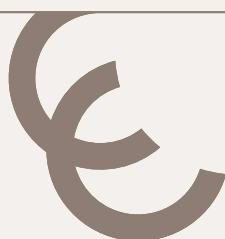


67
Diciembre
2021

CUADERNOS DE ENERGÍA



Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso
Socio de Energía, Deloitte

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

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

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

Nemesio Fernández Cuesta
Asesor

Iñaki Garay Zabala
Director de Expansión

Rafael García de Diego
Red Eléctrica de España

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

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

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

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

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

Rafael Piqueras Bautista
Secretario General y del Consejo de ENAGAS

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

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Estimado lector,

Es un placer para el Comité Editorial de Cuadernos de Energía presentar su edición 67, la última de este año 2021, un año que ha sido especialmente intenso y retador en muchos sentidos, también en el campo energético.

Desde el impacto que el Covid ha tenido en el sector y su importante rol a lo largo de la pandemia; pasando por su relevancia en los fondos de recuperación; hasta los nuevos desarrollos normativos – como la primera Ley española de Cambio Climático y Transición Energética, o el paquete europeo “Fit for 55”; han sido muchos los aspectos centrados en la energía que, a lo largo del último año, nos han mantenidos ocupados.

Desde la última publicación de Cuadernos en el mes de julio, probablemente la novedad más destacable es la gran inestabilidad que estamos viviendo en los mercados energéticos, con volatilidad en los precios de la energía y materias primas, que están causando un fuerte impacto en los hogares, industrias y en las empresas de todo el mundo. Es una situación compleja consecuencia de múltiples factores- como la recuperación económica post-Covid, las inversiones y las condiciones climáticas-, que nos ha hecho recordar la importancia de un suministro energético seguro y asequible.

Esta situación coincide además en un momento clave, tras la 26ª Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) celebrada en Glasgow del 1 al 13 de noviembre, en la que se ha conseguido mantener viva la meta del 1,5°C de incremento del calentamiento global, haciendo una llamada urgente al aumento de la ambición. El Acuerdo alcanzado en la ciudad escocesa no contiene todos los elementos que los países reclamaban, pero es un paso importante hacia un mundo con emisiones netas cero.

Una parte muy relevante de esta última COP ha tenido que ver con el gran número de acuerdos y de anuncios de compromisos, como los relativos a las reducciones de la deforestación, las emisiones de metano, las inversiones públicas en carbón, el impulso al desarrollo y colaboración en tecnologías limpias, o la alianza del sector financiero. Desde el punto de vista político, son destacables, por ejemplo, la Declaración China-Estados Unidos para reforzar conjuntamente la acción climática, o los anuncios de India de crecimiento de las energías renovables a 2030 y de neutralidad climática a 2070. Países responsables de más del 90% de las emisiones globales han anunciado objetivos de emisiones netas cero entre 2050 y 2070.

Nos llevará tiempo analizar cómo se aterrizan todas estas cuestiones y cómo repercutirán en el futuro del sector energético. Desde Cuadernos de Energía, a través de los análisis y reflexiones de expertos, trataremos de seguir las de cerca y llevarlas al lector.

Comenzamos esta edición número 67, como es habitual, con el **bloque internacional**, y el resumen de la tradicional Jornada Anual del **Comité Español del Consejo Mundial de la Energía** titulada “Energy and Climate Futures: Whither European Green Deal Diplomacy?”, que se celebró el pasado 19 de octubre. Durante la jornada, se puso el foco en dos temas de la agenda energética global: por un lado, la dimensión internacional y de política exterior del Pacto Verde Europeo, y, por otro, la mencionada COP26.

Continuamos en este bloque con dos artículos centrados en los mercados energéticos internacionales. El primero de ellos trata sobre el gas y la volatilidad de precios, y su autor es **Raúl Yunta**, Presidente de Mibgas. Raúl comienza su artículo explicando cómo funcionan los mercados de gas natural, para centrarse seguidamente en describir la alta volatilidad de los precios y sus principales causas. Cierra el artículo con unas reflexiones finales, fruto de las lecciones aprendidas, en las que hace referencia a temas como los vínculos entre los mercados del gas y la electricidad, o el papel de los mercados organizados.

El siguiente trabajo es una aportación de **Pedro Antonio Merino**, Técnico Comercial del Estado y Director de Estudios de Repsol, junto con **Rodnan García**, Jefe de Estudios Energéticos, y **José Alfredo Peral**, Analista de Estudios Energéticos, ambos de la Dirección de Estudios de Repsol. En su artículo, revisan la situación del mercado del petróleo y su evolución previsible para los próximos años. Entre otros aspectos, hacen hincapié en las dinámicas que interactúan en el contexto actual, comenzando por la recuperación económica y siguiendo por los efectos de la transición energética. Analizan en particular la visión de la Agencia Internacional de la Energía y las inversiones.

En el bloque de **ámbito nacional** contamos en esta edición con un total de cinco artículos. En el primero, **Vicente López-Ibor**, Presidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN), realiza un análisis general de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, incluyendo los objetivos, principios y previsiones legales. Su contribución parte de una explicación previa del contexto europeo, en particular de la Ley Europea del Clima y el paquete de medidas “Fit for 55”, que busca orientar la legislación comunitaria en la consecución del objetivo de reducción de las emisiones de, al menos, el 55% en 2030 (vs 1990).

El segundo artículo de este bloque nacional es autoría de **Enrique Egea**, Socio responsable del área de *Risk Advisory* para el Sector Público, y **Oliverio Álvarez**, Socio responsable del área de regulación técnico-

económica de la industria de Energía, Infraestructuras, Telecomunicaciones y Gobierno (EITG), ambos de Deloitte. Bajo el título “Fondos europeos: potencia... ¿sin control?”, los autores reflexionan sobre la configuración del Sistema de Gestión y Control orientado a definir, planificar, ejecutar, seguir y controlar los proyectos previstos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), con vistas a que sean de utilidad para los promotores y agentes interesados.

El tercer artículo trata sobre el precio de la electricidad, un tema que nos ha mantenido ocupados y preocupados durante los últimos meses, y al cual ya le hemos dedicado varios artículos en números anteriores. **Antonio Carbajal**, Socio Director de 3E Estrategias en energía y economía, reflexiona sobre la capacidad de actuación del Gobierno para rebajar o limitar las posibles subidas de la energía. Para ello, repasa los principales costes que financia la factura eléctrica, analizando lo que, bajo su punto de vista, se puede y no se puede hacer para reducirlos, y las medidas puestas en marcha o anunciadas por el Gobierno.

En cuarto lugar, contamos con una contribución de **Isabel del Olmo**, Jefe del Departamento de Movilidad Sostenible del IDAE. Isabel explica de forma general el marco normativo español y europeo en materia de movilidad sostenible, centrándose especialmente en los programas de incentivos relacionados con esta materia, incluidos en el Plan de Recuperación, así como las iniciativas que el Instituto ha lanzado para dar respuesta a dichos programas, como los Planes MOVES y MOVES singulares.

Completamos este bloque con un quinto artículo de **Pedro Chazarra**, Responsable de Regulación; **Eva Ruiz**, Responsable de Inspecciones y Liquidaciones; y **Marta Romero**, Responsable de Servicios Jurídicos, todos ellos de UFD Distribución Electricidad, S.A. Los autores comparten su visión sobre las pérdidas económicas que supone el fraude eléctrico en el sistema eléctrico y las necesidades de actualización del marco regulatorio para poner freno a esta actividad de forma efectiva.

El siguiente y último bloque, dedicado a las **tecnologías e innovación**, está constituido en esta ocasión por dos artículos. El primero de ellos, se centra en la hibridación renovable, que se puede definir de forma general como la combinación de dos o más tecnologías renovables, o de tecnologías renovables con unidades de almacenamiento con el fin de optimizar su aprovechamiento. Sus autores, **Victoria Esteban**, Asociada Principal de Garrigues, **Marcos Botella**, Socio de Garrigues, y **Antonio Baena**, Socio de G-advisory, explican, entre otros temas, los tipos de hibridación existentes, la situación regulatoria actual, los aspectos normativos a desarrollar, su financiación y rentabilidad.

El segundo, con el que cerramos los artículos, lleva como título “El papel del vehículo eléctrico en el ecosistema energético: Más allá del coche”, y es una aportación de **Juan Luis Plá de la Rosa**, Director de Relaciones Institucionales de Nissan Motor Ibérica. En su artículo trata de dar una visión holística del papel que pueden jugar los vehículos electrificados en el ecosistema energético en España y la visión de una empresa pionera como Nissan.

Esta edición se acompaña, como venimos haciendo en años anteriores, de **Papeles de Cuadernos de Energía** que reúne los resúmenes de las intervenciones de los participantes en el seminario que sobre energía se celebró en Avilés (Asturias) los días 5 y 6 de agosto, bajo el título **“Energía, industria y sociedad: claves para una transición energética sostenible y justa”**.

Coordinadas y dirigidas por Enerclub, este seminario formó parte de la 43ª edición de los **Cursos de la Granda** que reúnen cada año a destacados expertos de todos los ámbitos desde la economía, la teología, el arte, el derecho y, por supuesto, la energía. Dirigidos por el catedrático Juan Velarde Fuertes, este encuentro es una tradición del período estival en la región para todos aquellos interesados en las ciencias del saber.

Abrimos esta separata, en primer lugar, con las contribuciones de **Juan Velarde**, Director de los **Cursos de la Granda**, y Presidente de Honor de la Real Academia de Ciencias Morales y Políticas y Consejo del Tribunal de Cuentas; **Rui Teixeira**, CEO de EDP España; y **Enrique Fernández**, Consejero de Industria, Empleo y Promoción Económica del Principado de Asturias. Seguidamente, se incluye la aportación de **Arcadio Gutiérrez**, Director General del Club Español de la Energía, bajo el título “Un año de energía: aspectos clave”.

A continuación, en el primer bloque “Sostenibilidad y políticas”, las personas que han contribuido con sus artículos son: **Eduardo González**, Subdirector de la Oficina Española de Cambio Climático del Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico; y **Francisco Laverón**, Responsable de Prospectiva Energética de Iberdrola.

En el segundo bloque “Tecnologías de futuro y nuevos modelos de negocio”, contamos con las contribuciones de: **José Mª González- Moya**, Director General de APPA Renovables; y **Fermín Bravo**, Director General de Vivienda del Principado de Asturias.

En el tercer bloque “Aspectos sociales e institucionales de la energía”, han participado: **María Calvo**, Presidenta de la Federación Asturiana de Empresarios (FADE); y **Pedro Rivero**, Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad Complutense de Madrid.

En el cuarto bloque “Sector eléctrico español”, contamos con artículos de: **José Casas**, Director General de Regulación y Relaciones Institucionales de Endesa; **Miguel Mateos**, Consejero Delegado de EDP REDES España; y **Javier Saénz de Jubera**, CEO de TotalEnergies Electricidad y Gas España.

El quinto bloque “Plan de recuperación, transformación y resiliencia, y la ejecución de los fondos *Next Generation EU*”, cuenta con la aportación de **María Fernández**, *Of Counsel* en Ramón y Cajal Abogados y ex Vicepresidenta de la CNMC.

Y el sexto y último bloque “La energía en Asturias” han contribuido con artículos: **Belarmina Díaz**, Directora General de Minería y Energía del Principado de Asturias; **Javier Contreras**, Consejero Delegado de Nortegas; y **Eduardo Sánchez**, Presidente de Compromiso Asturias XXI.

La Clausura de las Jornadas corrió a cargo de **Juan Cofiño**, Vicepresidente del Principado de Asturias, cuya intervención cierra esta separata.

Sus contribuciones se han ordenado siguiendo las mismas temáticas en las que se dividió el programa, en el que también participaron: **Claudio Rodríguez**, Director General de Infraestructuras de Enagas; **Fermín Soneira**, Vicepresidente Senior de la Línea de Producto *e-tron* de, Audi; **Bautista Rodríguez**, Director Técnico de EDPR; **Javier Santacruz**, Doctor en Económicas; **Felipe Requejo**, Socio de Deloitte; **Ángel de la Fuente**, Director de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada (FEDEA); y **Diego Canga**, Consejero Principal de la Comisión Europea.

Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía nuestro más sincero agradecimiento a todos los autores que han participado en esta edición de Cuadernos de Energía y su Separata, así como a las personas que participaron en los Cursos de la Granda.

Esperamos que los contenidos recogidos sean de interés para el lector, y os transmitimos desde estas líneas nuestros mejores deseos para estas fiestas navideñas y el año nuevo que pronto comenzaremos.

Comité Editorial de Cuadernos de Energía.

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

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

www.enerclub.es

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

Índice

Energy and Climate Futures: Whither European Green Deal Diplomacy? Comité Español del Consejo Mundial de la Energía	11
El mercado de gas y su implacable volatilidad Raúl Yunta Huete, Presidente de MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas	17
El mercado del petróleo: entre la recuperación post pandémica y la transición energética Pedro Antonio Merino García, Técnico Comercial del Estado y Director de Estudios de Repsol Rodnan García Ramírez, Jefe de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol José Alfredo Peral Partida, Analista de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol	25
Ley de Cambio Climático: necesidades y retos Vicente López-Ibor Mayor Presidente de la Federación Europea de Asociaciones de Derecho de la Energía (EFELA), Presidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN)	39
Fondos Europeos: potencia... ¿sin control? Enrique Egea Herrero, Socio responsable del área de Risk Advisory para el Sector Público de Deloitte. Socio Global de Auditoría y Compliance de Deloitte para Instituciones Europeas Oliverio Álvarez Alonso, Socio responsable del área de regulación técnico-económica de la industria de Energía, Infraestructuras, Telecomunicaciones y Gobierno (EITG) de Deloitte. Coordinador del Deloitte European Center for Recovery and Resilience para el Sector de Energía	56
Posibilidades de reducción de la factura eléctrica Antonio Carbajal, Socio Director de 3E, Estrategias en energía y economía	62
Por una movilidad eficiente y de bajas emisiones: IDAE y los Planes MOVES y MOVES Singulares Isabel del Olmo, Jefe Departamento de Movilidad Sostenible del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)	65
Visión de las pérdidas de energía en España Pedro Chazarra Bernabé, Responsable de Regulación de UFD Distribución Electricidad, S.A. Eva Ruiz Ansótegui, Responsable de Inspecciones y Liquidaciones de UFD Distribución Electricidad, S.A. Marta Romero Fernández, Responsable de Servicios Jurídicos de UFD Distribución Electricidad, S.A.	71

Hibridación Renovable

Victoria Esteban, Asociada Principal de Garrigues

Marcos Botella, Socio de Garrigues

Antonio Baena, Socio de G-advisory

78

El papel del vehículo eléctrico en el ecosistema energético: Más allá del coche

Juan Luis Plá de la Rosa, Director de Relaciones Institucionales de Nissan Motor Ibérica, S.A.

84

Energy and Climate Futures: Whither European Green Deal Diplomacy?

Resumen y Conclusiones

Sesión Inaugural



La Jornada anual CECME, “**Energy and Climate Futures: Whither European Green Deal Diplomacy?**”, se celebró en formato híbrido el pasado 19 de octubre, 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 Cepsa.

El encuentro, contó con la participación de **Philippe Boisseau**, CEO de Cepsa; **José Juan Ruíz**, Presidente del Real Instituto Elcano; y **María Victoria Zingoni**, Presidenta del Club Español de la Energía.

Esta nueva edición, puso el foco en dos temas de la agen-

da energética global: la dimensión internacional y de política exterior del Pacto Verde Europeo, y la 26ª Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26).

Los miembros del CECME tuvieron además la oportunidad de expresar su punto de vista sobre estas temáticas a través de un vídeo preparado para la ocasión.

En el presente artículo preparado para Cuadernos de Energía se recoge un resumen de los principales mensajes de las distintas sesiones, que se ha considerado conveniente completar con algunos de los avances de la COP26 finalizada el pasado 13 de noviembre.

Sesión Inaugural

Durante la apertura de la jornada, **Philippe Boisseau** señaló que la Unión Europea está liderando el camino hacia la transformación de la economía y la sociedad en todo el mundo. “Esperamos que la Conferencia de las

Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que comenzará en unas semanas en Glasgow (COP26) sea un hito crucial para elevar las ambiciones globales y que cada vez más países se sumen a la senda de sostenibilidad que la UE ha marcado y que nosotros, como compañía, compartimos plenamente”.

“En este proceso de transformación, -prosiguió el CEO de Cepsa-, nuestra industria juega un papel clave en el futuro de Europa como acelerador y motor del cumplimiento de los objetivos climáticos y de recuperación económica. Ambos objetivos no son incompatibles: sin recuperación económica,

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

no podremos hacer frente a la ambición climática; y sin avances en el proceso de transición ecológica, cualquier esfuerzo de recuperación será insostenible. Necesitamos, por tanto, contar con nuestra industria, protegerla y acompañarla en su transformación”.

José Juan Ruíz indicó que “las políticas de cambio climático son el desafío más importante que tiene nuestra civilización. No solo se trata de invertir, innovar, adoptar nuevas tecnologías o cambiar comportamientos, sino fundamentalmente hacer todo lo anterior globalmente. Para tener éxito es imprescindible que el proceso de negociaciones climáticas tenga una gobernanza global eficiente”.

“La cumbre de Glasgow es una gran oportunidad -de hecho, una de las últimas grandes oportunidades- para construir una diplomacia pública climática global que sitúe en el centro del debate los grandes temas que todavía tenemos pendientes: el aumento de la ambición de los planes nacionales y de las estrategias de descarbonización, el cierre del libro de reglas del Acuerdo de París y el equilibrio de la financiación para la mitigación y la adaptación. A menos de un mes de la cumbre las perspectivas no son especialmente halagüeñas, lo que hace todavía más necesarios actos como éste”.

Para **María Victoria Zingoni**, “es una buena noticia que la diplomacia energética de la UE esté tomando fuerza en la agenda política de la Comisión. Y debe hacer una llamada urgente a la acción colectiva mundial para alcanzar la neutralidad climática y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), donde la energía tiene un papel esencial”. “Además, debe lidiar con una realidad geopolítica cada vez más compleja, donde confluyen elementos convencionales del petróleo y el gas y nuevos para-

José Juan Ruíz



Philippe Boisseau



María Victoria Zingoni



digmas ligados a la transición energética, con nuevos players, riesgos y rivalidades”.

“Y todo ello, -continuó la Presidenta de Enerclub-, en un contexto de gran incertidumbre e inestabilidad en los mercados energéticos, como el que estamos viviendo, que debe gestionarse adecuadamente

y con soluciones pensadas para los ciudadanos. Porque contar con el apoyo de la sociedad pasa a ser un requisito imprescindible. Como también es crucial garantizar la resiliencia, competitividad y seguridad de suministro de la UE y todos sus Estados miembros, abordando las nuevas vulnerabilidades que pueda suponer la transición,

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

Íñigo Díaz de Espada y Joseph McMonigle



en materia, por ejemplo, de nuevas tecnologías y de minerales estratégicos".

Sesión plenaria I: Asuntos clave de la agenda energética mundial

A continuación, **Joseph McMonigle**, Secretario General del Foro Energético Internacional (IEF), repasó junto a **Íñigo Díaz de Espada**, Presidente del CECME, los principales asuntos de la agenda energética global.

McMonigle comenzó presentando el *International Energy Forum* (IEF), constituido hace 30 años como un foro de diálogo y cooperación entre países productores y consumidores, donde además están representados países desarrollados y en vías de desarrollo.

Seguidamente se refirió al contexto actual de los mercados energéticos caracterizado en los últimos meses por grandes volatilidades y subidas de precios, que podrían repercutir negativamente en el apoyo público hacia la transición y la acción climática. Para el Secretario hay muchos factores que influyen en los precios actuales. Una de las principales razones es el impacto del COVID, pero también hay problemas

estructurales en los mercados energéticos que, a su juicio, permanecerán tras el invierno.

También se refirió a los efectos de la pandemia en el sector, señalando que con la recuperación económica el rebote de la demanda se estaba produciendo antes de lo esperado. En particular respecto al petróleo, y en línea con anteriores crisis, previsiblemente se estaría, en 2021, cerca de marcar un nuevo récord de demanda.

Por otro lado, hizo referencia al *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) que, bajo su punto de vista, contiene dos mensajes principales. En primer lugar, que el mundo no está invirtiendo suficiente en energía limpia para cumplir con los objetivos climáticos; y, en segundo lugar, que no se está invirtiendo suficiente en petróleo y gas para cubrir la demanda por estas energías.

Sobre este segundo punto, hizo también alusión a un estudio del IEF en el que se daba la voz de alarma sobre la caída de las inversiones en el sector, y los recortes en el CAPEX de las compañías de oil&gas (del 34% en 2020). Según sus conclusiones, las inversiones en la industria tendrían que

aumentar en los tres próximos años, 25% anualmente desde los niveles de 2020, para superar la crisis.

Para el Secretario, existen también grandes carencias de inversiones en I+D para energías limpias, y es necesario que los gobiernos den un paso adelante en esta materia. Para alcanzar los objetivos climáticos, es fundamental impulsar la innovación y las nuevas tecnologías, como el hidrógeno renovable por el que países como España está apostando fuertemente, la captura, almacenamiento y utilización de carbono, o la nuclear que está resurgiendo en países como Francia.

Otro aspecto relevante para McMonigle es reducir a nivel mundial las emisiones de metano, cuyo potencial de efecto invernadero es mucho mayor que el CO₂ por lo que cualquier acción al respecto puede tener un impacto importante. El IEF lanzó el pasado junio su propia iniciativa en este campo (*IEF Methane Initiative*).

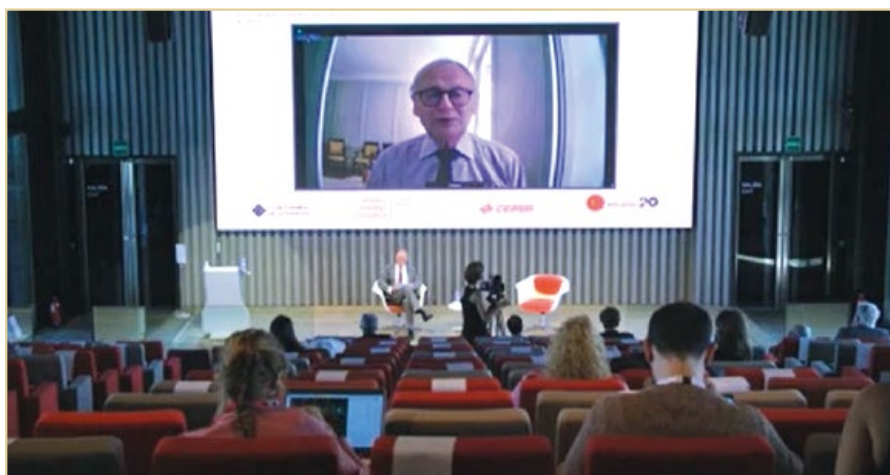
Concluyó su intervención resaltando la importancia de utilizar todas las soluciones al alcance para luchar contra el cambio climático, y la necesidad, más que nunca, de cooperación y diálogo entorno a la seguridad energética, la estabilidad de los mercados y la transición hacia energías limpias.

Mesa redonda: Diplomacia del Pacto Verde Europeo

En esta mesa se abordaron diversas cuestiones sobre el Pacto Verde Europeo y sus implicaciones geopolíticas y de política exterior, ofreciendo los puntos de vista de un panel de expertos procedentes de diferentes ámbitos: **Javier López**, *Eurodiputado S&D, Member of the European Parliament, Co-Chair of the Euro-Latin American Parliamentary Assembly*; **Andras Rozmer**, *Team*

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

Lord Deben



tiva y no limitar su acción a Europa, más teniendo en cuenta que nuestro continente representa menos del 8% de las emisiones globales. Para ello, la UE debe convencer y apoyar a otros para que asuman su parte, utilizando todos los instrumentos a su alcance y a través de todos los canales diplomáticos, tanto bilaterales como multilaterales.

El nuevo enfoque de la diplomacia europea se ha puesto de manifiesto especialmente en los últimos 2-3 años. El clima y la transición energética verde se han convertido en un aspecto central de todas las áreas económicas y del resto de políticas, y una parte importante del trabajo diario del Servicio de Acción Exterior de la UE.

*Leader-European Green Deal of the European Union External Action Service; **María Pastukhova**, Senior Policy Advisor of E3G; **Claudio Seebach**, Executive Chairman, Generadoras de Chile, guiados por **Ana Palacio**, Former Foreign Minister, Government of Spain, como moderadora.*

A continuación, se resumen los principales mensajes de esta sesión.

La diplomacia climática y energética se ha convertido en una parte central de todas las políticas

Desde que, en 2015, la Comisión Europea reconociera la importancia de la dimensión exterior de la Unión de la Energía, y se adoptara el “EU Energy Diplomacy Action Plan”, la diplomacia energética ha ido ganando mayor relevancia. Y más aún, tras el Consejo de Asuntos Exteriores del 25 de enero de 2021, que se centró en debatir la promoción de la dimensión exterior del Pacto Verde Europeo. En dicho consejo se adoptaron conclusiones importantes (“Council Conclusions on Climate and Energy Diplomacy. Delivering on the external dimension of the European Green Deal”), como la necesi-

Ana Palacio



dad de impulsar una ambiciosa transición energética verde a nivel mundial.

La UE ha sido líder mundial en la transición energética durante décadas y se ha mantenido fiel a sus ambiciones incluso en plena crisis del COVID 19, aumentando su objetivo de reducción de emisiones para 2030 (al menos 55%) y comprometiéndose a lograr la neutralidad de carbono para 2050. Sin embargo, también reconoce que, para ser eficaces, Europa debe completar sus esfuerzos internos con una política exterior proac-

En diplomacia climática, se ha pasado de un enfoque basado en ambiciones a largo plazo a políticas que buscan acuerdos y compromisos concretos con otros países, especialmente los grandes emisores. Respecto a la diplomacia energética, el cambio ha sido incluso más evidente, pasando de centrarse en la seguridad energética hacia un nuevo enfoque, donde la principal prioridad es promover la transición energética en todos sus aspectos (energías renovables, eficiencia energética, nuevos vectores como el hidrógeno verde, I+D+i, entre otros).

No obstante, la seguridad energética continúa siendo también una prioridad, que se ha ampliado para incluir, además del petróleo o el gas natural, nuevos elementos como las materias primas necesarias para las tecnologías limpias.

El Pacto Verde Europeo tendrá grandes implicaciones en la política exterior y la geopolítica

Dada la gran dependencia actual de la UE de las importaciones de combustibles fósiles, se prevé que una disminución del consumo de estas fuentes energéticas y una reestructuración de los flujos tenga un im-

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

pacto importante en su relación con países exportadores como Rusia o Argelia, incluso pudiendo desestabilizar sus economías. Además, una disminución de las importaciones tendrá consecuencias económicas, como podría ser una bajada de precios del petróleo, y una reducción de ingresos de los principales exportadores.

Con el Pacto Verde, la UE tendrá la oportunidad de ser más autónoma en términos de dependencia geopolítica. Al mismo tiempo, una Europa más verde será más dependiente de importaciones de productos y materias primas que sirven de *inputs* para energías y tecnologías limpias (ej. tierras raras para la producción de baterías). Esto es algo que hay que diseñar bien para el futuro, garantizando la seguridad y estabilidad de los suministros y sistemas energéticos, tanto dentro como fuera de la UE.

El Pacto también podría tener repercusión sobre la competitividad internacional de la UE, por lo que hay que diseñar los instrumentos jurídicos necesarios orientados a nuestros objetivos verdes, protegiendo a la vez nuestras industrias y siendo justos con el comercio. En este sentido, es importante el impuesto de carbono en frontera que se ha incluido en el paquete *"Fit for 55"*, el desarrollo de nuevos acuerdos de comercio y de planteamientos de diplomacia internacional, especialmente con EE.UU y China, pero también con los países del Golfo y Rusia, que van a ser fundamentales para alcanzar la neutralidad climática en 2050.

La UE como referente de estándares y normativas de clima y energía a nivel internacional

Entre las ambiciones de la UE está la construcción de un marco común legal y de acción que sirva de referencia para el resto del mundo. Actuar a nivel de establecimiento

de normativas y estándares es una de las herramientas más poderosas que tiene la UE para extrapolar el Pacto Verde y además garantizar una transición sostenible y ordenada en nuestros países vecinos.

Históricamente se han establecido muchos estándares a nivel internacional, en regiones como EE.UU, que ha liderado los estándares en el área industrial. Ahora es el momento de que la UE refuerce su posición en este campo, promoviendo mecanismos transparentes de cooperación para el diálogo técnico-reglamentario. Algunas de las iniciativas clave puestas en marcha son el mencionado impuesto de carbono en frontera o la relativa a las emisiones de metano.

El mayor potencial, no obstante, está quizás en las finanzas sostenibles, como facilitadoras de la transición, especialmente en países en desarrollo y emergentes, donde hay más dificultades, o en países productores de hidrocarburos socios de la UE. En este sentido, son importantes herramientas como la taxonomía, un tema en el que se está trabajando con vistas a encontrar un marco común pronto.

Se considera especialmente importante desbloquear las finanzas que posibiliten el papel de las pequeñas y medianas empresas. Algunos ámbitos en los que el Pacto Verde puede tener un papel importante son, por ejemplo, la eficiencia energética o la integración de los mercados de la energía.

Sesión plenaria II: COP26 Glasgow

En esta última sesión, **Lord Deben**, *Chairman, United Kingdom Climate Change Committee*, entrevistado por **Íñigo Díaz de Espada**, expuso cuales eran los objetivos clave de la COP26 que se celebraría en Glasgow entre los días 1-13 de noviembre, y también ha-

bló del Comité de Cambio Climático británico que preside. Se ha considerado conveniente completar este apartado con un breve resumen de los resultados de la COP26.

Lord Deben explicó por qué era tan importante la COP26, destacando la necesidad de "mantener vivo" el límite de aumento de temperatura del 1,5°C y el compromiso de todos para lograr alcanzarlo.

Señaló además que antes de la COP ya se habían hecho muchos avances. Más de la mitad de los países industrializados, se habían comprometido a alcanzar emisiones netas cero en 2050. Especialmente importante fueron los compromisos anunciados por China en relación a no seguir apoyando la extensión de la vida de las centrales de carbón fuera de su territorio, y su compromiso de alcanzar la neutralidad en emisiones en 2060. China ha dado pasos que no tenemos que subestimar, por ejemplo, en coches eléctricos, en eólica *onshore* y *offshore*, y en solar. Respecto a la India, ha comenzado a entender el papel de las renovables para su futuro, y que lo que es bueno para el cambio climático es bueno también para su desarrollo. Hay que asegurarse que estos países siguen avanzando y que otros que actualmente no están haciendo tanto en este sentido, como Australia, entiendan cuál es su responsabilidad.

Preguntado por el Comité de Cambio Climático que preside y su importancia en la formulación de políticas en el Reino Unido, Lord Deben explicó que es un comité independiente, multidisciplinar, formado por economistas y científicos reconocidos a nivel internacional. Indicó que todos los partidos políticos están comprometidos con los objetivos de clima del comité, que cuenta con financiación gubernamental. Los presupuestos aprobados por el Parlamento no se pueden cambiar sin acuerdo. Cada área tiene que cumplir los objetivos

Jornada anual del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

Representantes de las compañías miembro del CECME



acordados por Ley, y anualmente se realiza un informe sobre los progresos conseguidos. Dio la enhorabuena a España por tener prevista la creación de un comité climático independiente en su reciente Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que aún no ha desarrollado su mecanismo de gobernanza.

