y acero.
- Aluminio, cobre y otros metales no ferrosos.
- Amoníaco, cloro y otros productos químicos.

- Cemento, cal, vidrio y otros minerales no metálicos.
- Papel.

Adicionalmente, para el resto de los sectores industriales se realiza un modelado agregado, incluyendo las actividades económicas del sector industrial no recogidas en las clasificaciones anteriores.

La cogeneración se incluye en este sector, proporcionando energía de uso final tanto para usos térmicos como eléctricos. Se incluyen distintas tecnologías según la fuente energética que utilizan, incluyendo carbón, gas de refinería, fuel-oil, gas natural, biomasa, residuos y biogás.

Cada una de las tecnologías indicadas está caracterizada por una serie de parámetros:

- Ratios de producción. Indican la relación existente entre producción de unidades físicas y la energía consumida.
- El parque existente.
- Porcentajes de consumo de combustible. Se utilizan en el caso de tecnologías que pueden consumir distintos combustibles.
- Los costes de inversión, operación y mantenimiento.
- Vida útil.
- Eficiencia eléctrica y térmica.
- Coeficiente de reparto entre la energía vertida a la red y el calor producido, para las cogeneraciones.
- El factor de disponibilidad, dado por una ratio que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual.

Los datos e hipótesis de partida más relevantes para el sector industrial están relacionadas con la evolución de la producción y de los procesos industriales utilizados.

El crecimiento combinado de los sectores económicos, conforme a lo establecido en el PNIEC para el horizonte 2030 prevé una demanda de electricidad agregada de 344 TWh con una punta de demanda de 54 GW.

La demanda total de electricidad en 2023 fue de 245 TWh y según los datos de Red Eléctrica, se tendría que ir hasta el año 2003 para encontrar una demanda más baja que la actual. Asimismo, la punta de demanda en 2023 fue de 42 GW mientras que la demanda pico histórica se alcanzó en diciembre de 2007 con un valor de 45 GW.

A la vista de las previsiones del PNIEC y los datos históricos, se está planteando una evolución de nuestros sectores económicos hacia la descarbonización, protagonistas de una transición energética hacia la reducción de los combustibles fósiles, que no está exenta de importantes retos de transformación e introducción de estímulos para que la demanda de electricidad crezca, aunque también en un sector energético que ofrece por sus características grandes oportunidades.

Desafíos y Oportunidades

En la última década, la demanda de electricidad en España ha experimentado fluctuaciones como consecuencia de diversos factores:

2013-2019: La demanda de electricidad mostró una tendencia general de crecimiento moderado, con algunos altibajos debido a factores económicos y climáticos.

2020: La pandemia de COVID-19 provocó una disminución significativa en la demanda, con una caída del 5,5% respecto al año anterior.

2021: Hubo una recuperación parcial con un aumento del 2,6% en la demanda, impulsada por la reactivación económica.

2022-2023: La demanda volvió a disminuir, influenciada por la guerra en Ucrania, la inflación y las medidas de ahorro energético. En 2023, la demanda total fue de 245 TWh, un 2,3% menos que en 2022.

En general, la demanda de electricidad en España ha sido sensible a factores económicos, climáticos y geopolíticos, mostrando una tendencia a la baja en los últimos años.

Los factores que inciden directamente en la evolución de la demanda y sobre los que se presentan palancas de actuación que van a determinar la senda de crecimiento, decrecimiento o estancamiento de la demanda de electricidad se

podrían clasificar en las siguientes categorías:

Crecimiento Económico y precios: La relación entre el crecimiento económico y el aumento de la demanda de electricidad es directa y la evolución de los precios de la electricidad influyen en las pautas de consumo según la elasticidad de la demanda al precio de cada tipo de consumidor. El desarrollo del sistema eléctrico hacia un peso de las energías renovables por encima del 80% en 2030 introduce mayores volatilidades que afectan a la gestión de riesgos de consumidores y productores. La evolución de las modalidades de contratación a plazo mediante instrumentos que ofrezca el mercado regulado (productos a plazo en un mercado como OMIP) o el diseño de los PPA en sus diferentes modalidades *pay as produced*, carga base, combinación de tecnologías hibridadas con almacenamiento, la agregación de la demanda, etc., serán también generadores de estímulos para la inversión en las tecnologías de producción de electricidad y la certidumbre y mejores condiciones para la cobertura de riesgos de los consumidores.

Factores ambientales y sociales: Las condiciones climáticas tienen un impacto significativo en la demanda de electricidad. Por ejemplo, el uso de aire acondicionado en los meses de verano o los modos de calefacción en invierno en función de las opciones que se presenten a los consumidores con el crecimiento de las bombas de calor o el impulso de los gases renovables para el consumo en las calderas de gas. El crecimiento de la población y su impacto en la demanda residencial, combinado con las medidas de eficiencia energética en edificios y los hábitos de consumo como el aumento del teletrabajo también inciden en la demanda neta de los hogares.

Tecnología y Innovación: La adopción de nuevas tecnologías, como los vehículos eléctricos, el desarrollo de las redes inteligentes, la adopción de tecnologías más eficientes en el consumo o el desarrollo de sistemas de gestión de energía en edificios y la industria impactarán directamente en la evolución de la demanda de electricidad. Las infraestructuras energéticas en los subsectores electricidad y gas y también en el nuevo vector del hidrógeno son un pilar esencial para los objetivos de la transición y su nivel de desarrollo influirá en el grado de integración y el acoplamiento de los sectores, esto es, la alineación con otros usos de la energía, como la recarga de vehículo eléctrico, la generación de calor o frío para usos industriales o de climatización, la producción de hidrógeno, etc., permitiendo con ello introducir gestionabilidad en la demanda eléctrica a la vez que dar respuesta a otros usos de la energía.

Políticas Energéticas y regulación: Las políticas energéticas y las decisiones administrativas inciden directamente en las decisiones de la demanda y sus expectativas de crecimiento. Las políticas que promueven la eficiencia energética y el uso de renovables a nivel distribuido como el autoconsumo afectan directamente en la demanda neta del sistema. También la regulación ambiental que limitan las emisiones de carbono son un criterio director de la transición hacia fuentes de energía más limpias y aumentar la demanda de electricidad para reemplazar el uso de combustibles fósiles.

Por último, señalar que la regulación sectorial y la gestión administrativa se convierten en elementos clave para el desarrollo de la ambición de crecimiento que desea nuestro plan de transición energética. En todos los ámbitos que afectan al consumo de electricidad y al papel cada vez más activo que queremos tenga el consumidor y especialmente en lo que afecta al sector industrial se impone la necesidad de mejorar, reducir y simplificar la excesiva burocracia de los procesos administrativos, que supone una gran barrera al desarrollo e introduce riesgos de localización[12]. Buen ejemplo de ello son las solicitudes acumuladas de 35 GW para el desarrollo de centros de datos en nuestro sistema eléctrico. El informe Dragui y la Directiva RED III inciden de forma directa y firme sobre este tema.

[12] KPMG. Propuesta de la Alianza por la Competitividad de la Industria Española para la optimización de los procesos administrativos como impulso al sector industrial.

Utilizar energías renovables para alcanzar los objetivos corporativos de sostenibilidad y descarbonización

Adam Diamant
Sr. Technical Executive. EPRI (Electric Power Research Institute) ADiamant@epri.com
Arin Kaye
Research Lead. EPRI (Electric Power Research Institute) AKaye@epri.com
Maria Martin
Senior Global Manager Europe and Latam. EPRI (Electric Power Research Institute). EPRI (Electric Power Research Institute) mmartin@epri.com
Daniela Galla
Regional Manager Southern Europe. EPRI (Electric Power Research Institute). EPRI (Electric Power Research Institute) DGalla@epri.com

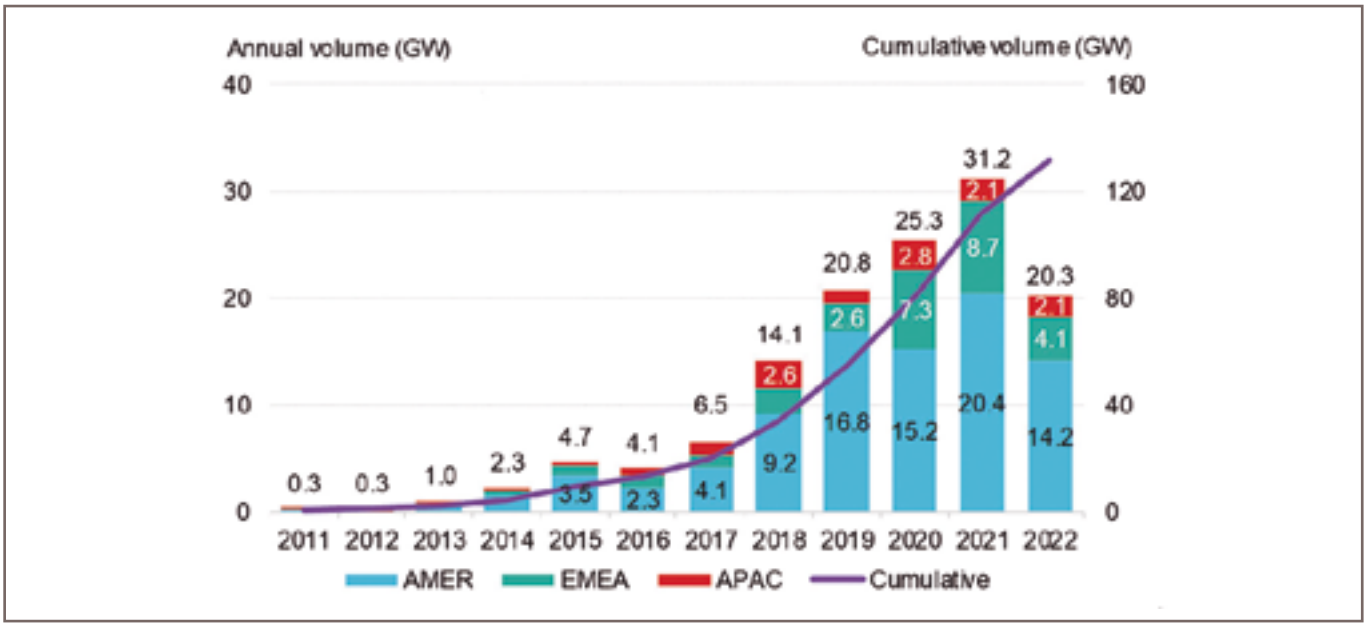
La creciente demanda de energía descarbonizada 24 horas al día y 7 días a la semana ("*Carbon free electricity* 24x7", o CFE 24x7 en adelante). Muchas empresas han ido comprando más renovables, tanto a nivel nacional como internacional, para alcanzar sus objetivos de sostenibilidad y reducir su huella de emisiones de gases de efecto invernadero.

A finales de 2020, más de 1.500 empresas se habían comprometido a alcanzar un objetivo de emisión "neta cero" de gases de efecto invernadero y algunas de estas entidades están liderando a día de hoy una nueva ola de inversiones privadas centradas en la adquisición de energías renovables con emisiones cero para compensar las emisiones de carbono atribuibles a su uso energético. Solo en 2021, según BloombergNEF, se firmaron a nivel mundial aproximadamente 31,2 GW de contratos corporativos de energía limpia, un 480% más que en 2017 y un 23% más que en el año anterior, 2021 (figura 1).[1]

Sin embargo, desde 2020, algunas empresas líderes en el ámbito de la sostenibilidad (por ejemplo, Google, Microsoft) han pasado de adquirir 100% de energía renovable anualmente a adquirir energía libre de emisiones (CFE) 24x7 para cumplir sus objetivos corporativos de sostenibilidad y descarbonización, hecho que puede cambiar la evolucion de estas dos tendencias a largo plazo de manera significativa.[2]

[1] He. H., Rudkevich, A., Xindi, L., et. al., *Using marginal emissions rates to optimize investments in carbon dioxide displacement technologies, The Electricity Journal 34* (2021) 107028, p1.
[2] Supra, AES 2021.

Figura 1. Volumen de PPAs corporativos a nivel mundial



Notas: AMER = región de América del Norte, Central y del Sur; EMEA = región de Europa, Oriente Medio y África; APAC = región de Asia y el Pacífico. La tabla es para PPAs fuera del emplazamiento donde se consume. Se estima la capacidad de APAC. Los PPAs pre-reforma del mercado en Mexico están excluidos.

Fuente: Fernandez, J. Seguimiento de acuerdos de PPA corporativos: agosto-septiembre de 2022. BloombergNEF. octubre de 2022.

Por ejemplo, tal y como se muestra en la figura 2, el viaje hacia las energías limpias de Google comenzó en 2007 cuando la compañía adoptó el objetivo de lograr "emisión neutra de carbono" adquiriendo compensaciones por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y comprando energía renovable. En 2017, Google adoptó un nuevo objetivo de igualar su consumo anual global de electricidad con la adquisición del 100% de energía eólica y solar. Finalmente, en 2020 Google adoptó su objetivo actual de igualar su consumo operativo de electricidad en el 2030 con energía libre de emisiones (CFE) 24x7, es decir, "cada hora de cada día del año".[3]

Sistema RPS *(Renewable Portfolio Standards)*

Para impulsar el rápido despliegue de las renovables y la descarbonización, muchos estados han adoptado estándares de cartera renovable (RPS), estándares de energía limpia (CES) y otros programas regulatorios que requieren que las compañías eléctricas adquieran y rastreen la generación renovable y otros tipos de "energía limpia".

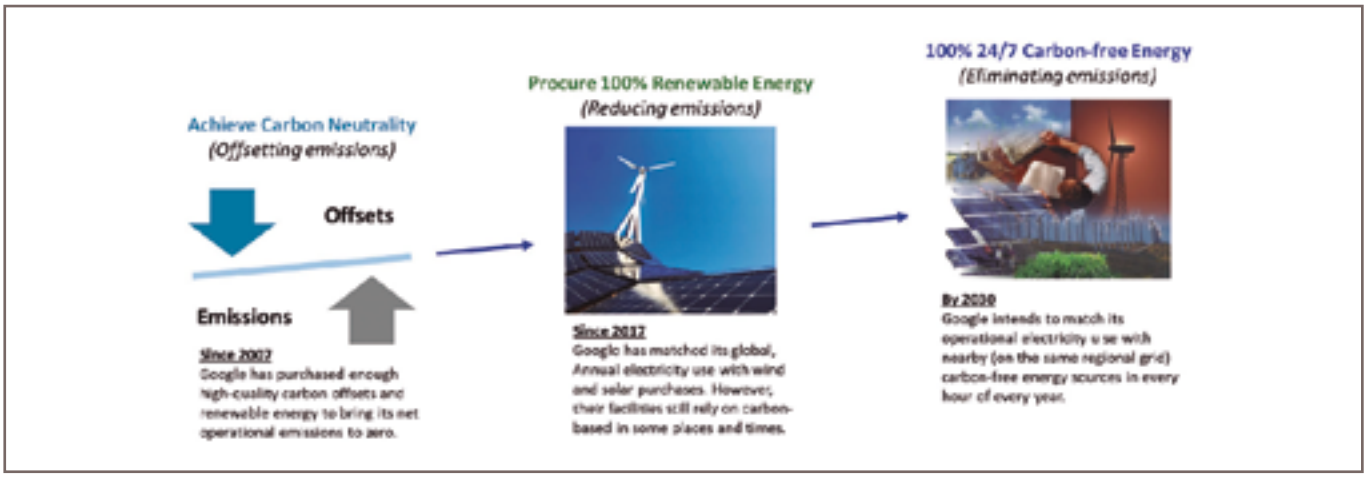
Un RPS normalmente requiere que un porcentaje específico de la electricidad entregada a los clientes finales en un determinado estado sea generado por "recursos renovables" calificados,[4,5] en una fecha determinada. Las normas para los CES son similares, pero por lo general incluyen una gama más amplia de tecnologías de energía limpia como la

[3] https://sustainability.google/progress/projects/announcement-100/. Consultado el 8/9/22.

[4] Existing state RPS goals range from 10% by 2015 (Wisconsin) to 60% by 2030 (California) to 100% by 2045 (Hawaii). As of September 2020, 30 states had an RPS, and another and five had adopted a CES. A number of states also have adopted voluntary renewable energy goals. Source: http://www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx.

[5] RPS qualifying RE resources may include hydropower, wind, solar and other resources based on the jurisdiction.

Figura 2. Evolución de Google en energía 2007-2030



Fuente: Gráfico de EPRI. Basado en el artículo "24/7 by 2030, Realizing a Carbon-free Future", Google, septiembre de 2020. https://www.gstatic.com/gumdrop/sustainability/247-carbon-free-energy.pdf (consultado el 17/10/22).

hidroeléctrica, nuclear, la generación térmica con combustibles fósiles combinada con tecnologias CCS (captura y almacenamiento de carbono) y otros recursos de generación con bajas emisiones de carbono.

Créditos de energía renovable (CER)

La mayoría de los programas RPS permiten a las empresas eléctricas y otros productores de energía crear e intercambiar créditos de energía renovable (CER) para demostrar el cumplimiento del RPS. Por lo general, los CER registran la producción de un megavatio hora (1 MWh) por un recurso "renovable" (por ejemplo, energía eólica y solar), según se define en el programa específico de RPS.

Originalmente, los CER estaban destinados a ser utilizados como instrumentos negociables exclusivamente para tracear el cumplimiento por parte de las empresas eléctricas de sus objetivos estatales de RPS. El uso de los CER para cumplimiento normativo permite contabilizar la adquisición de energía renovable al por mayor sin necesidad de rastrear la electricidad subyacente o verificar los contratos de compra de energía (*Power Purchase Agreement*, o PPA) renovables subyacentes.

Sin embargo, con el tiempo, la utilización de los CER se ha ampliado considerablemente y hoy en día se utilizan ampliamente como indicador para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la electricidad comprada y consumida por las empresas (también conocidas como emisiones de "Alcance 2"). Los grandes clientes comerciales e industriales a día de hoy compran y retiran rutinariamente certificados CER "agrupados" y "no agrupados" para demostrar su avance para alcanzar sus objetivos de adquisición de energías renovables y de decarbonización.[6,7]

Históricamente, los sistemas de seguimiento de los certificados emitían CER en lotes mensuales o trimestrales mien-

[6] *Gillenwater (2008). "Redefining RECs (Part 1): Untangling attributes and offsets". Energy Policy.*

[7] *RECs that are traded along with the underling renewable energy generation are referred to as 'bundled" RECs while RECS that are traded separately from the underlying RE generation are referred to as "unbundled."*

tras que los mercados de CER suelen realizar transacciones en lotes mensuales. Es importante señalar que los CER individuales dentro de cada lote no están vinculados a un momento específico del día o de la semana. Recientemente, varias organizaciones de seguimiento y emisión de CER, incluyendo M-RETS en los EE.UU. y EnergyTAG en la UE, han comenzado a desarrollar certificados de atributos energéticos con marca temporal (T-EACS) que pueden ser utilizados para casar la generación de energía renovable y CFE horaria y subhoraria con la demanda final.

Hacer correctamente la contabilidad de emisiones relativa a la adquisición de energía renovable (MWhs) y de los certificados de emisiones es complejo y depende del contexto y el propósito de dicha contabilidad. Las empresas eléctricas pueden tratar de contabilizar sus propias compras al por mayor de energía renovable como demostración del cumplimiento normativo del sistema RPS y también para facilitar los objetivos de compra de renovables por parte de sus clientes finales.[8]

En los últimos años, los grandes consumidores corporativos han utilizado diversos enfoques para adquirir energía renovable que también sirven para hacer sus propias declaraciones de sostenibilidad ambiental. Varios grandes clientes comerciales, especialmente en el sector de la alta tecnología (por ejemplo, Apple, Google, Microsoft) han reducido activamente sus emisiones de gases de efecto invernadero de Alcance 2 generando energía renovable en sus instalaciones, comprando energía renovable a través de PPAs y comprando y retirando CERs.

Por ejemplo, en los mercados de energía eléctrica desregulados, un comprador de electricidad puede comprar toda o una parte de la producción de electricidad de una nueva instalación eólica o solar durante un período fijo utilizando un PPA. Utilizando este tipo de PPA "físicos", un generador renovable vende tanto electricidad como CERs directamente a un comprador de energía sin pasar por la empresa eléctrica local. Como alternativa, un cliente[9] *minorista* puede comprar el 100% de la energía renovable a un proveedor minorista, que a su vez puede contratar con desarrolladores de energía renovable o comprar y retirar CERs.

En algunos mercados regulados, un gran comprador de electricidad puede comprar indirectamente toda o una parte de la producción de electricidad de una nueva instalación eólica o solar por un período fijo de tiempo participando en un programa tarifario patrocinado como “verde” por parte de una eléctrica, en el que la energía renovable se destina a ese cliente en particular, en lugar de a todos los clientes a los que sirve dicha eléctrica. En cada uno de estos ejemplos, las grandes empresas compradoras suscriben un acuerdo con productores de energía renovable (directa o indirectamente) para comprar parte o la totalidad de la producción de sus instalaciones.

Normalmente, los compradores de energía renovable contabilizan la energía renovable y/o los CER que adquieren para reducir sus emisiones corporativas de gases de efecto invernadero (GEI) al declarar cero emisiones de CO_2 asociadas con su consumo de electricidad. Las prácticas actuales en contabilidad voluntaria de emisiones de GEI permiten a estas empresas reducir sus emisiones de Alcance 2 de esta manera.

En los últimos años se ha reconocido cada vez más que este enfoque para reducir las emisiones de Alcance 2 de una empresa puede dar lugar a una asignación incorrecta de las emisiones de GEI. En 2020, Google destacó esta diferencia cuando informó que a pesar de haber contratado un 100% de energía renovable para satisfacer el consumo anual de electricidad de los centros de datos de la compañía en todo el mundo, los centros de datos siguieron dependiendo de "energía de la red no diferenciada en tecnología " para satisfacer una parte significativa de su consumo de electricidad,

[8] *Typically, an RPS requires an LSE deliver a percentage (e.g., 50%) of specified RE resources to end-use consumers by a specified date (e.g., 2030).*

[9] *For more information on some of the types of contractual mechanisms used by corporate end-use consumers to purchase RE, see “Achieving our 100% Renewable Energy Purchasing Goal and Going Beyond,” Google, December 2016 (available online here: https://static.googleusercontent.com/media/www.google.com/en//green/pdf/achieving-100-renewable-energy-purchasing-goal.pdf).*

[10] *“24/7 by 2030: Realizing a Carbon-free Future,” Google, September 2020, https://www.gstatic.com/gumdrop/sustainability/247-carbon-free-energy.pdf ,accessed April 20, 2022.*

que oscila entre el seis y el 82 por ciento dependiendo de su ubicación y del perfil de demanda correspondiente.[10] Globalmente, Google informó:

"Aunque en 2019 igualamos el 100% de nuestro consumo anual global de electricidad con energía renovable, a nivel horario el 61% de toda la electricidad que utilizamos se correspondía con fuentes libres de carbono... Sin las compras de energía renovable de Google esta cifra habría sido solo del 39%, equivalente a la "mezcla de energías de diferentes tecnologías" existente en la red de las regiones donde operamos."

Un análisis sistemático más reciente de la disparidad entre la producción renovable y los perfiles de carga de diferentes tipos de grandes clientes comerciales e industriales concluyó lo siguiente:

"Para los compradores, los resultados de este análisis mostraron que las prácticas actuales de compra de energía renovable no suelen proporcionar suficiente energía para satisfacer toda la demanda de una empresa durante grandes periodos del año. Esta diferencia significa que, en realidad, los compradores siguen dependiendo en gran medida de la electricidad de la red eléctrica, que a menudo tiene un componente significativo de combustibles fósiles y por consiguiente una huella de carbono. Incluso con la adición de almacenamiento de electricidad en baterías, el desajuste entre el suministro intermitente de energía renovable y la carga del cliente solo se reduce, pero no se elimina."[11]

Comprar en vez de consumir energía 100% renovable

La diferencia entre declarar reducciones de emisiones de GEI basadas en la compra de energía renovable o CER y lograr reducciones reales de las emisiones de GEI asociadas al uso de energía por parte del cliente se debe a las diferentes perspectivas sobre los impactos ambientales de la compra y el uso de dichos recursos renovables; en particular, las emisiones de CO_2 y de GEI. Los críticos han señalado desde hace tiempo que existe una diferencia fundamental entre el contenido de la energía eléctrica comprada por un cliente final mediante un PPA u otro tipo de contrato financiero y el contenido de la energía eléctrica realmente despachada y consumida por el mismo cliente.

Para comprender el hecho de que comprar y consumir energía 100% renovable no son la misma cosa, considere el ejemplo mostrado en la Figura 3 de una instalación comercial hipotética que tiene una carga eléctrica "plana" de 100 MW (como un centro de datos informático). Tal y como se muestra, la empresa ha suscrito un PPA por la producción completa de un parque solar cercano de 346 MW. En el transcurso de un año, el parque solar espera generar 876.000 MWh de energía renovable (100 MW x 8.760 horas) y un número igual de CER. Esta producción corresponde exactamente a la demanda anual de la instalación de la empresa por valor de 876.000 MWh (100 MW x 8.760 horas/ año).

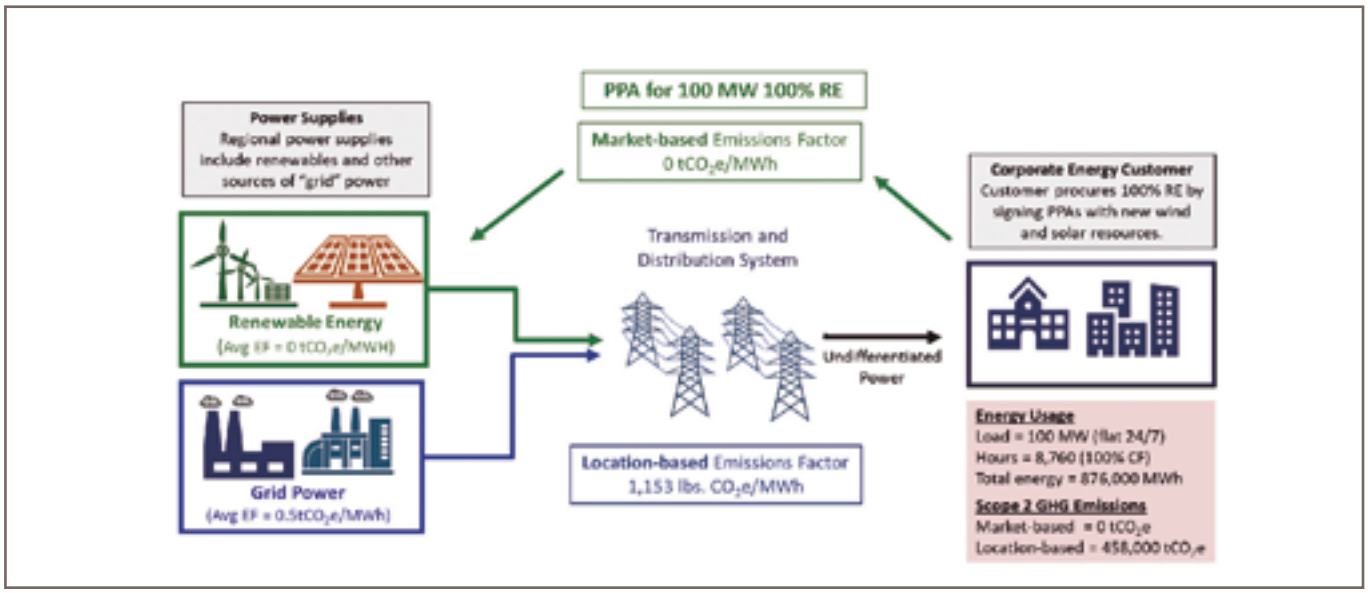
Normalmente, una empresa como la de la Figura 3 afirmará consumir 100% de energía renovable y puede reportar cero emisiones de Alcance 2 asociadas con su consumo anual de energía. Este es el caso porque se espera que la planta solar con la que se ha ejecutado un PPA genere anualmente suficiente energía para igualar la cantidad total de electricidad que la empresa espera consumir. Sin embargo, esta afirmación no se basa en el flujo físico real de la electricidad sino más bien en un "contrato". La electricidad que se suministraría realmente a la instalación no está diferenciada en origen e incluiría tanto energía renovable como otros recursos energéticos que operan simultáneamente en la red.

La electricidad suministrada a los clientes es indiferenciada

La energía eléctrica despachada en tiempo real a los clientes finales es generalmente indiferenciada y es una mezcla de diferentes tipos de energía que operan en la red, como se muestra en la Figura 3. Incluso si un cliente eléctrico pudiera comprar energía CFE 24x7 por contrato, el cliente seguiría

[11] Columbia University, Advancing Corporate Procurement of Zero Carbon Electricity I the United States: Moving from RE100 to ZC100, 2021, p. 16.

Figura 3. Comprar versus consumir energía 100% renovable



Fuente: EPRI.

consumiendo energía "de la red" y por tanto no diferenciada. Esta distinción puede llevar a afirmaciones confusas y dispares sobre si la empresa ha reducido realmente su consumo de energías no renovables y con emisión de carbono.[12,13]

Correlación temporal

Un factor que diferencia la electricidad contratada de la electricidad consumida es que el perfil de producción energética de las renovables contratadas puede no coincidir con la carga horaria de los clientes las 24 horas del día, 7 días de la semana (24x7). Los clientes comerciales e industriales pueden comprar suficiente renovable y/o CER para igualar su consumo de electricidad anualmente, pero su consumo eléctrico en tiempo real no suele coincidir con el consumo medio anual. Esto significa que un cliente que adquiere 100% de renovables seguirá recibiendo energía "de red" no diferenciada, que a menudo incluye electricidad de combustibles fósiles que emiten GEI durante algunas horas del día y del año, en particular cuando las renovables contratadas no están operando (por ejemplo, cuando el viento no sopla o el sol no brilla).[14]

Falta de correlación en la localización

Otro factor clave que diferencia el impacto ambiental de las renovables (o CER) contratadas y la energía despachada es que los recursos renovables (o CER) pueden generarse en una ubicación situada lejos del lugar donde se consume la electricidad contratada. En los EE.UU. (y la UE), las empresas

[12] *Renewable credits may undercut climate targets — study, Energy Wire, June 10, 2022.* https://subscriber.politicopro.com/article/eenews/2022/06/10/renewable-credits-may-undercut-climate-targets-study-00038468. *Accessed online* 6/10/22.

[13] *International Energy Agency, Advancing Decarbonisation Through Clean Electricity Procurement, November 2022, p, 21.* https://www.iea.org/reports/advancing-decarbonisation-through-clean-electricity-procurement. *Accessed* 12/5/22.

[14] *Op. Cit., IEA 2022, p 22.*

pueden adquirir y retirar CER creados por energías renovables virtuales generadas prácticamente en cualquier lugar de los EE.UU.(o la UE) como base para reducir sus emisiones de Alcance 2. Esta falta de correlación en la localización es otra de las razones por la que la compra de energía renovable no se traduce directamente en una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

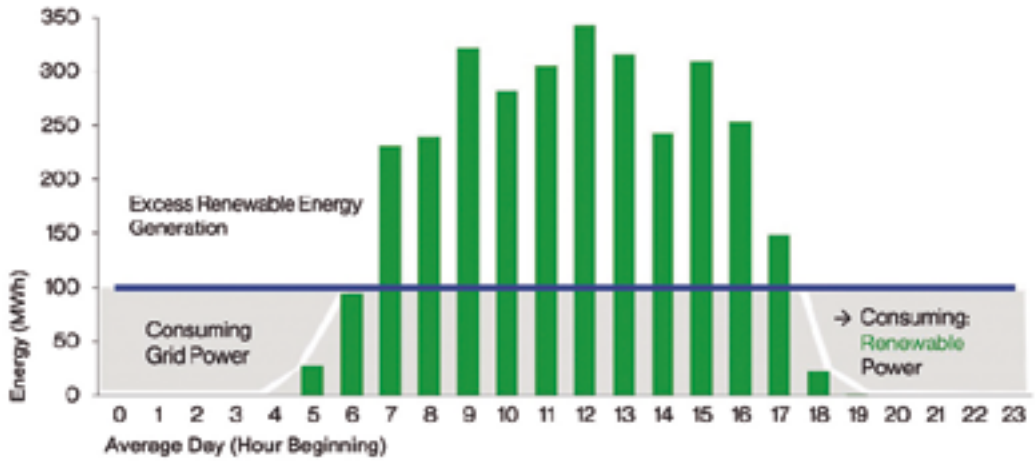
Adquisición de energía renovable con correlación temporal y CFE 24x7

En respuesta a las crecientes preocupaciones sobre la posible discrepancia entre la adquisición de fuentes renovables y el consumo energético, algunos grandes consumidores reconocidos a nivel mundial han decidido centrarse en adquirir renovables "con correlación temporal" y CFE 24x7. Además, algunos de estos grandes consumidores, productores de energía y otros participantes subscribieron el Pacto 24x7 CFE de las Naciones Unidas y recientemente adoptaron un conjunto de principios y métodos clave para desarrollar acuerdos CFE 24x7 (véase el Cuadro 1.)

CFE 24x7 alinea la demanda horaria con la energía contratada[15]

¿Cómo consigue el CFE 24x7 alinear mejor la compra de energía con la demanda real de una empresa? Volvamos al ejemplo de la instalación comercial que se muestra en la Figura 3, que tiene una carga eléctrica "plana" de 100 MW durante todo el día, suministrada por un parque solar de 346 MW. Durante el transcurso de un año, se espera que el parque solar genere 876.000 MWh de energía renovable y un número igual de CERs. Esto coincide con los 876.000 MWh de energía consumidos por la instalación. Aunque esta

Figura 4. Carga del cliente vs Generación renovable



Fuente: 24/7 *Carbon Free Energy Whitepaper, The AES Corporation* 2021. October 2022.

[15] Supra, AES, 2021.

Cuadro 1. Principios y métodos para el desarrollo de EFC 24/7

Principios y métodos para el desarrollo de EFC 24/7

24/7 Energía sin carbono significa que cada kilovatio-hora de consumo de electricidad se satisface con fuentes de electricidad sin carbono en todas las horas de todos los días, en todas partes. Se basa en los siguientes principios:

Adquisición en el tiempo: igualación del consumo de electricidad por hora con la generación de electricidad sin carbono. La correspondencia horaria ayuda a conectar las compras de energía limpia con el consumo subyacente de electricidad.