Resumen de resultados de la COP26

La COP26 ha supuesto un paso hacia delante en el complejo proceso de lucha contra el cambio climático, con resultados importantes, pero insuficientes para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.

Entre los resultados positivos, cabe mencionar que el "Pacto de Glasgow" ha conseguido mantener viva la meta del 1,5°C de incremento del calentamiento global, llamando a las partes a aumentar su ambición, a lo largo del próximo año, para ser compatibles con el Acuerdo de París. Porque se reconoce que los actuales planes nacionales (NDCs) para 2030 son insuficientes y llevarían a un incremento de temperatura de unos 2,4°C (*Climate Action Tracker*). Otro de los aspectos positivos

es que los países han logrado acordar los aspectos del artículo 6 (sobre mecanismos de mercado y no mercado para el comercio de emisiones) necesarios para completar el libro de reglas del Acuerdo.

En relación con la financiación de la mitigación del cambio climático, cuya meta de 100.000 millones anuales para 2020 no se había conseguido, las partes se han comprometido a alcanzarla en 2023. Además, reconociendo que esta cantidad es insuficiente, se ha abierto una vía para tratar de plantear una nueva meta, que tenga en cuenta las necesidades de los países en desarrollo y que debería estar lista en 2025. Se han producido también avances en torno a la financiación de la adaptación, y se ha puesto en marcha la denominada "Red de Santiago" para la implementación del plan de trabajo sobre pérdidas y daños.

En el paquete de decisiones de Glasgow se incluye por primera vez la mención a la necesidad de bajar (*phase-down*) la producción de carbón y los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles.

Una parte muy importante de esta COP ha tenido que ver con el gran número de

acuerdos y de anuncios de compromisos que ha habido, como los relativos a las reducciones de la deforestación, las emisiones de metano, las inversiones públicas en carbón, el impulso al desarrollo y colaboración en tecnologías limpias, o la alianza del sector financiero.

Desde el punto de vista político, son destacables, por ejemplo, la Declaración China-Estados Unidos para reforzar conjuntamente la acción climática, o los anuncios de India de crecimiento de las energías renovables a 2030 y de neutralidad climática a 2070. Países responsables de más del 90% de las emisiones de globales han anunciado objetivos de emisiones netas cero entre 2050 y 2070.

La AIE, teniendo en cuenta todos los anuncios producidos, estimó que el incremento de la temperatura global a 2100 podría limitarse a 1,8 °C. Todo ello si se completaran en su totalidad y a su debido tiempo.

Este anuncio ha aportado esperanza, pues sería un avance muy importante que nos acercaría más al objetivo del 1,5°C, aunque se sabe que lo difícil está en plasmar los objetivos en políticas nacionales efectivas. La implementación es clave.

La COP27 será el año que viene en Egipto y la siguiente, la COP28, se celebrará en Arabia Saudí.

La jornada terminó con un vídeo que contenía los mensajes de las empresas miembros del CECME: Aeléc, Cepsa, Edp, Enagás, Endesa, Iberdrola, Naturgy, Repsol, Sedigás y Viesgo. <https://www.youtube.com/watch?v=PH4GfP2lQl0>

En el siguiente enlace, se puede encontrar el vídeo completo del evento. <https://www.youtube.com/watch?v=mD-K1cbMoX8> ■

El mercado de gas y su implacable volatilidad

Raúl Yunta Huete

Presidente de MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas

2020 y 2021 son dos años muy especiales en el mercado de gas natural. Años de récord y de extrema variabilidad en los precios.

Para entender el por qué es necesario conocer cómo funcionan los mercados de gas natural, lo que se describe en el apartado primero. El epígrafe segundo da cuenta de la situación actual del mercado y sus fundamentales. Y, por último, en el apartado tercero, se muestran unas reflexiones finales, fruto de las lecciones aprendidas.

Una breve aproximación al mercado del gas natural

El elevado coste que supone el aprovechamiento del gas natural causa que la industria del gas natural sea muy intensiva en capital. Ello ha motivado que tradicionalmente los contratos sean de largo plazo y de compra garantizada, de manera que garanticen al aprovisionador un cierto retorno de la inversión y al comprador una cantidad de gas a un cierto precio.

Sin embargo, la evolución del mercado y la mayor demanda de esta fuente de energía

ha hecho que sus transacciones comerciales sean cada vez más variadas y complejas. La confluencia de un mayor número de agentes motivada por la liberalización del mercado, en particular en Europa, ha multiplicado la forma en la que se firman nuevos contratos en los que se produce la transferencia de la titularidad del gas entre compradores y vendedores.

De manera simplificada, puede afirmarse que a la negociación de gas basada en contratos bilaterales puros no estándares entre comprador y vendedor se superponen también contratos bilaterales (OTC: *Over The Counter*) estándares negociados entre las partes o a través de un intermediario (bróker), junto con mercados organizados regulados con transacciones de gas anónimas con productos negociados estándares.

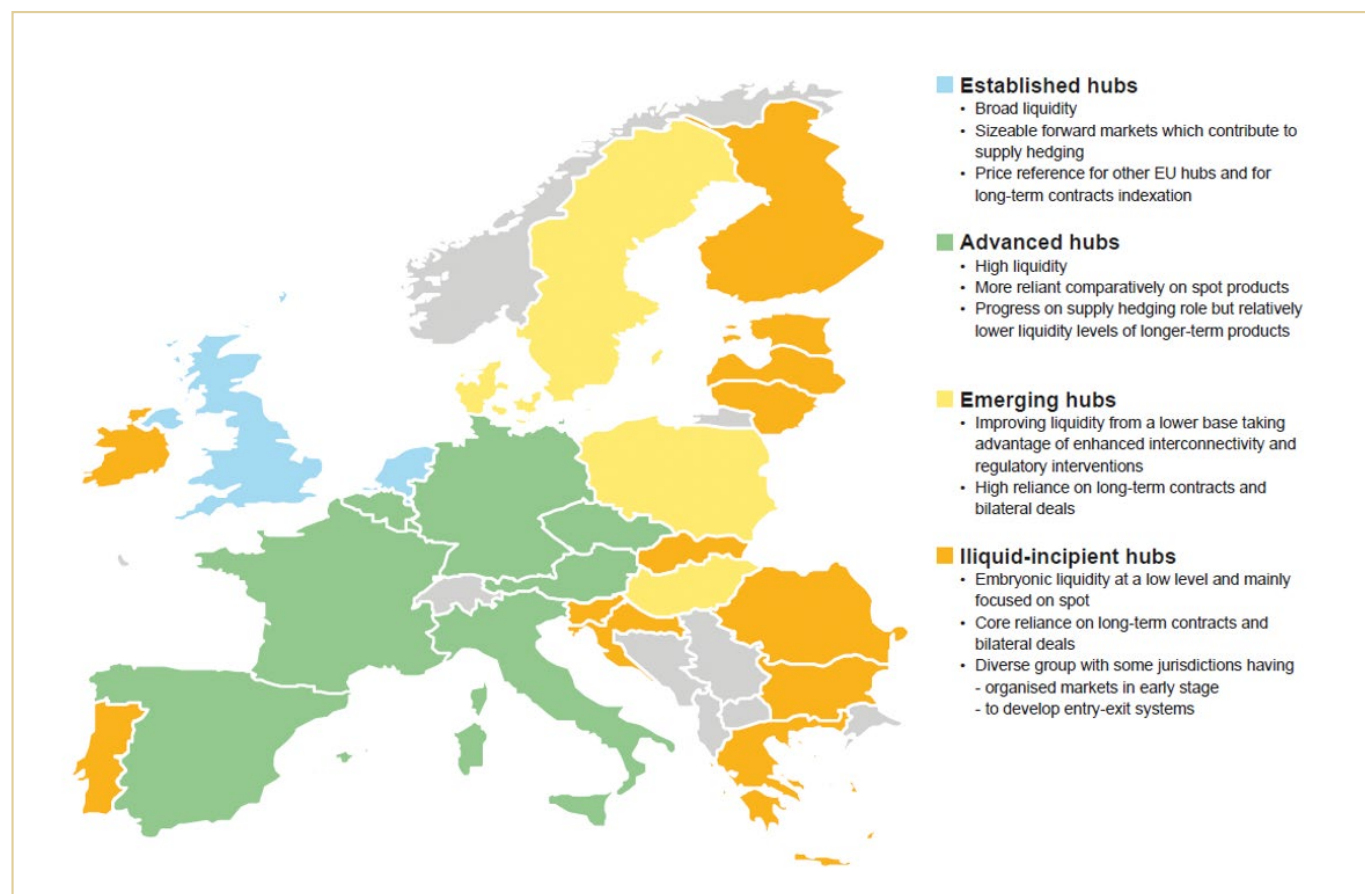
Para que se pueda transaccionar el gas con volúmenes significativos y de manera líquida es necesario que las transacciones puedan realizarse en un sistema físico sin restricciones. Este sistema corresponde generalmente a puntos virtuales de intercambio de gas (hub) soportados por una red de transporte en la que el gas se puede intercambiar sin

mayores restricciones físicas que la de cumplir con un balance diario de gas.

El balance diario de gas se calcula para cada usuario como resultado de sus aportaciones (o compras) de gas menos sus consumos (o ventas) de gas, para cada día. De esta forma se garantiza la operación normal del sistema manteniendo el adecuado nivel de presión en los gasoductos. Dicho de otra forma: en cada hub, las entradas de gas han de ser igual a las salidas de gas, diariamente, y por usuario. En caso de que un usuario esté desbalanceado incurre en un coste que es función de su desbalance. En caso de que haya un desequilibrio global, el Gestor Técnico del Sistema gasista acude a comprar o vender gas para garantizar el equilibrio diario. Estas transacciones, llamadas acciones de balance, el Gestor las realiza en la plataforma del mercado organizado de gas y su coste es soportado por aquellos usuarios que no han cumplido con sus obligaciones de balance.

De esta forma, el gas es introducido en cada punto virtual de balance, sufragando las tarifas de entrada a la red de transporte,

Figura 1. Grado de desarrollo de los hubs europeos



Fuente: ACER Market Monitoring Report 2020 – Gas Wholesale Market

y retirado de la misma, mediante el pago de las tarifas de salida de la red de transporte. Estas tarifas son calculadas conforme al código europeo de tarifas de red.

Este es, en esencia, el llamado modelo europeo de mercado de gas (*gas target model*) que consagra el punto virtual de balance donde se transacciona el gas libremente.

Asimismo, al estar interconectadas las redes de transporte de gas, es posible la negociación entre centros de comercios (*hub to hub gas trade*) y, en consecuencia, se posibilita el arbitraje entre zonas con diferentes precios de gas.

Los hubs europeos de gas natural clasificados por orden de relevancia considerando el nivel de negociación son los siguientes:

TTF (*Title Transfer Facility*):
hub holandés.

NBP (*National Balancing Point*):
hub del Reino Unido.

THE (*Trading Hub Europe*):
hub alemán (desde octubre de 2021, unión de NCG y GPL)

TRF (*Trading Region France*):
hub de Francia.

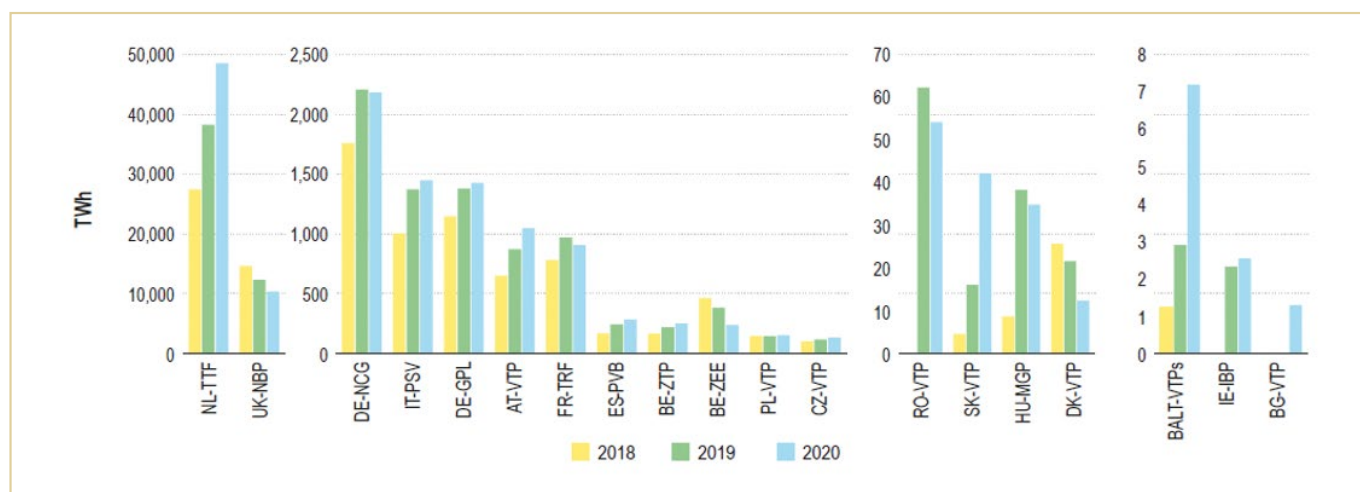
ZEE (Zeebrugge): hub belga y luxemburgués.

PSV (Punto di Scambio Virtuale):
hub italiano.

PVB (Punto Virtual de Balance):
hub español.

VTP (*Virtual Trading Point*): hub portugués.

Es en estos hubs donde se han desarrollado los mercados organizados (también denominados exchanges).

Figura 2. Volúmenes negociados en los hubs europeos

Fuente: ACER Market Monitoring Report 2020 – Gas Wholesale Market

Los operadores de mercado son los que aportan las reglas y plataformas de los mercados organizados (*exchanges*). Así, por ejemplo, el operador de mercado del hub español PVB es MIBGAS o del mercado francés TRF es EEX (anteriormente PEGAS). Asimismo, para un mismo hub puede haber más de un operador de mercado *exchange*.

Los volúmenes de gas transaccionados varían enormemente de un hub a otro, siendo el holandés TTF y el británico NBP los que presentan un mayor volumen de negociación, con órdenes de magnitud veinte veces superiores al resto. Y ello, tanto en la negociación a través de los mercados organizados (*exchanges*) como de transacciones bilaterales (OTC).

El TTF y, en menor medida el NBP, son los hubs europeos más consolidados. Marcan una referencia de precio, no solo en el corto plazo sino también en la curva de negociación de largo plazo, que está presente en las negociaciones de los otros hubs.

En los mercados organizados de gas natural se negocian diariamente diferentes productos.

Entre estos productos que se negocian cada día están, en función del plazo de su entrega, los que se pueden clasificar como de corto plazo (intradiarios, diarios, fin de semana, resto de mes y mes siguiente) y los de más largo plazo (meses siguientes, trimestres, estacionales y anuales).

El precio del gas natural, como el de cualquier otro bien, puede variar en cada momento. Así, no tiene por qué coincidir el precio del gas en el momento de su negociación con el precio en el instante de su entrega física. Por ejemplo, el precio de 1 MWh negociado hoy para su entrega en el mes siguiente (producto M+1) podrá variar a lo largo del día de negociación y, con alta probabilidad, será diferente al precio de negociación que se dé mañana para ese mismo producto. Es decir, no hay una curva de precios futuros (*forward*) estable, sino que está en permanente cambio.

La curva de precios futuros refleja el precio pactado de entrega del gas en el horizonte temporal futuro. Sus valores pueden variar de manera continua a lo largo de cada día de negociación, por lo que, a efectos de comparación entre hubs, se suele utilizar el precio de cierre al final del día como valor representativo. Así pues, la curva de precios de corto y largo plazo, proporciona una información crucial tanto para el vendedor como para el comprador de gas.

La negociación en los mercados de gas natural suele hacerse con una casación continua a lo largo del día, y puede tener una subasta de apertura diaria (previa a la negociación al mercado continuo). El mercado continuo está basado en las sucesivas casaciones que los agentes van realizando, en función de su interés por atacar las ofertas existentes en el libro de ofertas de compra y de venta de gas.

En definitiva, en el mercado de gas hay tantos precios como transacciones.

En este sentido, ante situaciones de alta volatilidad, los precios en una sesión de nego-

ciación pueden variar de forma significativa para un mismo producto.

La mayor negociación en volumen y número de contratos de transferencias de titularidad de gas conlleva un mayor riesgo para la correcta ejecución de las transacciones. Especialmente en situación de alta volatilidad de precios, donde el riesgo asociado al fallo de la contraparte en los contratos bilaterales (en entrega o en pago) incentiva su liquidación a través de una contraparte central o cámara de compensación.

Los mercados organizados ayudan a disminuir ese riesgo de contraparte ya sea al intermediar ellos cada operación de manera directa o al hacerse la intermediación a través de una cámara de compensación.

Las cámaras centrales de contrapartida tienen como objetivo mitigar el riesgo asociado a las operaciones del mercado en las que pueda existir un fallo de la contraparte en la operación. Para ello, facilita las transacciones del mercado actuando como intermediario en las transacciones, de manera que se sitúa entre el comprador y vendedor, convirtiéndose en el comprador de todo vendedor y en el vendedor de todo comprador.

En Europa están reguladas, como entidades financieras, por la autoridad de los mercados ESMA (*European Securities and Markets Authority*).

La intermediación de las transacciones a través de una cámara central de contrapartida tiene diversas ventajas para los agentes.

La primera es la ya mencionada de mitigación del riesgo. Reduce el riesgo de fallo de la contraparte ya que, en caso de incumplimiento de la contraparte en una transac-

ción, la cámara asegura el cumplimiento de las obligaciones financieras y de entrega física, si el producto tuviera esta característica, a la otra contraparte.

La segunda es que los agentes necesitan una menor liquidez, pues los saldos económicos son neteados y liquidados por una única entidad.

La tercera es la de obtener una mayor eficiencia en la constitución de garantías, ya que los agentes no necesitan disponer de garantías con cada contraparte, sino que basta con una garantía con la cámara, que además son optimizadas con modelos de riesgo contrastados.

Además, disminuye el riesgo sistémico, puesto que si un miembro incumple sus obligaciones se ve afectada únicamente la cámara, y no el mercado en su conjunto.

Estos beneficios son tales en la medida en que el riesgo de fallo de la cámara central de contrapartida sea mínimo. Para ello, la cámara establece múltiples barreras de protección que son supervisadas por los reguladores. En el caso del mercado ibérico de gas, la cámara central de contrapartida de MIBGAS es OMIClear.

En definitiva, en la actualidad los comercializadores y consumidores en el mercado del gas natural se enfrentan a un entorno de decisión más complejo, con muchas alternativas y posibilidades, pero también con herramientas poderosas de información e intercambio de gas y minimización de riesgo, como las que proporcionan los mercados organizados de gas. En este sentido, la característica, tanto de MIBGAS como de MIBGAS Derivatives de ser mercados organizados con entrega física de gas no financieros, es un valor añadido a la minimización del riesgo.

Y ello, especialmente, en momento de turbulencias y de gran volatilidad de precios, cuando el acometer transacciones seguras a través de mercados organizados como MIBGAS permite disponer del gas y diluir el riesgo económico de fallo de la contraparte. En este sentido, MIBGAS es a su vez el Gestor de Garantías del sistema gasista español.

En síntesis, en su corta existencia de apenas cinco años, MIBGAS proporciona la referencia de precios fiable para el mercado ibérico, conformando el hub ibérico de negociación del modelo europeo de mercado del gas natural.

La cada vez más frecuente alta volatilidad de precios y sus fundamentales

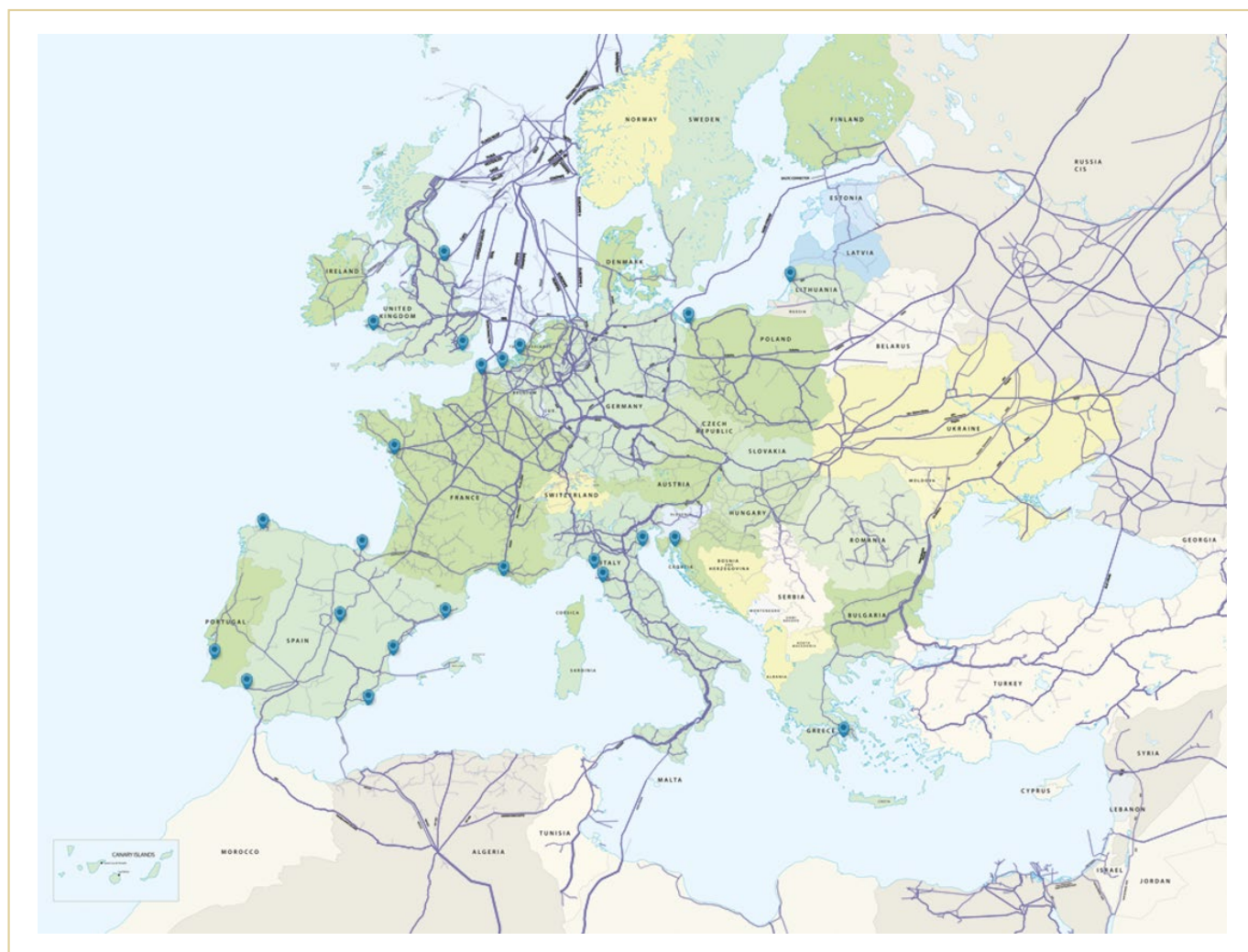
Si hay algo que caracteriza la evolución del mercado de gas en los dos últimos años es la extraordinaria volatilidad de precios. Así, el producto D+1 de MIBGAS alcanzó en 2020 un valor mínimo de 4€/MWh y en octubre de 2021 cotizó a un máximo de 113€/MWh.

Esta enorme variabilidad en el precio de gas tiene su explicación en múltiples factores que fundamentan el equilibrio de oferta y demanda.

Básicamente, en 2020 fue la demanda la que se vio tensionada por la pandemia, reduciéndose drásticamente y provocando un excedente de oferta que colapsó el precio del gas.

Sin embargo, 2021 es el año de la vacunación frente a la pandemia y de la recuperación económica asociada.

Ello ha presionado al alza la demanda de gas. El equilibrio oferta demanda se ha visto alterado, en este caso, no tanto por el au-

Figura 3. Mapa de infraestructuras europeas de transporte de gas

Fuente: ENTSO-G Transparency Platform

mento de la demanda sino por una percepción de la existencia de una menor oferta.

Así, por el lado de la demanda, debido a la recuperación económica, a los compromisos de descarbonización de los gobiernos y a las ventajas medioambientales del gas respecto a otros combustibles tradicionales, ha habido una presión al alza de la demanda de gas, en general, de manera relevante en la cuenca asiática, y, de manera particular en China.

Sin embargo, es en el lado de la oferta donde de manera más acusada se marca la rigidez y tensión que ha dado lugar a la explosión de precios en el mercado internacional.

Las olas de frío de comienzos del año 2021 en el hemisferio norte en China, Texas y en la propia España tensionaron los suministros de GNL y provocaron un mayor uso del gas almacenado, que no ha llegado a recuperar los niveles de otros años al comienzo del invierno.

Además, el comportamiento de los grandes suministradores de gas a Europa por gasoducto (Noruega, Rusia y Argelia) ha sido dispar.

Así, a mediados de año, los flujos de gas noruego han sufrido disminuciones relevantes debido tanto a reparaciones como a trabajos de mantenimiento (más exhaustivos este año y más prolongados al no haberse realizado el año anterior por las restricciones de la pandemia). Yacimientos como Troll y otros

han reducido durante el verano el suministro de gas a Europa de manera significativa.

También el gas procedente de Rusia ha disminuido su oferta a Europa de manera significativa. Rusia dispone de cuatro grandes ejes de transporte hacia Europa. De norte a sur: la conexión por el mar Báltico a través del gasoducto Nord Stream 1 (y pronto también el Nord Stream 2); la conexión a través de Bielorrusia a Polonia y Alemania (Mallnow); el eje de transporte a través de Ucrania; y la conexión a través del mar negro hacia Bulgaria. Las conexiones por el Báltico y Ucrania son las de mayor capacidad y así como la primera no ha visto mermado su flujo hacia Europa, sí lo ha hecho de manera significativa el transporte de gas por Ucrania (-30%) en 2021.

Las razones de esta disminución de la oferta de gas ruso pueden ser varias. Una primera puede ser la menor necesidad de reserva de capacidad adicional por el tránsito por Ucrania, ante la previsible entrada del nuevo gasoducto por el Báltico (Nord Stream 2). Su programada entrada en servicio a finales de 2021, que disminuiría para el suministrador ruso el coste del tránsito por Ucrania, puede haberse retrasado tanto por los posicionamientos geopolíticos y embargos asociados, como por los reveses jurídicos para sus propietarios que ha supuesto la obligación de aplicar el régimen jurídico establecido por las directivas europeas. En todo caso, es un hecho que la contratación de reserva de capacidad de tránsito por Ucrania ha disminuido y, únicamente, se materializa mediante contratación de corto plazo. Una segunda razón puede ser debida a la simple maximización de los ingresos del portafolio de contratos de venta del gas que comercializa Gazprom. La progresiva sustitución de contratos de largo plazo indexados al petróleo por contratos de más corto plazo, indexados a precios de gas negociados en hubs europeos, motiva

un interés del suministrador por mantener unos precios altos en dichos hubs. Finalmente, una tercera razón que justificaría la tensión en la oferta podría estar relacionada, con dificultades para incrementar el nivel de producción de sus yacimientos debido a un posible retraso en las inversiones necesarias.

Respecto a la entrada de gas por gasoducto desde Argelia a Iberia, es preciso señalar que ésta ha sido robusta durante todo 2021. Sin embargo, la ruptura de relaciones entre los gobiernos argelino y marroquí y la posterior finalización de los contratos de tránsito del gas argelino a través de Marruecos el 31 de octubre de 2021 por el gasoducto GME (Magreb-Europa) han motivado que el flujo de gas por este gasoducto se haya visto interrumpido. La ampliación del gasoducto de conexión directa entre Argelia y España (MEDGAZ) y el previo mallado interno obtenido tras la puesta en servicio de un nuevo gasoducto argelino que va desde el gasoducto GME en la frontera con Marruecos hasta el gasoducto MEDGAZ reafirma la intención del proveedor argelino de incrementar el flujo de gas por este último.

Además, de las principales entradas de gas por gasoducto a Europa es preciso recordar asimismo la disminución de la producción autóctona del relevante yacimiento europeo de Groningen decretada por el gobierno holandés, y que culminará con su cierre en 2022, quedando la extracción de su gas remanente restringida a situaciones de emergencia. De esta manera, la dependencia de la UE a las importaciones de gas se hace aún mayor.

Ahora bien, para completar el análisis de la oferta de gas es preciso ampliar el análisis al balance del gas que se transporta por buques: el GNL. Y aquí, el mercado geográfico es global.

La demanda de GNL no ha parado de crecer, particularmente en el mercado asiático,

un 25% respecto a 2020, con China, India, y Corea del Sur como protagonistas principales de este crecimiento. También, otros países han experimentado un repunte en su consumo de GNL, como es el caso de Argentina, Brasil o Turquía.

Sin embargo, la oferta de GNL no ha rellenado ese incremento con el mismo ímpetu. La producción por región se mantiene en niveles similares desde 2019, si bien varias plantas han sufrido incidentes obligando a reducir su producción. Este es el caso de países como Nigeria, Trinidad-Tobago y Australia entre otros.

Por otro lado, el mayor aumento en la producción de GNL se ha dado en EEUU, que ha recuperado su producción a finales del año 2021 una vez superados los problemas asociados al paso del huracán Ida.

Como consecuencia de todo esto, en el tercer trimestre de 2021, la aportación del GNL a la cobertura de la demanda europea de gas ha retrocedido a niveles similares a los de tres o cuatro años atrás, con la consiguiente tensión en la oferta e incremento de precios asociados.

En este sentido, es preciso resaltar una circunstancia que se ha reforzado en este último trimestre y que muestra hasta qué grado la tensión de precios es internacional, y es, la inédita correlación en la evolución de los precios de gas del mercado asiático con el europeo.

Y ya para acabar, en el caso europeo, un motivo adicional que se añade a la tensión de la oferta lo constituye el bajo nivel de llenado de los almacenamientos de gas.

Este menor llenado de los almacenamientos es consecuencia directa de dos hechos: el primero es el retraso del inicio de la inyec-

ción ante la prolongación del frío en abril, el segundo es que la curva de precios futuros no ha incentivado su almacenamiento, ya que en este periodo estival se vendió el gas a un precio alto y no tenía sentido económico guardarlo para venderlo a un precio igual o menor en el futuro. Por consiguiente, como resultado se tiene un nivel bajo de llenado de los almacenamientos al final del periodo de inyección, dando lugar a una rigidez mayor en la oferta, y, por ende, a una subida de precios.

Todas estas causas han provocado una muy elevada subida en los precios del gas natural europeo mantenida desde la primavera de 2021 hasta octubre, y una implacable volatilidad de precios.

Las lecciones aprendidas. Unas reflexiones finales

El vínculo del mercado del gas natural y el mercado eléctrico

En la actualidad y con probabilidad en los próximos años la cobertura de la demanda de energía eléctrica seguirá necesitando de la producción de las plantas de generación de ciclo combinado de gas.