Adquisición local: compra de energía limpia en las redes eléctricas locales/regionales donde se produce el consumo de electricidad. Esta es la única forma de reducir a cero las emisiones relacionadas con la electricidad que son directamente responsables de un consumidor.

Tecnología inclusiva: reconociendo la necesidad de crear sistemas eléctricos sin emisiones de carbono lo antes posible. Todas las tecnologías de energía sin carbono pueden desempeñar un papel en la creación de este futuro.

Habilitación de la nueva generación: centrándose en proporcionar energía adicional libre de carbono para impulsar la rápida descarbonización de los sistemas eléctricos.

Maximizar el impacto del sistema: abordar las horas más sucias de consumo de electricidad donde se utiliza la mayor parte de los combustibles fósiles en la generación.

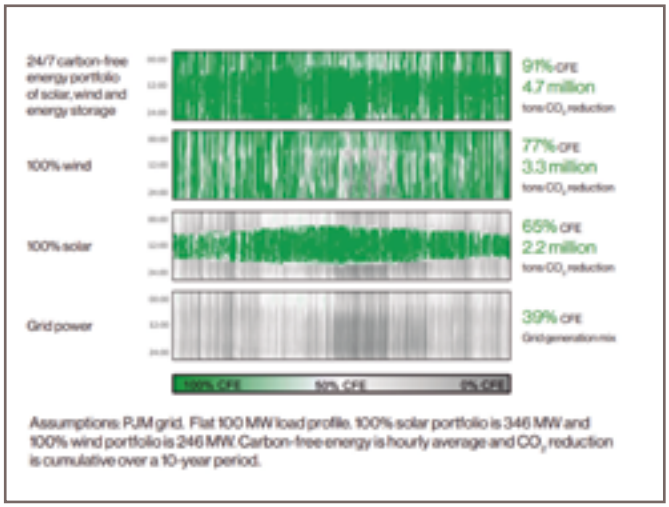
Fuente: 24/7 Carbon Free Energy Compact https://gocarbonfree247.com/about/. Consultado el 7/12/22.

instalación adquirió suficiente energía solar (MWh) para cubrir el 100% de su carga anual, solo alrededor del 40% de sus necesidades eléctricas horarias reales fueron cubiertas con energía libre de carbono.

Como se muestra en la Figura 4, la demanda eléctrica horaria de la instalación no coincide perfectamente con la producción horaria del generador solar. Por ejemplo, durante las horas 7-17, se espera que la planta solar genere más renovables de lo que necesita la instalación, y este exceso de energía tendría que exportarse a la red o almacenarse. Durante las horas 0-5 y 19-23, la demanda de la instalación superaría la producción del parque solar. El resto de la carga de la instalación durante estas horas tendría que ser cubierta por otros recursos de la red general, incluidos aquellos que emiten GEI.

La Figura 5 ilustra cómo las diferentes tecnologías de energías renovables y los porcentajes de energía libre de emisiones impactan las emisiones esperadas de GEI asociadas con una demanda. Como se muestra, la Figura 5 compara la cantidad de CFE horaria de diferentes tecnologías renovables (solar y eólica) que podrían utilizarse para suministrar energía a una demanda constante de 100 MW.[16]

Figura 5. Comparando CFE 24x7 con fuentes de energía 100% renovables



Fuente: *24/7 Carbon Free Energy Whitepaper, The AES Corporation 2021.*

Cada tecnología se muestra a la izquierda y el porcentaje de CFE y las reducciones de emisiones de CO_2 asociadas con cada una se muestran a la derecha. El mapa de calor de las emisiones horarias de CO_2 ilustra el porcentaje de CFE que es necesario de cada tecnología para satisfacer la demanda de 100 MW durante cada una de las 8,760 horas del año. Estos mapas de calor muestran cómo CFE 24x7 puede ayudar a los consumidores a aumentar la cantidad de CFE que necesitan para mapear su demanda de energía y puede también

[16] El eje X en esta figura representa cada uno de los 365 días del año y el eje Y representa cada una de las 24 horas de cada día. El color verde/gris representa un "mapa de calor" que muestra los porcentajes (altos/bajos) de CFE entregados para cada hora de cada día.

calcular estimaciones de las posibles reducciones de emisiones de CO_2 asociadas con cada tecnología.

Por ejemplo, si este cliente dependiera exclusivamente de la energía de la red de PJM (organización de transporte de electricidad regional) en EE.UU. para satisfacer su carga horaria de 100 MW, recibiría un 39% de CFE a lo largo de un año según las tecnologías de producción conectadas actualmente a la red de PJM. Desarrollar nuevos proyectos 100% eólicos o solares para satisfacer el 100% de las necesidades eléctricas anuales de este cliente aumentaría drásticamente la cantidad de CFE utilizada por este cliente, pero el cliente seguiría recibiendo un 23% de su energía de fuentes emisoras de carbono conectadas a la red para un 100% de tecnología eólica (100%-77%) y un 35% para el caso de un proyecto 100% solar (100%-65%). Sin embargo, cuando se combinan recursos solares, eólicos y de almacenamiento para proporcionar CFE 24x7, se espera que la carga se satisfaga con CFE en el 90% de las horas del año. Además, el proyecto 100% eólico reduciría 2,2 millones de tCO_{2e} en comparación con el uso del *mix* de energías proveniente de la red y el caso del proyecto 100% solar reduciría 3,3 millones de tCO_{2e}.

Contabilidad de Emisiones de GEI para la Compra de Energía Renovable

Los protocolos y prácticas actuales de contabilidad de GEI proporcionan un fuerte incentivo a las empresas que trabajan para alcanzar sus objetivos de sostenibilidad para comprar energías renovables y CER con el objetivo de reducir las emisiones de GEI que reportan asociadas con la electricidad que consumen. Actualmente, existe un creciente interés y confusión sobre cómo la adquisición de renovables, CERs y otros instrumentos pueden traducirse en una reducción de las emisiones corporativas de CO_2 y GEI.

¿Qué es un inventario corporativo de GEI?

Un inventario de la huella de carbono es una evaluación de las emisiones y absorciones de GEI atribuidas a las operaciones de una empresa durante un año. Existen varios estándares y directrices que pueden orientar a las empresas eléctricas sobre cómo contabilizar sus GEI de manera creíble, incluidos el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero desarrollado por el *World Resources Institute* (WRI) y el *World Business Council for Sustainable Development* (WRI/WBCSD) y el Protocolo General de Reporte del *Climate Registry*. Estos estándares suelen requerir que entidades como las empresas eléctricas y gasistas reporten sus emisiones de GEI desagregadas en "alcances" que incluyen emisiones directas e indirectas.

Las *emisiones directas* - conocidas como Alcance 1 - resultan de las actividades de la empresa que liberan (o eliminan) físicamente los GEI hacia (o desde) la atmósfera, como la quema de carbón o gas natural para generar electricidad.

Las *emisiones indirectas* pueden ser Alcance 2 o Alcance 3, y resultan de actividades indirectas que son esenciales para las operaciones de la empresa (por ejemplo, la extracción de combustible y su transporte a una planta generadora de electricidad), pero que no son emitidas directamente por la empresa.

Alcance 2. Emisiones asociadas con la compra de electricidad[17]

Más específicamente, las emisiones de Alcance 2 se refieren a las emisiones indirectas asociadas con la electricidad, el calor, el vapor o la refrigeración adquiridos por una entidad para su propio uso. El Alcance 2 puede ser un componente importante de las emisiones totales de GEI de muchos consumidores debido a su alto consumo de electricidad.

Las emisiones de Alcance 3 se refieren a todas las demás emisiones indirectas fuera del Alcance 2 que se dan en la cadena de valor de una empresa.[18]

[17] *Greenhouse Gas Emissions Accounting for Electric Companies: A Compendium of Technical Briefing Papers and Frequently Asked Questions*, EPRI Palo Alto, CA 2021. 3002022366.

[18] *Las emisiones de Alcance 2 para algunas empresas eléctricas, particularmente las empresas de transmisión y distribución de electricidad, también incluyen las emisiones asociadas con las "pérdidas en las líneas" al transmitir electricidad desde los generadores hasta las entidades que consumen la carga. Las empresas eléctricas que generan energía y la entregan a través de líneas de transmisión contabilizan estas emisiones de pérdidas de línea de Alcance 2 como parte de sus emisiones directas de Alcance 1, ya que generan energía para cubrir estas pérdidas en las líneas.*

Muchas corporaciones, incluidas las empresas eléctricas y no eléctricas, reportan voluntariamente las emisiones de Alcance 2 asociadas con la electricidad que consumen, a menos que suministren el 100% de su electricidad con recursos energéticos libres de carbono de los cuales son propietarios y además operan, y no compren electricidad de otras fuentes.

Las emisiones de Alcance 2 a menudo son una fuente comparativamente grande de emisiones de GEI para los clientes comerciales e industriales (C&I); sin embargo, puede ser un desafío para ellos reducir estas emisiones, en parte porque no están bajo su control directo. Las entidades que desean reducir sus emisiones de Alcance 2 tienen opciones limitadas para hacerlo, incluyendo: (i) reducir el consumo de energía (por ejemplo, instalando mejoras de eficiencia energética); mejorar la gestión de la demanda para operar durante las horas en las que la red está abastecida con recursos de bajo carbono; y (iii) implementar generación renovable en el sitio donde se consume o "detrás del contador" (*behind-the-meter*, BTM). Cada una de estas opciones tiene limitaciones significativas para muchos clientes finales, y cada una está limitada en su capacidad para reducir las emisiones de GEI.

En ausencia de poder tomar acciones directas que tengan mayor impacto en la reducción de sus emisiones de Alcance 2, muchas empresas con objetivos de sostenibilidad corporativa y descarbonización se han centrado en la compra de energía renovable y CERs. Más recientemente, algunas empresas líderes en sostenibilidad y tecnología han comenzado a adquirir CFE 24x7 para reducir estas emisiones.

Factores de Emisiones Basados en la Localización y en el Mercado

Bajo los estándares actuales para el cálculo voluntario de la huella de carbono, las empresas pueden reportar sus emisiones de Alcance 2 relacionadas con la electricidad que consumen utilizando un enfoque "basado en la localización" y/o un enfoque "basado en el mercado" y factores de emisiones (FEs) asociados.[19] Normalmente, los FEs se expresan como la masa de un contaminante por unidad de la actividad que produce la emisión, y se mide en kilos de CO_2 emitidos por MWh de energía generada (Kgs CO_2/MWh). Para estimar las emisiones, se multiplica el FE por los datos de actividad correspondientes, como las horas que una máquina estuvo en funcionamiento, o bien la masa de carbón que se ha quemado o la electricidad consumida.

El método basado en la localización refleja la intensidad promedio de emisiones de GEI de la generación de energía en una red eléctrica donde se consume la energía, utilizando principalmente datos de emisiones promedio de la red. El factor de emisiones refleja el flujo físico de electricidad en la red regional. El método basado en el mercado refleja las emisiones de GEI asociadas con la electricidad que los clientes finales han adquirido mediante contratos de compra de energía (PPA) y otros tipos de acuerdos financieros. En la práctica, la incorporación del método basado en el mercado en el Protocolo de GEI de WRI/WBCSD ha incentivado que los consumidores de electricidad reduzcan sus emisiones de Alcance 2 mediante la compra de energías renovables y de CERs agrupados y no agrupados, pero al mismo tiempo siguen consumiendo físicamente electricidad de una red que está parcialmente abastecida por generación fósil. Esta desconexión ha motivado a algunos consumidores a buscar acuerdos de suministro 24x7 para alinear mejor su consumo horario con el suministro de electricidad libre de carbono.[20]

Elegir entre usar un factor de emisiones basado en la localización o en el mercado puede tener un impacto significativo en la notificación de las emisiones de GEI de Alcance 2. Como se muestra en la Figura 6, se puede ver el caso de una empresa que opera en Michigan y que compró el 100% de su electricidad de fuentes renovables. Esta empresa podía calcular sus emisiones de Alcance 2 de 2020 utilizando el factor de emisión basado en el mercado obteniendo cero libras CO_2/MWh, o bien podía utilizar el factor de emisiones basa-

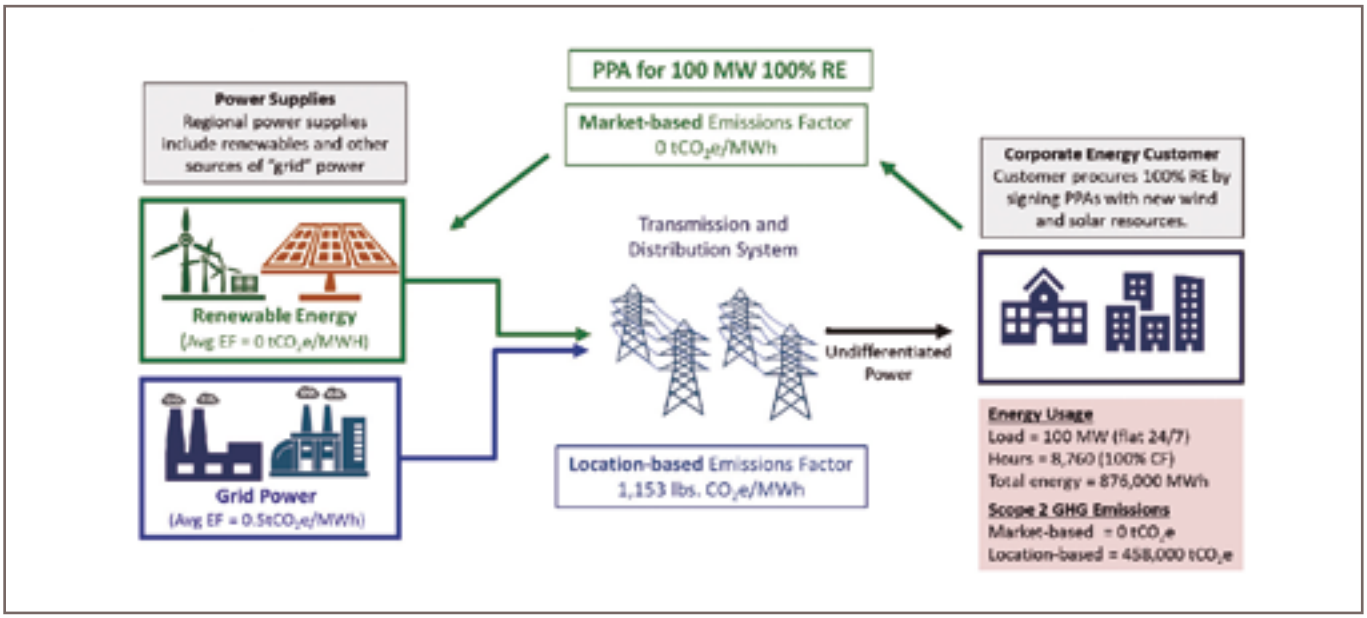
[19] *GEI Protocol, Scope 2 Guidance, Executive Summary, World Resources Institute*, p. 3. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/Scope2_ExecSum_Final.pdf. *Accessed online*.8/9/22.
[20] Ibid., p4.

do en la localización notificando unas emisiones de 1,153.1 libras CO_2/MWh, según el factor de emisiones calculado por la EPA (*Environmental Protection Agency*, por sus siglas en inglés) en el 2020 para la subregión RFC Michigan, que incluye Minnesota.[21]

Volviendo al ejemplo de la Figura 3, una instalación comercial hipotética que tiene una carga eléctrica "plana" (por ejemplo, un centro de datos) de 100 MW puede recibir energía a través de un PPA con una planta solar de 346 MW de capacidad. A lo largo de un año, la planta solar generará 876,000 MWh y el mismo número de CERs. Esto coincide con la demanda de 876,000 MWh que tiene la instalación (100 MW x 8,760 horas / año).

Aunque este cliente podría afirmar usar el 100% de energía renovable basándose en la aplicación del factor de emisiones basado en el mercado de 0 tCO_{2e}/MWh asociado con la energía proveniente de la planta solar, el cliente en realidad estaría recibiendo físicamente el 100% de su electricidad de recursos energéticos no diferenciados, que incluye electricidad proveniente de fuentes fósiles provenientes de la red eléctrica. Si asumimos que esta instalación está en la subregión RFC Michigan, la empresa habría calculado emisiones de Alcance 2 mucho más altas, aproximadamente 458,000 tCO_{2e}, basándose en el uso del factor de emisiones basado en la localización y por tanto hubiera notificado 1,153 libras CO_2/MWh, como se muestra en la Figura 6. Obviamente, esta diferencia en las emisiones de Alcance 2 estimadas es muy grande e ilustra parte del dilema al que se enfrentan las empresas que intentan reducir sus emisiones de GEI de Alcance 2.[22]

Figura 6. Uso de Factores de Emisiones Basados en la Localización y en el Mercado



Fuente: EPRI.

[21] *https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-01/egrid2020_summary_tables.pdf. Accessed 7/26/22.*

[22] *En teoría, el EF basado en la ubicación utilizado en este ejemplo podría ajustarse ligeramente para tener en cuenta los nuevos recursos de energía renovable agregados a la red regional. Sin embargo, en la práctica, la adición de 100 MW de nuevos recursos de energía renovable a una gran red regional no alteraría significativamente el EF de CO2 de la red regional.*

El uso de Factores de Emisiones de GEI Basados en el Mercado es Polémico

El uso generalizado de factores de emisiones basados en el mercado para calcular y notificar los GEI, ha generado confusión en los últimos años porque se cuestiona la eficacia de utilizar energías renovables y certificados de energía renovable para reducir las emisiones de GEI que se terminan declarando. Esta confusión surge porque el Protocolo de GEI del WRI permite a las empresas utilizar el método basado en el mercado como alternativa al método basado en la localización para notificar sus emisiones de Alcance 2. Al hacer esto, el Protocolo de GEI desdibujó la línea entre[23] la contabilidad *atributiva* de los flujos físicos de emisiones de GEI y la contabilidad *consecuencial* relativa al impacto potencial en las emisiones de GEI de intervenciones como la inversión en el desarrollo de nueva energía renovable para reducir las emisiones de GEI.

Un principio fundamental de la contabilidad ambiental atributiva es que las emisiones deben asignarse en función de los procesos físicos (por ejemplo, la combustión de un combustible) y de las transferencias de energía o de materia física (por ejemplo, la compra y el uso de acero). El uso de contratos de energía renovable (RE) y certificados de energía renovable (CERs) por parte de consumidores minoristas de electricidad, salvo en circunstancias especiales, no refleja este principio.[24,25,26] Los CERs y otros tipos de acuerdos de energía renovable a menudo se utilizan como un sustituto de la transacción física de energía entre un proveedor de energías renovables y un consumidor final. Implícita o explícitamente, los CERs y otros acuerdos suelen utilizarse como base para declarar y aplicar un factor de emisiones "cero" para la energía renovable usada en dichos acuerdos, dado que así lo permiten los protocolos actuales de contabilidad de GEI.

En los últimos años, expertos en contabilidad ambiental han cuestionado las reducciones de emisiones de GEI basadas en la compra de energía renovable y de certificados de energía renovable considerándolas altamente problemáticas cuando se calculan en base a contabilidad atributiva. Además, algunos expertos han demostrado que en la literatura científica se prueba que los mercados voluntarios de CERs[27] no influyen en las decisiones de inversión en energías renovables, rechazando así también las afirmaciones de contabilidad consecuencial asociadas con la mayoría de dichos acuerdos.[28,29]

Si bien es acertado que las eléctricas utilicen CERs combinados y no combinados para demostrar el cumplimiento con los sistemas RPS, sigue siendo polémico que las empresas utilicen el enfoque basado en el mercado del Protocolo de GEI para medir su progreso en la reducción de emisiones de Alcance 2 a nivel corporativo.

'Emisionalidad' y CFE 24x7

Aunque la energía renovable y la electricidad libre de carbono (CFE) son ambas fuentes de energía sin emisiones de carbono, el lugar donde se construyen estos proyectos puede tener un impacto diferencial considerable en las emisiones totales de CO_2 relacionadas con la red. Mientras que inver-

[23] El 31 de marzo de 2022, el WRI anunció que el Protocolo de GEI iniciará un proceso para determinar la necesidad y el alcance de orientaciones adicionales para las emisiones de Alcance 1, Alcance 2 y Alcance 3. https://ghgprotocol.org/blog/ghg-protocol-assess-need-additional-guidance-building-existing-corporate-standards. *Accessed April 21, 2022.*

[24] Si se relaja el principio de conexión física, la atribución de emisiones a las entidades en la contabilidad atributiva puede volverse arbitraria y carente de sentido, representando una reasignación inmaterial de emisiones y conduciendo a una contabilidad de GEI que no refleja las emisiones físicas a la atmósfera resultantes de las actividades de una entidad.

[25] El Centro de Negocios, Cambio Climático y Sostenibilidad de la Universidad de Edimburgo compila una *webpage of research on this topic*.

[26] Algunos consumidores utilizan acuerdos contractuales de RE para hacer reclamaciones de reducción consecuencial de emisiones, similares a aquellas asociadas a créditos de compensación de emisiones de GEI. Dichas reclamaciones también son problemáticas debido a intervenciones políticas superpuestas, como el crédito fiscal a la producción (PTC). Por ejemplo, si una instalación de generación de RE accede a un incentivo PTC y genera CERs, no queda claro si fue el CER o el PPA, y no el PTC, lo que causó la inversión adicional en capacidad renovable.

[27] https://scope2openletter.wordpress.com/.

[28] Gillenwater, Lu, and Fischlein (2014). "*Additionality of wind energy investments in the US voluntary green power market.*" *Renewable Energy*.

[29] Gillenwater (2013). "*Probabilistic decision model of wind power investment and influence of green power market*." *Energy Policy*.

tir en (o construir o comprar energía de) un nuevo proyecto de energías renovables ubicado dentro de la red eléctrica regional que sirve a la carga de una empresa puede ayudar a la compañía a reducir las emisiones de Alcance 2 declaradas, esa misma reducción de emisiones puede ser mucho menor que la obtenida al permitir que se construya un proyecto de energía limpia en una red regional con una tasa de emisiones de GEI más alta. Por ejemplo, construir un nuevo parque eólico en una región ya saturada de recursos eólicos puede no reducir las emisiones totales de GEI asociadas a la electricidad tanto como desarrollar un nuevo parque solar en una región, cuya producción podría desplazar la electricidad generada a base de carbón.

El término "emisionalidad" (*emissionality* en inglés) se refiere al impacto que tiene un nuevo recurso de energía renovable o CFE para reducir las emisiones marginales de GEI en una red eléctrica regional.

Existen diferentes opiniones entre las grandes empresas tecnológicas y algunos defensores de la energía limpia, sobre los méritos relativos de perseguir una estrategia de CFE 24x7 para reducir las emisiones de Alcance 2 declaradas, frente a ubicar nuevos recursos de energías renovables donde estas inversiones puedan tener el mayor impacto marginal en la reducción de emisiones de GEI (es decir, la mayor "emisionalidad").

Para algunos compradores de energías renovables y CFE, la emisionalidad y la localización se están convirtiendo en criterios importantes para la selección de la ubicación de nuevas instalaciones y PPAs, lo que podría reducir el entusiasmo futuro por desplegar CFE 24x7. Por ejemplo, la emisionalidad fue el factor detonante detrás del anuncio de compra de energía eólica a gran escala por parte de la Universidad de Boston (BU) en septiembre de 2018. La universidad miró más allá de la región de Nueva Inglaterra y firmó un contrato para un proyecto ubicado en Dakota del Sur, ya que su Plan de Acción Climática 2017 se centró en adquirir energía eólica y solar, buscando proyectos que redujeran las emisiones de GEI tanto como fuera posible. La universidad no solo quería comprar energías renovables o CFE 24x7, sino que aspiraba a desarrollar energía renovable que tuviera el mayor impacto en la reducción de las emisiones marginales de GEI.[30]

Los grandes consumidores de energía que compran energía renovable (RE) y CERs para declarar reducciones en sus emisiones de Alcance 2 suelen centrar sus esfuerzos de reducción de su huella de carbono comprando dicha energía o CFE medidos en megavatios-hora (MWh). Sin embargo, las entidades interesadas principalmente en lograr las mayores reducciones posibles de emisiones de GEI invirtiendo de manera incremental en nuevas instalaciones renovables, sus esfuerzos se enfocan generalmente en realizar inversiones que reduzcan toneladas de emisiones de GEI basándose en un indicador de emisionalidad.

El debate entre los defensores del CFE 24x7 y aquellos que prefieren la emisionalidad es confuso en parte porque estos dos conceptos se basan en diferentes métodos de contabilidad de GEI (atributiva versus consecuencial) que se utilizan para distintos fines. La contabilidad atributiva busca asignar las emisiones de GEI entre los emisores responsables, mientras que la contabilidad consecuencial intenta estimar el impacto marginal en las emisiones de GEI de nuevas inversiones.

[30] https://www.bu.edu/articles/2018/boston-university-announces-wind-power-purchase/.

Conclusiones

Las empresas están pasando de contratar energía renovable o CERs de forma anual a comprometerse a consumir energía libre de carbono (CFE) las 24 horas del día, los 7 días de la semana, para lograr una verdadera descarbonización.

Aunque se adquiere suficiente energía renovable para cubrir el consumo anual, existe una diferencia importante entre la energía contratada y la energía que realmente se suministra a la instalación en cada hora. Esto genera una dependencia de la red, que sigue siendo parcialmente abastecida por fuentes de combustibles fósiles.

Para reducir efectivamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), es esencial que la generación de energía renovable esté sincronizada con el perfil de carga de la instalación. El enfoque CFE 24x7 busca precisamente cerrar esta brecha, permitiendo que la energía libre de carbono se asigne en función del consumo horario.

Los estándares como los RPS, CES y el uso de certificados de energía renovable (CER) son fundamentales para incentivar la adquisición de renovables. Sin embargo, su aplicación presenta limitaciones en cuanto a reflejar de manera precisa la reducción de emisiones en tiempo real, lo que resalta la necesidad de mejorar los métodos de contabilidad de GEI.

La localización y el impacto marginal de nuevas inversiones en proyectos renovables (o CFE) juegan un papel crucial. Invertir en proyectos en regiones donde la sustitución de generación fósil tiene mayor efecto es clave para lograr reducciones significativas en las emisiones.

Actividades relevantes de I+D de EPRI

En los últimos años, EPRI ha publicado varios informes de investigación y otros materiales que abordan temas relacionados con la CFE 24x7. A continuación se presenta una lista parcial de los recursos relevantes más recientes:

- *Deploying 24/7 Carbon-free Energy: Power Generation Technologies, Tariff Design, and Data Tracking*, EPRI Palo Alto, 2025 [to be published]

- *Summary of the EPRI 24/7 Carbon-free Energy Data Repository*, EPRI Palo Alto, 2024, 3002028452

- *System Effects of 24/7 Carbon-free Electricity Procurement: Regional Modeling and Emissions Impacts of Voluntary Markets*, EPRI Palto, Alto, 2024, 3002030056

- *24/7 Carbon-free Energy: Matching Carbon-free Energy Procurement to Hourly Electric Load*, EPRI Palo Alto, CA, 2022. 3002025290

- *Understanding Source-based and Load-based Greenhouse Gas Emissions Accounting*, EPRI Palo Alto, CA 2022, 3002024037

- *Greenhouse Gas Emissions Accounting for Electric Companies: A Compendium of Technical Briefing Papers and Frequently Asked Questions*, EPRI Palo Alto, CA 2021. 3002022366

- *Novel Power Purchase Agreements (PPAs) in Renewable Energy*, EPRI. Palo Alto, CA. 2020. 3002019434

Generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos de potencia con emulación del comportamiento de los generadores síncronos: el control *grid-forming* y el problema de la sincronización de los convertidores a la red

Luis Rouco Rodríguez, Lukas Sigrist y Aurelio García Cerrada
ETSI ICAI-IIT
Universidad Pontificia Comillas Madrid

1. Introducción

La descarbonización de la economía necesaria para alcanzar los objetivos trazados en los Acuerdos de París va a requerir la instalación de una formidable cantidad de generación renovable, sobre todo generación eólica y solar fotovoltaica [1]. La generación eólica y solar fotovoltaica se caracterizan por estar conectadas a la red eléctrica a través de convertidores electrónicos de potencia al contrario que la generación convencional (hidráulica, térmica o nuclear) que está conectada a la red a través de máquinas síncronas. El paso de un sistema eléctrico basado en máquinas síncronas a otro basado en convertidores electrónicos supone una transformación sin precedentes de los sistemas eléctricos en corriente alterna desde los tiempos de Edison, Tesla y Westinghouse.

Este artículo explica la propuesta que la academia y la industria han desarrollado a lo largo de los últimos diez años para hacer posible un sistema eléctrico basado en generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos de potencia. Se trata de implantar controles en los citados convertidores para que operen como fuentes de tensión controlables y emulen el comportamiento de los generadores síncronos. En la literatura técnica en inglés esta estrategia se denomina lo primero *grid forming* [2] y lo segundo *virtual synchronous machine* [3].

Cuadernos de Energía 119

Los problemas del paso de un sistema eléctrico basado en generación conectada a la red a través de generadores síncronos a otro con la generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos son muy amplios para ser cubiertos en único artículo [4]. En este artículo nos centraremos en el problema de sincronización a la red [5].

En una primera instancia puede parecer que este es un problema técnico muy específico para la audiencia tan amplia de esta publicación. Permítanos la audiencia que expliquemos la trascendencia práctica del problema y el interés de la comprensión profunda del mismo y sus soluciones.

El acceso de la generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos (en el marco legal español se la denomina generación asíncrona) está determinada por varios criterios técnicos ([6], [7]). Entre ellos se encuentra el criterio de potencia de cortocircuito[1] según el cual la relación de cortocircuito ponderada debe ser en el punto de conexión superior a 6 si en la zona de influencia todos los generadores asíncronos cumplen el código europeo de conexión de generadores a la red [8] y superior a 10 si en la zona de influencia hay que generadores asíncronos que no cumplen dicho código de red (porque son anteriores a la aprobación del mismo).

¿Por qué se establecen estos límites en la relación de cortocircuito ponderada?. La relación de cortocircuito es la potencia de cortocircuito dividida por la potencia nominal del módulo de parque eléctrico. La potencia de cortocircuito mide la fortaleza de la red, y ésta afecta a la estabilidad del lazo de control que sincroniza el convertidor electrónico con la red. Por ello es tan importante comprender qué es la sincronización, cómo se realiza en tecnología más común ahora en el control de convertidores electrónicos (*grid following* o *grid feeding* en la literatura técnica en inglés) y cómo la emulación de la generación síncrona mediante el modo de control *grid forming* ofrece una respuesta[2].

Este artículo tiene 9 secciones. La sección 2 explica las características generales de la generación síncrona, y el concepto de sincronización, en particular. La sección 3 explica los modos de control *grid following* y *grid forming* como fuentes de corriente y fuentes de tensión y proporciona los esquemas de control fundamentales. La sección 4 establece la equivalencia entre el control *grid forming* y el control como *virtual synchronous machine*. La sección 5 discute el problema de sincronización de los convertidores *grid following*. La sección 6 muestra que los convertidores *grid forming* dan solución al problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following*. La sección 7 expone las conclusiones de este artículo. La sección 8 contiene las referencias bibliográficas consultadas. La sección 9 incluye los agradecimientos de los autores.

2. Las cualidades de la generación síncrona

Teniendo en cuenta que el objetivo es concebir controles que hagan que los convertidores electrónicos reproduzcan el comportamiento de los generadores síncronos comenzaremos revisando las cualidades más importantes de éstos:

- proporcionan inercia,
- suministran elevadas corrientes de cortocircuito y
- son capaces de permanecer sincronizados

Los generadores síncronos son capaces de suministrar a la red eléctrica parte de la energía cinética de rotación del conjunto motor primario-máquina eléctrica para atender variaciones transitorias entre la generación y la demanda y así reducir las excursiones de frecuencia (que está íntimamente relacionada con la velocidad de giro del rotor de los generadores).

Los generadores síncronos suministran a la red elevadas co-

[1] La relación de cortocircuito se define como la relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia nominal del módulo de parque eléctrico.

[2] Los términos de *grid following* y *grid feeding* se usan como sinónimos y hacen referencia a dos características del control de la tecnología presente. El control requiere que haya una tensión a seguir mediante la sincronización (*grid following*) y el control pretende inyectar a la red la potencia proveniente de la fuente controlando la corriente inyectada (*grid feeding*). El término *grid forming*, en cambio, implica que el control no requiere que haya una tensión a seguir sino que se impone.

rrientes (varias veces la corriente nominal) en caso de cortocircuitos. Esto, no sólo posibilita el funcionamiento de las protecciones, sino que indica que los generadores se comportan como una fuente de tensión detrás de una impedancia pequeña. La capacidad de soportar transitoriamente elevadas corrientes es una capacidad notable de las máquinas eléctricas en general, y de las máquinas síncronas en particular, que los convertidores electrónicos no exhiben. Los interruptores de los convertidores electrónicos de potencia (típicamente IGBTs, *Insulated Bate Bipolar Transistors*) apenas tienen una capacidad de sobrecarga del 20% sobre su corriente nominal.

Los generadores síncronos son capaces de sincronizarse de forma natural con la red eléctrica. La capacidad de los generadores síncronos de permanecer sincronizados con la red se refiere a la capacidad del rotor del conjunto motor primario-máquina eléctrica de girar a la misma velocidad que los rotores del resto de los generadores síncronos.

Ello es posible por la forma de la característica de la potencia eléctrica suministrada por un generador en función del denominado ángulo de carga. Consideremos la Figura 1. En ella se muestra la potencia mecánica suministrada por el motor primario al generador síncrono p_m y la potencia eléctrica entrega por el generador síncrono a la red eléctrica p_e en función del ángulo de carga δ. El punto en el que se cortan las potencias mecánica y eléctrica corresponde al ángulo de carga del generador δ_0. Si la potencia mecánica aumenta pasando de p_{m0} a $p_{m0} + \Delta p_m$, el generador síncrono responde haciendo que el ángulo de carga pase a valer $\delta_0 + \Delta\delta$ para que la potencia eléctrica sea igual a la potencia mecánica y así la variación de velocidad de giro del rotor al final del transitorio sea nula; lo que confirma que el generador funciona en sincronismo con la red (i.e. a la misma velocidad que el resto de los generadores síncronos).