En consecuencia, el precio del gas natural conformará y determinará, al menos en situaciones de baja generación renovable, el precio del mercado de energía eléctrica. Tanto por el precio del gas natural como por el precio de los derechos de emisión.

El incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂ en los últimos meses ha servido también para hacer crecer el precio del gas. Al emitir el gas natural menos CO₂ que otros combustibles, incrementa su competitividad y, en consecuencia, también aumenta la demanda de gas al ser más utilizado para la producción de energía eléctrica.

Sin embargo, en los últimos meses la subida del precio del gas ha sido tan acusada que el uso de carbón como combustible ha vuelto a ser más competitivo que el gas para la producción de energía eléctrica, aunque por política de sostenibilidad ambiental su aportación al *mix* eléctrico tienda a disminuir en Europa y, particularmente, en España.

En definitiva, la elevada correlación existente en los precios del mercado eléctrico y gasista ha originado que la gran variabilidad de precios observada en los dos últimos años sea común a ambos sectores.

Este hecho solo es de notoriedad en situaciones de precios elevados.

Sin embargo, es preciso resaltar que, de igual manera que los precios del gas en 2021 han provocado precios máximos en electricidad, también son los responsables de la disminución de precios en el mercado eléctrico. Así, en 2020 fue también el precio del mercado de gas el que provocó mínimos precios en el mercado eléctrico. Y también se dará previsiblemente en la primavera de 2022, una vez pasado el periodo crítico de demanda invernal, cuando la disminución del precio del gas haga menor el precio eléctrico.

Por consiguiente, promover un mercado de gas líquido y competitivo es doblemente beneficioso, tanto para el propio mercado del gas, como para el mercado eléctrico.

La convivencia y supervivencia del consumidor en mercados de elevada volatilidad

Como ya se ha comentado, si una palabra puede definir la evolución de los mercados energéticos en la actualidad es su elevada volatilidad. Dicha volatilidad provoca tensio-

nes en los consumidores de gas, que han de ser capaces de soportar elevadas fluctuaciones de precios, sin que su capacidad productiva o su normal desempeño se vea mermado.

Por consiguiente, el comprador de gas necesita ser capaz de gestionar el riesgo de precio. La contratación a plazo de un gas con entrega física a un precio cierto es un servicio que sin coste adicional por el aseguramiento puede tener el comprador de gas a través del mercado de futuros. Tal es el servicio que proporciona MIBGAS Derivatives. Todo ello, de una forma transparente, anónima y no discriminatoria. Y sin la complejidad inherente a los mercados financieros.

En este mercado, la negociación implica entrega física de gas. Así, un producto anual negociado hoy para el año siguiente (year+1) (p.e. 10 MWh transaccionados a 20€/MWh) se entrega cada uno de los días del año siguiente al correspondiente al día de negociación (en total 3.650 MWh a un precio total de 73.000€).

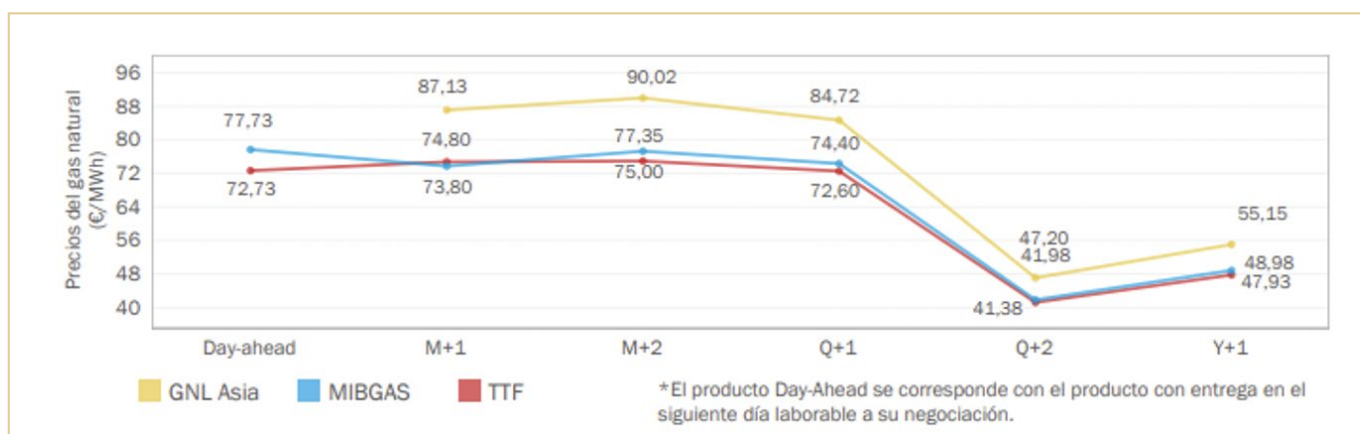
Estas transacciones pueden garantizar tanto al comprador un volumen de gas a un precio cierto, como al vendedor colocar su gas a un precio con margen de beneficio.

En definitiva, ante la elevada volatilidad, disminuir riesgos diversificando y adquiriendo gas también mediante la contratación a plazo en el mercado organizado parece una medida prudente y necesaria.

La relevancia de referenciar el precio al mercado organizado en el que se negocia

Indexar los contratos a la referencia de precios proporcionada por el mercado organizado de MIBGAS y MIBGAS Derivati-

Figura 4. Curva de precios del gas para el día 11 de noviembre de 2021



Fuente: MIBGAS, Refinitiv

ves puede suponer un seguro adicional de cobertura de riesgo tanto para el vendedor si dispone de un contrato de aprovisionamiento que así lo refleje como para el comprador que garantiza que su gas tiene un precio representativo del mercado en el que opera.

La incuestionable ventaja de disponer de un mercado organizado de gas

Cuando los precios en el mercado organizado son bajos ningún consumidor cuestiona la ventaja de disponer de un mercado líquido de gas de corto plazo.

Por contra, cuando los precios del mercado organizado de gas de corto plazo son eleva-

dos es más discutido por los consumidores de gas las ventajas que aporta.

Sin embargo, las ventajas que proporciona un mercado organizado son también muy relevantes en situación de precios altos. En particular, por la transparencia que proporciona sobre los precios reales a los que el gas se transacciona.

Esto es, en particular, si no existiera la referencia de precios de MIBGAS para el mercado ibérico, habría que buscarla en otros mercados. En ese caso, sería perfectamente argumentable para un proveedor ante un consumidor que la referencia de precios fuera la del GNL internacional, en lugar del precio europeo, dada la dependencia del GNL del mercado ibérico de gas.

Sin embargo, el precio marginal mundial del GNL es claramente superior al precio de MIBGAS. Por ejemplo, la diferencia a mediados de noviembre de 2021 del precio GNL Asia menos precio MIBGAS para el producto M+1 es de más de 13€/MWh, tal como se muestra en la Figura 4. Bastaría multiplicar esa diferencia por la demanda para tener una estimación que cuantifique la eficiencia que proporciona la transparencia de precios del mercado organizado.

En definitiva, la ventaja de disponer de un mercado organizado de gas como MIBGAS, de corto y largo plazo, transparente y en competencia efectiva, permite una comparación de precios internacionales y supone un ahorro considerable en todos los periodos. También en los periodos de precios altos. ■

El mercado del petróleo: entre la recuperación post pandémica y la transición energética

Pedro Antonio Merino García

Técnico Comercial del Estado y Director de Estudios de Repsol

Rodnan García Ramírez

Jefe de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol

José Alfredo Peral Partida

Analista de estudios energéticos de la Dirección de Estudios de Repsol

En este artículo se revisa la evolución reciente del mercado del petróleo y se analizan los determinantes del mercado para los próximos años. Se hace hincapié en las dinámicas que interactúan en el contexto actual, comenzando por la recuperación tras los estragos que ha dejado la pandemia en el mercado del petróleo, y siguiendo por los efectos que se observan en el sector de una transición energética cada vez más con una transversalidad global. Se estudia cómo la demanda es moldeada por estas fuerzas y la adaptación de la oferta y de la inversión a las mismas.

Introducción

Nos enfrentamos a un entorno completamente distinto al vigente hasta hace solo un año. Antes del anuncio de las vacunas contra la COVID-19 a principios de noviembre de 2020, y coincidiendo con la segunda ola de la pandemia en Europa, el consumo de petróleo estaba completamente hundido y los precios del crudo apenas superaban los 40 dólares por barril (\$/bl). Los confinamientos, los cierres de fronteras, del

espacio aéreo y la caída del comercio internacional llevaron a la mayor caída de la demanda de productos petrolíferos de la historia. Ahora, a pesar de que todavía no hemos dejado atrás la pandemia y el temor a los confinamientos continúa latente, los procesos de vacunación -más adelantados en algunos países que en otros- y la recuperación económica que está teniendo lugar tras la depresión de 2020, nos sitúa en una dinámica muy positiva para la demanda de productos petrolíferos, si bien en los últimos días de noviembre la aparición de la variante ómicron se ha traducido en una caída del precio del crudo de 10 dólares en un día. A pesar de las nuevas restricciones y del pánico en los mercados no sabemos todavía si esta nueva variante del coronavirus es más peligrosa y letal o si las actuales vacunas proporcionan inmunidad ante ella.

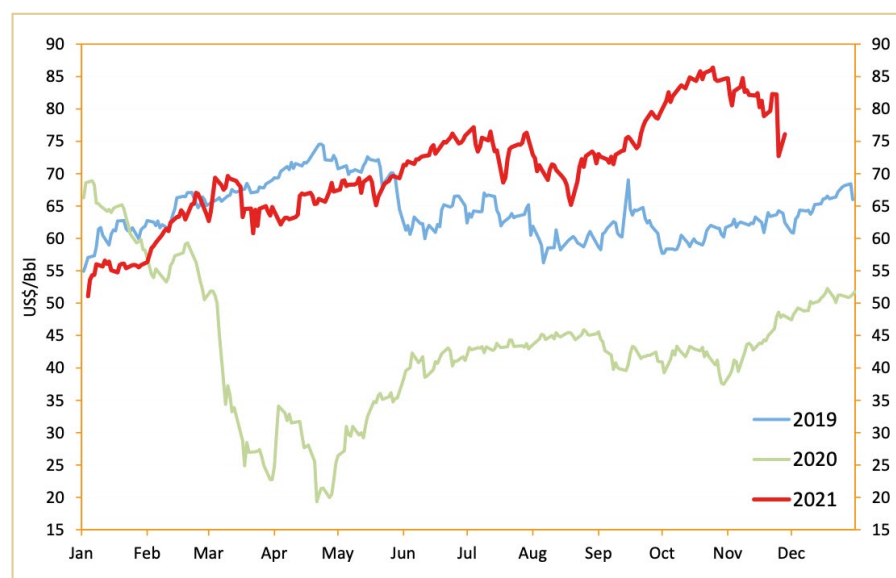
En este artículo se pasará revista a los elementos determinantes de la situación actual y de las perspectivas más previsibles del mercado del petróleo. Está dividido en cuatro partes. En la primera, se describe la evolución reciente y las dinámicas

que gobiernan el contexto actual y a corto plazo. Seguidamente, se presenta y analiza la visión más oficial de la Agencia Internacional de la Energía, de referencia en el sector. En el tercer apartado se discute uno de los principales problemas que atraviesa la industria y que tiene implicaciones en el medio y largo plazo: la inversión. Finalmente, se presentan unas breves conclusiones.

Evolución reciente del mercado del petróleo

Parece indiscutible que el mercado del petróleo nada tiene que ver en 2021 con lo experimentado en 2020. La señal más evidente la marca el precio del crudo. Como no podía ser de otra forma, el precio ha acompañado a la mejora de las perspectivas tanto económicas como de la demanda de petróleo. El precio del barril Brent, de referencia global, ha pasado de cotizar 50 \$/bl a principios de año, a alcanzar cotas no vistas desde noviembre de 2014, por encima de 86 \$/bl a finales de octubre, lo que implica un 70% de incremento en diez meses.

Figura 1. Evolución del precio del petróleo por años



Fuente: Eikon y Dirección de Estudios de Repsol

Pero no debemos menospreciar la influencia que tiene en el mercado del petróleo el contexto global de materias primas. El petróleo no es la única materia prima que ha incrementado su precio este año. De hecho, podríamos decir que el petróleo ha sido una de las que menos ha incrementado su precio, sobre todo cuando se compara con otras como el gas natural y los metales, por ejemplo. Mientras el petróleo, como hemos mencionado, ha incrementado su precio en lo que va de año cerca de un 70%, el precio del gas en el mercado de referencia europeo *Title Transfer Facility* (TTF) lo ha hecho en un 300%.

Esta dinámica alcista de los mercados de materias primas es lo que ya ha hecho surgir la discusión sobre la inminencia o no de un super-ciclo de materias primas.

Pero ¿qué se encuentra detrás de este nuevo ciclo de materias primas? ¿Se debe todo únicamente a la recuperación posterior al estrago causado por la pandemia?

La respuesta no es sencilla porque existen muchos vectores interactuando. Sin embargo, sí podemos decir que existen factores derivados de la recuperación “post-pandémica” y factores derivados de lo que podríamos llamar “transición energética 2.0”.

Efectos derivados de la recuperación “post-pandémica”

La normalización del estilo de vida de las personas, gracias a los procesos de vacunación que han reducido notablemente la incidencia de nuevos casos y sobre

todo de fallecimientos, ha llevado a una recuperación de la movilidad, tanto la relacionada con el ocio como con la actividad real. A lo largo de 2020 y principios de 2021, el efecto de la pandemia en el consumo fue algo así como un interruptor activado o desactivado por las olas de contagios y los confinamientos. Ahora el mercado parece haber pasado a estar algo más determinado, aunque todavía no completamente, por las dinámicas vigentes previas a la pandemia, como son las de una demanda en crecimiento, y las de una oferta a corto plazo controlada por el grupo OPEP+¹ y, a medio/largo plazo, determinada por la baja inversión de los últimos años.

Sin embargo, como se ha mencionado, todavía la vuelta a una dinámica “pre-pandemia” no es completa, y el mercado continúa sensible a la evolución de la pandemia y el recrudecimiento de los indicadores que puedan llevar a nuevos confinamientos. Por ahora, las vacunaciones han demostrado ser la llave de salida de esta crisis, pero este proceso está siendo diferente de un país a otro y de ahí la complejidad de predecir cómo se comportará la demanda global, especialmente si las vacunaciones masivas se limitan a la población de ciertas regiones o si no se alcanza el umbral de vacunados sobre población total necesario para la “inmunidad de rebaño”. La demanda mundial encontrará más complicado crecer de forma sostenida si solo un grupo de países ricos han vacunado a sus ciudadanos mientras que los países menos ricos luchan por obtener las vacunas. De hecho, tampoco los procesos de vacunación en los países ricos están siendo garantía de inmunidad, debido a la masa

¹ OPEP+ incluye los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo así como Azerbaiyán, Bahréin, Brunéi, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Federación de Rusia, Sudán del Sur y Sudán

de población anti-vacuna que impide alcanzar el mencionado umbral. Por otro lado, un punto para tener en cuenta es el soporte que puede dar a la demanda el hecho de que los países emergentes alcancen un dinamismo similar a los desarrollados en sus procesos de vacunación.

Por el lado de la oferta, desde casi el inicio de la pandemia, se ha puesto de manifiesto la implicación de la OPEP+ para mantener el equilibrio entre oferta y demanda. Los líderes de facto del grupo, Arabia Saudí y Rusia, han demostrado ser fieles a su defensa del precio, cuyo nivel objetivo parecen fijarlo en la banda de los 70-80 \$/bl, y esto lo vienen materializando con un alto cumplimiento de los recortes de producción acordados.

También hay incertidumbre respecto a la rapidez con la que se recuperará la producción de esquisto de EE.UU. No hay que olvidar que también la pandemia impactó de forma importante la producción en esta región y anuló casi totalmente la dinámica de perforación, que incluso ya antes de la pandemia venía adoleciendo de la falta de inversión consecuencia de la ortodoxia financiera que asumieron las compañías del sector. En principio esta dinámica dependerá del nivel de precios y, por otro lado, estará también determinada por el coste de reducir las emisiones de metano en la boca del pozo propuesto por el presidente Joe Biden. Por ahora, la actividad de perforación parece estar recuperándose junto con los precios del petróleo y ahora se encuentra solo un 30% por debajo de los niveles de fin de 2019.

Ahora bien, no hay que olvidar que la recuperación de los precios no es exclusiva del petróleo, sino que se extiende a la mayoría de las materias primas, lo que podría estar llevando a un nuevo ci-

clo de materias primas. La recuperación económica experimentada en un contexto de control de la pandemia a través de los procesos de vacunación, junto con el apoyo de políticas monetarias y fiscales, ha permitido una notable alza de la demanda de bienes y servicios en general, que se suma a la necesidad de reponer los inventarios de mercancías que se redujeron durante el año 2020 ante la falta de producción durante los confinamientos. Del mismo modo, la falta de mantenimiento y la cancelación de proyectos en un amplio espectro de sectores llevan a que ahora la respuesta por el lado de la oferta sea más lenta, creando cuellos de botella en casi todas las cadenas de valor, incidiendo así en una subida de precios generalizada.

Efectos derivados de la “transición energética 2.0”

Otra dinámica que ayuda a explicar la subida extendida de las materias primas es la transición energética. Si bien las políticas y dinámicas relacionadas con la transición ya tienen enorme recorrido en Europa y algo en EE.UU., no ha sido hasta este año que se han visualizado las implicaciones de una transición en China, cuyo gobierno incluyó objetivos de reducción de emisiones cuantitativos en su plan quinquenal.

El sistema de transición chino no se guía tanto por la evolución de los precios, sino por los objetivos de cantidades de CO₂ emitidas y de polución impuestos por las autoridades. Esto ha tenido efectos directos en los mercados energéticos y de materias primas:

– Primero, ha hecho que, en aras de disminuir la utilización del carbón se reduzca su producción y se incremente la demanda de gas.

- Además, se recorta la producción industrial intensiva en energía, con el fin tanto de evitar que en invierno los ciudadanos experimenten cortes de suministro, como continuar reduciendo emisiones.
- Finalmente, y tal como veremos en un apartado posterior, las limitaciones que está teniendo la inversión a medio y largo plazo en combustibles fósiles debido al mismo proceso de transición ha hecho que todas estas dinámicas se exacerben.

¿El petróleo está caro o barato?

Este entorno de precios altos ha abierto el debate sobre si el nivel actual es muy alto. Y una manera de verlo es respondiendo a la pregunta ¿comparado con qué?

EE.UU. junto a Japón, India, Corea del Sur, Reino Unido y China han liberado o pretenden liberar petróleo de sus Reservas Estratégicas de Petróleo (SPR) con la finalidad de bajar los precios del petróleo. Esto es importante ya que en el grupo de países se encuentran el primer, segundo, tercer y cuatro mayor consumidor de petróleo del planeta, respectivamente. Por su parte, la OPEP+ está considerando cómo responder, mandando la señal al mercado de que el actual de precios le parece correcto.

Pero ¿cómo se comparan ahora los precios del petróleo con otros activos que se ven afectados por fuerzas macroeconómicas similares? Al comparar los precios del petróleo con otras clases de activos importantes desde el año 2000, el petróleo parece barato. En particular, a finales de noviembre el petróleo se encuentra solo en el percentil 9 en relación con el nivel de las acciones estadounidenses, en el percentil 13 en relación con el nivel del ín-

dice de metales *Commodity Research Bureau Spot Metals Index* (CRB Metales), en el percentil 60 en relación con los bonos americanos y en el percentil 1 en relación con el gas natural europeo TTF, cuando tomamos como base el año 2008.

Si tomamos en cuenta el índice CRB Metales, para elevarse al nivel relativo histórico medio (percentil 50), el petróleo tendría que cotizar a ~300 \$/bl. Pero si hacemos el mismo ejercicio con el gas europeo debería cotizar a ~4000 \$/bl, o ~440 \$/bl si consideramos la bolsa americana. En resumen, en relación con los niveles de precios de los activos, el petróleo parece notablemente barato.

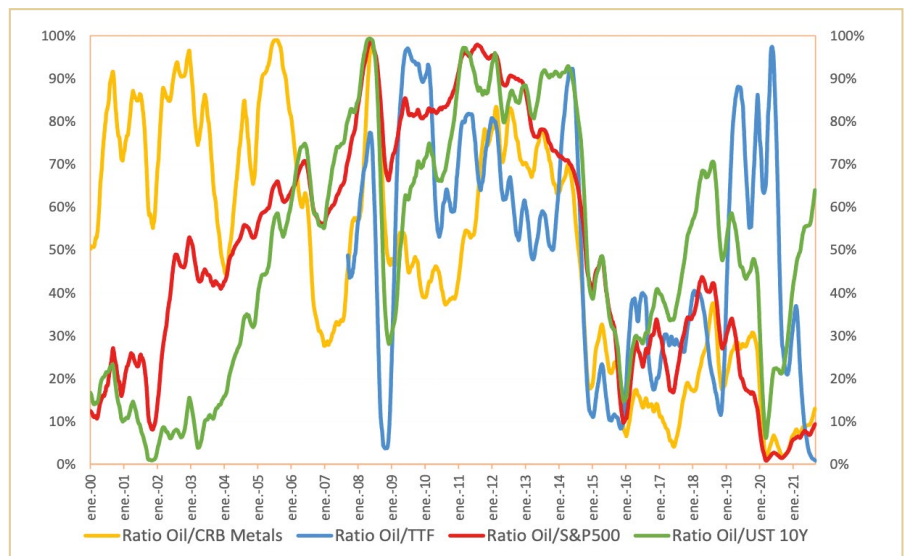
Se podría decir que los países productores de petróleo (a menudo los países en desarrollo) han estado subsidiando a los países importadores de petróleo (a menudo países desarrollados), dada la amplia inflación monetaria y de activos en el mundo desarrollado en los últimos 20 años.

Pero más allá de si el petróleo está caro o barato, también es interesante conocer los catalizadores que podrían llevar a potenciales subidas o bajadas del precio.

Como catalizadores de potenciales subidas de precios encontramos:

- *Switching* de gas a petróleo en medio del aumento del precio del gas.
- Vuelta controlada de la producción recortada por la OPEP+.
- Vuelta de la aviación transatlántica.
- Continuación de los despliegues mundiales de vacunas y la recuperación de la demanda de petróleo en un escenario post-pandémico.

Figura 2. Percentiles históricos de la relación entre petróleo y otros activos



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

– Factores geopolíticos (como ataques en Arabia Saudita o conflictos armados en países productores como Libia).

– Debilidad del dólar.

Por otro lado, los catalizadores de potenciales bajadas de precios podrían ser:

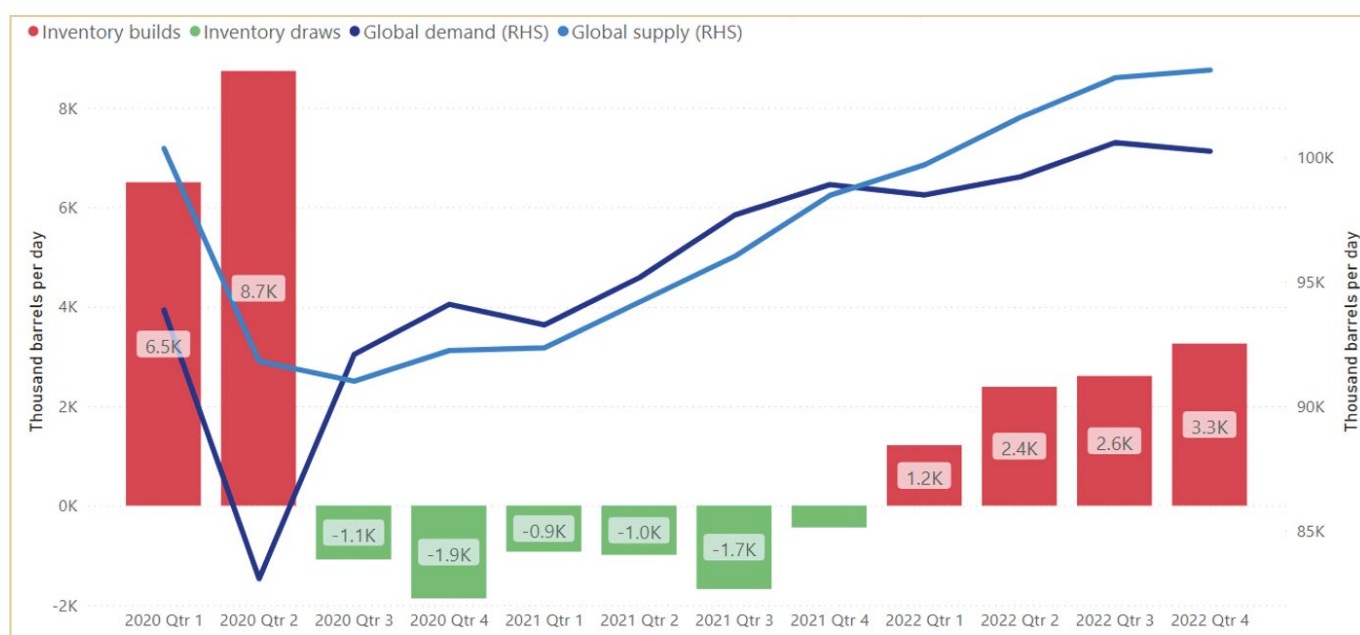
- Vuelta al mercado de la producción iraní tras un nuevo acuerdo nuclear con EE.UU.
- Nuevas variantes de la COVID-19.
- Débil cumplimiento del grupo OPEP+, reponiendo más barriles de lo acordado.
- Incertidumbre sobre los viajes de negocios de la pandemia pasada;
- Bajo crecimiento de la demanda ante un entorno económico más incierto.
- Rebote de la producción de esquisto en EE.UU.

– Fortaleza del dólar.

La interacción de estos vectores son los que en definitiva determinarán la evolución del mercado. En este sentido, la visión oficial a corto plazo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) nos puede ayudar a entender hacia dónde se movería el mercado del petróleo a partir de ahora.

Perspectivas a corto plazo del mercado del petróleo según la AIE

En el informe de noviembre (último disponible), la AIE ha advertido sobre la posibilidad de que los inventarios globales de petróleo aumenten a partir del mes de diciembre por primera vez desde el tercer trimestre de 2020, lo cual podría poner freno al *rally* de precios visto recientemente. Dicha advertencia resulta relevante en un contexto actual donde la demanda de petróleo supera a la oferta, soportada por una sólida recuperación de

Figura 3. Balance oferta/demanda mundial de petróleo y variación de inventarios

Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

la actividad económica post pandemia, y, por el lado de la oferta, debido al control de la producción de petróleo de los países pertenecientes al grupo OPEP+, con Arabia Saudí y Rusia como líderes de *facto*.

La premisa de la AIE se basa en que, tan pronto como en el mes de diciembre, la situación de déficit de oferta se revertiría por la mayor producción en EE.UU. y por el mayor bombeo de petróleo del grupo OPEP+, recogido en su actual acuerdo de relajación de los recortes de producción. El aumento de inventarios esperado por la AIE vendría explicado asimismo por el lado de la demanda, y más en concreto por el efecto negativo sobre el consumo de petróleo que supone el aumento de contagios a nivel global del último mes, y cuando todavía no se sabía nada de la nueva variante ómicron.

De confirmarse estas expectativas, sería la primera vez que se registraría un aumento

de inventarios desde el segundo trimestre de 2020. Tal y como se aprecia en el gráfico, la pandemia de COVID-19 llevó a un fuerte aumento de los inventarios mundiales de petróleo durante la primera mitad de 2020 de 7,6 millones de barriles al día (mb/d) en promedio. Esto fue consecuencia de la implementación de confinamientos y restricciones a la movilidad que tuvieron un impacto severo sobre el consumo de petróleo a nivel global. A efectos comparativos, el *shock* de demanda de petróleo generado por la Gran Crisis Financiera llevó asociado un aumento de inventarios de 1,1 mb/d durante el cuarto trimestre de 2008.

Abordando en primer lugar la demanda de petróleo, se espera que continúe la tendencia de crecimiento sólido hasta final de año a medida que los países abren sus fronteras al tráfico aéreo internacional, el nivel de movilidad se recupera gradualmente, y el proceso de vacunación abarca cada vez

más a una mayor parte de la población. Sin embargo, los altos precios del petróleo y la reciente ola de contagios a nivel mundial, y más específicamente en Europa, representan un riesgo a la baja sobre el consumo de petróleo, que ya se está materializando en la demanda de combustibles de automoción en países como Alemania, y que será más notable tras la aparición de la nueva variante del coronavirus.

Entre los factores que soportarán un mayor consumo de petróleo se encuentra el resurgimiento de la demanda de jet queroseno, producto consumido en el sector aviación, gracias a la decisión de países como EE.UU., Australia, Tailandia o Singapur de eliminar las restricciones al tráfico aéreo internacional. Según la AIE, la demanda de jet queroseno aumentará en 1,2 mb/d hasta 6,4 mb/d en 2022, aunque para aquel entonces todavía estaría un 20% por debajo de los niveles de 2019. Respecto a la gasolina, el fuerte consumo

en muchos países ha llevado a la AIE a revisar al alza sus proyecciones en 250 mil barriles al día (kb/d) durante el cuarto trimestre de 2021, y en 70 kb/d en media durante el primer semestre de 2022.

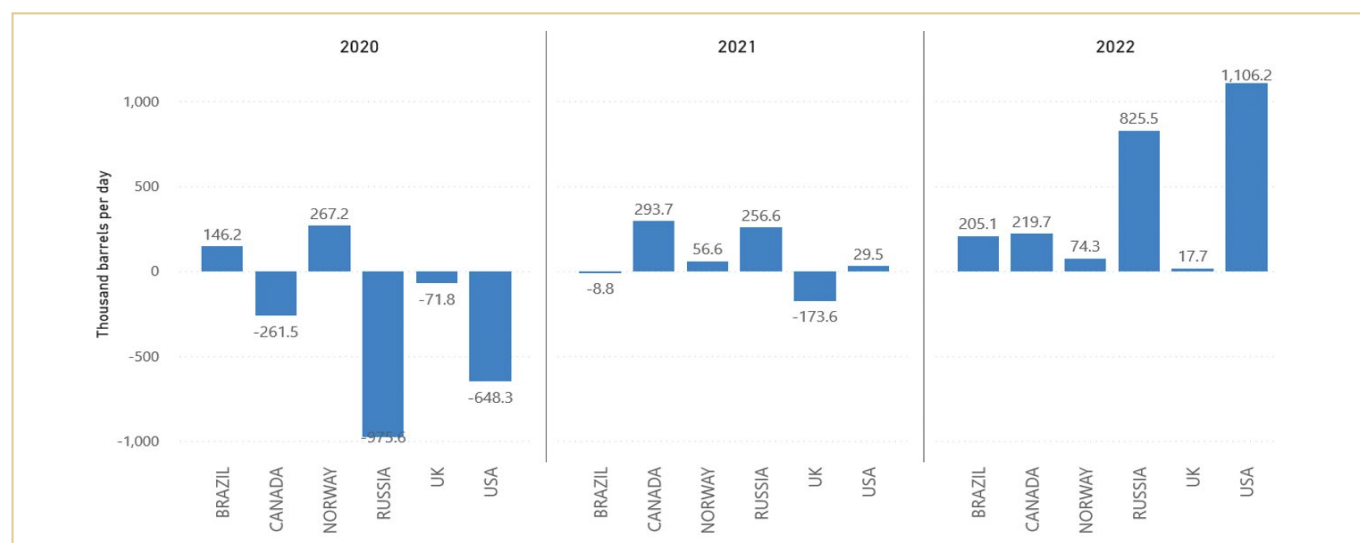
En muchos países de Norteamérica y Europa el uso de vehículos ha superado los niveles pre-pandemia en los últimos meses, y en China e India la movilidad en vehículos actualmente supera en un 10% los niveles de 2019. Y todo ello a pesar de cifras récord de ventas de vehículos eléctricos en septiembre. Asimismo, la escasez de gas natural, gas natural licuado (GNL) y carbón ofrece un impulso adicional a la demanda de petróleo durante los meses de invierno como materia prima sustitutiva (conocido en inglés como *fuel switching*), aunque menor de lo esperado en su anterior informe debido a una mayor disponibilidad de carbón tanto en China como en India. Respecto al consumo de nafta, la AIE ha aumentado sus proyecciones debido al aumento mayor de lo esperado de dicho producto en instalaciones petroquímicas.