La Figura 2 ilustra en el dominio del tiempo lo explicado a través de la Figura 1. Al aumentar la potencia mecánica suministrada por el motor primario, la velocidad de giro del rotor aumenta y, por tanto, el ángulo de carga. La reacción del generador síncrono ante un aumento de ángulo de carga, es un aumento de la potencia eléctrica que compensa el aumento de potencia mecánica y hace que la velocidad de giro del rotor vuelva al valor de sincronismo cuando las potencias mecánica y eléctrica se igualan. La capacidad de sincronización del generador síncrono (permanecer sincronizados con la red) permite que la velocidad de giro del rotor sea la del resto de los generadores síncronos (ligada a la frecuencia de la red).

Figura 1. Potencias mecánica y eléctrica en una máquina síncrona conectada a una red infinita

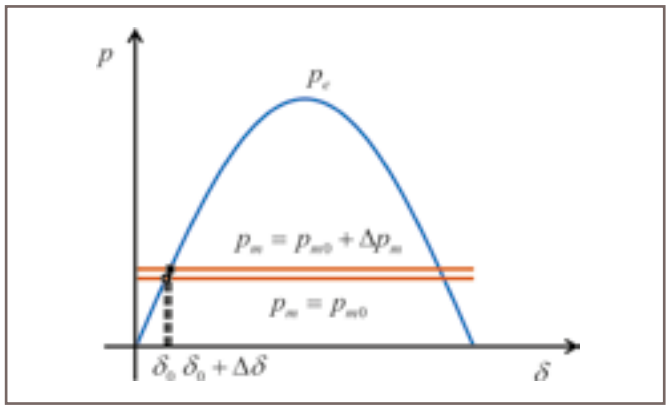
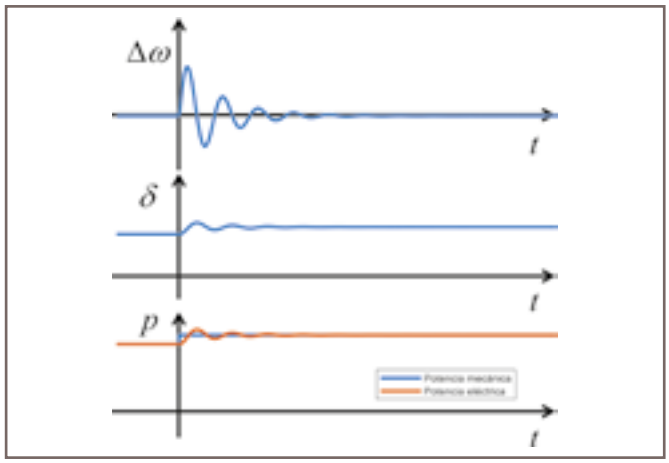


Figura 2. Respuesta de un generador a un escalón de potencia mecánica en el caso de un generador síncrono conectado a una red infinita: de arriba a abajo se muestran variación de velocidad, ángulo de carga y potencias mecánica y eléctrica



3. Los modos de control *grid following* y *grid forming*

Los convertidores electrónicos de potencia de los generadores eólicos o solares fotovoltaicos se han controlado tradicionalmente como fuentes de corriente (en la literatura técnica en inglés se les denomina *grid following*). Ello es posible porque los generadores síncronos presentes en el sistema son fuentes de tensión. Las tensiones de un sistema eléctrico (una de las variables que miden la calidad y seguridad de funcionamiento del mismo junto con la frecuencia) no se pueden controlar (mantener dentro de unos márgenes estrechos) si todos los generadores son fuentes de corriente. Por este motivo, cuando se plantea un sistema eléctrico con penetración masiva de generación conectada a red a través de convertidores electrónicos se ha propuesto como solución el control de los convertidores como fuentes de tensión. Estos convertidores (en la literatura técnica en inglés *grid forming*) imponen la tensión y la frecuencia del sistema al que se conectan, siendo así capaces de crear la red, independientemente de la presencia de generadores síncronos. La Figura 3 muestra los circuitos equivalentes de los generadores controlados como fuente de corriente o fuente de tensión.

A la hora de describir los esquemas de control de convertidores consideraremos la conexión de una fuente de energía a la red a través de un convertidor fuente de tensión según

Figura 3. Circuitos equivalentes de generadores controlados como fuente de corriente (izquierda) o como fuente de tensión (derecha)

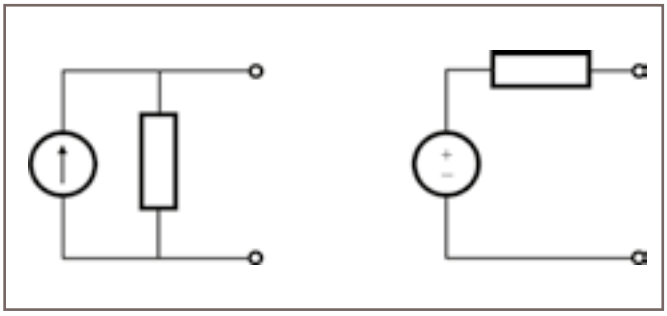
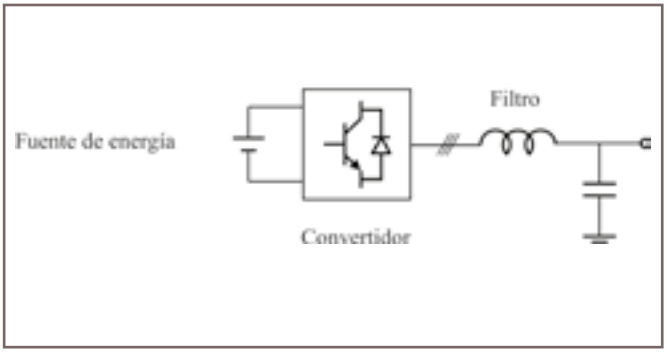


Figura 4. Conexión de un convertidor alimentado de una fuente de energía a la red



el esquema de la Figura 4. Los interruptores del convertidor son IGBTs. La conexión a la red del convertidor se realiza a través de un filtro LC, que junto con el esquema de modulación de ancho de pulso (*Pulse Width Modulation*, PWM) permite reducir el contenido en armónicos.

La Figura 5 muestra el esquema típico de control *grid-following* de convertidores. El núcleo del esquema de control es el control de corriente que proporciona el mando al convertidor para generar una tensión con un módulo y una fase deseada. El control de corriente permite asegurar que, cuando se produce una perturbación, las corrientes en los IGBTs no superen los valores admisibles. El control de corriente necesita conocer tanto la fase como la velocidad (frecuencia) de la red. El lazo de control *Phase Locked Loop* (PLL) mide la tensión de la red y proporciona ambas. El control de potencia envía consignas al control de corriente.

La Figura 6 muestra el esquema básico de control *grid forming* de un convertidor. Las diferencias más relevantes del esquema de control *grid forming* con relación al esquema de control *grid following* son: el lazo PLL ha sido substituido por el control de potencia y aparece un control de tensión. El control de tensión va a asegurar que, ante pequeñas perturbaciones, el convertidor se comporte como una fuente de tensión. Nótese que el control de corriente debe permanecer para asegurar que cuando se produce una perturbación las corrientes en los IGBTs no superen los valores admisibles.

Figura 5. Detalle del esquema de control *grid-following* de convertidores

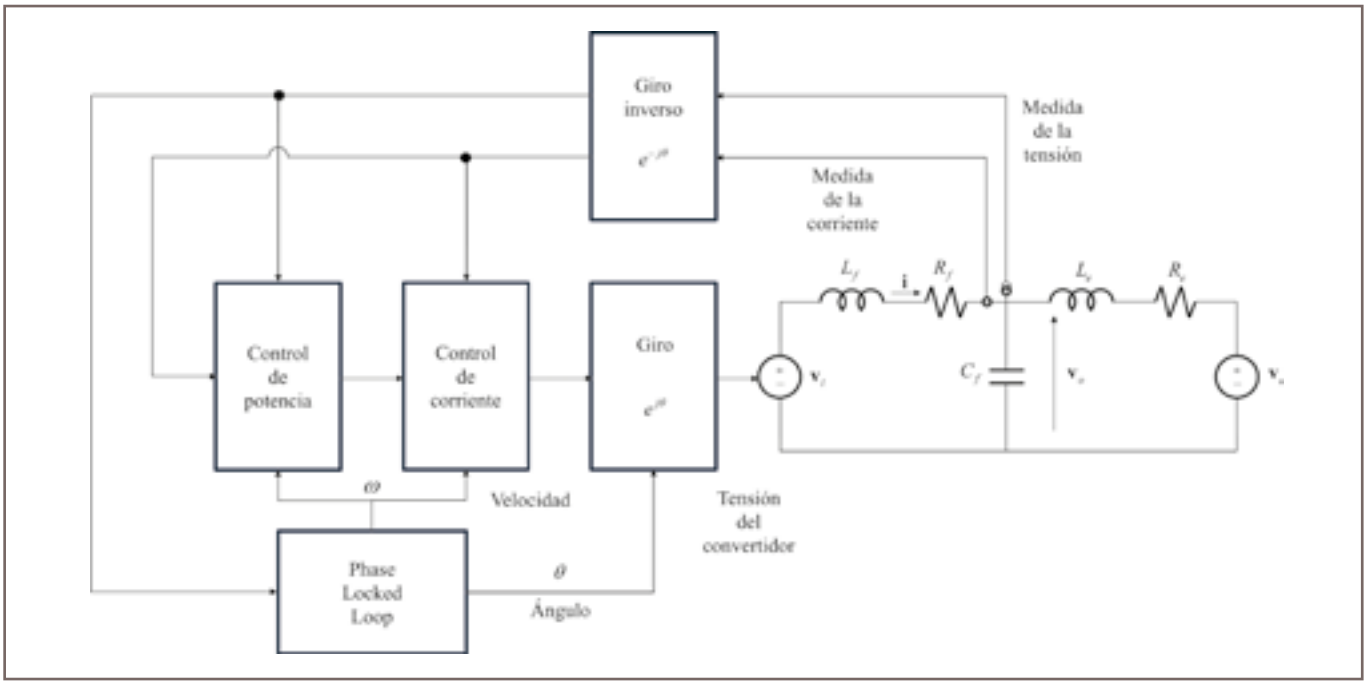


Figura 6. Detalle del esquema de control *grid-forming* de convertidores

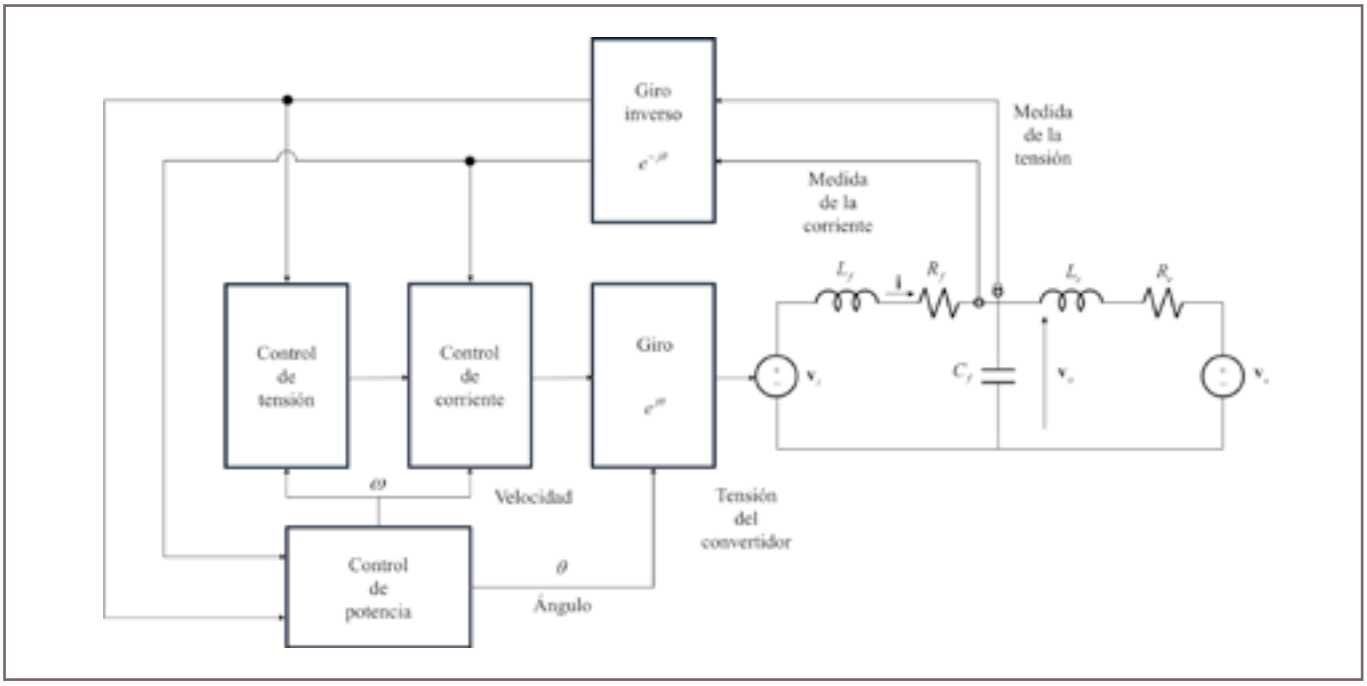


Figura 7. Diagrama de bloques del lazo de control de potencia del esquema de control *grid forming*

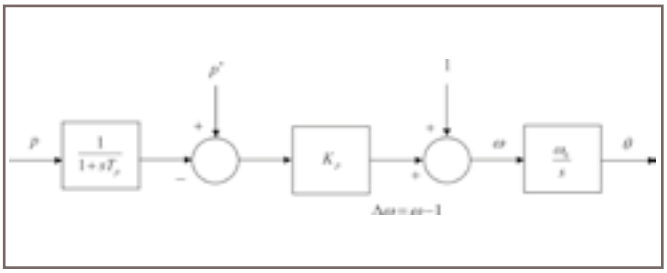
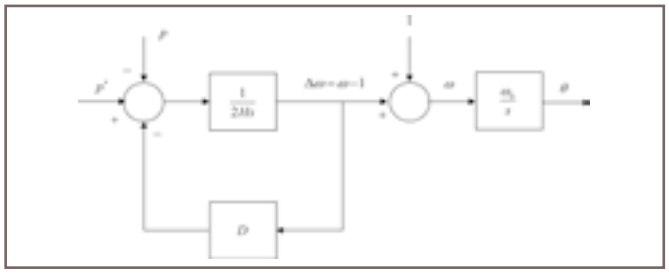


Figura 8. Equivalencia entre el control *grid forming* y el control como *virtual synchronous machine*



Un lector avezado se habrá preguntado qué sentido físico tiene hablar de "velocidad", por ejemplo, en un convertidor que conecta unos paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Cuando hablamos de velocidad nos referimos a la velocidad de giro del fasor de la tensión suministrada por el convertidor. Dicha velocidad tiene que aumentar si se quiere que el ángulo de la tensión suministrada por el convertidor aumente para suministrar más potencia a la red.

La Figura 7 muestra el diagrama del control de potencia del esquema de control *grid forming* de convertidores. Este control se denomina en la literatura como control por estatismo. La variación de "velocidad" es proporcional a la diferencia entre la consigna de potencia y la potencia medida. El "ángulo" resultante es la integral de la velocidad.

4. El control como *virtual synchronous machine*

Se ha propuesto en la literatura técnica una alternativa al control de potencia por estatismo de la Figura 7 que emula la ecuación de oscilación de los generadores síncronos y que se denomina *virtual synchronous machine* (véase la Figura 8). Los parámetros de la ecuación de oscilación de un generador síncrono son la constante de inercia *H* y el factor de amortiguamiento *D*.

Un sencillo ejercicio, suponiendo que la variación de consigna Δp^* es nula, nos proporciona la función de transferencia entre la variación de velocidad $\Delta\omega$ y la variación de potencia Δp en el esquema de la Figura 8:

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta p} = \frac{1}{D + 2Hs} = \frac{1/D}{1 + (2H/D)s} \tag{1}$$

mientras que en el esquema de la Figura 7 dicha función de transferencia es

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta p} = \frac{K_p}{1 + T_p s} \tag{2}$$

Por tanto, comparando la ecuación (1) y la ecuación (2) se puede establecer una equivalencia en ambos esquemas si se cumple,

$$K_p = \frac{1}{D} \qquad T_p = \frac{2H}{D} \tag{3}$$

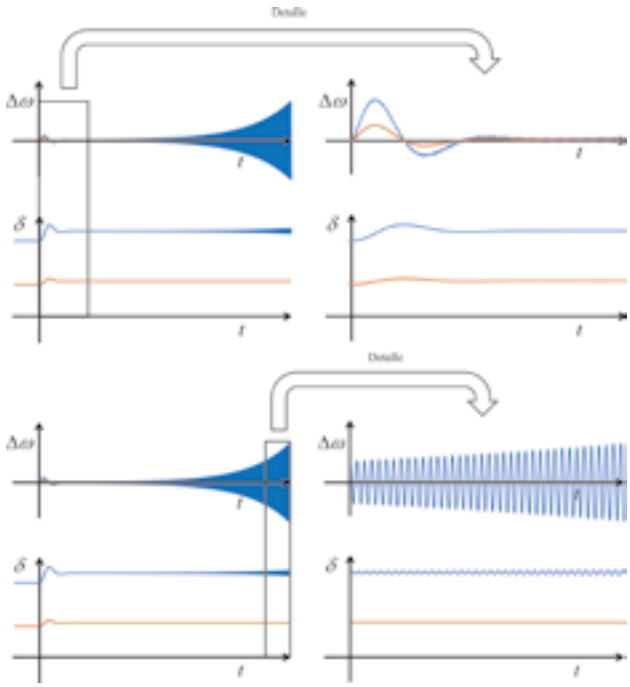
Se ha mostrado la equivalencia fundamental entre los esquemas de control *grid forming* y *virtual synchronous machine*. Es preciso resaltar que existen diversas variantes de ambos esquemas de control que exhiben pequeñas diferencias en sus comportamientos dinámicos de gran y pequeña perturbación. La discusión de dichas diferencias sale fuera del alcance de este artículo introductorio.

5. El problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following*

Como hemos señalado el lazo de control PLL proporciona la sincronización en los convertidores *grid following*. La estabilidad de dicho lazo de control está afectada por la fortaleza de la red medida por su potencia de cortocircuito ([10], [11]). La red es fuerte si la potencia de cortocircuito es elevada mientras que la red es débil si la potencia de cortocircuito es baja. La Figura 9 ilustra el problema. Se comparan la variación estimada de la velocidad (frecuencia) y ángulo estimados por el PLL en dos casos: con baja relación de cortocircuito (baja potencia de cortocircuito) y con alta relación de cortocircuito (alta potencia de cortocircuito). Con baja relación de cortocircuito el sistema exhibe oscilaciones crecientes. En otras palabras, el sistema es inestable. Con elevada relación de cortocircuito el sistema es estable.

¿Qué significa que el sistema sea inestable con baja relación de cortocircuito?. Significa que un módulo de parque eléctrico de la potencia considerada no podría conectarse a una red de la citada potencia de cortocircuito. ¿Cómo se resuelve el problema?. Considerando la conexión en ese punto de la red de un parque de menor potencia.

Figura 9. Respuesta de un convertidor *grid feeding* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita: variación de velocidad y ángulo del PLL con baja potencia de cortocircuito (azul) y con alta potencia de cortocircuito (rojo). La imagen superior detalla el principio del transitorio mientras que la imagen inferior detalla el final de transitorio

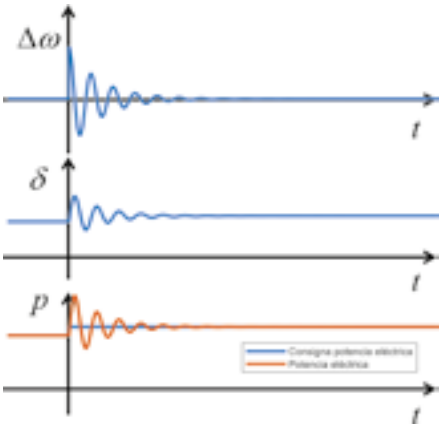


6. La solución al problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following* con los convertidores *grid forming*

El modo de control *grid forming* de los convertidores de conexión de la generación eólica y solar fotovoltaica resuelve el problema de la estabilidad del PLL. ¿Por qué?. Porque el modo de control *grid forming* no tiene PLL.

La Figura 10 muestra la respuesta de un convertidor *grid forming* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita. Se muestran la velocidad, el ángulo de carga y la consigna de potencia eléctrica. La forma de las respuestas de la Figura 10 son muy parecidas a las formas de las respuestas de la Figura 2, aunque no idénticas.

Figura 10. Respuesta de un convertidor *grid forming* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita: de arriba abajo se muestran variación de velocidad, ángulo de carga y consigna de potencia eléctrica y potencia eléctrica



Conclusiones

Este artículo ha abordado el problema de la sincronización de los convertidores de la generación eólica y solar fotovoltaica a la red eléctrica. La sincronización de los convertidores controlados como fuente de corriente (convertidores *grid following*) se realiza por medio de un lazo de control denominado PLL (*Phase Locked Loop*). La estabilidad de ese lazo de control está determinada por la fortaleza de la red medida por la potencia de cortocircuito. Ello afecta a la capacidad de acceso a red de la generación eólica y fotovoltaica.

Este artículo ha mostrado que el modo de control de los convertidores *grid forming* resuelve el de la estabilidad del PLL necesario para la sincronización de los convertidores *grid following*.

El control de convertidores ofrece otras posibilidades. También exhibe limitaciones. En futuros artículos mostraremos otras cualidades de los convertidores *grid forming* en relación con la estabilidad del sistema eléctrico. Rogamos a la audiencia que siga atenta.

Referencias

[1] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, actualización 2023-2030, disponible en https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf. (último acceso: 25-02-2025)

[2] Joan Rocabert; Alvaro Luna; Frede Blaabjerg; Pedro Rodríguez; "Control of Power Converters in AC Microgrids". IEEE Transactions on Power Electronics, Volume: 27, Issue: 11, 2012.

[3] Salvatore D'Arco; Jon Are Suul, "Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids". IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 5, Issue: 1, 2014.

[4] Federico Milano; Florian Dorfler; Gabriela Hug: David J. Hill; Gregor Verbic, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems", XX Power System Computation Conference, Dublin (Irlanda), 11-15 junio 2018.

[5] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, Mc Graw Hill, New York 1994.

[6] Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE núm. 19, de 22 de enero de 2021, páginas 6111 a 6125.

[7] Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. BOE núm. 131, de 2 de junio de 2021, páginas 67770 a 67786.

[8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020, páginas 62406 a 62458.

[9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020, páginas 62406 a 62458Salvatore D'Arco; Jon Are Suul, "Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids", 2013 IEEE Grenoble Conference.

[10] Régulo Enrique Ávila-Martínez; Luis Rouco; Javier García-Aguilar; Javier Renedo; Lukas Sigrist; "Impact of PLL

control on small-signal stability of wind DFIGs". IEEE Power & Energy Society General Meeting - IEEE PES GM 2020, Montréal (Canadá), 3-6 agosto 2020.

[11] Régulo Enrique Ávila Martínez; Javier García Aguilar; Luis Rouco; Javier Renedo; Lukas Sigrist; L., Aurelio García-Cerrada; A., "Small-signal stability of type 4 wind generators as affected by the bandwidth of current and PLL controllers". 27th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion - SPEEDAM 2024, Ischia (Italia), 19-21 junio 2024.

Agradecimientos

Al Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, y a la Agencia Estatal de Investigación por su financiación en el proyecto de investigación MCIU/AEI /10.13039/501100011033 con colaboración de fondos FEDER, de la UE.

A Iberdrola, por el permanente apoyo a nuestras investigaciones en este campo. A D. Juan Carlos Pérez Campión y su equipo por las numerosas y fructíferas discusiones técnicas. Sin embargo, este artículo sólo presenta la visión de los autores.

A los investigadores del IIT D. Régulo Enrique Ávila Martínez, D. Carlo de Paolis Robles, D. Jorge Suárez Porras y D. Andrés Tomás Martín, por haber materializado nuestras investigaciones en este campo.

A D. Miguel Duvison García, por la sugerencia de escribir este artículo.

Al equipo de redacción de Cuadernos de Energía por su disponibilidad y apoyo.

Estado actual de desarrollo del amoniaco y el metanol como potenciales *carriers* de hidrógeno vs. el hidrógeno líquido[1]

Macarena Larrea Basterra[2] y Jokin Txapartegi Trigueros[2]
Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) y Deusto Business School (Universidad de Deusto)

1. Introducción

En el contexto actual de cambio climático, la descarbonización de la matriz energética resulta clave para afrontar el reto de la transición energética. Si bien la descarbonización no necesariamente implica la eliminación total de los combustibles y energías de origen fósil[3], sí requiere modificar el *mix* energético (fuentes de energía) y las formas de consumir energía en todos los sectores de la economía.

En efecto, la transición energética es una de las claves a resolver para lograr un desarrollo sostenible de la humanidad en el largo plazo. Se entiende por transición energética el proceso de transformación de la economía en una cuya matriz energética (estructura del consumo de energía primaria y final) se base en fuentes de energía que den lugar a cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) (Fernández Gómez & Larrea Basterra, 2023).

Como respuesta a este planteamiento se encuentra, por un lado, la electrificación del consumo energético, siempre que dicha electrificación vaya apoyada por fuentes renovables. Sin embargo, la existencia en la actualidad de ámbitos donde la electrificación todavía no es viable genera la necesidad de buscar otra respuesta. Dicha solución podría encontrarse en el hidrógeno (H_2), elemento químico producible, almacenable y transportable que complementaría los puntos débiles de las fuentes de energía renovables (intermitencia, estacionalidad y localización geográfica), siempre que este sea de origen verde (o renovable).

[1] Este documento se alimenta fundamentalmente de los anexos del trabajo realizado por los autores "Potencial del puerto de Bilbao en el transporte de hidrógeno".

[2] Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) y Deusto Business School (Universidad de Deusto) Av. de las Universidades 24, 48007, Bilbao.

[2] Por ejemplo, pueden existir sumideros de carbono (p. ej., masas forestales, etc.) o tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 que den lugar en el equilibrio a emisiones negativas, compensando las emisiones asociadas al uso de energía de origen fósil.

Cuadernos de Energía 129

El hidrógeno posee unas cualidades que lo hacen atractivo, como lo son su flexibilidad química, su alta densidad energética o su capacidad para generar calor (Anacleto et al., 2024). Resulta, por tanto, una potencial solución para descarbonizar aquellos sectores difíciles de electrificar, como pueden ser la industria química o siderúrgica y el transporte pesado.

No obstante, el hidrógeno no es un elemento novedoso en la industria. 97 millones de toneladas son consumidas anualmente, mayoritariamente por los sectores del refino y la industria química[4]. El problema actual radica en una de las principales materias primas involucradas en su producción, el gas natural, debido al cual se emite una media de 9,48 kg de CO_2 por cada kilogramo de H_2 producido (IEA, 2024).

La producción de hidrógeno verde, en cambio, utiliza agua y electricidad de fuentes renovables para conseguir un hidrógeno medioambientalmente sostenible a través de la electrolisis[5]. A pesar de poseer un desarrollo tecnológico maduro, el coste de producirlo es elevado y poco competitivo, mayoritariamente debido al precio de la electricidad y el coste de los electrolizadores. Esto se traduce en una producción mundial menor al millón de toneladas respecto a las 97 de hidrógeno producidas en total (IEA, 2024).

Sin embargo, uno de los mayores retos a los que se enfrenta el hidrógeno es tecnológico y se refiere a su almacenaje y transporte. Debido a su baja densidad volumétrica y energética, resulta en muchas ocasiones poco interesante el transporte y almacenamiento en su estado natural, es decir, gaseoso. Es por ello necesaria su transformación a otro compuesto hidrogenado en el que se hallará hasta su uso final. Estos compuestos se denominan portadores de hidrógeno o *hydrogen carriers* en inglés, aunque en ocasiones también se pueden identificar como derivados del hidrógeno.

Por el momento no existe un único portador que sea considerado la solución a esta problemática, ya que se ven involucrados muchos factores, tanto en su utilización como en sus costes: (i) el uso final, (ii) medio de transporte (carretera, mar, ferrocarril y tubería), (iii) distancia, (iv) volumen y (v) la oferta y demanda.

Ante esta situación, el presente artículo tiene como finalidad contextualizar y analizar la situación actual de los principales portadores, así como sus posibles funciones y aplicaciones en el futuro de la industria del hidrógeno. Los dos portadores objeto de análisis son el amoniaco (NH_3) y el metanol (CH_3OH)[6], y también se analiza el hidrógeno líquido (LH_2)[7]. Si bien es cierto que existen otras alternativas como los combustibles sintéticos o los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno, no son considerados en el mismo rango de relevancia por sus menores ámbitos de uso y reducidos niveles de penetración/madurez[8].

Para abordar el estudio tras esta introducción, el artículo recoge un segundo apartado sobre viabilidad técnica e infraestructuras. El tercer apartado cubre las cuestiones relacionadas con los costes de producción y los precios de los diferentes portadores considerados y el cuarto apartado incluye las perspectivas de futuro. El artículo finaliza con un apartado de conclusiones.

2. Viabilidad técnica e infraestructuras

1. Amoniaco

La producción de amoniaco a día de hoy tiene un elevado impacto medioambiental, debido principalmente a la materia prima utilizada para la obtención de hidrógeno (70 % a partir de gas natural y 25 % a partir de carbón) (World Economic Forum, 2022). Las emisiones directas de CO_2 ascien-

[4] 43 Mt para el refino, 32,4 Mt para la producción de amoniaco, 16,2 Mt para la de metanol.

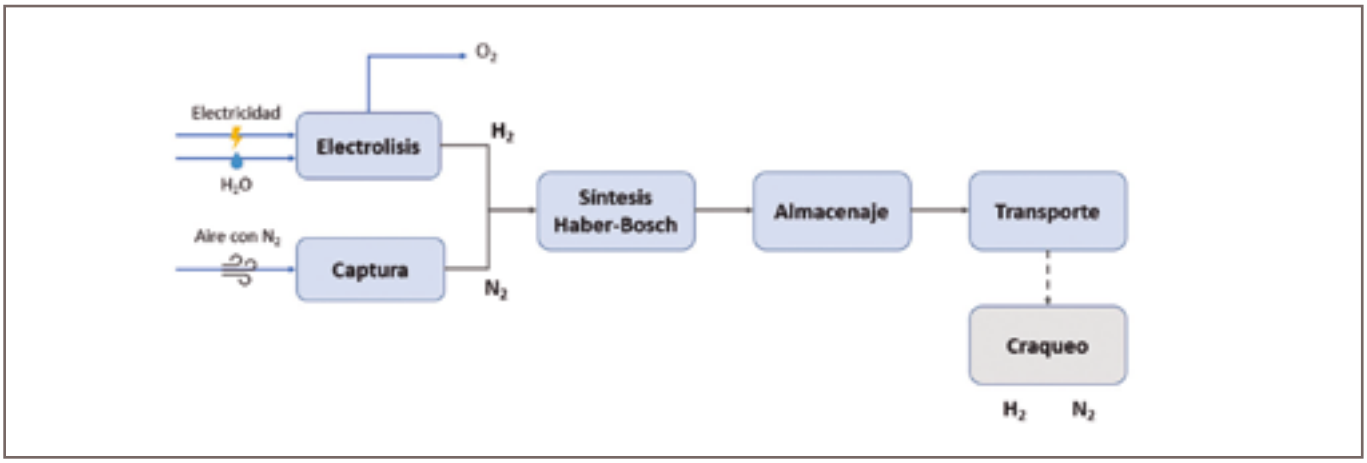
[5] Existen otras alternativas de hidrógeno bajo en emisiones, como el azul (con captura de carbono) y el blanco (reserva natural del subsuelo). No obstante, no son objeto de estudio por su menor presencia o por su bajo nivel de madurez.

[6] El orden en que se presentan es meramente alfabético y no tiene ningún significado en particular.

[7] El H_2 líquido no es un portador sino hidrógeno en un determinado estado, pero se emplea en este estudio como elemento de comparación con los otros dos.

[8] Tanto el amoniaco como el metanol son considerados también combustibles sintéticos y portadores orgánicos.

Figura 1. Proceso de producción de NH_3 verde



Fuente: elaboración propia.

den como promedio a 2-2,4 toneladas por cada tonelada de amoniaco producida, resultando en un total de 450 Mt de CO_2 emitidas anualmente, el 45 % de ellas provenientes de China (IEA, 2021).

El proceso de obtención del amoniaco verde, en cambio, se basa en la síntesis de dos compuestos: (i) hidrógeno obtenido a partir de electrolisis de fuentes renovables y (ii) nitrógeno capturado del aire. La fusión se lleva a cabo mediante un proceso centenario denominado Haber-Bosch, que combina las temperaturas, la presión y un catalizador para obtener el compuesto deseado (BBC, s. f.).

Posteriormente se almacena el amoniaco, generalmente en estado líquido, ya que ocupa hasta 850 veces menos que su forma gaseosa. Para ello, hay que recurrir bien a la presión (para 10 ºC de temperatura, 6 atmósferas [atm]; a 20 ºC, 8,5 atm) o la temperatura (-33 ºC a presión atmosférica). Esta segunda variable, la más utilizada, hace viable un almacenamiento de mayor seguridad y capacidad, pero también más caro y complejo (International PtX Hub, 2024).

El transporte puede llevarse a cabo por tierra, mar o tubería, siendo estas dos últimas las más interesantes para grandes volúmenes y distancias. El transporte en buques se realiza mediante tanques semi-refrigerados/refrigerados y por tubería a una temperatura de 2 ºC y 20 bares de presión (International PtX Hub, 2024).

Por último, y para que el usuario final pueda recuperar el hidrógeno puro, es necesario el craqueo a través de reactores de membrana. De esta manera se vuelven a separar el hidrógeno y el nitrógeno (H2SITE, s. f.).

2. Hidrógeno líquido

La producción de hidrógeno líquido resulta un proceso sencillo y lineal a nivel esquemático, pero complejo y poco maduro a nivel tecnológico, sobre todo a gran escala. De hecho, solo 11 países en el mundo disponen de plantas capaces de licuar hidrógeno[9], con una capacidad total de producción de 350 toneladas diarias. Resulta un proceso intensivo en energía por su exigencia energética en la licuefacción (con emisiones asociadas de 0,6 kg CO_2/kg H_2 por cada 100 g CO_2/

[9] *Dichos países son: Estados Unidos, Canadá, Alemania, Francia, Países Bajos, China, India, Japón, Corea del Sur, Australia y Guyana Francesa (ResearchGate, s. f.).*

kWh (IEA, 2024)), y delicado, por su facilidad de evaporación en el almacenamiento y transporte (De Aragón, 2024).
La producción de su componente básico y único, el hidrógeno, emite de media 9,48 kg de CO_2 a la atmósfera por cada kilogramo producido. Mientras que generar hidrógeno a partir de carbón aumenta esta cifra (22-26 kg CO_2/kg H_2), la electrolisis ayuda a reducirla (0,4-2,7 kg CO_2/kg H_2) (IEA, 2024).