De cara a 2022, se estima que la demanda global de petróleo supere los niveles previos a la pandemia, aunque el apetito por el crudo y los productos derivados del petróleo variará según regiones. Mientras que China consumirá 1,2 mb/d más de petróleo en 2021 y 0,6 mb/d en 2022 (elevando la demanda de petróleo muy por encima de los niveles de 2019) y se espera que India aumente su consumo de petróleo en 0,34 mb/d en 2022 (superando también niveles pre-pandemia), el consumo de petróleo en los países OCDE de Europa se mantendrá por debajo de niveles de 2019 en 2021 (-1,4 mb/d comparado con 2019), y se espera que la situación persista durante 2022 (-0,82 mb/d comparado con 2019).

Con respecto a la oferta mundial de petróleo, la AIE espera que el actual contexto de déficit de oferta se revierta debido a una mayor oferta de EE.UU. y del grupo OPEP+, dando lugar a una situación de exceso de petróleo tan pronto como en diciembre de 2021. Y es que la producción

estadounidense se ha recuperado antes de lo previsto de la disrupción que supuso el huracán Ida en las instalaciones petroleras de la costa del Golfo del país. Únicamente en octubre, la producción de EE.UU. aumentó en 700 kb/d respecto a septiembre por la mencionada recuperación de la producción en el Golfo de México (+430 kb/d), y también por una mayor actividad en la cuenca de Permian. De hecho, los mayores precios del petróleo suponen un importante incentivo al aumento de la actividad de perforación, lo que ha llevado a la AIE a revisar al alza sus previsiones de oferta de petróleo en EE.UU. en 300 kb/d durante el cuarto trimestre de 2021 y en 200 kb/d en media durante 2022. Todo ello asumiendo que los operadores continúan manteniendo el nivel de disciplina de capital mostrado hasta ahora. Poniendo el foco en la producción no convencional del país, se esperan 710 kb/d más de *Light Tight Oil* (LTO), o petróleo no convencional, en el cuarto trimestre de 2021 comparado con el año previo, y otro 710 kb/d durante todo 2022. De momento, son las

Figura 4. Variación anual de la oferta de petróleo en una selección de países no-OPEP



Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

Figura 5. Producción de crudo versus cuota de producción de crudo en Angola y Nigeria

Fuente: Eikon, AIE y Dirección de Estudios de Repsol

empresas privadas de exploración y producción las que están liderando el aumento de la actividad de perforación, representando casi el 50% del número de torres de perforación horizontal terrestre de petróleo y gas, frente al 35% previo a la pandemia. A pesar de ello, en términos absolutos todavía están operando menos plataformas que en el cuarto trimestre de 2019 (230 plataformas mensuales en 4T19 versus 210 en 3T21). En suma, se espera que EE.UU. explique el 60% de los 1,9 mb/d de aumento de oferta no-OPEP+ en 2022.

Otro elemento fundamental que ayuda a explicar el viraje hacia un mercado con exceso de oferta es el grupo OPEP+. Como es de sobra conocido por el lector, el cártel implementó unos recortes históricos de 9,7 mb/d en mayo 2020, y que ha ido relajando a medida que el consumo de petróleo se recuperaba. Actualmente, el grupo se mantiene firme en la política de recortes mediante la cual aumenta la producción en 400 kb/d cada mes, a pe-

sar de la petición de países consumidores como EE.UU., India, China o Japón de un aumento mensual por encima del acordado con objeto de relajar el aumento de precios del petróleo. De mantenerse dicho ritmo mensual de barriles devueltos al mercado, el grupo OPEP+ pondría fin a la restricción de producción en el mes de septiembre 2022. Para justificar la negativa a las llamadas de países consumidores, el grupo aduce que parte del aumento de los precios del petróleo se debe indirectamente a los elevados precios del gas natural y del carbón, lo cual fomenta el cambio de estas materias primas hacia el petróleo, empujando aún más al alza los precios. Asimismo, la situación epidemiológica a nivel global y en Europa en particular supone un riesgo a la baja para el consumo de petróleo. A este respecto, actualmente Austria ha impuesto un confinamiento a la población no vacunada, y Alemania no descarta implementar un confinamiento a nivel nacional tanto para la población no vacunada como

para la que ya tiene la pauta de vacunación completa.

Más allá de las declaraciones públicas del grupo OPEP+ para mantenerse firmes en el actual acuerdo de recorte de producción, países del cártel como Nigeria o Angola tienen serias dificultades incluso para alcanzar la cuota de producción a la que ellos mismos se comprometieron. En el caso de Nigeria, la menor producción de crudo se debe a problemas técnicos y operacionales, que tienen que ver principalmente con el sabotaje de oleoductos y el robo de petróleo. En 2019, el auditor de la industria petrolera de Nigeria, NEITI, publicó un informe señalando que Nigeria perdió alrededor de 138,000 b/d por robo de crudo en los últimos 10 años valorados en 40,06 mil millones de dólares. Angola, que junto a Nigeria lleva meses produciendo por debajo de sus objetivos de producción, sigue enfrentando problemas técnicos y falta de inversión en campos *offshore*. Desde hace meses, la producción de crudo del país ronda niveles mínimos de 17 años.

Los cuatro miembros del grupo OPEP+ fuera del acuerdo de recortes, a saber, Irán, Libia, Venezuela y México, lograron a duras penas un pequeño aumento de producción en octubre, incluso México registró una ligera caída en el bombeo de petróleo. Estos países llevan años lidiando con serios obstáculos como la falta de inversión, sanciones o conflictos armados. De cara a corto plazo, si la OPEP produce por debajo de su techo de producción obligaría a otros países dentro del cártel, como Arabia Saudí, a compensar la falta de producción.

A pesar de las proyecciones que apuntan a un mercado en sobreoferta, las existencias totales de petróleo de la OCDE continuaron disminuyendo en septiembre, situándose en 2.762 millones de barriles

(mb), 206 mb por debajo de la media 2019-2015, el nivel de inventarios más bajo desde principios de 2015. En términos de productos, los inventarios de crudo y los de destilados medios representaron la mayor parte de las caídas, y en términos de regiones, los inventarios cayeron principalmente en Europa. La AIE espera que los inventarios totales de petróleo en la región OCDE continúen cayendo hasta finales de año.

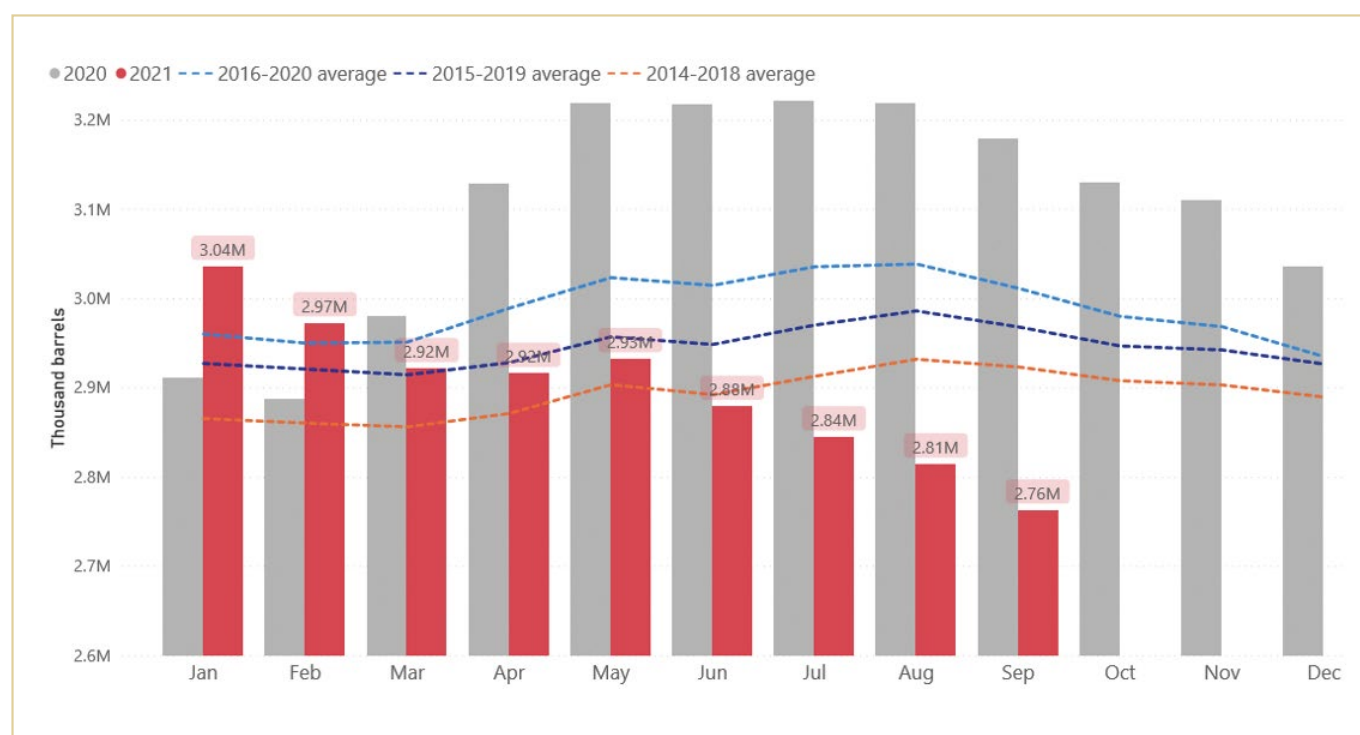
Perspectivas de la inversión en el sector de petróleo y gas

A medio y largo plazo el problema más acuciante al que se enfrenta el sector del petróleo es la falta de inversión, que puede derivar en un déficit estructural de oferta en los próximos años. La pan-

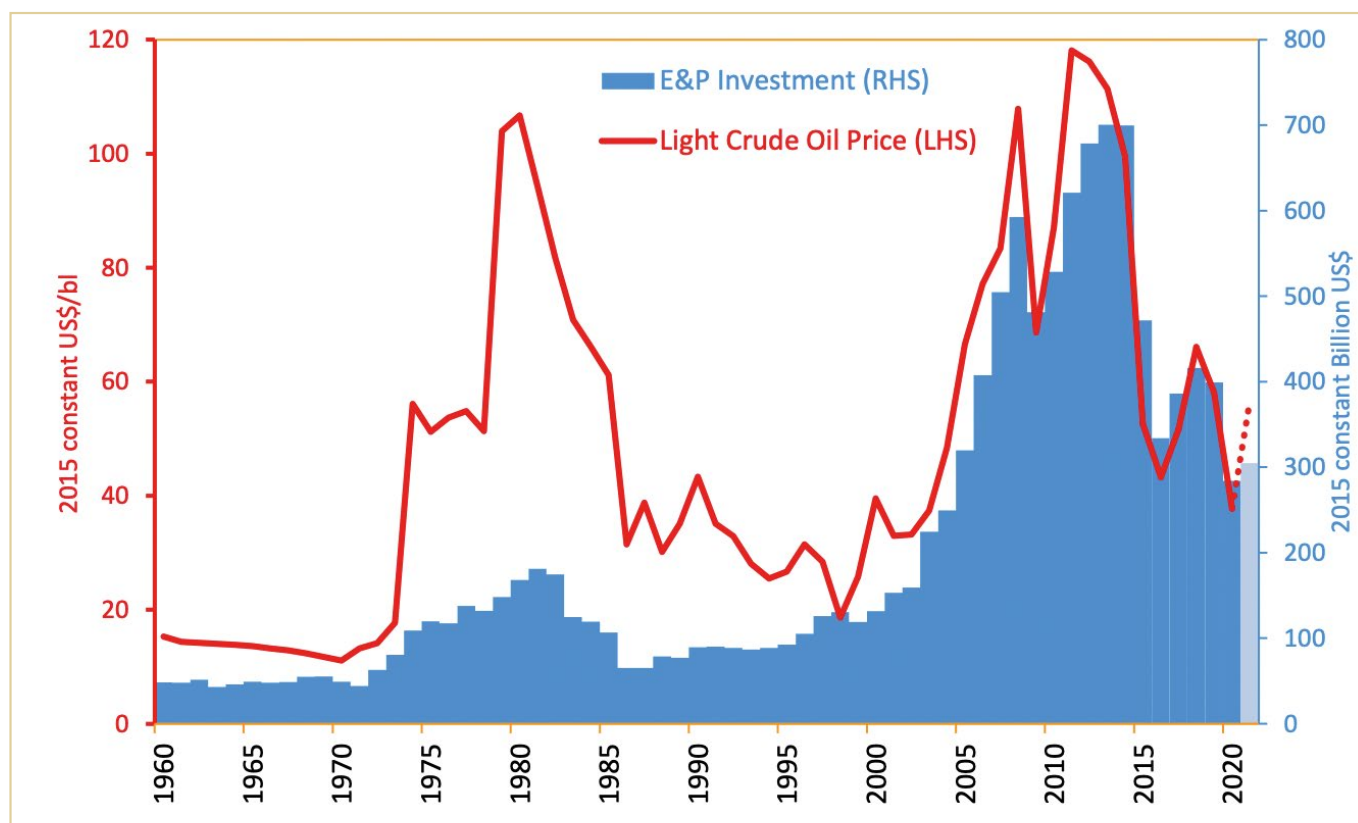
demia, los compromisos de transición energética y emisiones netas cero, así como una mayor disciplina financiera son algunos de los elementos que ayudan a comprender los bajos niveles de inversión en exploración y producción, a pesar de que los precios del petróleo han abandonado el rango de incertidumbre de 40 \$/bl – 60 \$/bl.

La relación entre el nivel de inversión y el nivel de precios de petróleo es muy estrecha, especialmente desde principios de siglo. El mayor volumen de inversión en actividades de exploración y producción se apoyó en un mayor consumo de petróleo a medida que el tamaño y actividad económica y el nivel de población aumentaban, lo cual tuvo un efecto alcista sobre los precios de la materia prima.

Figura 6. Inventarios totales de petróleo en la OCDE



Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

Figura 7. Inversión en E&P vs precio barril de crudo ligero (términos constantes 2015)

Fuente: IHS, Eikon y D. Estudios de Repsol

Sin embargo, a partir de 2015, una fuerte caída en los precios del petróleo desencadenó una fuerte reducción de las inversiones comprometidas que se vio acentuada en 2016. A partir de entonces, el gasto de capital recuperó ligeramente parte del terreno perdido, hasta que golpeó la pandemia. Uno de los elementos que explican esta dinámica tiene que ver con la disciplina financiera y de capital, especialmente en compañías estadounidenses, sobre la cual se profundizará más adelante. En el año 2020, la pandemia de la COVID-19 tuvo un efecto absolutamente depresor sobre las decisiones de inversión, las cuales siguieron la tendencia a la baja de los precios del petróleo. Las estimaciones de inversión en 2021

apuntan a una recuperación respecto a 2020, aunque estarían todavía por debajo de niveles de 2019, debido a los elementos a los que se aludía anteriormente (disciplina financiera, pandemia COVID-19), pero también a elementos relacionados con compromisos climáticos, los cuales se desarrollarán también más adelante.

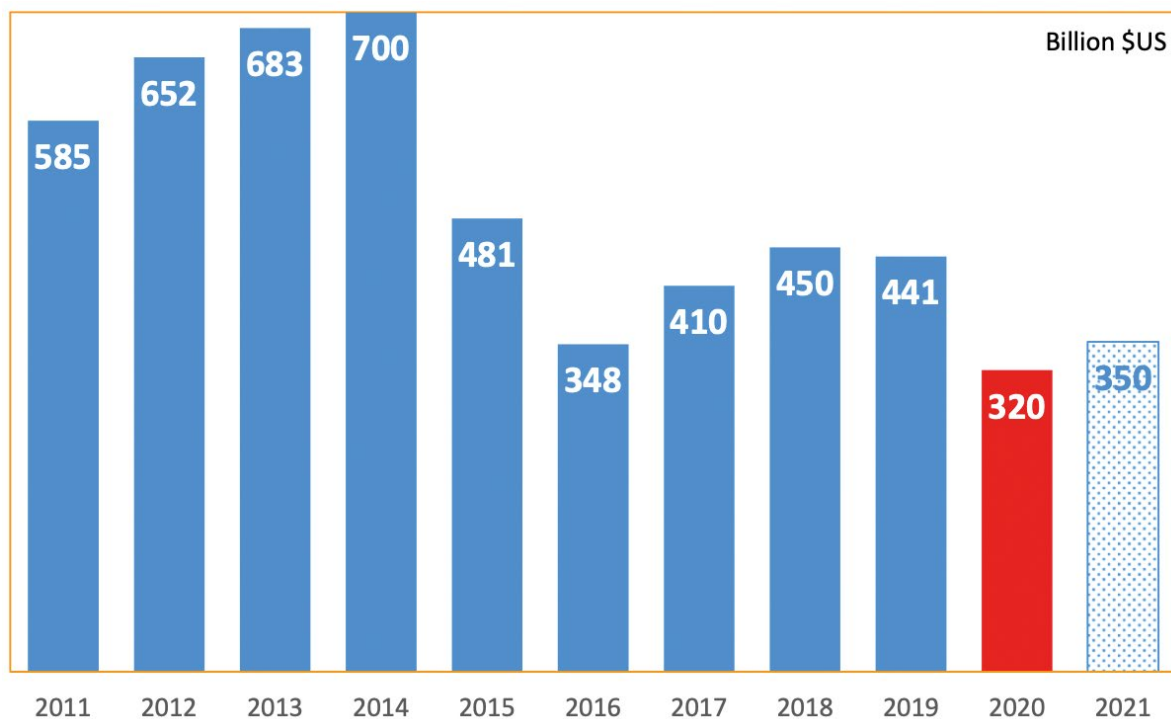
Centrándonos ahora en el año 2021, a pesar de que el reciente *rally* en los precios ha sido generalizado en prácticamente todas las principales materias primas energéticas, los precios del petróleo no han crecido con tanta fuerza como lo han hecho los precios de otras materias primas como el gas o el carbón, estableciendo la comparación en términos de

dólares por millón de unidades térmicas británicas (USD/MMBtu).

Se considera muy relevante el ciclo actual de precios altos del petróleo, ya que revela nuevas tendencias, que probablemente continuarán durante el próximo año y desafiará el consenso de precios de largo plazo.

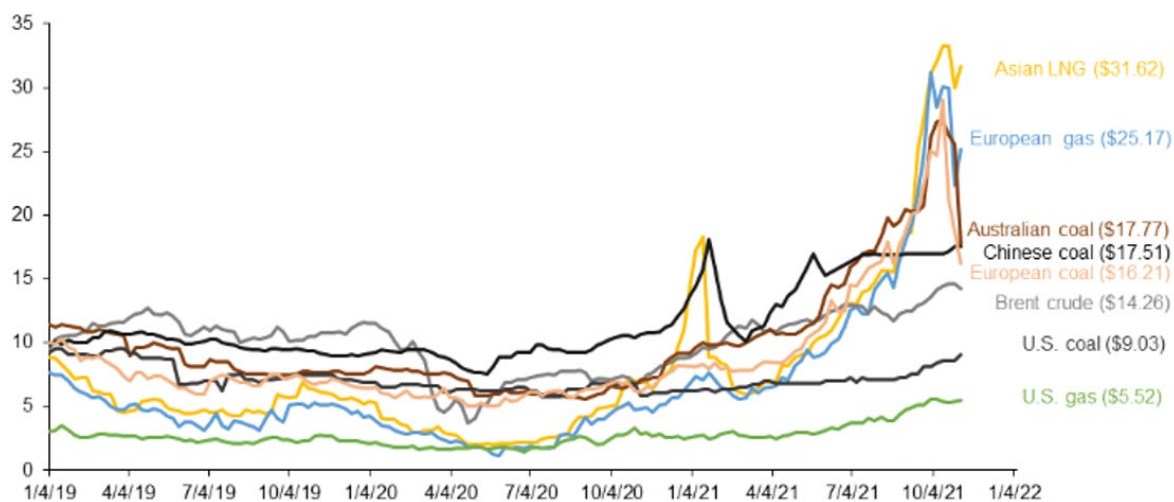
Por un lado, las empresas de petróleo y gas son más disciplinadas en términos de producción y gasto de capital, a pesar de los altos precios del petróleo. Un claro ejemplo se encuentra en EE.UU., donde los productores continúan manteniendo una férrea disciplina de capital que ha hecho abandonar el otrora "producir por producir" para enfocarse en la reducción

Figura 8. Inversión en E&P (precios nominales)

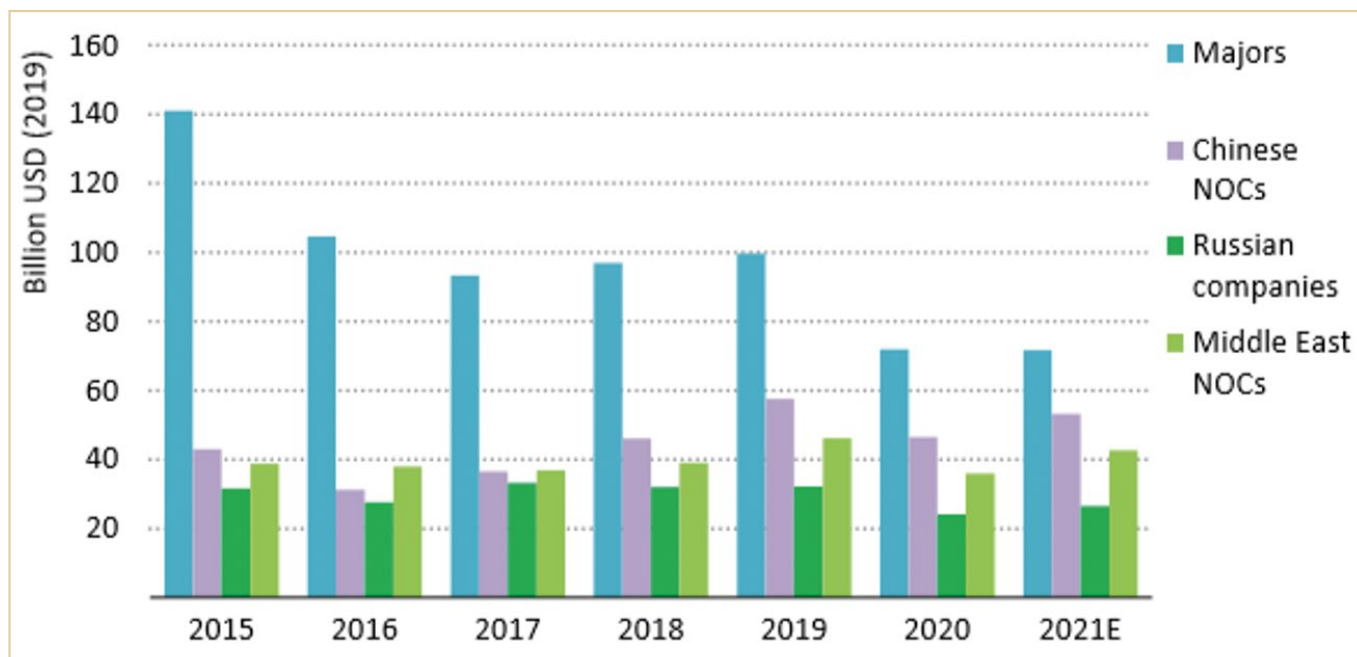


Fuente: IHS, Eikon y D. Estudios de Repsol

Figura 9. Precios energéticos (Dollars per MMBtu)



Fuente: Federal Reserve Bank of Dallas y Dirección de Estudios de Repsol

Figura 10. Inversión en *Upstream* por tipo de compañía

Fuente: AIE y Dirección de Estudios de Repsol

y pago de la deuda, o el pago de dividendos a inversores. Sin embargo, como sabemos, la inversión es una necesidad constante en esta industria y más en la producción de esquistos de EE.UU., por lo que la duda que se plantea es si el umbral de rentabilidad para perforar en estas zonas no convencionales se sitúa ahora entre alrededor 60 \$/bl o los 70 \$/bl, porque parece claro que el umbral anterior de 40 \$/bl ya parece olvidado.

Por otro lado, el nivel de altos precios del petróleo está permitiendo a las empresas financiar sus compromisos *net-zero*. Por ejemplo, después de que las empresas europeas de petróleo y gas liderasen los compromisos netos cero en 2020, actualmente muchas empresas de petróleo y gas de EE.UU., así como productores de arenas bituminosas en Canadá y algunas empresas petroleras estatales (NOC, por

sus siglas en inglés) se han unido al grupo *net-zero* en 2021.

Estas dinámicas ya fueron recogidas por la AIE en su informe *World Energy Investment 2021* (último disponible), que estimó que a pesar de que los precios y el nivel de ingresos han sido mayores durante el primer trimestre de 2021, no tendría que traducirse necesariamente en inversión adicional en el sector de exploración y producción. La incertidumbre que supone la pandemia y la velocidad de la transición energética por el lado de la demanda se combina con la capacidad ociosa en países OPEP+ por el lado de la oferta.

Atendiendo a la actividad de inversión por tipo de compañía, la AIE estima que la inversión de las grandes empresas (*Majors*) permanezca plana respecto a 2020 (-2%). La presión de inversores para di-

versificar el portfolio hacia energías bajas en carbono, la reducción de deuda y el pago dividendos, explica en parte el enfoque conservador en términos de inversión en *Upstream* de este tipo de compañías. Asimismo, tradicionalmente la inversión en *Upstream* por parte de compañías *Majors* era muy superior a la de sus pares. Desde 2020 ya no es el caso.

Como se apuntaba anteriormente, otro elemento que explica la menor inversión en actividades de exploración y producción tiene ver con los criterios ESG (*Environmental, Social and Governance*) mediante los cuales las compañías de petróleo y gas persiguen objetivos de emisiones netas cero y la transición energética.

A este respecto, el gasto de capital en energías limpias ha representado una pequeña parte de la inversión total du-

rante este año, aunque la tendencia está cambiando a medida que las empresas, sobre todo *Majors* en Europa, buscan aumentar la inversión en energías limpias, mientras que las empresas nacionales (NOC) de petróleo y gas continúan más centradas en sus negocios principales de combustibles fósiles. Las inversiones directas en energías renovables suelen estar motivadas por un impulso para reducir la intensidad de las emisiones en lugar de diversificarse hacia el suministro de electricidad. CNOOC, Petrochina y Sinopec se han marcado como objetivo alcanzar el pico de emisiones derivado de sus operaciones en 2025, en gran parte a través de inversiones renovables en energía solar y eólica marina. Varias empresas, como Saudi Aramco y ADNOC, están explorando posibilidades para

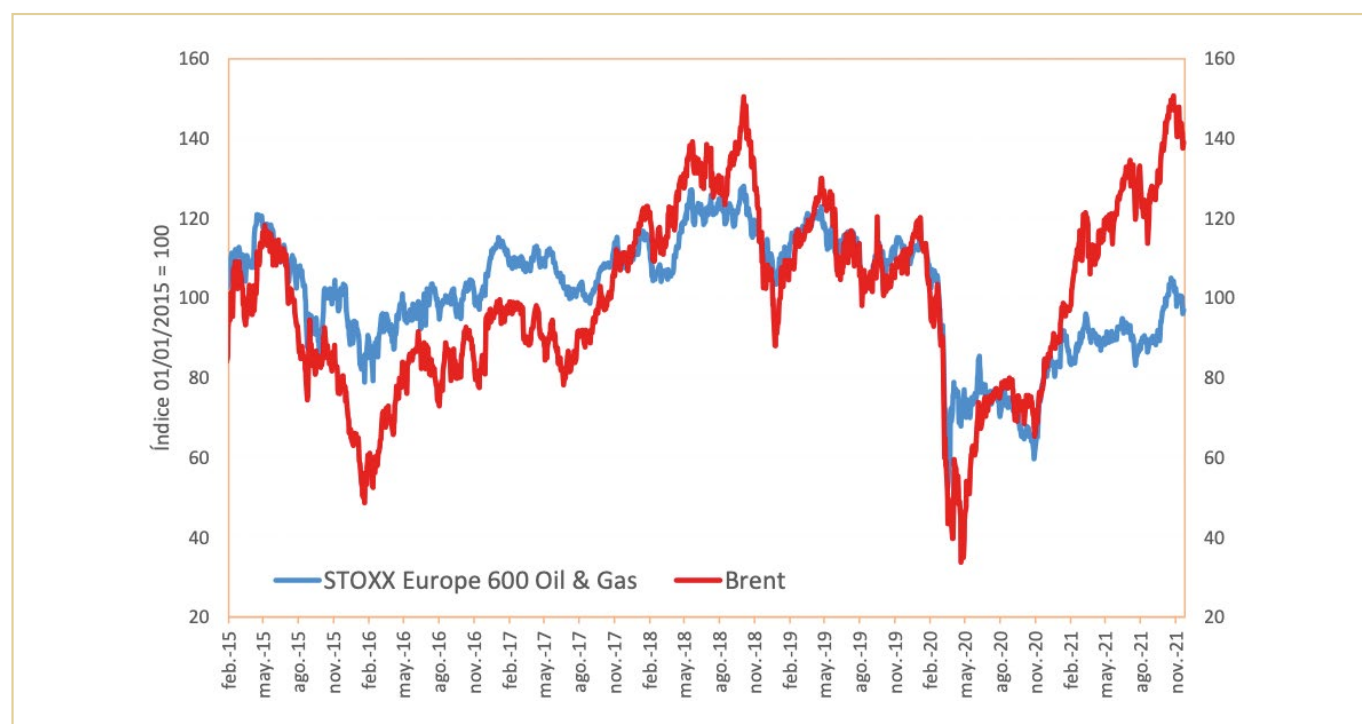
desarrollar la producción de hidrógeno bajo en carbono, así como inversiones en CCUS.

Según estimaciones de la AIE, de mantenerse durante todo 2021 los compromisos adquiridos hasta mayo, la participación de la inversión de capital destinada a inversiones en energías limpias podría aumentar a más del 4%, desde el 1% en 2020. La financiación de proyectos de eólica marina, estrechamente alineada con las fortalezas de la industria de petróleo y gas, ya fue considerablemente más alta en el primer trimestre de 2021 que durante todo 2020.