Partiendo del hidrógeno verde obtenido a partir de electrolisis, este es introducido en un proceso denominado Ciclo Claude, donde, mediante un ciclo cerrado de refrigeración criogénica con diversas etapas de enfriamiento, el hidrógeno es licuado. Durante este proceso se realiza una conversión catalítica continúa de orto a para-hidrógeno[10] (Al Ghafri et al., 2024).

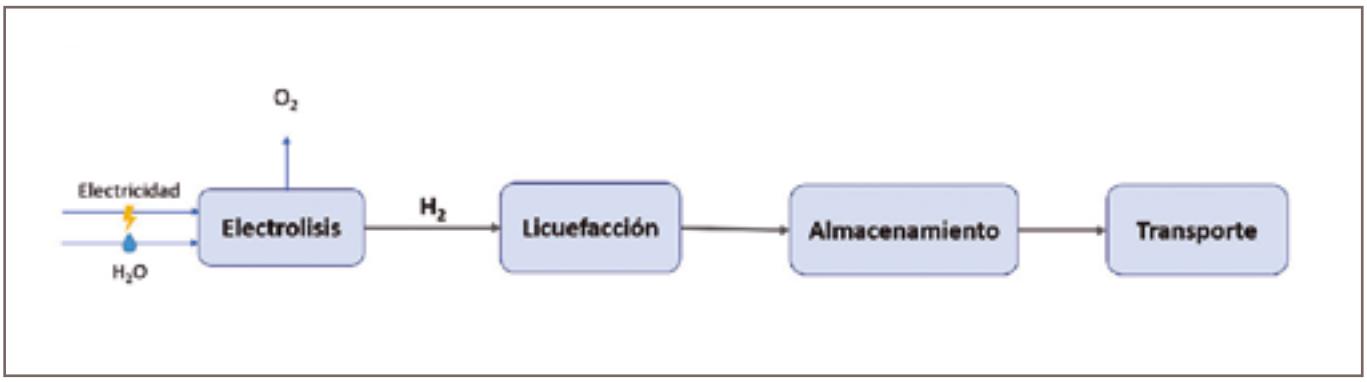
En cuanto al almacenamiento, son necesarios tanques criogénicos con elevados requerimientos energéticos, que emiten hasta 135 t de CO_2 durante el proceso de almacenaje, según (Ye & Lu, 2023). El mayor reto de esta fase consiste en evitar pérdidas por evaporación, que pueden suponer hasta el 40 % de la energía almacenada (Al Ghafri et al., 2024). Cuanto mayor sea la concentración de para-hidrógeno, menores serán las pérdidas.

Por último, el transporte resulta la etapa con menor madurez de este compuesto. El transporte por carretera, mediante camiones, es la vía más desarrollada hoy en día; no obstante, la escala a la que opera este medio no es suficiente para satisfacer la demanda global. Al no encontrarse desarrollada la tecnología por hidroducto a temperaturas tan bajas, la opción más prometedora parece ser el transporte marítimo. Sin embargo, actualmente no existe flota, más allá del buque Suiso Frontier[11], capaz de transportar este compuesto.

3. Metanol

Actualmente, la mayor parte del metanol para uso industrial se genera mediante reformado con vapor de gas natural. Como consecuencia, las emisiones de CO_2 producidas durante el ciclo de vida del metanol alcanzaron 300 Mt en 2021 (IRENA & Institute, 2021). Dicho año, solo había ocho plantas de metanol renovable a lo largo del mundo (Edlund & Lim, 2021), cuya producción total sumó 0,2 Mt.

Figura 2. Proceso de producción de LH_2 verde



Fuente: elaboración propia.

[10] Son las dos formas isoméricas en las que se presenta el hidrógeno molecular. En el orto-hidrógeno, sus dos espines nucleares de protones se encuentran alineados en paralelo; en el para-hidrógeno se hallan en antiparalelo.

[11] Esta embarcación de la empresa japonesa Kawasaki Heavy Industries entró en operación durante 2021 y puede transportar 87,5 toneladas de hidrógeno líquido (en:former, 2022).

Para ser verde, el metanol debe producirse a partir de fuentes de energía sostenibles como: (i) biometanol a partir de biomasa (desechos y subproductos forestales y agrícolas, biogás de vertederos, aguas residuales y otros) o (ii) e-metanol verde, que se obtiene utilizando CO_2 capturado de fuentes renovables (bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (Edlund & Lim, 2021)) e hidrógeno verde, es decir, hidrógeno producido con electricidad renovable (Methanol Institute, 2021).

Si bien el metanol producido por cualquiera de las dos rutas anteriores es químicamente idéntico al metanol producido con combustibles fósiles, es el e-metanol el que contribuye a la demanda de hidrógeno (IEA, 2023).

Su almacenamiento y transporte resultan dos de las etapas más fáciles del proceso, ya que el metanol se encuentra en estado líquido a temperatura ambiente. Esto supone que no es necesaria su compresión, y al tener características similares a muchos hidrocarburos (por ejemplo, la gasolina), se pueden reutilizar los depósitos de almacenamiento e infraestructuras de carga y descarga ya existentes (Pascual Navarro, 2023), reduciendo así de forma considerable los costes a incurrir en otros portadores, como el hidrógeno líquido.

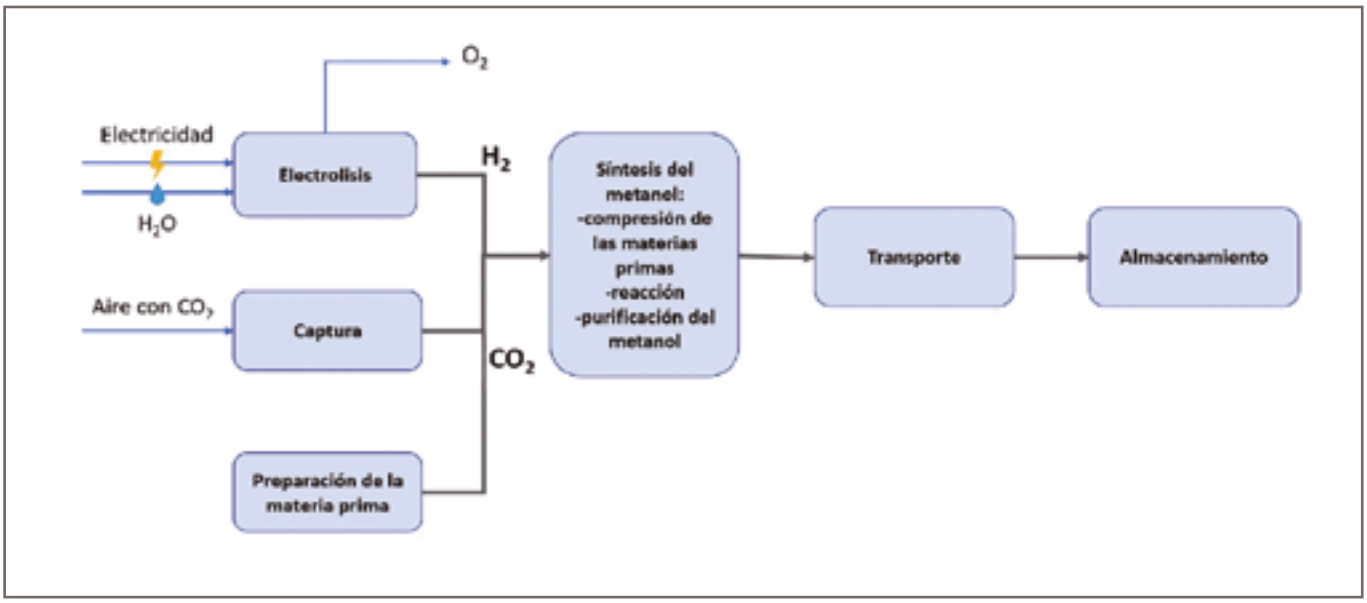
En términos de transporte, el metanol es la solución con menor impacto climático entre los diferentes *carriers* (0,04 kg de CO_2e/kg de H_2 entregado) (Arrigoni, A., Dolci, F., Ortiz Cebolla, R., Weidner, E., D'agostini, T., Eynard, U., Santucci, V. and Mathieux, F., 2024). Sin embargo, el principal reto tecnológico que debe superar el transporte de metanol se refiere al consumo energético de los procesos de hidrogenación y deshidrogenación, que pueden alcanzar hasta el 40 % de la energía total (IEA, 2022).

3. Aspectos económicos: costes y precios

1. Amoniaco

El coste de producción del amoniaco gris mediante la vía tradicional (reformado de metano con vapor) depende ma-

Figura 3. Proceso de producción del e-metanol



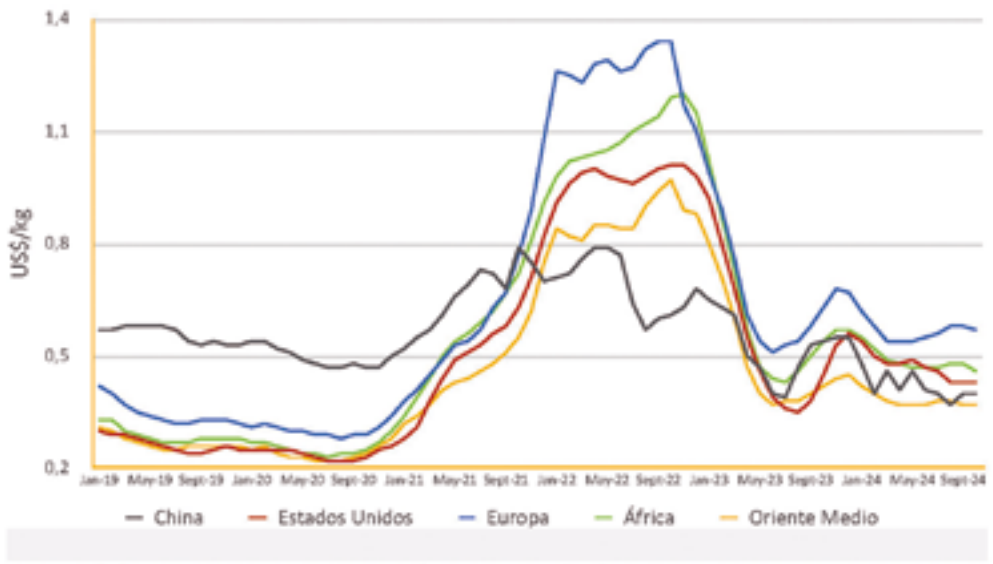
Fuente: elaboración propia.

yoritariamente del coste del gas natural, principal materia prima para la obtención del H_2. A ello es necesario añadirle el CAPEX[12], OPEX y el coste asociado a las emisiones de CO_2 durante el proceso[13]. Según IRENA & Ammonia Energy Association (2022), este coste total se sitúa entre 0,27 y 0,5 US$/kg. En cambio, el coste de producción del amoniaco verde depende de otros factores como el precio de la electricidad y el coste de los electrolizadores. Actualmente, el coste de dicho proceso no resulta competitivo y se sitúa entre 0,72 y 1,4 US$/kg.

Para reducir el diferencial de coste entre el amoniaco verde y el gris haría falta, por un lado, unos menores precios de la electricidad (<20 US$/MWh) y, por otro lado, unos mayores precios del CO_2 (150 US$/t de CO_2); adicionalmente, conseguir economías de escala en el ámbito de los electrolizadores sería relevante para la reducción del CAPEX. De cara a futuro, IRENA & Ammonia Energy Association (2022) calculan una reducción de los costes (por cada tonelada de amoniaco) de un 33,3 % para 2030 y un 57 % para 2050, finalizando así el amoniaco verde en un coste de entre 0,31 y 0,47 US$/kg.

Por su parte, el precio del amoniaco en el mercado global fluctúa dependiendo de la región y el período de tiempo, tal y como puede observarse en el gráfico 1. En términos generales, y durante los últimos 5 años, Oriente Medio ha obtenido los precios más competitivos (con una media de 0,45 US$/kg desde 2019), mientras que Europa los más altos (una media de 0,63 US$/kg desde 2019). Los datos de septiembre de 2024 muestran un rango de precios entre los 0,37 US$/kg y 0,57 US$/kg (Business Analytiq, 2024).

Gráfico 1. Evolución del precio del amoniaco por región (2019 - Actualidad [US$/kg])



Fuente: elaboración propia a partir de Business Analytiq (2024).

[12] En este cálculo se incluyen los costes de ingeniería, adquisiciones y construcción.

[13] Se ha estimado con un precio del derecho de emisión de la UE de 64,18 €/tonelada (SendeCO2, 2024).

2. Hidrógeno líquido

El coste principal al que se enfrenta el hidrógeno líquido es la propia producción de hidrógeno gaseoso. De acuerdo con ACER (2024), desde principios de 2023, el coste del hidrógeno procedente de la electrólisis era, de media, de dos a tres veces superior al del hidrógeno producido a partir de gas natural (en un rango entre los 4 y 6,5 euros/kg).

A ello, es necesario añadir el coste de la licuefacción del hidrógeno, que resulta un proceso costoso debido a la cantidad de energía necesaria, aproximadamente entre un 18 y un 30 % de la que contiene el mismo H_2 (IEA, 2024). De acuerdo con Al Ghafri et al. (2024), la licuefacción tendría un coste actual de 2,5 – 3 US$ por cada kilogramo de H_2 líquido.

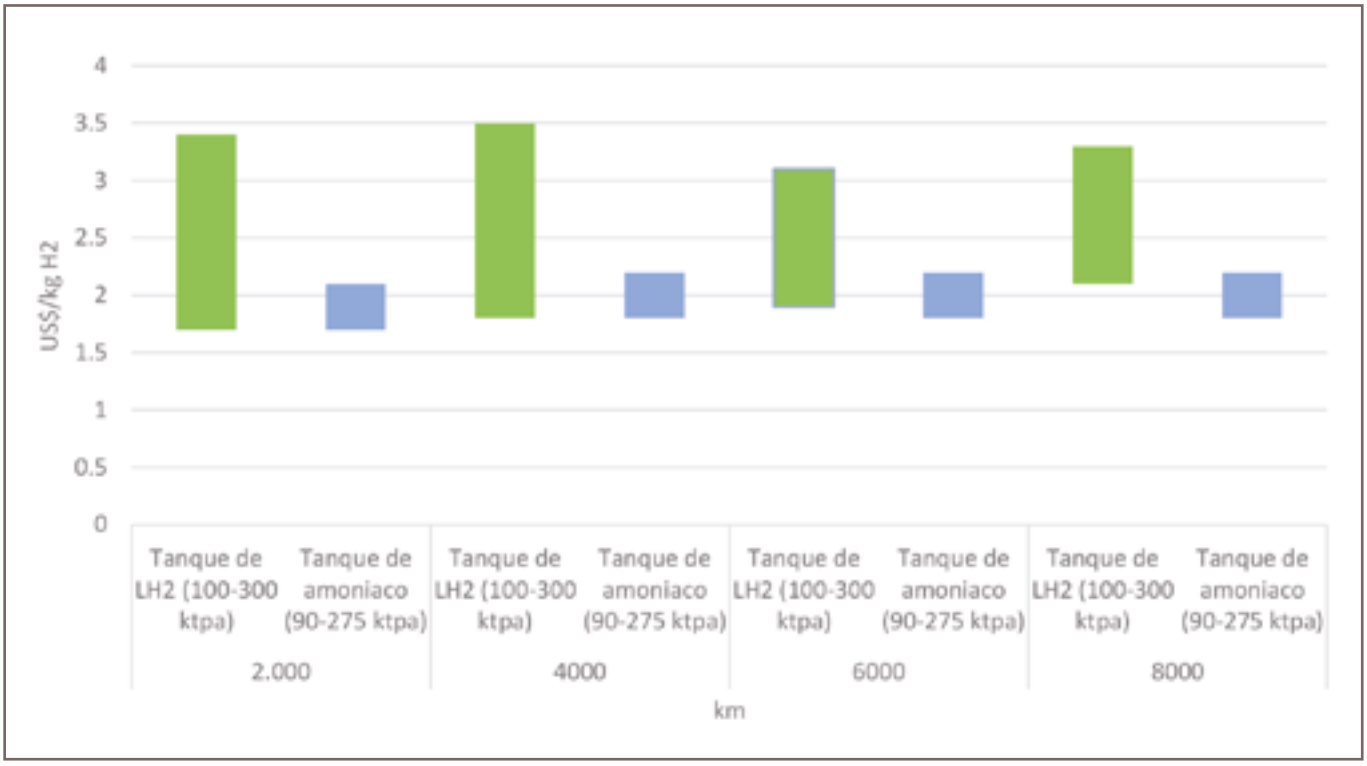
Por tanto, siguiendo la línea de las cifras mencionadas anteriormente, el coste de producción se elevaría hasta 6,7 – 9,8 US$/kg. Por último, el coste energético de los almacenes criogénicos especializados elevaría el coste total, según Ikeuba et al. (2024), hasta los 7 – 12 US$/kg.s

3. Metanol

El coste de producir metanol a partir de combustibles fósiles oscila entre 0,1 y 0,25 US$/kg (IRENA & Methanol Institute, 2021), y su precio se ha situado en el rango de 0,2-0,45 US$/kg durante el período 1995-2020 (MMSA, 2024). Los costes del metanol renovable, en cambio, son significativamente más altos.

Dentro de la rama renovable, el biometanol presenta los costes más bajos, con un rango de 0,32 a 0,77 US$/kg. La variante hidrogenada, el e-metanol, depende, en gran medida, del coste del hidrógeno y del CO_2. Los costes de producción

Gráfico 2. Comparativa del coste nivelado del transporte marítimo de hidrógeno (US$/kg)



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2024).

del e-metanol se encuentran en el rango de 0,8-1,6 US$/kg, suponiendo que el CO_2 es obtenido a partir de un proceso de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono a un coste de 0,01-0,05 US$/kg. Si el CO_2 se obtuviera por captura directa del aire (cuyo coste en 2021 rondaba los 0,3-0,6 US$/kg), entonces el coste del e-metanol se encontraría entre 1,2-2,4 US$/kg (IRENA & Methanol Institute, 2021).

A futuro, el coste dependerá del de la energía renovable y los electrolizadores, así como de las ganancias en eficiencia y durabilidad. Reducciones en el coste de la generación renovable implicarán disminuciones del coste del e-metanol de entre 0,25 y 0,63 US$/kg para 2050.

4. Perspectivas de futuro

1. Amoniaco

A día de hoy, el amoniaco resulta un componente vital para la producción de fertilizantes del sector agrícola, a lo cual se destina el 70 % de las 170 Mt de amoniaco producidas anualmente (IEA, 2021; IRENA & Ammonia Energy Association, 2022).

En 2022, el amoniaco resultó el 250 º producto más comercializado del mundo, debido principalmente a un incremento del 62 % en las exportaciones de 2021 a 2022. Mientras que China es el mayor productor mundial con un 30 % de la producción, países como Trinidad y Tobago y Arabia Saudí son los mayores promotores del comercio exportador (3.530 millones de US$ y 2.300 millones de US$ respectivamente). En el lado importador, Estados Unidos resulta el mayor comprador, con 2.310 millones US$ (OEC, s. f.).

Las proyecciones de IRENA & Ammonia Energy Association (2022) indican que la demanda de amoniaco continuará en

Tabla 1. Rango de costes actuales y futuros de producción de biometanol y de e-metanol

US$/t	Costes actuales de producción	Costes de producción previstos
Biometanol (coste de la materia prima < 6 US$/GJ)	327-764	227-553
Biometanol (6 < coste de la materia prima < 15 US$/GJ)	455-1.013	355-884
E-metanol (CO_2 de fuentes combinadas renovables)	820-1.620	250-630
E-metanol con captura directa de CO_2	1.120-2.380	290-630

Nota 1: el coste de la materia prima de biomasa y RSU varía entre 0 y 17 US$/GJ.

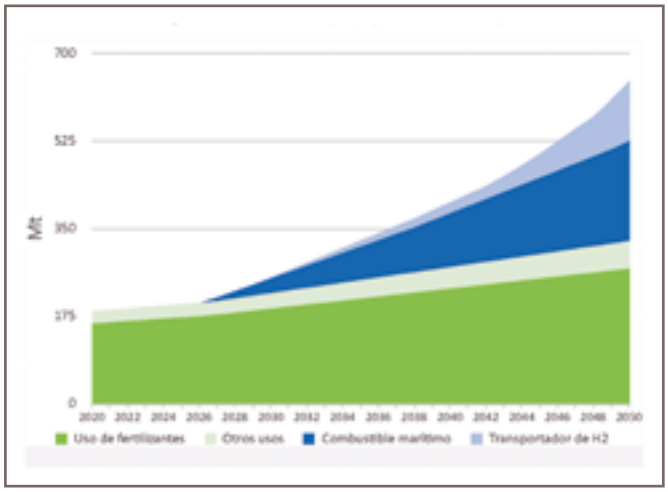
Nota 2: un precio del derecho de emisión de 50 US$/t de CO2 reduciría el coste de producción del metanol en alrededor 80 US$/t.

Fuente: elaboración propia a partir de IRENA & Methanol Institute (2021).

constante crecimiento hasta alcanzar una cifra superior a las 600 Mt en 2050. Este aumento se deberá al (i) incremento de la población y, por tanto, a una mayor necesidad de fertilizantes[14], (ii) nuevas utilidades como combustible marítimo, y (iii) su nuevo uso como portador de hidrógeno. De hecho, se espera que en 2050 aproximadamente 197 Mt sean destinadas a propulsar buques y algo más de 100 Mt (aproximadamente un 20 %) a transportar hidrógeno (IRENA, s. f.).

A pesar de contemplarse una visión de largo plazo en esta última opción (tal y como muestra el gráfico 2), el amoniaco ha sido escogido como carrier del hidrógeno en el 85 % de los proyectos anunciados mundialmente para el comercio de hidrógeno (IEA, 2024). En total, entre todos los proyectos anunciados con inicio en esta década, se cuenta con una capacidad de 15 Mt, aproximadamente un 6 % de la producción mundial en 2030 (IRENA & Ammonia Energy Association, 2022).

Gráfico 3. Demanda esperada de amoniaco (Mt) (escenario 1,5 ºC)



Fuente: elaboración propia a partir de IRENA & Ammonia Energy Association (2022).

2. Hidrógeno líquido

La licuefacción de hidrógeno resulta una opción interesante para su transporte y almacenamiento, pues posee una densidad energética (8,5 MJ/l) un 80 % superior a las soluciones gaseosas comprimidas (Al Ghafri et al., 2024), a la vez que ocupa menos espacio y puede almacenarse un mayor volumen en tanques de la misma capacidad. Además, no requiere de procesos de deshidrogenado como los otros dos portadores.

Sin embargo, la temperatura de licuefacción del H_2 (-253 ºC) supone un gran reto tecnológico para su manejo a gran escala. De hecho, la capacidad de licuefacción global en 2022 era de tan solo 127.750 t/año (Al Ghafri et al., 2024), lo que hubiera satisfecho solamente el 0,13 % de la demanda global de H_2 de ese mismo año. En este sentido, se ha finalizado la construcción de la mayor planta de licuefacción del mundo en Corea del Sur, con una capacidad anual para producir 30.000 t de LH_2 (23,5 % de la capacidad global) (De Aragón, 2024).

No obstante, tan solo el 2 % de los proyectos anunciados mundialmente para el comercio de hidrógeno han escogido el LH_2 como opción, una cifra relativamente pequeña respecto a su forma gaseosa, que representa el 8 % (IEA, 2024). Y es que la mayor parte del LH_2 transportado deberá ser reconvertido a gas, pues a día de hoy, su forma líquida no posee ninguna utilidad en procesos industriales, y muy escasas en otros sectores como el transporte. En 2023, entró en funcionamiento el primer (y por ahora único) ferry comercial propulsado a base de hidrógeno líquido (IEA, 2024), y no ha sido hasta ese mismo año que han conseguido desarrollar el primer coche en el mundo con motor de hidrógeno líquido (Movilidad Eléctrica, 2024).

3. Metanol

En 2019, la demanda mundial de metanol fue de 98 Mt (IRENA & Methanol Institute, 2021), y resultó el producto 309 más comercializado del mundo (IEA, 2023). Mientras que la mayor parte de dicha cantidad (aproximadamente dos ter-

[14] La demanda de estos productos ha ido aumentando de media un 0,9 % desde 2010.

cios) es destinada a la producción de otras sustancias químicas[15], resulta cada vez mayor el uso que se la da como combustible, sobre todo en países como China para el sector del transporte.

Según IRENA & Methanol Institute (2021), se espera que la demanda de metanol siga aumentando hasta alcanzar más de 120 Mt en 2025 y 500 Mt en 2050. La posibilidad de su uso final como combustible hace que, al igual que en el amoniaco, se postule como uno de los principales usos del compuesto de cara a futuro.

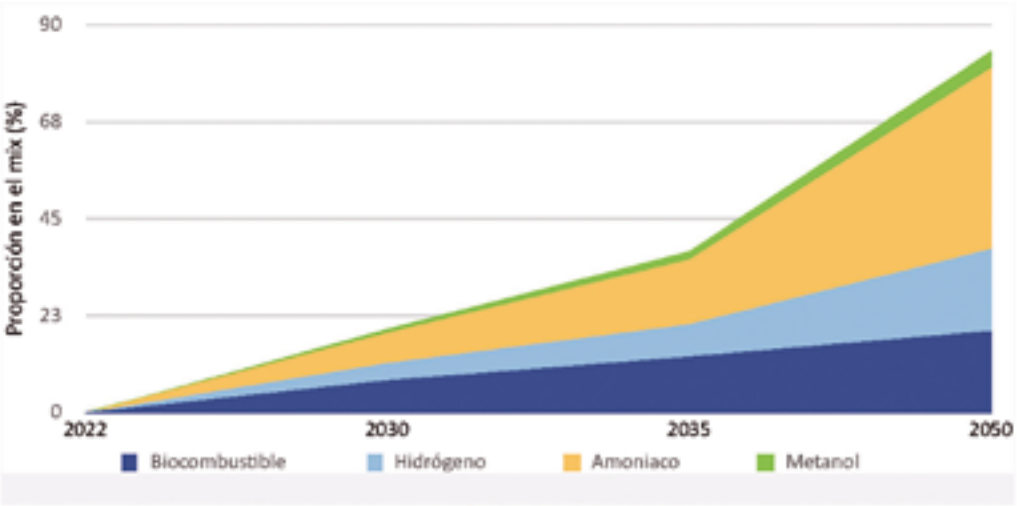
Si bien la posibilidad de mezcla del metanol con hidrocarburos convencionales hace que se encuentre en una etapa de desarrollo más avanzada que el amoniaco en el sector transporte; en el sector marítimo, se prevé que el amoniaco sea empleado en mayor medida como puede observarse en el gráfico 4.

5. Conclusiones

Tras analizar la situación de los dos portadores y el LH_2 en el marco global, se puede concluir que tanto el amoniaco como el metanol se encuentran mucho más desarrollados tecnológicamente, sobre todo en los ámbitos de producción y transporte. Estos dos compuestos, al resultar el destino del 50 % de la demanda actual de hidrógeno (90 % excluyendo el refino), poseen un nivel alto de madurez que se traduce en unos menores costes y unos riesgos económicos/técnicos más reducidos.

Continuando con el amoniaco y el metanol, y teniendo en cuenta la demanda existente y proyectada a futuro (> 1,1

Gráfico 4. Presencia esperada de los combustibles sostenibles dentro del mix marítimo según el NZE Scenario de la IEA



Fuente: elaboración propia a partir de (S&P Global, 2024).

[15] Éstas son mayoritariamente: formaldehído, ácido acético y plásticos.

Gt entre ambos compuestos en 2050), no cabe duda de la necesidad de avanzar en su producción baja en emisiones. No obstante, sus grandes focos de demanda (fertilizantes y combustible) restan relevancia a la posible función portadora de hidrógeno, al ser el propio compuesto necesitado en el uso final.

Es por ello por lo que, en otras aplicaciones como el refino, donde el producto final necesario es hidrógeno puro, el LH_2 puede ganar relevancia por no necesitar deshidrogenación. Sin embargo, la dificultad de su transporte a media/larga distancia es un limitador que, en el corto plazo, plantea dudas en torno a su viabilidad hasta que no se resuelva esta cuestión.

Otra cuestión clave que se ha observado es que el tránsito hacia portadores verdes (es decir provenientes de procesos que no empleen el gas natural u otros combustibles fósiles) encarece los costes de producción de las diferentes alternativas. En este sentido se necesita avanzar para poder hacerlos competitivos en términos de costes con sus opciones tradicionales.

También cabe destacar el creciente interés por la construcción de hidroductos y el uso de las redes de gas natural para transportar hidrógeno gaseoso comprimido. En caso de desarrollarse esta vía, los portadores analizados en este artículo y el LH_2 perderían fuerza, sobre todo en distancias cortas/medianas y de conexión terrestre[16].

Por tanto, se puede concluir que es primordial analizar tanto la infraestructura y condiciones existentes en el punto de producción, como el tipo de demanda que se atenderá en cada caso de particular.

Referencias

ACER. (2024). European hydrogen markets—2024 Market Monitoring Report. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Hydrogen_Markets.pdf

Al Ghafri, S. Z., Munro, S., Cardella, U., Funke, T., Notardonato, W., Trusler, J. P. M., Leachman, J., Span, R., Kamiya, S., Pearce, G., Swanger, A., Dorador Rodriguez, E., Bajada, P., Jiao, F., Peng, K., Siahvashi, A., Johns, M. L., & May, E. F. (2024). Hydrogen liquefaction: A review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities. Royal Society of Chemistry. https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2022/ee/d2ee00099g

Anacleto, A., Heid, B., González, D., Ferrer García, J., Ribeirinho, M. J., Waardenburg, M., Martínez, I., García, S., & Bartolomé, U. (2024). The Iberian green industrial opportunity: Green hydrogen. McKinsey. https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-iberian-green-industrial-opportunity-green-hydrogen#/

BBC. (s. f.). Fertilisers—AQA The Haber process. Recuperado 10 de octubre de 2024, de https://www.bbc.co.uk/bitesize/guides/z9tvw6f/revision/1

[16] Las distancias intercontinentales y de necesidad marítima no son rentables ni propensas a la construcción de hidroductos.

BloombergNEF. (2020). Hydrogen Economy Outlook. Key messages. https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf

Business Analytiq. (2024, octubre). Ammonia price index. https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/

De Aragón, E. (2024, mayo 10). SK E&S finaliza la construcción de la planta de licuefacción de hidrógeno más grande del mundo. Hidrógeno Verde. https://hidrogeno-verde.es/sk-es-planta-licuefaccion-h2/

Edlund, D., & Lim, D. (2021). The Renewable Methanol Pathway to Green Hydrogen. https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/Renewable-methanol-to-Green-Hydrogen-final-1.pdf

en:former. (2022, junio 1). World's first liquid hydrogen carrier completes round trip. https://www.en-former.com/en/worlds-first-liquid-hydrogen-carrier-completes-round-trip/

Fernández Gómez, J., & Larrea Basterra, M. (2023). Estrategias regionales de transición energética y descarbonización. Revisión de los casos de Grand Est/Grand Reims, Escocia, Renania del Norte-Westfalia y "regiones energéticas" en los Países Bajos (Cuadernos Orkestra). Orkestra. https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2645-estrategias-regionales-de-transicion-energetica-y-descarbonizacion-revision-de-los-casos-de-grand-est-grand-reims-escocia-renania-del-norte-westfalia-y-regiones-energeticas-en-los-paises-bajos

H2SITE. (s. f.). Habilitamos el transporte del hidrógeno por un futuro sostenible. Recuperado 11 de noviembre de 2024, de https://h2site.eu/es/

IEA. (2021). Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary

IEA. (2024, octubre). Global Hydrogen Review 2024. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

Ikeuba, A. I., Sonde, C. U., Charlie, D., Usibe, B. E., Raimi, M., Obike, A. I., & Magu, T. O. (2024). A review on exploring the potential of liquid hydrogen as a fuel for a sustainable future. Sustainable Chemistry One World, 3, 100022. https://doi.org/10.1016/j.scowo.2024.100022

International PtX Hub. (2024). Ammonia transport & Storage. https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2024/01/International-PtX-Hub_202401_Ammonia-transport-and-storage.pdf

IRENA. (s. f.). Global hydrogen trade. Recuperado 25 de octubre de 2024, de https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen/Global-hydrogen-trade

IRENA & Ammonia Energy Association. (2022). Innovation outlook. Renewable ammonia. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf

IRENA, & Institute, M. (2021). Innovation outlook. Renewable methanol. ISBN 978-92-9260-320-5. https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol

Movilidad Eléctrica. (2024, agosto 19). Este es el primer coche en el mundo que utiliza un motor de hidrógeno líquido. https://movilidadelectrica.com/primer-vehiculo-hidrogeno-liquido/

OEC. (s. f.). Ammonia; anhydrous or in aqueous solution. Recuperado 4 de octubre de 2024, de https://oec.world/en/profile/hs/ammonia?latestTrendsViewSelector=LinePlot#latest-trends

ResearchGate. (s. f.). Commercial hydrogen liquefaction plants worldwide. Recuperado 21 de noviembre de 2024, de https://www.researchgate.net/figure/Commercial-hydrogen-liquefaction-plants-worldwide_tbl1_245148198
SendeCO2. (2024). Precios CO2. https://www.sendeco2.com/es/precios-co2

S&P Global. (2024). E-fuels: A Challenging Journey To A Low-Carbon Future. https://www.spglobal.com/_assets/documents/ratings/research/101595057.pdf

World Economic Forum. (2022, julio). Ammonia Industry—The Net-Zero Industry Tracker. https://es.weforum.org/publications/the-net-zero-industry-tracker/in-full/ammonia-industry/

Ye, L., & Lu, L. (2023, marzo 24). Environmental and economic evaluation of the high-pressured and cryogenic vessels for hydrogen storage on the sedan. Oxford Academic. https://academic.oup.com/ijlct/article/doi/10.1093/ijlct/ctac126/7086591

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 79, Año XX, Madrid Marzo 2025

Producción gráfica: COMFOT

Depósito legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009

79
Marzo
2025

GARRIGUES

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

40 ANIVERSARIO 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