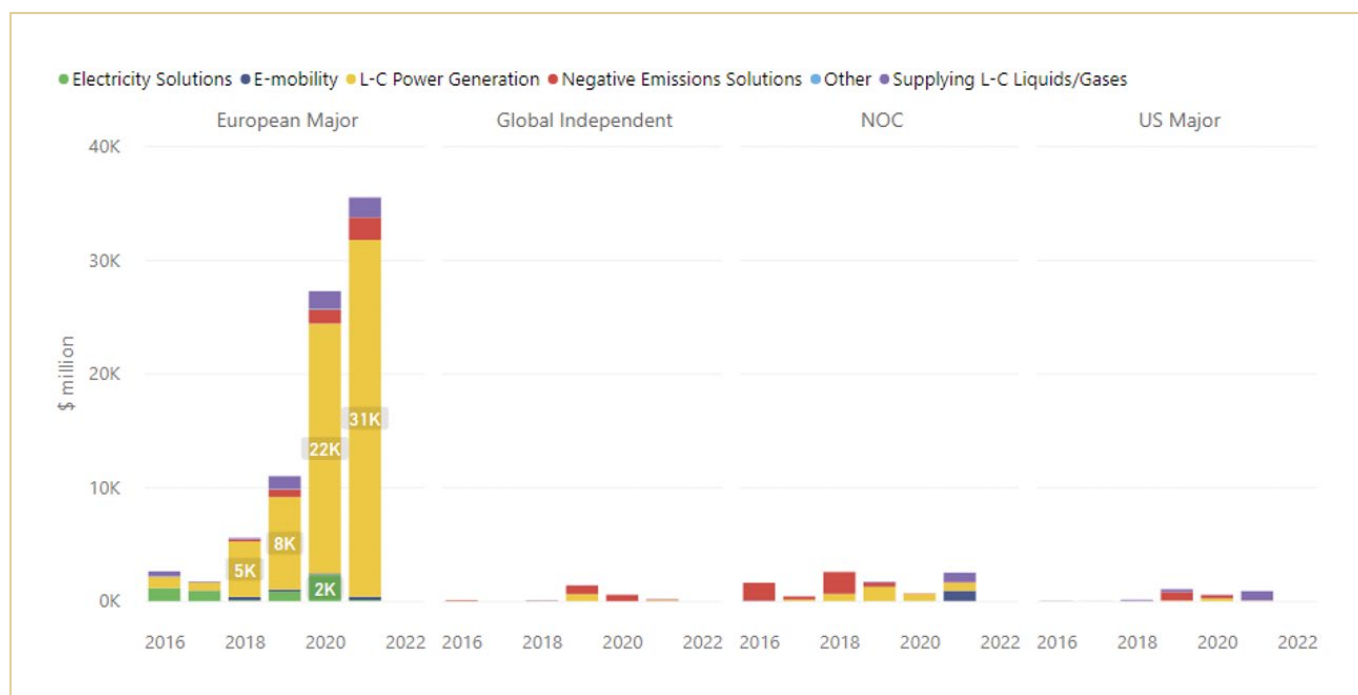
Respecto al impacto que dichas estrategias de transición de las empresas de petróleo y gas tienen sobre su propia cotiza-

ción, es una tarea compleja determinar su causalidad directa. El nivel de valoración de las empresas de petróleo y gas europeas y el nivel de precios del petróleo se ha caracterizado de forma general por tratarse de una correlación estrecha. Sin embargo, tal y como se observa en el gráfico, en noviembre de 2020, tras el anuncio de las primeras vacunas contra la COVID-19, el precio del petróleo comenzó un proceso alcista que no se ha visto reflejado en una mayor cotización de las empresas de petróleo y gas en Europa. Esta ruptura, en el caso de las compañías europeas, más que con una mayor disciplina financiera tiene que ver tanto con un giro hacia inversiones bajas en carbono por parte de las propias compañías de petróleo y gas como con un menor apetito por parte del inversor particular, bien porque compro-

Figura 11. Cotización índice STOXX 600 de compañías de petróleo y gas vs precio del barril de Brent (índice 01/01/2015 = 100)



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol

Figura 12. Inversión baja en carbono por tipo de empresa y categoría de proyecto

Fuente: Energy Intelligence y Dirección de Estudios de Repsol

mete su inversión en otros sectores, o bien porque considera insuficientes los compromisos de emisiones netas cero.

Estos compromisos de emisiones netas cero han jugado y jugarán en el futuro un papel fundamental en la reasignación y transferencia de gasto de capital de actividades de exploración y producción

en la industria de petróleo y gas hacia inversiones bajas en carbono. Como se aprecia en la Figura 12, las *Majors* europeas continúan liderando las inversiones bajas en carbono, mientras que las compañías nacionales de petróleo y las *Majors* estadounidenses no han apostado de forma decidida en proyectos bajos en carbono, al menos de momento. A esca-

la mundial, la mayor parte de este tipo de inversiones se centran en la generación de electricidad de bajas emisiones de carbono. En lo que va de 2021, esta tendencia se ha fortalecido, asignándose 32.000 millones de dólares (o más del 80% del total de inversión comprometido) a la generación de electricidad baja en carbono.

Conclusiones

Agregando la visión por el lado de la demanda y por el lado de la oferta, podemos concluir que la salida sanitaria de la pandemia conllevará a un repunte de la demanda, el cual, en un contexto de intervención de la OPEP y sus aliados, llevará a precios más elevados que los registrados en el periodo 2015-2020, cuya media se situó en 55 \$/bl. Esto tiene su reflejo en las perspectivas que se extraen del consenso del precio del crudo Brent. La visión de diversas macro-consultoras, bancos de inversión y mercado de futuros, apunta a un precio medio para el periodo 2022-24 por encima de los 70 \$/bl.

Estos niveles de precios son consecuencia no solo del repunte coyuntural tras la contracción generalizada que provocó la pandemia, sino que va más allá. La falta de inversión que está padeciendo el sector, que responde a diversas razones, parece condenar a precios estructuralmente elevados. Entre esas razones destaca la transición energética, que está condenando a una menor inversión en combustibles fósiles, independientemente de lo que ocurra con su demanda, cuando tal vez el mundo todavía no esté listo para que su motor industrial y social funcione únicamente con energías limpias. Hay que entender que la transición energética implica menos inversión en el sector petróleo o precios más caros del petróleo para lograr movilizar el mismo nivel de inversión, simplemente por el hecho de que las empresas del sector tienen que dedicar una parte de su capacidad inversora a fuentes energéticas verdes.

Además, se pone en evidencia que si China estornuda, el mundo contrae la gripe, que si bien parece un símil desafortunado en estos tiempos, es una realidad. Cualquier decisión que tome China en aras de emprender con más “seriedad” la transición energética, tendrá un efecto mariposa en todos los ámbitos a escala global. Solo por dar un ejemplo, China apuesta por un plan quinquenal para reducir emisiones y polución, y para conseguirlo no duda en cerrar centrales de carbón, cerrar industrias o desviar recursos. Pero la industria china ya no es local sino global, por lo que ahora el mundo sufre del actual entorno de precios de materias primas y en especial del acero, aluminio y polisilicios, elementos que son muy intensivos en energía para su fabricación y altamente demandados para poder fabricar aerogeneradores y plantas solares, entre otros bienes necesarios para la transición.

En definitiva, se pone de manifiesto que el camino hacia una transición global exige un alto consumo de energía que parece será más cara en los próximos años.

Pero como dijo Víctor Hugo: “El futuro tiene muchos nombres. Para los débiles es lo inalcanzable. Para los temerosos, lo desconocido. Para los valientes es la oportunidad”. La transición traerá oportunidades, siempre y cuando se entienda que el *mix* energético futuro amerita de neutralidad tecnológica para ser eficiente y tener el mayor alcance mundial. ■

Ley de Cambio Climático: necesidades y retos

Vicente López-Ibor Mayor

Presidente de la Federación Europea de Asociaciones de Derecho de la Energía (EFELA)

Presidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN)

El Clean Energy Package

La “Ley Europea del Clima” y el Reglamento de Gobernanza como elementos impulsores de una verdadera política energética comunitaria

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética (en adelante, la “Ley de Cambio Climático”) trae evidentemente causa, además de la voluntad del Gobierno proponente, de la obligación del Reino de España, en el marco de sus compromisos internacionales comunitarios, de acoger normativamente el con-

junto de disposiciones que integran lo que se ha venido a denominar “Clean Energy Package”¹ tanto en el marco de los objetivos de descarbonización del denominado “Paquete de Invierno”, cuanto en el tratamiento específico de algunas de las piezas normativas pendientes de inserción, total o parcial, en nuestro ordenamiento jurídico.

Debemos, pues, encajar esta iniciativa en el marco del Cuarto paquete legislativo comunitario en materia de energía, ofreciendo por consiguiente continuidad en algunos aspectos cuyo desarrollo ya se contemplaba en el Tercero (2009); y otros,

sin embargo, son singular fruto del “Clean Energy Package” (2019), cuya Comunicación germinal data de noviembre de 2016 (en aquel momento la propuesta se denominó informalmente como “Winter Package”)². Novedades de entre las cuales destaca, por las razones que a continuación expondremos, el Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Varias de las piezas normativas que integran el Cuarto paquete legislativo³, se vinculan directa o indirectamente a la naturaleza, objetivos, principios y propósito

1 Energía limpia para todos los europeos 2019 “Clean energy for all Europeans package”, Dominique Rostri Director General de Energía y Miguel Arias Cañete Comisario Europeo de Acción por el Clima y Energía

2 Bruselas, 30.11.2016 COM(2016) 860 final, COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES, “Energía limpia para todos los europeos”.

3 Los instrumentos normativos que lo integran son los siguientes:

- Clean energy for all Europeans (May 2019)
- Energy Performance of Buildings Directive 2018/844
- The recast Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001
- The revised Energy Efficiency Directive (EU) 2018/2002
- Governance of the Energy Union and Climate Action (EU) Regulation 2018/1999
- Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU) 2019/941
- Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU) 2019/942
- Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943
- Directive on common rules for the internal market for electricity (EU) 2019/944

de la Ley de Cambio Climático aprobada recientemente en España. Sin embargo, el instrumento jurídico que se relaciona directamente con la misma es el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima (en lo sucesivo, el “Reglamento de Gobernanza”)⁴, que se ha visto recientemente modificado por el Reglamento (UE) 2021/1119 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática (en adelante, la “Ley Europea del Clima”)⁵, por la que se establece el marco para lograr la neutralidad climática.

La referida Propuesta incorpora como novedad el hecho de calificar esta norma con un subtítulo muy elocuente, al denominarla de “Ley del Clima Europea”⁶, como si pretendiera alterar en su naturaleza la condición del Reglamento, clásico instrumento del Derecho derivado comunitario con efecto directo, a la condición de Ley en sentido formal, a la manera en que se entienden y ordenan los marcos normativos nacionales dentro de la jerarquía de fuentes, otorgándole a la norma europea un carácter material más próximo al de las Directivas.

El legislador europeo reconoce así, en vista de lo anterior, el propósito de dar carácter de norma general de cabecera, en el marco referido, a la “Ley del Clima Europea”. De este modo, la naturaleza de la iniciativa incorpora las características propias de una Directiva en su dimensión material, utilizando la eficacia directa y la uniformidad de contenidos en todos los ordenamientos jurídicos de los Estados miembros que proporciona en su proyección formal un Reglamento comunitario.

Naturalmente, la “Ley Europea del Clima” viene precedida de sugerencias por parte de los órganos legislativos, y de los consultivos de la Unión, de conformidad con lo establecido en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea⁷. Así, observamos, además de la preceptiva propuesta de la Comisión Europea como institución que posee el monopolio de la iniciativa legislativa, los siguientes hitos procedimentales de interés: la transmisión del proyecto de esta norma a los Parlamentos nacionales, novedad que se incorpora en el Tratado de Lisboa de 2009⁸; el dictamen del Comité Económico y Social Europeo⁹ y el dictamen

del Comité de las Regiones¹⁰. Finalmente, la norma se adopta a través del procedimiento legislativo ordinario en el que concurren conjuntamente Parlamento y Consejo, trámite tributario del antiguo precedente de codecisión.

En cuanto a su estructura interna, la “Ley Europea del Clima” está compuesta por 40 considerandos y 14 artículos, cuya entrada en vigor tuvo efecto el 29 de julio de 2021.

La primera parte de los Considerandos destaca las iniciativas internacionales de diverso tipo, encaminadas a fortalecer la lucha contra el cambio climático, y en particular el Acuerdo de París¹¹, y la estrategia comunitaria de 11 de diciembre de 2019, publicada como Comunicación de la Comisión bajo el título “El Pacto Verde Europeo”¹², que estableció una nueva estrategia de crecimiento sobre la base de una economía verde, con el objetivo de proteger y mejorar el capital natural de la Unión, la salud y el bienestar de los ciudadanos, frente a los riesgos y efectos medioambientales. Repasan los Considerandos el conjunto de acciones que la legislación europea ha ido adoptan-

4 REGLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

5 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) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

6 Bruselas, 4.3.2020 COM(2020) 80 final 2020/0036 (COD) Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999 («Ley del Clima Europea»).

7 Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea VERSIÓN CONSOLIDADA 26.10.2012.

8 Tratado de Lisboa por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea y el tratado Constitutivo de la Comunidad Europea (2007/C 306/01).

9 Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre «Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999 (Ley Europea del Clima)», [COM(2020) 80 final — 2020/0036 (COD)], (2020/C 364/20). Ponente: Jan DIRX. Coponente: Tellervo KYLÄ-HARAKKA-RUONALA.

10 Dictamen del Comité Europeo de las Regiones — Ley Europea del Clima: establecer el marco para lograr la neutralidad climática, (2020/C 324/10).

11 Acuerdo de París, de 12.12.2015.

12 Bruselas, 11.12.2019 COM(2019) 640 final COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES El Pacto Verde Europeo.

do desde principios de los años 2000 sobre este tema, si bien, como es sabido, la política medioambiental comunitaria se integra en el Tratado (entonces Acta Única) en el año 1986 a través del reconocimiento de un conjunto de objetivos, principios, acciones e instrumentos normativos, presupuestarios y fiscales¹³, añadiendo por medio de su artículo 25 un Título VII¹⁴ (artículos 130 R, 130 S y 130 T) a la Tercera Parte del Tratado CEE.

Recuerda el Considerando 19 que la Resolución del Parlamento Europeo de 28 de noviembre de 2019 declara a nivel comunitario la situación de emergencia climática y medioambiental¹⁵, tras haber afirmado en el Considerando 16 que la Unión "es líder mundial en la transición a la neutralidad climática". Resolución en la que el Parlamento Europeo "declara una emergencia climática y ambiental" y, en consecuencia, solicita a la Comisión, los Estados miembros y las instituciones globales que "lleven a cabo las acciones concretas necesarias para luchar y contener esta amenaza antes de que sea demasiado tarde", urgiendo a la citada Comisión Europea a que "evalúe completamente el impacto ambiental de todas las propuestas legislativas y presupuestarias

relevantes", asegurándose de que todas aquellas propuestas "están alineadas con el objetivo de limitar el calentamiento global a menos de 1,5 grados adicionales, y que no contribuyen a la pérdida de biodiversidad". Mandatos como vemos de alcance muy general expresados en lenguaje de objetivos y propósitos, pero sin excesivos elementos metodológicos, documentales o materiales en apoyo de tal razonable y bienintencionada voluntad política.

Especialmente elocuente es el Considerando 34, dado que plantea la necesaria coordinación que debe existir entre los Estados y la Unión y sus instituciones a la hora de contribuir a dicha transición a la neutralidad climática, abarcando tanto a la seguridad energética y alimentaria; la necesidad de integrar los riesgos relacionados con el cambio climático en las decisiones sobre inversión y planificación; la rentabilidad y la neutralidad tecnológica a la hora de lograr las reducciones y absorciones de las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la resiliencia.

A juicio del legislador, corresponde a la Comisión, en el marco de la "Ley Europea del Clima", evaluar periódicamente los progresos

realizados por los Estados miembros hacia la consecución del objetivo de neutralidad climática, formulando Recomendaciones cuando considere que dichas medidas internas son incompatibles con aquel objetivo, o para incrementar la capacidad de cooperación de adaptación; fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad del cambio climático.

El Considerando 30 expresa la voluntad de asignar a la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del Tratado de Funcionamiento de la Unión¹⁶, con el propósito de establecer una trayectoria que permita alcanzar a la Unión cero emisiones netas de gases de efecto invernadero hacia el año 2050.

Por último, el Considerando 40 reconoce que el cambio climático es, por definición, un problema transfronterizo y exige una acción coordinada a nivel de la Unión para complementar y reforzar eficazmente las políticas nacionales.

En definitiva, la "Ley Europea del Clima", además de constituir una pieza de regulación central del paquete legislativo "Clean Energy Package"¹⁷, y de ser dentro del mismo el

13 Acta Única Europea.

14 Tratado de la Unión Europea, Título VII Medio ambiente.

15 Resolución del Parlamento Europeo, de 28 de noviembre de 2019, sobre la situación de emergencia climática y medioambiental (2019/2930(RSP)).

16 TFUE Artículo 290 1. Un acto legislativo podrá delegar en la Comisión los poderes para adoptar actos no legislativos de alcance general que completen o modifiquen determinados elementos no esenciales del acto legislativo. Los actos legislativos delimitarán de forma expresa los objetivos, el contenido, el alcance y la duración de la delegación de poderes. La regulación de los elementos esenciales de un ámbito estará reservada al acto legislativo y, por lo tanto, no podrá ser objeto de una delegación de poderes. 2. Los actos legislativos fijarán de forma expresa las condiciones a las que estará sujeta la delegación, que podrán ser las siguientes: a) el Parlamento Europeo o el Consejo podrán decidir revocar la delegación; b) el acto delegado no podrá entrar en vigor si el Parlamento Europeo o el Consejo han formulado objeciones en el plazo fijado en el acto legislativo. A efectos de las letras a) y b), el Parlamento Europeo se pronunciará por mayoría de los miembros que lo componen y el Consejo lo hará por mayoría cualificada. 3. En el título de los actos delegados figurará el adjetivo «delegado» o «delegada».

17 Dirección General de Energía Comisión Europea "Energía limpia para todos los europeos" 2019-07-26

Documentos:

- Clean energy for all Europeans (May 2019)
- Energy Performance of Buildings Directive 2018/844
- The recast Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001
- The revised Energy Efficiency Directive (EU) 2018/2002
- Governance of the Energy Union and Climate Action (EU) Regulation 2018/1999
- Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU) 2019/941
- Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU) 2019/942
- Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943
- Directive on common rules for the internal market for electricity (EU) 2019/944
- Clean energy for all Europeans – Communication COM(2016) 860 final and its Annex 1 and Annex 2 - translations

instrumento clave para la planificación, supervisión y seguimiento en el cumplimiento de los objetivos climáticos, en particular en materia de reducción de emisiones, mitigación y políticas de información “delegadas” de ejecución, en suma, de gobernanza, se aplica y proyecta no sólo hacia la política energética, sino a un conjunto de políticas y sectores interrelacionados entre sí, infraestructuras, residencial, movilidad, economía circular... que deben rendir cuentas periódicas a las instituciones europeas a través de la Comisión, quien evaluará el grado de cumplimiento, términos y objetivos de neutralidad climática exigidos por la norma.

En este último sentido, el artículo 1 de la “Ley Europea del Clima”, que regula su objeto y ámbito de aplicación, señala que el mismo tiene por fin el establecer “un marco para la reducción progresiva e irreversible de las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero por las fuentes y el incremento de las absorciones de gases de efecto invernadero por los sumideros reguladas en el Derecho de la Unión”.

El artículo 2 se rubrica “Objetivo de neutralidad climática”¹⁸, exigiendo que las emisiones netas deberán haberse reducido a cero a más tardar en el año 2050, en un marco de solidaridad entre los Estados miembros para alcanzar dichos objetivos. En este mismo contexto, el artículo 2.3 señala que la Comisión estudiará opciones en relación con un objetivo para 2030 de una reduc-

ción de emisiones entre el 50% y el 55% en comparación con los niveles de 1990¹⁹.

El artículo 4.5 se establece que a la hora de proponer el objetivo climático de la Unión para 2040 conforme al apartado 3 del mismo artículo, la Comisión considerará lo siguiente: a) la mejor y más reciente información científica, incluidos los últimos informes del IPCC y del Consejo Consultivo; b) las repercusiones sociales, económicas y ambientales, incluido el coste de la inacción; c) la necesidad de garantizar una transición justa y socialmente equitativa para todos; d) la eficiencia en términos económicos y de costes; e) la competitividad de la economía de la Unión, en particular de las pequeñas y medianas empresas y de los sectores más expuestos a las fugas de carbono; f) las mejores tecnologías disponibles, rentables, seguras y escalables; g) la eficiencia energética y el principio «primero, la eficiencia energética», la asequibilidad de la energía y la seguridad de abastecimiento; h) la equidad y solidaridad entre los Estados miembros y dentro de cada uno de ellos; i) la necesidad de garantizar la eficacia ambiental y la progresión a lo largo del tiempo; la necesidad de mantener, gestionar y ampliar los sumideros naturales a largo plazo y de proteger y recuperar la biodiversidad; k) las necesidades y posibilidades en materia de inversión; l) la evolución y los esfuerzos internacionales para alcanzar los objetivos a largo plazo del Acuerdo de París y el objetivo último de la CMNUCC; m) la infor-

mación existente sobre el presupuesto indicativo previsto de la Unión en materia de gases de efecto invernadero para el período 2030-2050 a que se refiere el apartado 4.

Para evaluar el cumplimiento de las medidas nacionales y los avances de la Unión, los artículos 6 y 7 de la “Ley Europea del Clima” establecen un calendario y plazos de cumplimiento que marcan sus etapas en el año 2023, y a partir de ahí cada cinco años, en términos de valoración pormenorizada de cumplimiento de objetivos de neutralidad climática. Sobre la base de esta información, la Comisión preparará sus informes y realizará las evaluaciones nacionales correspondientes, siendo asistida por AEMA (Agencia Europea de Medio Ambiente).

El cumplimiento de este objetivo ambicioso de neutralidad climática, y de conformidad con el espíritu del Tratado de París y, en general, del proceso post-Kioto, exige un compromiso amplio de la sociedad y no sólo de los Gobiernos, integrando todos los niveles públicos y privados en la identificación de prácticas y acciones que permitan alcanzar esos objetivos. Por consiguiente, los diálogos multinivel sobre clima y energía constituyen uno de los instrumentos de gobernanza esenciales en esta materia, que deben establecerse también a nivel nacional sobre la base de lo establecido en el artículo 11 del Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima²⁰, que determina que

18 Artículo 2 Objetivo de neutralidad climática

1. Las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero reguladas en el Derecho de la Unión estarán equilibradas dentro de la Unión a más tardar en 2050, por lo que en esa fecha las emisiones netas deben haberse reducido a cero y, a partir de entonces, la Unión tendrá como objetivo lograr unas emisiones negativas.

2. Las instituciones pertinentes de la Unión y los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias a escala de la Unión y nacional, respectivamente, para permitir la consecución colectiva del objetivo de neutralidad climática establecido en el apartado 1, teniendo en cuenta la importancia de promover tanto la equidad y la solidaridad entre los Estados miembros como la eficiencia en términos de costes a la hora de alcanzar dicho objetivo.

19 Ver nota 17.

20 REGLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

cada Estado miembro deberá prever en sus normas nacionales que las autoridades locales, las organizaciones de la sociedad civil, la comunidad empresarial y otras partes interesadas y el público en general, deberán formar parte activa de este proceso. Asimismo, el mencionado artículo 11 añade que los planes nacionales integrados de energía y clima podrán debatirse en el marco de ese diálogo.

Finalmente, la “Ley Europea del Clima” modifica, a través de su artículo 13, diversos preceptos del Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Una vez comentada en detalle la “Ley Europea del Clima” y puesta en valor su misión, debe destacarse la importancia del Reglamento de Gobernanza como elemento impulsor de la política energética comunitaria.

Podría decirse, sin ambages, que el Reglamento de Gobernanza es la pieza más novedosa del “Clean Energy Package”; pues, mientras que las directivas aprobadas en el Cuarto paquete revisan las recogidas en el Tercero, este instrumento normativo no encuentra precedente en la evolución del Derecho comunitario energético.

El Reglamento de Gobernanza incorpora en su regulación la previsión de aprobación por cada Estado miembro de un Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), genuino instrumento del que se carecía hasta la aprobación del Reglamento y que resulta fundamental para la planificación de la política energética a largo plazo, pues cada PNIEC ha de abarcar un periodo decenal.

Los PNIECs son instrumentos omni-comprehensivos, dado que deben recoger objetivos generales, específicos y contribuciones para cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, a saber: a) la descarbonización mediante la reducción de las emisiones y el fomento de las energías renovables; b) el aumento de la eficiencia energética; c) el refuerzo de la seguridad energética; d) la consolidación del mercado interior de la energía; y e) la promoción de la investigación, innovación y competitividad.

También guarda trascendencia que el Reglamento de Gobernanza determine que las políticas y medidas nacionales han de reflejar el principio de “primero, la eficiencia energética”. Un principio “por el cual en las decisiones de planificación, estrategia e inversión en materia de energía se deben tener plenamente en cuenta medidas alternativas en materia de eficiencia energética que sean eficientes en costes y que permitan dotar de mayor eficiencia a la demanda y el suministro de energía, en particular mediante ahorros de energía en el uso final eficientes, iniciativas para la respuesta de la demanda y una transformación, transmisión y distribución más eficiente de la energía, y que permitan alcanzar aun así los objetivos de dichas decisiones”.

Asimismo, destaca el mandato dirigido a los Estados miembros para que elaboren y comuniquen cada diez años estrategias a (muy) largo plazo, con una perspectiva de, al menos, 30 años.

Finalmente, cabe señalar que el Reglamento de Gobernanza también recoge una serie de obligaciones en materia de comu-

nicación de “información integrada” sobre aspectos muy diversos relacionados con el clima y la energía. En particular, se exige a los Estados miembros que sus informes de situación bienales abarquen los elementos siguientes: las políticas y medidas en materia de gases de efecto invernadero; las actuaciones nacionales de adaptación, el apoyo financiero y tecnológico proporcionado a países en desarrollo e ingresos procedentes de las subastas; el cumplimiento de los objetivos en materia de energías renovables y de eficiencia energética; los objetivos vinculados a cuestiones de seguridad energética; los objetivos y medidas relacionados con diversos aspectos del mercado interior de la energía²¹; la pobreza energética; así como la investigación, la innovación y la competitividad en materia de energía.

Se observa, pues, que la Ley de Cambio Climático aprobada en España el 20 de mayo de 2021 es adaptación al contexto nacional, en gran medida, de los objetivos y obligaciones que recoge el Reglamento de Gobernanza.

El paquete de medidas “Fit for 55” como vertebración jurídica del European Green Deal

Directamente vinculado con el propósito de modificar la legislación comunitaria vertebradora de los mercados energéticos a fin de incorporar objetivos, presupuestos y medidas de control climático, la Presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, en su primer discurso sobre el Estado de la Unión celebrado el 17 de septiembre de 2020, anunció la propuesta de aumentar el objetivo de reducción de emisiones hasta “al menos el 55 %”. Una propuesta que se

21 Aspectos tales como una mayor flexibilidad del sistema, la integración y el acoplamiento de los mercados con el objetivo de aumentar la capacidad negociable de las interconexiones existentes, redes inteligentes, agregación, respuesta de la demanda, almacenamiento, generación distribuida, mecanismos de despacho, de redespacho y de reducción, señales de precios en tiempo real, etc.

ha concretado a través de la Comunicación de la Comisión Europea, de 14 de julio de 2021, denominada “Objetivo 55” (más conocida por su versión inglesa “Fit for 55”)²².

La expresión “Fit for 55” remite al objetivo de reducción de las emisiones, en al menos el 55 % en comparación con los niveles de 1990, que la Unión Europea se ha fijado para 2030. El paquete de medidas propuesto tiene por objeto, precisamente, adaptar la legislación comunitaria en materia de clima y energía al referido objetivo²³.

Se trata de una ambición climática que se corresponde con lo reflejado en la “Ley Europea del Clima”, en la que se anuncia por medio de su artículo 2.3 que la Comisión Europea “estudiará opciones en relación con un nuevo objetivo para 2030 de una reducción de emisiones de entre el 50% y el 55% en comparación con los niveles de 1990”.

A este respecto, el Reglamento de Gobernanza determina, a través de su artículo 12.11, que “*el objetivo vinculante para toda la Unión de una reducción nacional de al menos el 40 % de las emisiones internas de gases de efecto invernadero en toda la economía, en comparación con*

los niveles de 1990, que deberá lograrse a más tardar en 2030”. Un objetivo que, por consiguiente, revisa al alza la Unión Europea de manera significativa mediante la “Ley Europea del Clima”.

Además, los objetivos a largo plazo marcados por el Reglamento de Gobernanza son solamente unas orientaciones de política regulatoria. Sin embargo, la “Ley Europea del Clima” establece en su artículo 1 la pretensión de alcanzar la neutralidad climática en 2050 como un objetivo vinculante, como recordábamos en el punto anterior. Anticipamos, asimismo, que en línea con el citado precepto comunitario, el artículo 3.2 de la Ley de Cambio Climático española establece con efectos jurídicos vinculantes que antes de 2050 y, en todo caso, en el más corto plazo posible, España debe alcanzar la neutralidad climática, con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente asumidos.

Dicho lo cual, el paquete “Fit for 55” se plantea como un conjunto de propuestas interconectadas, todas ellas orientadas hacia el mismo objetivo de garantizar una transición justa, competitiva y ecológica hasta 2030 y en años sucesivos. En general, el paquete

refuerza ocho actos legislativos existentes y presenta cinco nuevas iniciativas en una amplia gama de ámbitos políticos y sectores económicos, a saber: clima, energía y combustibles, transporte, edificios, uso de la tierra y silvicultura. La combinación de políticas elegida trata de guardar un equilibrio, tarea siempre dificultosa, entre los siguientes elementos: fijación de precios, objetivos, normas y medidas de apoyo.

La razón de ser del paquete “Fit for 55” radica, pues, en la necesidad de reformar parcialmente las políticas sectoriales de la Unión Europea y dotar tales reformas de soporte jurídico a fin de lograr el objetivo de reducción de emisiones propuesto para 2030. El incremento es, nótese, de un 15% si se compara el “Fit for 55” con el Reglamento de Gobernanza, implicando la adición de cada punto porcentual un esfuerzo de dimensiones considerables si se tiene presente el volumen de inversiones necesario, así como el conjunto de disposiciones normativas a modificar.

En definitiva, el “Fit for 55” constituye un relevante paquete de medidas e iniciativas en conexión con el European Green Deal impulsado por la Comisión.

22 COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES «Objetivo 55»: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática, COM(2021) 550 final.

23 El paquete de medidas «Fit for 55» incluye las siguientes propuestas legislativas e iniciativas estratégicas:

- la revisión del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE), en particular su ampliación al transporte marítimo, la revisión de las normas sobre emisiones de la aviación y el establecimiento de un régimen de comercio de derechos de emisión independiente para el transporte por carretera y los edificios,
- la revisión del Reglamento de reparto del esfuerzo en lo que respecta a los objetivos de reducción de los Estados miembros en sectores no incluidos en el RCDE UE,
- la revisión del Reglamento sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (UTCUTS),
- la revisión de la Directiva sobre fuentes de energía renovables,
- la refundición de la Directiva de eficiencia energética,
- la revisión de la Directiva sobre la infraestructura para los combustibles alternativos,
- la modificación del Reglamento por el que se establecen normas sobre las emisiones de CO₂ para turismos y furgonetas,
- la revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía,
- un mecanismo de ajuste en frontera por carbono,
- la iniciativa ReFuelEU Aviation para unos combustibles de aviación sostenibles,
- la iniciativa FuelEU Maritime para un espacio marítimo europeo verde,
- un fondo social para el clima.

Ley de Cambio Climático y Transición Energética

La Ley de Cambio Climático que bajo el título de “cambio climático y transición energética” ha impulsado el Gobierno contiene un conjunto de objetivos, principios y previsiones legales, de carácter fundamentalmente programático, acomodada a las obligaciones de España con relación al cumplimiento del Reglamento de Gobernanza o “Ley climática europea”.

Antes de proceder a analizar la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, es importante tener presente otras leyes nacionales de países de la Unión, adoptadas algunas con carácter previo al Reglamento de Gobernanza a la “Ley Europea del Clima”, que regulaban e incluían algunos de los preceptos hoy recogidos en la norma recientemente promulgada²⁴.

La estructura de la norma es la convencional en este tipo de disposiciones legislativas, si

bien con vocación de ley marco, siguiendo el espíritu y la configuración jurídica que expresa la norma europea de referencia, el Reglamento europeo sobre Gobernanza, que constituye el parámetro de legalidad de la misma.

La Ley contiene una exposición de motivos dividida en cuatro apartados, IX títulos de parte dispositiva integrada por 40 artículos, nueve disposiciones adicionales, tres transitorias, una disposición derogatoria y quince disposiciones finales.

La Ley se acompaña de una memoria justificativa, como es preceptivo legalmente, donde se lleva a cabo un análisis sobre la oportunidad de la norma aludiendo al marco jurídico internacional y de la Unión Europea en la materia; el correspondiente análisis de las alternativas legislativas que pudieran existir o normativas de inferior rango; el marco macroeconómico sobre cuyo impacto se deben reflejar los objetivos de

esta ley tanto en términos de inversiones, respectivamente por los sectores público y privado; de ahorro y eficiencia energética; de apoyo y promoción de las energías renovables; de impulso y desarrollo de las redes de electrificación, y otras medidas, como lo relativo a la mejora de la calidad del aire y de la protección de la salud.

Como antes señalábamos, la norma, si bien adopta el carácter de ley marco o ley de cabecera normativa, dado que la misma tiene muy amplios objetivos de carácter económico o macroeconómico y sus disposiciones alcanzan a un gran número de sectores en su regulación, sectores claves de la vida económica de la nación como el transporte, la energía, el agua o la edificación y las infraestructuras, en algunos casos plantea conflictos en su regulación con previsiones contenidas en normas de carácter sectorial y, por consiguiente, habrá que acomodar tales previsiones en favor de la nueva disposición, por tener un carácter programáti-

24 Paradigmática tanto por su antigüedad como por su innovación es la UK Climate Change Act adoptada en el año 2008, predecesora de todas las posteriores y pionera en el aspecto de dirigirse al largo plazo en los objetivos de descarbonización y que ha inspirado un cómputo de leyes marco nacionales que siguen a su adopción en 2008. Austria estableció su Ley en noviembre de 2011 y Bulgaria en marzo de 2014, aunque ambos países las formularon apoyando su redacción sólo con objetivos a corto plazo.

Dinamarca adoptó este marco legal en junio de 2014, pero aplazando el establecimiento de objetivos a una estrategia de adaptación general. De esta forma, el gobierno estableció un objetivo nacional para 2050 de generar el 100 % de su energía total (electricidad, calefacción, industria y transporte) a partir de fuentes renovables. Esta Ley danesa anterior a París ya está siendo reemplazada por una más ambiciosa: el 6 de diciembre de 2019 una amplia mayoría adoptó un acuerdo político sobre una nueva ley, que ahora compromete a Dinamarca con el objetivo global de mantenerse por debajo de 1,5°C y neto-cero emisiones para 2050. Un grupo de Estados miembros de la UE también había aprobado leyes con un enfoque a largo plazo en 2015 (por ejemplo, Finlandia, Francia, Irlanda). A estos se unieron Suecia a principios de 2017 y los Países Bajos y Alemania en 2019. Igualmente, merecen ser destacadas las leyes climáticas aprobadas por Luxemburgo y Croacia, tratándose en ambos casos de normas enmarcadas en estrategias de adaptación al cambio climático con un horizonte temporal a muy largo plazo (2070). En total, la mayoría de los Estados miembros de la UE han adoptado leyes climáticas nacionales o se están preparando o considerando su adopción. Todas las leyes aprobadas desde el Acuerdo de París incluyen de manera destacada la perspectiva a largo plazo. En tal sentido, Dinamarca no es el único país que ya ha mejorado su ley climática original. El Reino Unido y Francia también revisaron la legislación existente para fortalecer el objetivo a largo plazo (es decir, a cero emisiones en 2050) en 2019 y otros están considerando actualizaciones (por ejemplo, Austria, Finlandia e Irlanda).

No obstante, encontramos otros casos en que no existe aún una norma general en esta materia. Así, el caso de Bélgica resulta singular; pues cada una de las zonas regiones en las que administrativamente se divide el país (Bruselas capital, la región flamenca y la región valona) ha establecido sus propios objetivos climáticos. En concreto, la Región Valona ha fijado en un 30 % la reducción gases de efecto invernadero para 2020 y entre un 80 % y un 95 % para 2050, de conformidad con su Decreto de 20 de febrero de 2014. La Región Flamenca comparte el objetivo de reducción para 2050, pero fija una reducción del 40 % para 2020 en su “Flemish Climate and Energy Pact” de 1 de diciembre de 2016. Y, en lo que a la Región de Bruselas-capital se refiere, establece un objetivo del 32 % para 2030 en el marco del “Brussels Code of Air, Climate and Energy Management” aprobado el 2 de mayo de 2013. Por lo expuesto, cabe criticar la excesiva fragmentación existente en una cuestión de capital importancia, como es la climática, considerándose necesaria la adopción de una ley de carácter federal que, con alcance sobre todo el territorio, establezca objetivos armonizados y ambiciosos.

co más general o de cabecera normativa, o resolver el precitado conflicto normativo en los términos más adecuados en Derecho.

Contenido Preambular

La Ley de Cambio Climático se inicia con una exposición de motivos dividida en cuatro apartados:

- a) El primero comienza recordando los compromisos internacionales existentes y, en particular, los propios del sistema de Naciones Unidas, donde se diferencia entre la senda real de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y las obligaciones asumidas por los Estados Parte del Acuerdo de París de 2015²⁵.

Finaliza este primer apartado apelando a que España ofrezca respuestas solidarias e inclusivas a los colectivos más afectados por el cambio climático y la transformación de la economía, así como facilitar las señales adecuadas para atraer la confianza de los inversores, siendo para ello imprescindible asegurar las condiciones de contorno que permitan orientar las sendas de cumplimiento.

- b) En su segundo apartado, la exposición de motivos se centra en los tratados que integran el marco normativo internacional: Acuerdo de París de 2015; el desarrollo de sus reglas en Katowice²⁶;

la 25ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que acogió Madrid en 2019²⁷; y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible²⁸. Esta amplia normativa internacional establece, a juicio del Proyecto legislativo, “una arquitectura sólida y universal que tiene como objetivos globales mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia”. Se concluye en este punto subrayando que para alcanzar estos objetivos todos los países se comprometieron a presentar sus contribuciones nacionales de orden climático. Dentro de este título se cita de forma especial la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, donde el capítulo de Gobernanza ocupa un lugar central.

Como antes señalábamos, la Unión Europea se ha dotado de un marco jurídico amplio que le permitirá mantenerse a la vanguardia en la transición y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 en un 40 % que, en virtud del paquete “Fit for 55”, se incrementará hasta un 55 %.

Asimismo, la Comunicación de la Unión Europea relativa al Pacto Verde

Europeo (“The European Green Deal”) establece una nueva estrategia de crecimiento que persigue transformar la Unión Europea en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de sus recursos con la finalidad de convertirla en el primer continente neutro climáticamente en el año 2050. Para alcanzar ese objetivo la Comisión ha propuesto la citada “Ley del Clima Europea” y un Plan de Acción sobre finanzas sostenibles²⁹.

- c) Seguidamente, en el apartado tercero se incide en que la Ley de Cambio Climático responde al compromiso asumido por España en el ámbito internacional y europeo, y cómo esto representa una oportunidad desde el punto de vista económico y social.

Enumera este apartado las ventajas que conllevará la profunda transformación que producirá la obligación de limitar las emisiones. Esta transformación económica de carácter climático afectará sobre todo al sistema energético y a la necesaria mejora de la eficiencia energética de la economía. Esto deberá hacer descender por ende la dependencia energética de España.

Una iniciativa legislativa que, por tanto, establece las pautas regulatorias básicas para vertebrar la transición a una economía más eficiente y basada en tecnologías renovables, con proyección en to-

25 El Secretario General de Naciones Unidas recuerda también en sus intervenciones públicas de manera periódica, la necesidad de responder urgentemente a la amenaza del cambio climático y rectificar la senda de las políticas actuales, menos ambiciosas en esta materia. En el anterior sentido, menciona la norma las conclusiones actualizadas de la comunidad científica recogidas, fundamentalmente, en el Informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) publicado el 8 de octubre de 2018, relativo a los impactos de un calentamiento global.

26 Cumbre del Clima (COP24) de Katowice 15.12.2018.

27 Nota de Prensa del Ministerio para la Transición Ecológica sobre la COP25, de 15 de diciembre de 2019.

28 Agenda 2030 para el desarrollo sostenible.

29 Finanzas sostenibles: Plan de Acción de la Comisión para una economía más ecológica y más limpia Bruselas, 8 de marzo de 2018.

dos los sectores, que deberá movilizar, a juicio del legislador, más de 200.000 millones de euros de inversión e incrementar el empleo neto entre 250.000 y 350.000 personas en los períodos precitados.

- d) En su cuarto y último apartado, la exposición de motivos resume la estructura y contenido de la norma en términos habituales, desde el punto de vista técnico-jurídico.

Contenido dispositivo

Estructura

La norma proyectada consta de una parte dispositiva integrada por 40 artículos distribuidos en un título preliminar y IX títulos, nueve disposiciones adicionales, tres transitorias, una disposición derogatoria y quince disposiciones finales.

Antes de pasar a enumerar los contenidos de los diferentes títulos debemos destacar que gran parte de las disposiciones la Ley española recogen y complementan el Reglamento comunitario. Cabe recordar que el

artículo primero del mismo dispone: *“El presente Reglamento establece un objetivo vinculante de neutralidad climática en la Unión de aquí a 2050”*³⁰. Así, con el objetivo de lograr la “neutralidad climática” a la que se hace referencia en reiteradas ocasiones en la “Ley Europea del Clima”, la Ley española desarrolla en profundidad dichos aspectos, principalmente en el Título II, que recoge disposiciones relativas a la generación de electricidad con energías procedentes de fuentes renovables y a la eficiencia energética; el Título III, donde aborda las medidas relacionadas con la transición energética y los combustibles; el Título IV que regula a cuestiones relativas a la movilidad sin emisiones y transporte; el Título VII donde ofrece señales para la movilización de recursos en la lucha contra el cambio climático y la transición energética; y el Título VIII que aborda la implicación de la sociedad española en las respuestas frente al cambio climático y la promoción de la transición energética.

Principios generales

El Título Preliminar contiene las disposiciones generales. En su artículo 1 define el objeto de la Ley y, en el artículo 2 define los

principios rectores de aplicación en materia de energía y clima³¹.

Este apartado de principios generales es, a nuestro juicio, muy importante, porque en gran medida la construcción del Derecho medioambiental se ha ido edificando cuidadosamente desde la formulación, desarrollo, y recepción jurisprudencial de los principios generales.

El Tratado de la Unión Europea, con ocasión de la reforma del Acta Única, donde se integran entre otras políticas la medioambiental, es un buen ejemplo de ello. Ahora bien, es necesario definir con precisión qué se entienden por principios, cuáles deben ser estos, en qué términos deben expresarse sus contenidos, cuáles son sus efectos, y en qué medida se vinculan al resto de los principios reconocidos en el mismo ámbito jurídico y político sectorial, a fin de proyectarse con eficacia en el conjunto de la regulación del sector del que se trate. Si esto no ocurre, el riesgo es que se confundan objetivos con principios, políticas con normas, medidas con acciones.

El Derecho de la Energía y el del Cambio Climático tienen claros elementos de inte-

³⁰ Nota 17.

³¹ En concreto, se citan los siguientes:

- a) Desarrollo sostenible.
- b) Descarbonización de la economía española, entendiendo por tal la consecución de un modelo socioeconómico sin emisiones de gases de efecto invernadero.
- c) Protección del medio ambiente, y aplicación del principio “quien contamina, paga”.
- d) Cohesión social y territorial, garantizándose, en especial, la armonización y el desarrollo económico de las zonas donde se ubiquen las centrales de energías renovables respetando los valores ambientales.
- e) Resiliencia.
- f) Protección y promoción de la salud pública.
- g) Accesibilidad universal.
- h) Protección de colectivos vulnerables, con especial consideración a la infancia.
- i) Igualdad entre mujeres y hombres.
- j) Mejora de la competitividad de nuestros sectores productivos y certidumbre para las inversiones.
- k) Precaución.
- l) No regresión.
- m) La mejor y más reciente evidencia científica disponible, incluyendo los últimos informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), de las Naciones Unidas.
- n) Calidad y seguridad de suministro de energía.
- o) Cooperación, colaboración y coordinación entre las Administraciones Públicas.

relación en el reconocimiento de principios generales, siéndoles algunos comunes, y otros propios de cada una de las respectivas disciplinas. Ello es así porque lo vemos de manera inequívoca en las normas que estudiamos; y, en particular, en el Reglamento de Gobernanza adoptado con la pretensión de constituir una ley-marco sobre cambio climático en Europa, así como en la Ley española, que es en gran medida consecuencia directa de aquél y de la política y estrategia comunitaria adoptada en favor de la lucha contra el cambio climático.

Por todo lo anterior, resulta necesario hacer un análisis detallado de cuáles podrían ser los principios aceptables en materia de cambio climático, qué contenidos deberían recoger y cuáles de ellos guardan conexión con el Derecho de la Energía.

La Ley de Cambio Climático española reconoce quince principios. Algunos son objetivos comunitarios e incluso valores de la Unión Europea, como el a) “desarrollo sostenible”; un objetivo, como el b) “descarbonización de la economía”, o el c) “protección del medio ambiente, preservación de la biodiversidad, y aplicación del principio «quien contamina, paga»”, o el d) “cohesión económica y territorial”. Otros son principios de carácter general, como el h) “protección de colectivos vulnerables con especial consideración a la infancia”, el i) “igualdad entre hombres y mujeres” o el ñ) “cooperación y colaboración entre las Administraciones Públicas”. Será, por tanto, necesario definir con

mayor claridad y explicar su contenido en materia de principios, elementos clave para informar el conjunto del ordenamiento sectorial de que se trate, y necesario parámetro de legalidad del mismo.

A tales efectos, recordemos con carácter general la clasificación clásica de principios jurídicos ofrecida por Wróblewski, entre principios explícitos, implícitos y extrasistemáticos de ordenamientos, según deriven de disposiciones normativas o representen la optimización de ordenamientos derivados. Es clásica también la distinción entre principios y reglas o pautas de actuación. En la doctrina española general, el profesor Prieto, entre otros, ha profundizado en la clarificación de esta materia, y en la esfera del derecho energético reciente los profesores Parejo y Del Guayo han ahondado en las diferentes vertientes de este tema.

Principales disposiciones del texto legal

En el Título Primero (artículos 3 a 6) la norma regula los instrumentos de planificación de la transición energética y establece los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, los de promoción de las energías renovables y electrificación de la economía en tal sentido y los objetivos que se esperan alcanzar en materia de aumento de la eficiencia energética en los escenarios temporales 2030 y 2050, constituyendo de hecho el cuerpo central programático que se corresponde con los contenidos del Regla-

mento de Gobernanza europeo. Asimismo, enumera las acciones que el Gobierno habrá de adoptar para impulsar la digitalización de la economía que contribuyan a lograr los objetivos de descarbonización, en el marco de la estrategia España Digital 2025.

Como es sabido, las emisiones del conjunto de la economía española del año 2030 deberían reducirse al menos en un 23 % respecto de las existentes en el año 1990. y alcanzarse una penetración de las energías de origen renovable en el consumo de energía final al menos en un 42 % y un sistema eléctrico con al menos el 74 % generación a partir de energías renovables.

No obstante, de conformidad con el artículo 2.3 de la “Ley del Clima Europea”, la Comisión Europea ha revisado el objetivo de la Unión para 2030 en materia de clima a que se refiere el artículo 2.11 del Reglamento de Gobernanza a la luz del objetivo de neutralidad climática, concluyendo que necesario un nuevo objetivo para 2030 de una reducción de emisiones del 55 % en comparación con los niveles de 1990.

El órgano encargado de supervisar el cumplimiento de los objetivos anteriormente mencionados será, según el artículo 3.3, el Consejo de Ministros (en la Unión Europea, según los art 2.3 y 2.4 de “Ley del Clima Europea”, será la Comisión Europea la encargada de revisarlos)³², que podrá revisar “al alza” los objetivos mencionados anteriormente, con el fin de cumplir el Acuerdo

32 Bruselas, 4.3.2020 COM(2020) 80 final 2020/0036 (COD) Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999 («Ley del Clima Europea»).

Art 2.3 A más tardar en septiembre de 2020, la Comisión revisará el objetivo de la Unión para 2030 en materia de clima a que se refiere el artículo 2, apartado 1 I, del Reglamento (UE) 2018/1999 a la luz del objetivo de neutralidad climática establecido en el artículo 2, apartado 1, y estudiará opciones en relación con un nuevo objetivo para 2030 de una reducción de emisiones de entre el 50 % y el 55 % en comparación con los niveles de 1990. Si la Comisión considera necesario modificar ese objetivo, presentará propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo, según proceda.

Art 2.4. A más tardar el 30 de junio de 2021, la Comisión evaluará cómo habría que modificar la legislación de la Unión por la que se aplica el objetivo de la Unión para 2030 para que se pueda lograr una reducción de las emisiones del 50 % al 55 % en comparación con 1990 y alcanzar el objetivo de neutralidad climática contemplado en el artículo 2, apartado 1, y estudiará la posibilidad de adoptar las medidas necesarias, incluso propuestas legislativas, de conformidad con los Tratados.

de París, la normativa de la Unión Europea y adaptarse a la evolución de los avances tecnológicos y de conocimiento científico.

Un elemento central de todo lo comentado reside en el desarrollo normativo de estos instrumentos de planificación y carácter programático, verdadero test de concreción de la virtualidad de la norma española. En tal sentido, y así, por ejemplo, en el artículo 4, sobre planes nacionales integrados de energía y clima, el punto 1 exige la elaboración de sendos reales decretos e informes del Consejo de Ministros, donde se desarrollen las medidas correspondientes para alcanzar los objetivos propuestos. Igualmente, el artículo 5, sobre estrategias de descarbonización, se debe traducir en un real decreto del que se informará al Congreso de los Diputados y al Senado (art. 5.2).

El Título Segundo (artículos 7 y 8) regula determinadas medidas en el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética, tanto en lo relativo a la convocatoria de procedimientos de otorgamiento de derechos económicos para el aumento de la capacidad de instalaciones renovables, como para el relativo al dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en nuevas concesiones que deberán tener como prioridad el apoyo y la integración de las tecnologías renovables no gestionables del sistema eléctrico en particular las centrales hidroeléctricas reversibles.

A estos efectos, y en el orden práctico normativo, el artículo 7.2 exige la adopción de un decreto donde se establezcan "las condiciones técnicas para llevar a cabo el bombeo, almacenamiento y turbina" para maximizar la integración de las energías renovables; o, dicho en otros términos, para hacer efectivo el carácter de la previsión normativa que la Ley pretende modificar.

Igualmente, el artículo 8 exige un marco reglamentario de desarrollo fundamental, a los efectos de hacer efectivo el carácter de esta propuesta legislativa en esta materia.

El Título Tercero (artículos 9 a 13) se focaliza en lo relativo a combustibles y transición energética y por tanto aborda los temas relativos a nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesión de explotación para por utilización de fracturación hidráulica, estableciendo previsiones normativas restrictivas en esta materia. También sobre lo relativo determinados productos energéticos de origen fósil o beneficios fiscales de productos energéticos de esta naturaleza, acotando los mismos por motivos de interés social o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas. En otras palabras, se establece un principio de subsidiariedad inverso en lo relativo a la utilización o activación de estas tecnologías o recursos siempre y cuando no haya una alternativa de carácter de generación renovable que pueda servir a los objetos de integración en el sistema. En este mismo Título Tercero se establecen previsiones relativas a la utilización y fomento de combustibles alternativos de carácter sostenible en el ámbito de la movilidad aérea.

En este Título son diversas las exigencias de realización de informes, generalmente con carácter de planes especiales, para la concreción de los objetivos propuestos, tanto en materia de beneficios fiscales, como en la promoción o desarrollo de instalaciones por medio de gases renovables y la aplicación de su sistema de certificación y otros. Asimismo, el artículo 13.2 exige el desarrollo reglamentario en lo relativo al suministro de biocarburantes en el transporte aéreo, entre otros, en lo referente a combustibles renovables de origen no biológico. Del mismo modo, el artículo 13.2.b) precisa de la

preparación de un real decreto al efecto de elaborar un sistema de certificación de control de las obligaciones de sostenibilidad en el transporte aéreo.

El Título Cuarto (artículos 14 a 16) se centra en la movilidad sostenible o movilidad sin emisiones tanto en lo relativo a medidas que deben tomarse en el contexto de la planificación de Ordenación Urbana, como en el ámbito de las Comunidades Autónomas, señalándose en particular previsiones de singular importancia en el ámbito de la recarga para el fomento de la instalación de puntos de movilidad eléctrica y de las autopistas del mar. Se trata en definitiva de promover un conjunto de infraestructuras o de corredores de infraestructuras verdes apoyados en la movilidad sostenible. En lo relativo a este Título, se exigen también modificaciones normativas, de especial importancia, para la viabilidad de las previsiones establecidas en el mismo, en temas de planteamiento para la implantación de un modelo de transición energética en la movilidad urbana. En particular, nos remitimos al artículo 15, puntos 2, 3, 5, 6, 7, 8 y 9, que exigen la preparación de sendos reglamentos u órdenes ministeriales para la puesta en marcha efectiva de estas medidas.

El Título Quinto (artículos 17 a 26) regula determinadas materias de carácter interadministrativo en cuanto a la coordinación de las administraciones para el establecimiento de medidas en apoyo de la conservación de la energía y fomento de una planificación económica sostenible, medidas de protección de la biodiversidad, impacto ambiental y política agraria, desarrollo rural y la necesidad de incentivar la participación de propietarios y gestores públicos.

En el artículo 17. Se desarrolla el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático

(PNACC)³³, siendo el equivalente al artículo 4.2 de la “Ley del Clima Europea” sobre medidas de adaptación al cambio climático que dispone que los Estados miembros deben desarrollar y aplicar estrategias y planes de adaptación que incluyan marcos globales de gestión de riesgos, basados en bases de referencia sólidas en materia de clima y vulnerabilidad y en la evaluación de los progresos realizados. El PNACC desarrollado en el artículo 17 es el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático en España. En él se definen los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático, incluida la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales. Encontramos así regulados sus objetivos específicos (art 17.2), su contenido básico (art 17.3), su aprobación (art 17.4), su desarrollo (art 1.5, .6, .7 y .8).

El Título Sexto (artículos 27, 28 y 29) está destinado a regular los aspectos relativos a las Estrategias y Convenios de Transición Justa, derivados en gran medida del Acuerdo de París, alcanzado a través de un tratado internacional como es bien sabido por la mayor parte de la comunidad internacional jurídicamente organizada, así como las cuestiones vinculadas al cese de la producción de carbón nacional. En el mismo se señala que la Estrategia de Transición Justa, sería, en opinión del legislador, el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades de la actividad y el empleo de transición hacia una economía baja en emisiones de efecto invernadero. Dicha Estrategia se aprobará por el Gobierno cada cinco años, previa consulta a Comunidades Autónomas y agentes sociales.

La Ley española regula así determinadas medidas de transición justa de forma lógicamente más extensa que la que resulta de la “Ley del Clima Europea”, que dispone sucintamente en su artículo 3.3.h que la Comisión observará para lograr una “trayectoria a nivel de la Unión” para alcanzar la neutralidad climática la necesidad de garantizar una transición justa y socialmente equitativa.

El Título Séptimo (artículos 30 a 34) regula la movilización de los recursos públicos para la lucha contra el cambio climático y la transición energética estableciendo que un porcentaje de los Presupuestos Generales del Estado, cumpliendo el Marco Financiero Plurianual de la Unión Europea, deberían tener impacto positivo en la lucha contra el cambio climático. Se define también el uso de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y se incluyen una serie de medidas relacionadas con la contratación pública, así, medidas para reorientar los flujos de capital, previendo, igualmente, una serie de obligaciones de información para el Banco de España, la CNMV y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, así como para los Operadores de Sistemas.

Los Títulos Octavo y Noveno (artículos 35 a 40) abordan cuestiones relativas a educación, investigación, innovación y gobernanza y participación pública. El artículo 37 crea el Comité de Expertos de Cambio Climático y Transición Energética, órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático y elaborar anualmente un informe al Congreso, desarrollando su actividad con plena autonomía respecto de la Administración General del Estado.

Por último, en relación con las disposiciones recogidas en la Ley de Cambio Climático *in fine*, pueden destacarse los siguientes aspectos:

- a) La disposición adicional primera, excluye del ámbito de aplicación de esta ley los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad. Puede llegar a ser comprensible la referida exclusión, aunque no por ello deja de ser cuestionable.
- b) La disposición adicional segunda establece una obligación a la Administración del Estado para desprenderse de activos industriales de origen fósil. Así, se señala que *“en el plazo de dos años desde la entrada en vigor de esta ley, el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborarán un estudio del estado de situación y una propuesta de calendario para que la Administración General del Estado y los organismos y entidades que conforman el sector público estatal se desprendan de participaciones o instrumentos financieros de empresas o entidades cuya actividad mercantil incluya la extracción, refinado o procesamiento de productos energéticos de origen fósil”*, cuya ejecución debe ser medida cuidadosamente a fin de no alterar los equilibrios de nuestro aprovisionamiento energético ni exigencias de la seguridad energética nacional en el marco de nuestros intereses estratégicos.
- c) La disposición adicional quinta impulsa la economía circular determinando que

33 Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030 Borrador 30 abril 2020.

el Gobierno remita a las Cortes, en un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta ley, un Proyecto de Ley de Residuos y Suelos Contaminados y que desarrolle Planes de Acción trienales que incluyan medidas de acción sectorial alineadas con los objetivos climáticos acordados por el Acuerdo de París, las líneas de actuación del "European Green Deal", los objetivos de la estrategia de la Comisión Europea sobre economía circular y los objetivos de la propia Estrategia Española de Economía Circular. Una previsión acertada, pues la economía circular será capital en el futuro más inmediato y, por ello, resulta esencial que se planifique y legisle en este sentido con la debida anticipación.

d) La disposición adicional séptima establece que, en el plazo de seis meses desde la aprobación de esta ley, el Gobierno constituirá un grupo de personas expertas para evaluar una reforma fiscal que valorará la fiscalidad verde. Una iniciativa fundamental, la ordenación de una fiscalidad energética coherente y adaptada a la circunstancia tecnológica actual, que no se debería demorar en su puesta en marcha.

e) La disposición final tercera prevé la modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la comunicación sobre toma de participaciones de grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural. Se trata, pues, de una medida de carácter intervencionista con el objeto de controlar determinadas adquisiciones societarias realizadas por parte de los gestores de las redes energéticas, por el impacto estratégico que ello pudiera guardar.

f) La disposición final octava recoge que, con el fin de reforzar y complementar el cumplimiento de las medidas de promoción de la movilidad sin emisiones establecidas en esta ley, el Gobierno presentará a las Cortes Generales un proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte. Una medida favorable para el mantenimiento de la seguridad jurídica.

g) La disposición final undécima establece que *"en el plazo de doce meses desde la entrada en vigor de esta ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en ejercicio de sus respectivas competencias, presentarán una propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía"* que impulse determinados aspectos, entre los que sobresalen la participación de la demanda en el mercado eléctrico, ya sea de forma individual o agregada, la flexibilidad de la generación, el almacenamiento, los mercados locales de energía, así como el acceso de los consumidores de energía a sus datos. Un plazo de difícil cumplimiento, pero cuestiones, todas ellas, de la mayor importancia.

Por último, y sin perjuicio del análisis general de la Ley realizado en estas páginas apuntando sus líneas generales, y su vinculación directa con el derecho europeo del que en gran medida trae causa, y la descripción y ponderación del conjunto de su articulado, no puede dejar de recordarse que el modelo de transición energética no supone un mero cambio tecnológico de unas industrias, o innovaciones tecnológicas, por otras, como sucedió regularmente durante el pasado en la secuencia que trae causa desde la revolución industrial, al incorporar a la provisión energética, después del carbón y el petróleo, las grandes plantas hidroeléctricas, la energía

nuclear o las centrales de ciclo combinado en tiempos más cercanos, o el desarrollo de las denominadas tecnologías limpias o renovables, a cuya cabeza, en términos de liderazgo por capacidad instalada, se encuentran la energía eólica y la solar fotovoltaica. Por el contrario, una novedad central de la transición energética no es la mera sustitución de un tipo de energía por otra, ni incluso -con ser uno de sus factores principales- el progresivo desplazamiento de la energía producida por combustibles fósiles en favor de tecnologías plenamente compatibles con los objetivos de descarbonización. Se trata también de poner en relación a dichas tecnologías limpias con otros sectores conexos al energético e interdependientes con el mismo en el nuevo modelo, sea el transporte a través de la movilidad eléctrica o mediante hidrógeno u otro tipo de novedades tecnológicas ofrecidas en este campo; o la nueva edificación, atendiendo a las exigencias de la eficiencia energética y las aplicaciones de descarbonización; o las aplicaciones industriales inherentes al modelo de economía circular; o las plataformas digitales y soluciones de almacenamiento avanzadas que contribuyan, junto a la energía solar, a impulsar los nuevos modelos de comunidades energéticas, no suficientemente recogido en el texto legal.

Por otra parte, hubiera sido deseable realizar una mención más expresa y categórica, como soporte de una regulación ulterior más detallada, sobre novedades centrales que incorpora el modelo de transición, llámese hidrógeno verde; agregadores de la demanda del suministro eléctrico; soluciones de almacenamiento en los distintos eslabones de la cadena de valor de la energía; y las comunidades energéticas, que serán sin duda uno de los protagonistas principales del futuro modelo de transición energética. ■

ANEXO I: Objetivos establecidos por la ley de cambio climático sujetos a plazo

Artículo de la Ley 7/2021	Objetivo recogido en la Ley 7/2021	Plazo establecido por la Ley 7/2021
15	Las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes, en determinadas condiciones, instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica	Deberán prestar servicio en el plazo determinado por la Ley 7/2021 (en 27 meses, en 21 o meses o desde la puesta en funcionamiento de la instalación)
15.10	Infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos en edificios residenciales	Antes del 1 de enero de 2023
14.1	El PNIEC fijará objetivos de vehículos con nulas o bajas emisiones directas de CO ₂	2030
3.1	Reducir las emisiones en, al menos, un 23%	2030
3.1	Penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42%	2030
3.1	Sistema eléctrico con, al menos, un 74% de generación a partir de energías de origen renovables	2030
3.1	Disminuir el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5%	2030
14.1	Turismos y vehículos comerciales ligeros libres de CO ₂	2050
3.2	Neutralidad climática	Antes de 2050 y, en todo caso, en el más corto plazo posible

ANEXO II: Materias recogidas en la ley de cambio climático que son objeto de desarrollo reglamentario

Artículo de la Ley 7/2021	Materia objeto de desarrollo	Procedimiento de tramitación	Plazo establecido por la Ley 7/2021
3.2	Estrategia de Descarbonización a 2050	Real decreto	N/A
7.2	Condiciones técnicas centrales hidroeléctricas	Reglamentariamente	N/A
11	Calendario ayudas origen fósil	Acuerdo de Consejo de Ministros	N/A
12.1	Fomento gases renovables	Planes específicos	N/A
13	Integración energías renovables y combustibles alternativos	Reglamentariamente	N/A
14.3	Planes de movilidad urbana sostenible	N/A	Antes de 2023
15.1	Información puntos de recarga eléctrica acceso público	N/A	Antes del 22 de mayo de 2022
15.6	Listado de instalaciones existentes de suministro de combustibles y carburantes obligadas	Orden ministerial	N/A
15.7	Listado de nuevas instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas	Resolución de la Secretaría de Estado de Energía	En el año 2023 y, a partir de entonces, bianualmente
15.9	Regulación de la información relativa a los puntos de recarga	Orden ministerial	N/A
15.10	Puntos de recarga de vehículo eléctrico en edificios	Reglamentariamente	N/A
16.1	Reducción de emisiones generadas en los puertos	N/A	N/A
16.2	Cadenas logísticas sostenibles con origen o destino en puertos	N/A	N/A
16.5	Desarrollo de Autopistas del Mar	N/A	N/A
17	Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC)	Acuerdo del Consejo de Ministros	N/A
19	Estrategia del Agua para la Transición Ecológica	Acuerdo del Consejo de Ministros	En el plazo de un año desde el 22 de mayo de 2021
24.3	Evaluación redes de espacios naturales protegidos y espacios de la Red Natura 2000	N/A	En el plazo de 3 años desde el 22 de mayo de 2021

Artículo de la Ley 7/2021	Materia objeto de desarrollo	Procedimiento de tramitación	Plazo establecido por la Ley 7/2021
24.5	Actualización atlas nacionales de biodiversidad	N/A	En un plazo de 5 años desde el 22 de mayo de 2021
27.1	Estrategias de Transición Justa	Acuerdo de Consejo de Ministros	Cada 5 años
31.1	Criterios de cambio climático en la contratación pública	N/A	En el plazo de un año desde el 22 de mayo de 2021
34	Estrategia de descarbonización del operador del mercado, operador del sistema, transportista y distribuidores.	Reglamentariamente	N/A
38	Comunidades Autónomas deberán informar sobre todos sus planes de energía y clima en vigor	N/A	A partir del 31 de diciembre de 2021
39	Asamblea Ciudadana del Cambio Climático a nivel Nacional	Orden ministerial	N/A
Disposición adicional segunda	Calendario sector público estatal se desprenda de productos energéticos de origen fósil	N/A	En el plazo de 2 años desde el 22 de mayo de 2021
Disposición adicional tercera	Estrategia de financiación climática internacional	Acuerdo del Consejo de Ministros	N/A
Disposición adicional cuarta	Auditorías energéticas y Planes estratégicos de sostenibilidad ambiental sector aéreo	Orden ministerial	N/A
Disposición adicional quinta	Presentación del Proyecto de Ley de Residuos y Suelos Contaminados	N/A	En un plazo de 6 meses desde el 22 de mayo de 2021
Disposición adicional quinta	Planes de Acción trienales en materia de cambio climático	N/A	N/A
Disposición adicional sexta	Estrategia de impulso del transporte de mercancías por ferrocarril	N/A	N/A
Disposición adicional séptima	Grupo de expertos reforma fiscal que valorará la fiscalidad verde	N/A	En el plazo de 6 meses desde el 22 de mayo de 2021
Disposición adicional octava	Marco específico para las instalaciones demostrativas	N/A	N/A

Artículo de la Ley 7/2021	Materia objeto de desarrollo	Procedimiento de tramitación	Plazo establecido por la Ley 7/2021
Disposición adicional novena	IDAE plan Administración General del Estado reduzca su consumo de energía	N/A	En el plazo de un año desde el 22 de mayo de 2021
Disposición final séptima	Desarrollo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes	N/A	En el plazo máximo de un año
Disposición final octava	Presentación Proyecto de Ley de movilidad sostenible y financiación del transporte	N/A	N/A
Disposición final undécima	Propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía	N/A	En el plazo de 12 meses desde el 22 de mayo de 2021
Disposición final duodécima	Tipología de empresas que deberán calcular y publicar su huella de carbono	N/A	En el plazo de un año desde el 22 de mayo de 2021
N/A: esa exigencia no aplica en el caso concreto.			

Fondos europeos: potencia... ¿sin control?

Enrique Egea Herrero

Socio responsable del área de Risk Advisory para el Sector Público de Deloitte. Socio Global de Auditoría y Compliance de Deloitte para Instituciones Europeas

Oliverio Álvarez Alonso

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

A principios de noviembre se hacía público el acuerdo definitivo, entre la Comisión Europea y el Gobierno de España, con las disposiciones operativas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Este acuerdo ("Operational Arrangements") establece el marco de seguimiento, con hitos y plazos detallados, del grado de avance de los compromisos asumidos por el Gobierno de España frente a nuestros socios europeos. También incluye el calendario de pagos asociado al cumplimiento de estos hitos.

El programa *Next Generation EU*, unido al Marco Financiero Plurianual, implica un impulso, sin precedentes, al proceso de recuperación y transformación de la economía europea. Supone un instrumento de enorme potencia que, para su adecuada ejecución, requerirá de un adecuado esquema de gestión y control.

Los "Operational Arrangements" se unen a otros anuncios, procesos de consulta pú-

blica, desarrollos normativos, y lanzamiento de convocatorias de ayudas e incentivos, en diferentes ámbitos relacionados con el despliegue del PRTR, que se están produciendo en las últimas semanas.

En esta primera etapa, parece que las Administraciones Públicas están priorizando las líneas y programas de lanzamiento más sencillos, similares a los de años anteriores o que no requieren trámites complejos de notificación previa o comunicación a la Comisión Europea. Entre estas convocatorias se encuentran, por ejemplo, las relacionadas con la infraestructura de recarga eléctrica o el autoconsumo.

Según vaya avanzando el plan, previsiblemente se incrementará el número y la complejidad de los programas, lo que requerirá un importante esfuerzo, en recursos y dinámicas de gestión y control, a

las Administraciones Públicas y, también, a las empresas privadas (bien en calidad de agentes ejecutores, bien en calidad de perceptores últimos de los fondos europeos).

Como es bien conocido, el funcionamiento de las Administraciones Públicas se rige por un amplio marco normativo que afecta a múltiples aspectos de su operativa, desde la toma de decisiones, a la gestión del personal o a los procesos de compra y licitación. Esto no es algo nuevo. Recientemente, el Real Decreto-ley 36/2020¹ ha establecido algunas adaptaciones a los procedimientos habituales, con el objetivo de facilitar una gestión adecuada del PRTR.

Partiendo de este marco general, y considerando los pronunciamientos y actos delegados publicados por los servicios de la Comisión Europea, el Ministerio

¹ Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre, por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de las Administraciones Públicas y para la ejecución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

de Hacienda y Función Pública ha desarrollado² un Sistema de Gestión y Control orientado a definir, planificar, ejecutar, seguir y controlar los proyectos y subproyectos en los que se descomponen las reformas e inversiones previstas en los componentes del PRTR. En este contexto, al objeto de extraer algunas ideas que puedan resultar útiles, a los promotores de los proyectos relacionados con el PRTR y a los agentes ejecutores interesados, nos gustaría reflexionar sobre la configuración del Sistema de Gestión y Control del PRTR. Un adecuado entendimiento de este sistema nos permitirá diseñar proyectos (y convocatorias y programas a los que se presenten estos proyectos) que cumplan con todos los requisitos europeos necesarios para la correcta ejecución del PRTR.

Los principios específicos de gestión del PRTR

Existen un conjunto de aspectos clave, de obligatoria consideración, en la planificación y ejecución del PRTR. Estos aspectos pueden agruparse en cinco grandes epígrafes:

1. Los indicadores de grado de avance: hitos y objetivos.
2. El etiquetado y los requerimientos medioambientales.
3. La prevención, detección y corrección del fraude, la corrupción y los conflictos de intereses.
4. La compatibilidad con el régimen de ayudas de Estado y la prevención de la doble financiación.

5. Otros aspectos: identificación, comunicación y seguimiento.

Además de estos epígrafes, resulta clave disponer de recursos y de unidades de control de gestión o auditoría interna, con adecuados recursos, planes y procedimientos, para garantizar su ejecución.

A continuación, analizaremos, de forma resumida, cada uno de los epígrafes antes citados.

Los indicadores de grado de avance: hitos y objetivos

El PRTR español fue aprobado por las instituciones europeas mediante la denominada Decisión de Ejecución del Consejo (CID, por sus siglas en inglés). Como anexo a esta aprobación figuraban un conjunto detallado de hitos y objetivos a alcanzar para recibir las ayudas europeas. Los "Operational Arrangements" (OA), citados al comienzo de este artículo, clarifican y matizan esos hitos y objetivos, que deben ser alcanzados mediante la ejecución de un conjunto de proyectos y subproyectos.

Los hitos y objetivos son metas a alcanzar, en momentos determinados del tiempo, y permiten verificar que las actuaciones planificadas logran los resultados para los que se definieron. Para cumplir su función, los hitos y objetivos tienen asociados indicadores, cualitativos o cuantitativos, que miden su progreso y determinan su cumplimiento. Así, por ejemplo, entre estos hitos y objetivos se incluye la aprobación y entrada en vigor de la normativa relativa a las garantías de origen de los gases renovables, prevista para el segundo trimestre

del ejercicio 2022. La responsabilidad, en este caso, de este desarrollo se asigna al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En total, el listado incluido en los "Operational Arrangements" incluye 415 metas.

Lógicamente, el seguimiento y priorización de estos hitos, en los diferentes niveles de la Administración no es una tarea sencilla, y, para ello, se ha establecido una clasificación en los siguientes niveles:

- Hitos y objetivos "CID": son aquellos cuya consecución es imprescindible para poder solicitar los desembolsos de los fondos europeos.
- Hitos y objetivos "OA": se definen para efectuar el seguimiento de los hitos y objetivos "CID" anteriores. Son los "Monitoring Indicators" que se incluyen en los "Operational Arrangements".
- Hitos y objetivos de gestión: se definen para facilitar el seguimiento interno del grado de avance de las diferentes iniciativas. Para ello se separan en:
 - Hitos y objetivos críticos: son los hitos y objetivos asignados a proyectos o subproyectos cuya consecución es imprescindible para el cumplimiento de los hitos y objetivos "CID".
 - Los hitos y objetivos no críticos: son los hitos y objetivos asignados a proyectos o subproyectos para su gestión y seguimiento y para agregar la información que alimenta los indicadores de los hitos y objetivos "OA".

2 Mediante la Orden HFP/1030/2021, de 29 de septiembre, por la que se configura el sistema de gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. La Orden HFP/1030/2021 resulta de aplicación a las entidades que integran el sector público de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.1 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, y a cualesquiera otros agentes implicados en la ejecución del PRTR en el ámbito de sus responsabilidades.

Las diferentes entidades identificarán estas tipologías de hitos en sus respectivos ámbitos de responsabilidad. También registrarán su cumplimiento en el sistema informático establecido al efecto y firmarán los correspondientes certificados de cumplimiento para su posterior control y verificación.

Lógicamente, todas aquellas iniciativas relacionadas con la consecución de hitos y objetivos "CID" recibirán una atención prioritaria.

El etiquetado y los requerimientos medioambientales

El Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) requiere, entre otros aspectos, una contribución mínima a los objetivos de transición ecológica y de transformación digital de las sociedades europeas. En el caso español, esa contribución se ha concretado en unos pesos del 39,7%, para la transición ecológica, y del 28,2%, para la transformación digital, de la dotación del PRTR.

En este contexto, se entiende por etiquetado el reconocimiento del peso relativo de los recursos empleados para la transición ecológica y digital. Para efectuar el seguimiento de este requisito, el sistema de información y seguimiento incorporará una estructura de datos que permita determinar la aportación de los distintos proyectos y subproyectos al objetivo fijado. Para cada uno de estos proyectos y subproyectos se irá contabilizando el grado de avance.

Complementariamente a lo anterior, el MRR requiere un análisis del riesgo de posibles impactos negativos significativos en el medioambiente (principio "Do No Significant Harm" o DNSH). Así, el Reglamento del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia establece que ninguna de las medidas de ejecución de las medidas incluidas en

el PRTR causará un perjuicio significativo (DNSH) a seis objetivos medioambientales clave:

1. Mitigación del cambio climático.
2. Adaptación al cambio climático.
3. Uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos.
4. Transición hacia una economía circular.
5. Prevención y control de la contaminación.
6. Protección y recuperación de la biodiversidad y los ecosistemas.

Para la evaluación de este último aspecto se requerirá a las entidades afectadas la aplicación de procedimientos para valorar el principio DNSH, la disponibilidad de recursos humanos específicos para realizar esta tarea, el análisis de posibles incidencias previas en este ámbito y la consideración de este principio en todos los niveles de ejecución de las medidas.

La prevención, detección y corrección del fraude, la corrupción y los conflictos de intereses

La normativa europea establece que toda entidad, decisora o ejecutora, que participe en la ejecución del PRTR deberá disponer de un "Plan de medidas antifraude" que le permita garantizar y declarar que, en su respectivo ámbito de actuación, los fondos correspondientes se han utilizado de conformidad con las normas aplicables, en particular, en lo que se refiere a la prevención, detección y corrección del fraude, la corrupción y los conflictos de intereses.

Se considerará fraude que afecta a los intereses financieros de la Unión lo siguiente:

- El uso o la presentación de declaraciones o documentos falsos, inexactos o incompletos, que tengan por efecto la percepción o la retención indebida de fondos o activos del presupuesto de la Unión o de presupuestos administrados por la Unión, o en su nombre.
- El incumplimiento de una obligación expresa de comunicar una información, que tenga el mismo efecto.
- El uso indebido de los fondos o activos para fines distintos de los que motivaron su concesión inicial.

Respecto a los posibles conflictos de intereses, se identifican dos grupos de posibles actores implicados:

- Los empleados públicos que realizan tareas de gestión, control y pago y otros agentes en los que se han delegado alguna o algunas de estas funciones.
- Los beneficiarios privados, socios, contratistas y subcontratistas, cuyas actuaciones sean financiadas con fondos, que puedan actuar en favor de sus propios intereses, pero en contra de los intereses financieros de la Unión Europea, en el marco de un conflicto de intereses. Este último grupo es especialmente relevante para los promotores de los proyectos complejos, donde típicamente se requiere la actuación de un amplio número de agentes.

Otro aspecto muy relevante, en relación con los conflictos de interés, tiene que ver con las diferentes situaciones que los pueden provocar. Así podemos distinguir entre:

- Conflictos de intereses aparentes: se producen cuando los intereses privados de un empleado público o beneficiario son susceptibles de comprometer el ejercicio objetivo de sus funciones u obligaciones, pero finalmente no se encuentra un vínculo identificable e individual con aspectos concretos de la conducta, el comportamiento o las relaciones de la persona (o una repercusión en dichos aspectos).
 - Conflictos de intereses potenciales: surgen cuando un empleado público o beneficiario tiene intereses privados de tal naturaleza, que podrían ser susceptibles de ocasionar un conflicto de intereses en el caso de que tuvieran que asumir en un futuro determinadas responsabilidades oficiales.
 - Conflictos de intereses reales: implica un conflicto entre el deber público y los intereses privados de un empleado público o en el que el empleado público tiene intereses personales que pueden influir de manera indebida en el desempeño de sus deberes y responsabilidades oficiales. En el caso de un beneficiario implicaría un conflicto entre las obligaciones contraídas al solicitar la ayuda de los fondos y sus intereses privados que pueden influir de manera indebida en el desempeño de las citadas obligaciones.
- Considerando todo lo anterior, algunos elementos clave que deberán garantizar las entidades afectadas en su “Plan de medidas antifraude” son los siguientes:
- Correcta aprobación, y en plazo, del plan por la entidad decisora o ejecutora.
 - Estructuración de las medidas antifraude de manera proporcionada y en torno a los cuatro elementos clave del denominado “ciclo antifraude”: prevención, detección, corrección y persecución.
 - Previsión de la realización, por la entidad afectada, de una evaluación del riesgo, impacto y probabilidad de riesgo de fraude en los procesos clave de la ejecución del PRTR y su revisión periódica, bienal o anual según el riesgo de fraude y, en todo caso, cuando se haya detectado algún caso de fraude o haya cambios significativos en los procedimientos o en el personal.
 - Existencia de códigos éticos, comunicaciones y formación adecuada.
 - Definición de medidas preventivas adecuadas y proporcionadas, ajustadas a las situaciones concretas, para reducir el riesgo residual de fraude a un nivel aceptable.
 - Previsión de la existencia de medidas de detección ajustadas a las señales de alerta (“banderas rojas”) y definición del procedimiento para su aplicación efectiva.
 - Definición de las medidas correctivas pertinentes cuando se detecte un caso sospechoso de fraude, con mecanismos claros de comunicación de las sospechas de fraude (incluyendo los cauces para presentar denuncias).
 - Establecimiento de procesos adecuados para el seguimiento de los casos sospechosos de fraude (unidad encargada) y la correspondiente recuperación de los fondos gastados fraudulentamente.
 - Definición de procedimientos de seguimiento para revisar los procesos, procedimientos y controles relacionados con el fraude efectivo o potencial, que se transmitan a la correspondiente revisión de la evaluación del riesgo de fraude.
 - Uso de bases de datos.
 - Definición de procedimientos relativos a

la prevención y corrección de situaciones de conflictos de interés conforme a lo establecido en la normativa europea. En particular, deberá establecerse como obligatoria la suscripción de una declaración de ausencia de conflictos de intereses por quienes participen en los procedimientos de ejecución del PRTR, la comunicación al superior jerárquico de la existencia de cualquier potencial conflicto de intereses y la adopción por éste de la decisión que, en cada caso, corresponda.

En todo caso, la elección de las medidas de prevención y detección requerirá de una adaptación a las diferentes entidades, atendiendo a sus características específicas y siempre teniendo en cuenta la normativa europea.

La compatibilidad con el régimen de ayudas de Estado y la prevención de la doble financiación

La normativa europea permite que las inversiones privadas puedan incentivarse a través de programas de inversión pública (instrumentos financieros, subvenciones u otros instrumentos), siempre que se respeten las normas en materia de ayudas estatales y que no se financien dos veces, mediante el presupuesto público, los mismos gastos.

Por tanto, la ejecución del PRTR deberá respetar los límites establecidos por la normativa europea en relación con las ayudas de Estado y la prevención de la doble financiación. Para lograrlo, las entidades que participen en la ejecución del PRTR deberán aplicar procedimientos que permitan asegurar el respeto a estos principios.

De forma muy simplificada, podríamos indicar que estamos ante una ayuda de Estado si concurren simultáneamente los siguientes requisitos:

- Que la ayuda sea otorgada por el Estado o por fondos estatales, bajo cualquier forma. En este sentido, se entienden incluidas todas las Administraciones Públicas.
- Que la ayuda falsee o amenace con falsear la competencia.
- Que la ayuda favorezca a determinadas empresas o producciones.
- Que la ayuda afecte a los intercambios comerciales entre Estados miembros.

Aun cuando se den esas condiciones, existen determinadas categorías compatibles con el mercado interior y también existen otras excepciones legalmente establecidas. Complementariamente, también son posibles las ayudas de pequeña entidad contempladas en el régimen “de minimis”.

En otros casos, se requerirá la notificación a la Comisión Europea con carácter previo o, si estuviese exenta de comunicación previa, a posteriori dentro del plazo reglamentario.

Con relación al control para prevenir la doble financiación, las entidades considerarán aspectos como los siguientes:

- La existencia de documentación acreditativa (por ejemplo, facturas o certificaciones del órgano gestor) de que la financiación procedente de otros instrumentos no se ha empleado en cubrir los mismos costes financiados con fondos del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.
- El reflejo de las actuaciones financiadas mediante fondos del MRR y mediante otros instrumentos en el correspondiente sistema operativo de gestión (por ejemplo, la Base de Datos Nacional de Subvenciones o la Plataforma de Contratación del Sector Público) o en otra base de datos

con funciones de seguimiento y control (por ejemplo, el sistema “ARACHNE”).

- La existencia de Códigos Únicos de Identificación de Proyecto.

Otros aspectos: identificación, comunicación y seguimiento

Además de los aspectos anteriormente descritos, las entidades decisoras y ejecutoras del PRTR deberán incluir en las convocatorias de ayudas diversos requisitos que permitan la identificación de los beneficiarios, tanto si son personas físicas o como jurídicas. También, cuando resulte aplicable, en el caso de los contratistas y subcontratistas.

Otro aspecto clave, tiene que ver con la adecuada comunicación y visibilidad de la contribución europea a la recuperación y transformación económica asociada al PRTR.

Por último, dentro del Sistema de Gestión del PRTR se prevé la elaboración de diversos informes y declaraciones de gestión, con distintas periodicidades, que permitan el seguimiento del plan.

Algunos puntos de especial atención para las entidades beneficiarias

Hasta ahora nos hemos centrado en algunos requerimientos clave para las entidades que integran el sector público y para otros agentes, incluyendo empresas privadas, implicados en la ejecución del PRTR, en el ámbito de sus responsabilidades. En este apartado, de forma muy breve, nos gustaría indicar algunos aspectos que, en base a nuestra experiencia, son especialmente relevantes para los beneficiarios de las ayudas. Particularmente, creemos que es especialmente relevante para estos agentes disponer de adecuados sistemas de control, entre otros, de los siguientes aspectos:

Respecto a las relaciones con terceros:

- Justificación de la tipología de proveedores.
- Acreditación del número mínimo de propuestas recibidas.
- Justificación de las operaciones con entidades del Grupo y otras partes vinculadas.
- Cumplimiento de las obligaciones de publicidad.
- Justificación de los esquemas de subcontratación.
- Acreditación de la participación de pequeñas y medianas empresas (PYMES).
- Justificación de la razonabilidad de los costes.

Respecto a la justificación de las adquisiciones:

- Garantizar que no existan facturas con concepto erróneo, sin mención del concepto claro, o asociadas a servicios inexistentes o no operativos.

Respecto a los gastos de personal imputados a los proyectos:

- Justificación de los ratios horarios.
- Soporte de los cambios en condiciones (bajas de personal, vacaciones, cambios de categorías, etc.).
- Trazabilidad y justificación de las imputaciones totales a los diferentes proyectos.
- Justificación de categorías profesionales.

Respecto a la justificación de los pagos:

- Garantía de fechas, conceptos, trazabilidad, etc.

Conclusiones

Los fondos europeos son un instrumento de enorme potencia para acelerar la recuperación y la transformación de la economía europea. Como corresponde a un instrumento de esta magnitud, existen importantes retos en su gestión y control, tanto para las entidades públicas como para las privadas.

Conocer estos restos, y prepararnos para darles respuesta, resultará clave para garantizar un adecuado desarrollo del PRTR. En relación con este aspecto, podemos recordar un famoso eslogan de una conocida marca de neumáticos: "Power is nothing without control". Una imagen vale más que mil palabras.■

Posibilidades de reducción de la factura eléctrica

Antonio Carbajal

Socio Director de 3E, Estrategias en energía y economía

Los medios de comunicación, durante los últimos meses abren sus noticias con los records diarios del precio del MWh en el mercado mayorista. El Gobierno ha tomado algunas decisiones para paliar la subida de la factura eléctrica. La oposición recrimina la falta de medidas eficaces. En el presente artículo pretendo reflexionar sobre la capacidad de actuación del Gobierno para rebajar o limitar las posibles subidas de la energía. Para ello, repasaré los principales costes que financia la factura eléctrica, analizando lo que se puede y no se puede hacer para reducirlos, y lo que ha hecho o ha dicho que va a hacer el Gobierno, y también la oposición.

Principales costes que financia la factura eléctrica:

Coste de generación de la energía

(Mercado mayorista), incluye el impuesto de generación eléctrica (7% s/facturación generadores).

Coste de peajes y cargos

- Coste de transporte y distribución.
- Coste de fomento a las renovables.
- Coste y devolución del déficit tarifario.
- Subvención a la energía extrapeninsular.

Impuestos

- Impuesto eléctrico (5,1% s/energía y potencia).
- IVA (21% s/total factura).

Reducción de impuestos

Empezaré por lo más fácil, la reducción de impuestos. Se ha reducido temporalmente el IVA, el Impuesto eléctrico y el Impuesto a la generación eléctrica. Lo que no paguemos como consumidores eléctricos lo pagaremos como contribuyentes.

Las propuestas actuales del PP van en la misma dirección. Sacar de la factura eléctrica el coste del fomento a las renovables y alguna otra partida y llevarlas a los PGE. También pagaremos los contribuyentes.

Ninguna de estas medidas reduce el coste de la energía, únicamente cambian el pagador.

Reducción de peajes y cargos

Para comentar este punto es bueno recordar que cuando gana las elecciones el PP en 2011, se encuentra con un déficit tarifario desbordado. El Gobierno de Aznar permitió el inicio del mismo para evitar subidas de la tarifa, pero el Gobierno de Zapatero en sus dos legislaturas no hizo sino dejarlo crecer desde los 1.500 M€ hasta los 30.000 M€.

Cuando los ministros del Gobierno actual dicen que el Gobierno de Rajoy no hizo nada por reducir la tarifa olvidan la historia. Rajoy cuadró las cuentas del sector.

Aquello no fue fácil, entre otras actuaciones tuvo que reducir los compromisos existentes con las renovables, los costes reconocidos al transporte y la distribución, e imponer tasas a las concesiones hidroeléctricas y a la generación de residuos nucleares. Aquello le costó numerosos pleitos nacionales e internacionales (arbitrajes). El Tribunal Supremo le dio la razón al Gobierno en España, pero los arbitrajes internacionales todavía colean. Lo fácil hubiera sido subir un 30% las tarifas. No lo hizo.

Después de los recortes de Rajoy hay poco margen de maniobra para volver a reducir los peajes y cargos. El Gobierno, los ha reducido de forma temporal, utilizando para ello el incremento de la cotización de los derechos de emisión de CO₂.

En cualquier caso, los problemas que estamos viviendo vienen de la subida exponencial del coste de generación.

Coste de generación

La generación con gas es la que está provocando la gran subida del precio de mercado mayorista y por tanto del coste de generación. Los generadores con gas tienen dos costes variables principales, el coste del gas y el coste del CO₂ (compra de derechos de emisión).

El precio en las horas en las que la oferta de un generador con gas determina el precio del mercado, va a incluir obligatoriamente los costes variables en los que este generador incurre, gas y CO_2 . El mercado retribuye a todos los generadores, independientemente de la tecnología que utilicen, con el mismo precio, por tanto, el resto de los generadores se ven remunerados con un precio que cubre unos costes en los que no incurren, y que pueden ser muy superiores a los suyos. Estos son los denominados *windfall profits* o beneficios caídos del cielo.

El precio en las horas en las que las centrales hidroeléctricas determinan el precio del mercado, estas intentan maximizar el valor de su agua, ofertándola al precio que podrían obtener a las horas en que es el gas el que marca precio. El gas y las hidroeléctricas marcan precio la mayor parte de las horas del año.

Manipular el mercado para evitar los *windfall profits* es lo que pide el cuerpo, es lo primero que se nos ocurre para reducir los costes del sistema. Es lo que pretende hacer el Gobierno:

- Cobrando los *windfall profits* correspondientes, equivalentes al coste del CO_2 en que incurren los generadores con gas, a las hidroeléctricas y a las nucleares que no tienen que comprar derechos. Con esta medida se está distorsionando el mecanismo de Comercio de Derechos de Emisión, que pretende impulsar las tecnologías limpias. El mecanismo pretende beneficiar al que no emite.
- Cobrando los *windfall profits* correspondientes, equivalentes a la subida del gas natural en que incurren los generadores con gas, a las hidroeléctricas y a las nucleares que no incurren en dicho coste.

Otra cosa que se puede hacer, puestos a poner parches, es suspender temporalmente el Comercio de Derechos de Emisión. De esa forma se abarataría de forma inmediata aproximadamente 28 euros el MWh, al precio de ayer del CO_2 (80,2 €/t, 9.12.2021).

Las propuestas del Gobierno suponen volver a un sistema retributivo basado en costes, *versus* el mercado actual, basado en ofertas. Supone volver a los noventa. En España hasta 1998 estuvo vigente el Marco Legal Estable, que retribuía a los generadores según sus costes estándares (reconocidos). La implantación del mercado, en 1998, redujo los precios de generación más de un 35%, pasando de un precio medio de 9.500 pts./MWh en 1997 a menos de 6.000 pts./MWh en 1998 (de 57€/MWh a 36,4 €/MWh). El mercado los ha mantenido razonablemente estables durante más de 20 años.

La manipulación del mercado genera inseguridad jurídica y eleva nuestra prima de riesgo. Esto siempre es grave, pero especialmente en un momento en que la transición energética va a exigir importantes inversiones.

¿Qué se puede hacer para reducir el coste de generación?

Unidas Podemos ha presentado una iniciativa parlamentaria para crear una Empresa eléctrica pública. Leyendo la iniciativa no he encontrado ningún argumento por el cual, una empresa eléctrica pública reduciría el coste de la factura o de la energía.

Supongo que es una propuesta similar a la de crear un banco público para facilitar el acceso al crédito. Parece que no hemos tenido suficiente banca pública con las cajas de ahorros. El rescate de la banca pública nos ha costado 60.000 M€.

A pesar de que el mercado ha hecho su papel, y a pesar de que el sistema marginalista está funcionando en la mayor parte de los sistemas eléctricos del mundo, no se puede afirmar que su configuración y reglas actuales no sean mejorables.

El mercado actual fue diseñado hace 30 años, en un momento concreto, con unas tecnologías de generación disponibles, con unos costes de infraestructuras y con unos precios de combustibles determinados. Este diseño de mercado, gracias a la aparición de la tecnología de los ciclos combinados de gas, barata, y a un precio de gas también barato, en España permitió reducir el 35% el coste de generación. Hasta ahora ese mercado ha funcionado razonablemente, pero las circunstancias han cambiado enormemente y ese diseño de mercado, hoy ya no sirve:

- Las renovables eran testimoniales. Hoy, las políticas de lucha contra el cambio climático exigen ir a un sistema 100% renovable.
- El coste de las renovables se ha reducido hasta el punto de ser competitivas sin necesidad de ningún tipo de ayudas.
- El precio del gas se ha disparado.
- Los ciclos combinados de gas, en los noventa, estaba previsto que funcionarían 6.000 horas al año. Actualmente se pretende únicamente que sirvan de respaldo (*back up*) para cuando no haya renovables disponibles. Esta circunstancia dispara el coste de la infraestructura por kWh producido.
- No existía el Comercio de Derechos de Emisión. Ahora los ciclos combinados tienen el coste añadido de la compra de los derechos de emisión.

- El carbón en España prácticamente ha desaparecido, y en Europa tiene los días contados.
- Las centrales nucleares tienen fecha de caducidad.

Son demasiados cambios. El mercado tal y como está concebido está haciendo agua. Hay que rediseñarlo. Hay argumentos sólidos para hacer cambios estructurales en el mismo.

Por tanto, si queremos reducir el coste de generación solo hay 3 posibilidades que repasamos a continuación.

Reducir el coste del gas

Imposible. Nos viene dado.

Reducir o evitar el coste del CO₂

Este coste es una decisión política de la Unión Europea, coherente con la voluntad de liderar la lucha contra el cambio climático. Cambiar esta decisión es poco menos que imposible. El precio del derecho lo fija el mercado en función de oferta (decisión del regulador - UE) y demanda (actividad emisora).

Cuando se modificó la Directiva de Comercio de Derechos de emisión, se decidió que los generadores eléctricos europeos pagaran el 100% del valor de los derechos desde el primer día, cuando al resto de los sectores industriales se les regalarían los derechos durante años. La razón era clara, las empresas eléctricas traspasarían el coste del CO₂ a sus clientes. Los consumidores eléctricos europeos eran cautivos, no podían comprar la electricidad a un suministrador de fuera de sus fronteras.

Mientras el precio de los derechos de CO₂ ha estado por los suelos (se regalaban demasiados derechos), los consumidores eléctricos prácticamente no han sufrido. Ahora, la subida del CO₂ ha coincidido con la subida del gas. No es casualidad. La salida de la pandemia está haciendo que la actividad esté creciendo en todo el mundo, lo que implica más consumo de gas y más emisiones de CO₂. Los precios de ambos disparados.

Sería conveniente que los políticos fueran un poco más claros y sinceros con los ciudadanos: Reducir emisiones no es gratis. No es suficiente con una decisión política. El principio “Quien contamina paga” no se puede quedar en la teoría, hay que hacerlo realidad, y los consumidores tienen que pagar.

Rediseñar el Mercado

Esto no quiere decir volver al Marco Legal Estable, a un sistema basado en costes. El mercado exige que haya competencia, pero hay que evitar que una tecnología como el gas, que tendrá una función importante (respaldo) pero un uso muy limitado, sea la que determine y encarezca el precio de toda la energía.

En cualquier caso, esto no se hace de un día para otro, y exige acuerdos al menos a nivel de la Unión Europea.

A falta de un nuevo diseño de mercado más sofisticado, se podría aplicar una medida de implantación inmediata que reduciría de forma radical el coste de la energía y por tanto la factura de los consumidores.

Dicha medida sería la implantación de un cap o límite al precio del mercado. Dicha

medida está inspirada en el cap que se estableció en tiempo de liberalización del sistema eléctrico, en tiempo de implantación del mercado actualmente vigente, hace ya 23 años. Dicho cap consistió en limitar el precio del kWh a 6 pesetas. Si el precio del mercado superaba dicho límite, se reducirían los CTCs (Costes de transición a la competencia) en un importe igual a los costes que generase dicho sobreprecio. La existencia del cap no generó ningún problema.

El cap propuesto se aplicaría a todas las tecnologías con excepción del gas. Para fijar el cap, deberíamos elegir un precio que no pusiera en riesgo las inversiones necesarias para la transición energética. Un precio que tendría sentido, a falta de propuestas más razonadas, podría ser el precio medio del mercado en 2019. Dicho precio es suficiente para asegurar una rentabilidad razonable a las inversiones necesarias. Esta propuesta mantendría en funcionamiento el mercado a la espera de un nuevo diseño del mismo.

En resumen, la reducción de impuestos reduce la factura temporalmente, trasladando el pago del consumidor eléctrico al contribuyente. Apenas hay margen de maniobra para reducir los peajes y cargos. Las modificaciones del mercado deben para reducir el coste de generación hacerse con gran precaución para no generar inseguridad jurídica en un sector donde las inversiones son necesarias para la transición energética. La única solución es un rediseño estructural del mercado que considere los grandes cambios acaecidos desde su implantación. Esto exige tiempo. Espero que, si algún sufrido lector ha tenido la paciencia de llegar hasta aquí, tenga ahora más criterio para opinar sobre este espinoso tema. ■

Por una movilidad eficiente y de bajas emisiones: IDAE y los Planes MOVES y MOVES Singulares

Isabel del Olmo

Jefe Departamento de Movilidad Sostenible del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

La movilidad es inherente al ser humano y está implícita en nuestro desarrollo y crecimiento económico.

Necesitamos avanzar hacia una movilidad sostenible y de bajas emisiones, entendida como aquella que nos permita atender a medio y largo plazo las necesidades de movilidad, garantizando al mismo tiempo unas demandas de calidad del aire cada vez más exigentes y alcanzar la neutralidad climática en 2050.

España se encuentra en la senda hacia una movilidad sostenible y de bajas emisiones, en plena transición energética. Estamos asistiendo a un importante esfuerzo desde todos los niveles de la administración, los propios ciudadanos y del sector empresarial para disponer de soluciones de movilidad que sean compatibles con una buena calidad del aire en nuestras ciudades y compatibles con nuestros recursos energéticos, es decir, sostenibles a medio y largo plazo, además de ser, paulatinamente, cada vez más bajos en emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs). Prueba de ello es la apuesta que se ha hecho desde

el Gobierno para fomentar esta transformación de la movilidad con unos objetivos claros y ambiciosos en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)** que, entre otros, persigue alcanzar un trasvase de pasajeros-km en el medio urbano, en el horizonte 2030, del 35% desde modos menos eficientes al transporte público y a modos activos y de un 15% en medio interurbano, además de fijar un objetivo de alcanzar 5 millones de vehículos eléctricos, de todas las categorías, al final del periodo.

Dado que el sector de la movilidad y el transporte supone ya casi el 43% del consumo de energía final en España y es el principal emisor de emisiones de CO₂, representando un 27% de las emisiones totales en España, lo primero que tenemos que plantearnos es cómo podemos promover una movilidad sostenible, de bajas emisiones y eficiente desde el punto de vista energético.

Será necesario:

- 1) **Ahorrar energía**, la energía que menos contamina es la que no se consume.

Esto implica promocionar la utilización de los medios de transporte con menos consumo energético por pasajero: andar, bici y transporte público.

Para un mismo trayecto, según estimaciones del Departamento de Movilidad Sostenible del IDAE, el consumo por pasajero en transporte público es 4 veces inferior al consumo por pasajero en vehículo privado. El consumo por tonelada transportada en ferrocarril es 3 veces inferior que en camión. Es necesario promover un cambio modal hacia los modos más eficientes.

- 2) **Ser eficientes en el consumo.** Si por las necesidades del servicio de movilidad requerido, estamos obligados a utilizar un modo de transporte determinado, debemos usarlo de la manera más eficiente posible. Para ello se pueden aplicar pautas de conducción eficiente del vehículo, implementando sistemas de gestión eficiente de las flotas tanto de mercancías como de pasajeros, utilización del coche compartido (*car sharing* y *car pooling*).... También la reno-

vacación de la flota contribuye a ser más eficientes. Un vehículo nuevo consume del orden de un 30% menos que un vehículo con una antigüedad de 17 años, según datos extraídos de las 8 ediciones de PIVE que IDAE ha gestionado.

3) **Utilizar energías alternativas** para garantizar el suministro a medio y largo plazo, descarbonizar el transporte y reducir las emisiones de gases contaminantes como el NOx y las partículas. Será necesario promover la utilización de vehículos propulsados con energías como la electricidad o el hidrógeno, ambos siempre que sean de origen renovable, o los biocombustibles. Los vehículos eléctricos de batería y de pila de combustible suponen emisiones cero en el lugar de uso de los mismos, lo que contribuirá a mejorar la calidad del aire de nuestras ciudades. Hay otros combustibles alternativos a los convencionales, como son el gas natural y el autogas (GLP) que, si bien jugarán un papel importante en la transición hacia esa movilidad de bajas emisiones pues reducen las emisiones de ciertos contaminantes que afectan a la calidad del aire, su origen fósil no les permite ofrecer un nivel de abatimiento de las emisiones de CO₂ suficiente para alcanzar los objetivos que España se ha fijado, ni aseguran su suministro a largo plazo, siendo España dependiente del exterior para el suministro de los mismos. El transporte por carretera en España depende en un 98% de los derivados del petróleo (gasolinas y gasóleo) lo que supone la importación de una elevada cantidad de productos petrolíferos al año (aprox. 50.000 millones euros al año). Esta dependencia afecta directamente a la Balanza Comercial de España, cuyo saldo energético alcanza aprox. -40.000 M€.

En las ciudades, el futuro próximo nos indica que los ciudadanos no buscarán modos de transporte sino **soluciones de movilidad**. Es decir, en función de sus necesidades de movilidad, deberá decidir qué solución es la más eficiente para él, en cuanto a tiempo invertido y coste económico. Actualmente, las aplicaciones de los teléfonos inteligentes nos permiten tener en nuestra mano, soluciones de movilidad que podemos combinar según nuestras necesidades: alquiler de bici, mejor ruta de transporte público, uso de coche compartido, alquiler flexible de vehículo privado...

Promoviendo este tipo de movilidad, no sólo hay un beneficio para el país y el medio ambiente, sino que también la ciudadanía obtiene importantes beneficios:

- Ahorro de tiempo en sus desplazamientos.
- Minimizar atascos, menos estrés.
- Mejor salud, consecuencia de la mejor calidad del aire.
- Ahorro económico.

Según estimaciones del Departamento de Movilidad Sostenible del IDAE, el disponer de un coche de tipo medio en propiedad, con adquisición al contado, con el que realices unos 10.000 km al año (uso predominantemente urbano), supone unos costes anuales superiores a 5.000 € (incluyendo gastos de operación y mantenimiento, gastos de amortización del coste del coche y gastos de aparcamiento), lo que se traduce en un coste mensual de más de 400 € durante los próximos 12 años (vida útil del vehículo). Si la compra se financia, es- tos costes se incrementan.

Si los mismos desplazamientos se hicieran en transporte público, el coste para el ciudadano se estima en una octava parte.

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética y nuevo paquete de medidas "Fit for 55"

El PNIEC 2021-2030 fija un objetivo de mejora de la eficiencia energética del 39,5 % con respecto al escenario de referencia y una reducción de emisiones de CO₂ del 21% respecto a 1990 (38% de reducción en sectores difusos respecto al año 2005).

El sector del transporte y la movilidad, en el periodo 2021-2030, contribuirá en un 38,6% a los objetivos de eficiencia energética y se ha fijado como objetivo reducir en 27 MtCO₂eq en el periodo.

Para ello plantea cuatro bloques de medidas en el sector:

- 2.1 Implantar zonas de bajas emisiones y promover medidas de cambio modal.
- 2.2 Promover un uso más eficiente de los medios de transporte.
- 2.3 Promover la renovación del parque automovilístico.
- 2.4 Impulso al vehículo eléctrico.

En este contexto, además de las medidas de incentivos, disponer de un marco normativo adecuado que agilice la transición de la movilidad hacia una sostenible y descarbonizada, en línea con los compromisos europeos e internacionales de descarbonización de nuestra economía, es una prioridad.

En relación a este marco normativo, hay que destacar el **anteproyecto de Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Urbano**, que está liderando el

Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y la recientemente aprobada **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Ecológica**, que introduce aspectos muy relevantes para avanzar en esa senda hacia la movilidad sostenible y descarbonizada, entre los que se destaca:

- Se adoptan las medidas necesarias, de acuerdo con la normativa de la Unión Europea, para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más tarde del año 2040 solo se comercialicen vehículos con emisiones de 0 gr CO₂/km.
- Los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán antes de 2023 planes de movilidad urbana sostenible que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad incluyendo, al menos, el establecimiento de zonas de bajas emisiones antes de 2023.
- Obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las estaciones de servicio cuyas ventas anuales de gasolina y gasóleo superen los 5 millones de litros, alcanzado el 10% de la red. Esta infraestructura de recarga deberá tener una potencia igual o superior a 150 kW o a 50 kW dependiendo del volumen de ventas. Se pretende alcanzar a cerca de 11.000 estaciones de servicio.
- Un mandato al Gobierno para desarrollar y poner a disposición del público una plataforma de información sobre puntos de recarga y de señalética.
- Previsión de que el Código Técnico de la Edificación establecerá obligaciones rela-

tivas a la instalación de puntos de recarga en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes. Antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, deberán cumplir la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos establecida en el Código Técnico de la Edificación.

Disponemos por tanto de unos ambiciosos objetivos a 2030, plasmados en el PNIEC 2021-2030, y de un marco legislativo, plasmado en la Ley 7/2021, de 20 de mayo de 2021 que nos permite avanzar hacia la movilidad libre de emisiones y cumplir los objetivos establecidos a nivel europeo e internacional.

No obstante, es importante mencionar que muy recientemente, en julio de 2021, la Comisión Europea ha presentado el **paquete legislativo "Fit for 55"**, el más ambicioso de la historia de la UE en materia de clima. Su nombre deriva del objetivo que quiere alcanzar, reducir en 2030 un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea (-55% con respecto a las emisiones registradas en Europa en 1990). Entre las iniciativas que incluye está que el 40% de toda la energía UE sea producida a partir de fuentes renovables en 2030 y que todos los vehículos nuevos matriculados a partir de 2035 sean de cero emisiones. Contiene un conjunto de propuestas relacionadas y complementarias, dirigidas a asegurar una transición verde, justa y competitiva del sistema económico UE, que plasma en 15 expedientes legislativos y dos comunicaciones. Una vez se acuerden las modificaciones de los textos que plantea el paquete "Fit for 55", será necesario reforzar

parte de nuestro marco legislativo así como nuestros programas de incentivos para poder alcanzar una mayor reducción de las emisiones netas de GEI en 2030 (desde el 40% a por lo menos el 55% de 1990), lo que afectará de manera particular al sector del transporte y la movilidad.

Entre las medidas legislativas que afectarán más al sector de la movilidad y acelerarán su electrificación, se encuentra una nueva propuesta de reglamento de emisiones de CO₂ para vehículos ligeros, turismos y furgonetas así como un nuevo reglamento para el despliegue de infraestructura de suministro de combustibles alternativos, que sustituirá a la actual Directiva 2014/94/UE de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)

Derivado de la necesidad de recuperar la economía tras la pandemia de la COVID 19, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno es un proyecto de país que cuenta con una transferencia de la Comisión Europea para el periodo 2021-2023 de 72.000 millones de euros y que se estructura sobre 10 políticas palanca, donde el 37% de las inversiones irán a la transformación verde, incluyendo el ahorro y la eficiencia energética.

Los proyectos que constituyen el Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia, permitirán la realización de reformas estructurales en los próximos años, mediante cambios normativos e inversiones, y, por lo tanto, permitirán un cambio del modelo productivo para la recuperación de la economía tras la pandemia y además una transformación hacia una estructura más

resiliente e inclusiva, de especial relevancia, todo ello, para el interés público, social y económico. Los proyectos relativos a ahorro y eficiencia energética en general, y movilidad en particular, tendrán un papel de gran relevancia en este cambio del modelo productivo.

El reto de la electrificación de la movilidad es una de las líneas relevantes incluidas en el Plan de Recuperación en materia de transición ecológica, concretamente en la denominada **Componente 1, Plan de choque de movilidad sostenible, segura y conectada en entornos urbanos y metropolitanos**. En el marco de este Plan, se pretende dotar a España de un despliegue de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico suficiente como para alcanzar 250.000 vehículos eléctricos enchufables a finales de 2023, adelantando los objetivos del propio PNIEC. Esta dotación presupuestaria extraordinaria persigue la descarbonización del transporte, el incremento de la productividad, la mejora de la competitividad y la capacidad de exportación de la economía española, así como el desarrollo de los territorios y la cohesión social y territorial.

La mencionada Componente 1 integra dos reformas y tres inversiones. La inversión 2 está siendo gestionada por el IDAE, bajo las directrices de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica.

La **inversión 2** es un **plan de incentivos a la instalación de puntos de recarga públicos y privados, a la adquisición de vehículos eléctricos y de pila de combustible y líneas de impulso a proyectos singulares y de innovación en electro movilidad, recarga e hidrógeno verde para favorecer la movilidad eléctrica**. En concreto se contemplan los siguientes programas de incentivos:

- Renovación del parque de vehículos ligeros mediante la adquisición de vehículos eléctricos enchufables y de pila de combustible, incentivando el achatarramiento de vehículos antiguos.
- Implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en el ámbito residencial y de comunidades de vecinos, incluida la preinstalación.
- Despliegue de infraestructura de recarga pública, en entornos urbanos, interurbanos y en entornos comerciales y empresariales.
- Despliegue de recarga eléctrica para uso privado de flotas de empresas.
- Proyectos singulares de innovación, relativos a desarrollos experimentales e industriales ligados a la electromovilidad.
- Grandes proyectos singulares de infraestructura de recarga en la red nacional de carreteras, *hubs* de recarga eléctrica, teniendo especial relevancia la recarga ultra rápida.

Para dar respuesta a estos programas de incentivos, el IDAE ha publicado sus Programas MOVES.

Planes MOVES y MOVES Singulares

IDAE, como entidad pública e instrumento de la Administración General del Estado, contribuye, desde su ámbito de actuación y responsabilidad, a alcanzar los objetivos que nuestro país tiene en el campo de la eficiencia y la diversificación energética, y de manera especial, en el ámbito de la movilidad.

En el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y desde el

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través del IDAE, se han publicado tres instrumentos nuevos en referencia a la Componente 1, y que constituyen parte de la inversión 2 de dicha componente: los programas **MOVES II, MOVES III y MOVES Singulares II**. **Estos tres programas están dirigidos a promover la adquisición de vehículos eléctricos, la instalación de puntos de recarga eléctrica y proyectos singulares e innovadores en el ámbito de la movilidad eléctrica.**

La primera edición del Plan MOVES publicó sus bases reguladoras en el año 2019, mediante Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero. Desde entonces, se ha publicado nuevos programas que han ido aumentando su presupuesto: el MOVES I tenía un presupuesto de 45 M€, MOVES II, con 119 M€ y el MOVES III, dotado con 400 M€ ampliable a 800 M€ que serán financiados con los fondos europeos. Desde la primera edición, la gestión ha sido territorializada a las Comunidades Autónomas, en base al reparto de competencias que fija nuestra Constitución y coordinado desde el IDAE.

En los Planes MOVES I y MOVES II se han incentivado actuaciones no solo dirigidas al fomento de la electrificación del transporte sino también dirigidas a promover una movilidad más eficiente, a través del apoyo a los Planes de Transporte al Trabajo, actuaciones de movilidad de los Ayuntamientos en sus ámbitos de actuación y fomento de los sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas.

El **Plan MOVES III**, cuyas bases reguladoras se publicaron mediante el Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, estará vigente hasta diciembre de 2023 y está centrado en el impulso a la adquisición de vehículos eléctricos y de pila de combustible y la

infraestructura de recarga eléctrica. Incrementa, respecto a las ediciones anteriores, las ayudas directas para la adquisición de vehículos por parte de particulares y autónomos, financiando con hasta 9.000 euros la compra de furgonetas, con hasta 7.000 euros la adquisición de turismos y con hasta 1.300 euros la compra de motocicletas si el usuario achatarra un vehículo de más de 7 años de antigüedad con el objetivo de acelerar la renovación de la flota y la sustitución de vehículos antiguos y contaminantes. En caso de que no se achatarre un vehículo, las ayudas podrán alcanzar los 4.500 euros para los turismos.

Por su parte, las ayudas para empresas otorgan una mayor cuantía a las pymes y también fomentarán el achatarramiento, llegando a repartir cuantías de hasta 4.000 euros por la compra de un turismo eléctrico y hasta 5.000 por la adquisición de una furgoneta.

MOVES III también establece la obligación de que las infraestructuras de recarga de acceso público, apoyadas por el programa, garanticen su operatividad durante -al menos- cinco años y de que permitan la recarga puntual a los usuarios de vehículos eléctricos sin necesidad de que medie contrato con el operador del punto de recarga. También mejora las ayudas a la instalación de infraestructuras de recarga para particulares, comunidades de propietarios y pequeñas y medianas empresas, así como para puntos de carga rápida y ultrarrápida.

Para autónomos, particulares, comunidades de propietarios y entidades locales que no ofrezcan bienes o servicios en un mercado, las ayudas cubrirán el 70% del coste de la instalación de infraestructuras de recarga o de las actuaciones de preinstalación de recarga en comunidades de propietarios siempre que no se superen los

límites establecidos, fijados en 800.000 euros por expediente salvo para autónomos, que tendrán el límite por solicitante que les es de aplicación por el reglamento de *minimis* de 200.000 euros de ayudas bajo este régimen en tres años fiscales, y para particulares, que podrán beneficiarse de una ayuda máxima de hasta 5.000 euros por expediente.

Por su parte, las empresas podrán cubrir el 35% del coste de infraestructuras de recarga de acceso público con potencia mayor o igual a 50 kilovatios (kW) y el 30% del coste de infraestructuras de uso privado o público con potencia inferior a 50 kW, estableciéndose los mismos límites. Ambas cuantías se verán incrementadas un 5% y un 10%, respectivamente, en caso de actuaciones ubicadas en municipios de menos de 5.000 habitantes.

Para la instalación de infraestructuras de acceso público de potencia superior o igual a 50 kW estas cuantías pueden sumar un 10% adicional en actuaciones desarrolladas por medianas empresas y un 20% adicional si son llevadas a cabo por pequeñas empresas. Así una pequeña empresa podría alcanzar el 55% de ayuda para la instalación de infraestructura de recarga.

En definitiva, el detalle de la cuantía de todas las ayudas se pueden consultar en las bases reguladoras, para cada caso y situación, pero, con las cuantías establecidas, se pretende apoyar tanto a los autónomos que adquieren furgonetas o vehículos para servicios de taxi o VTC, como a las zonas denominadas de reto demográfico (< 5.000 habitantes), y a la recarga de acceso público de potencia superior a 50 kW. Entendemos que estas situaciones son las que requieren de un apoyo adicional en estos momentos.

Complementando a los Programas MOVES, el Programa **MOVES Singulares II**, cuyas bases reguladoras se publicaron mediante la Orden TED/800/2021, de 23 de julio, está dotado con 100 millones de euros, incentiva proyectos innovadores para promover el salto hacia el vehículo eléctrico y de pila de combustible. Se dirige a la selección y concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas para proyectos singulares relativos a desarrollos experimentales e innovadores relacionados con el vehículo eléctrico y de pila de combustible en todo el territorio nacional, contribuyendo así a alcanzar los hitos fijados en la Componente 1, Inversión 2 del PRTR. Se trata de una convocatoria gestionada centralizadamente por IDAE. Los plazos para presentar solicitudes en esta primera convocatoria son desde el 25 de septiembre al 25 de noviembre de 2021. Previsiblemente se abrirán nuevas convocatorias en 2022. La ayuda es del 40% del coste elegible que se podrá incrementar en 10 puntos si se trata de una mediana empresa y en 20 puntos si es una pequeña empresa.

El tipo de proyectos que se financiarán se detallan en el anexo I de las bases reguladoras pudiendo ser actuaciones relacionadas con la movilidad eléctrica y aplicaciones TIC, infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos innovadoras, recarga de hidrógeno para vehículos e integración con otras redes inteligentes, aplicaciones de nuevos desarrollos de baterías y almacenamiento eléctrico para movilidad, proyectos de desarrollo o innovación de nuevos procesos, así como prototipos de modelos y componentes de vehículos eléctricos.

En la selección de los proyectos se tendrán en cuenta, entre otros criterios, el ahorro de energía final anual y la reducción de emisiones de CO₂, el principio establecido por la Comisión Europea de no causar daño significativo al medio ambiente, la viabilidad

económico-financiera, el nivel de desarrollo tecnológico y el grado de innovación o la generación de empleo directo.

Está previsto seguir trabajando en nuevos programas que permitan alcanzar los hitos y objetivos del PRTR. En este contexto, el 30 de septiembre de 2021, el Presidente del Gobierno anunció **un Programa MOVES Flotas, dotado con 50 M€**.

La principal barrera para la renovación de la flota es el precio de adquisición de los nuevos vehículos eléctricos pues la inversión inicial es aún más alta que para el modelo similar en combustión. Para salvar esa barrera inicial, se diseñan los programas de incentivos que tratan de cubrir ese sobre coste entre tecnologías que, según el modelo, está entre 3.000-5.000€.

La renovación de la flota por vehículos eléctricos no sólo conlleva ahorros económicos en la operación de la flota a través de ahorro en combustible, sino que tiene otras ventajas para las empresas que electrifican sus vehículos como son ventajas fiscales en ciertos impuestos (bonificaciones en el impuesto de matriculación y en el IVTM), tasas reducidas o incluso cero en zonas de aparcamiento regulado, acceso a zonas de bajas emisiones, menores gastos en mantenimiento de los vehículos... además de proyectar una imagen de empresa comprometida con el medio ambiente y los objetivos europeos de descarbonización como parte de su política de Responsabilidad Social Corporativa (RSC).

Toda empresa de flotas debe valorar, al renovar sus vehículos, el tipo de servicio que

presta, sus pautas de movilidad y requisitos en la prestación del servicio, para así adquirir aquellos vehículos que mejor se adaptan a los requerimientos del servicio.

De esta forma, y con la puesta en marcha de estos planes de incentivos, IDAE pretende contribuir no sólo a alcanzar los objetivos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, sino a avanzar en la senda de la descarbonización del transporte y la movilidad en nuestro país, de manera que España pueda lograr la neutralidad climática en 2050.

El seguimiento de los Planes MOVES se puede realizar a través de la web de IDAE: www.idae.es ■

Visión de las pérdidas de energía en España

Pedro Chazarra Bernabé

Responsable de Regulación de UFD Distribución Electricidad, S.A.

Eva Ruiz Ansótegui

Responsable de Inspecciones y Liquidaciones de UFD Distribución Electricidad, S.A.

Marta Romero Fernández

Responsable de Servicios Jurídicos de UFD Distribución Electricidad, S.A.

En nuestro país se ha consolidado una dinámica en la que algunos clientes han adoptado prácticas ilegales para consumir electricidad y evitar el pago de la energía que consumen, en un marco que dificulta ampliamente su persecución y atribución de responsabilidad, así como la obtención del pago de la energía defraudada. En la actualidad, el fraude eléctrico está regulado como un delito en el artículo 255 de la Ley Orgánica 10/1995, de 23 de noviembre, del Código Penal. En la jurisdicción penal, de conformidad con el principio de la presunción de inocencia, suele absolverse a los acusados de fraude ya que, normalmente, no se puede probar que la persona acusada es la que cometió el fraude, por más que resulte evidente que se beneficiaba del mismo. Es decir, salvo que se disponga de una prueba que permita acreditar que el propio consumidor ha alterado el contador o realizado el enganche ilegal, es poco probable que se le condene como autor material del delito.

De conformidad con el principio de prevalencia de la jurisdicción penal y el principio “non bis in idem”, en los procedimientos

administrativos no se entra a valorar la actuación de los defraudadores, por considerar que debe ser resuelto en la jurisdicción penal. La vía administrativa suele limitarse al análisis del ajuste de la facturación de los fraudes a la normativa, pero no se analiza la conducta de los defraudadores ni se les imponen sanciones.

Es importante tener en cuenta que el Código Penal impone una pena de multa de tres a doce meses para cualquier tipo de defraudación de energía eléctrica, así como de gas, agua, telecomunicaciones u otro elemento, energía o fluidos ajenos, sin límite de importe. Para los fraudes de importe inferior a 400 euros, se determina una pena inferior, de uno a tres meses de pena de multa, pero también se consideran delitos.

Lo anterior genera una gran dificultad a las empresas eléctricas para perseguir el fraude, en tanto que se ven en la obligación de acudir a la vía penal donde, mayoritariamente, se absuelve a los defraudadores, salvo en casos muy flagrantes en los que concurren delitos contra la salud pública, en cuyo caso sí se suele obtener una condena del defraudador.

Si la defraudación eléctrica por debajo de un importe, como pudiera ser por ejemplo 10.000 euros, dejase de estar legislada como un delito, se podrían establecer mecanismos sancionadores en vía administrativa de más ágil y efectiva aplicación. Estas sanciones administrativas tendrían el efecto disuasorio para los defraudadores que la vía penal no está consiguiendo a fecha de hoy.

En lo referente a la regulación, hoy en día sigue estando vigente lo dispuesto en el RD 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En el mismo se establece que la empresa distribuidora podrá interrumpir el suministro de forma inmediata cuando se haya realizado un enganche directo sin previo contrato, se establezcan derivaciones para suministrar energía a una instalación no prevista en el contrato, cuando se manipule el equipo de medida o control o se evite su correcto funcionamiento o en el caso de instalaciones peligrosas. El mismo artículo señala que en todos los casos anteriores la interrupción del suministro se llevará a cabo por la empresa

distribuidora y se comunicará a la Administración competente, haciéndolo por escrito o por cualquier otro medio aceptado entre las partes.

Por su parte, el artículo 52 de la Ley 24/2013, prevé los supuestos en los que podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica.

La norma actualmente vigente es imprecisa en diversos aspectos relacionados con los plazos y responsabilidades de los agentes que actúan en el proceso de identificación y tratamiento del fraude eléctrico. Del mismo modo, con dicha norma no hay riesgo económico para los sujetos que cometen el fraude, lo que de facto implica un incentivo para llevarlo a cabo, y además existen criterios diferentes a nivel estatal y autonómico en cuanto a las actuaciones a llevar a cabo al respecto.

No parece tener sentido que el fraude eléctrico se vea regulado entre otras normas por el RD 1955/2000, el cual fue desarrollado hace más de veinte años, en un contexto económico y social que ha variado de manera muy sustancial desde entonces. Sin embargo, por distintas razones no ha sido posible que se desarrolle un Real Decreto que regule el fraude por la vía administrativa con criterios actualizados, como se expone a continuación.

En julio de 2013 el entonces MINETUR publicó un Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, en el cual se incorporaban diversas disposiciones sobre el fraude. La CNE emitió un informe respecto de dicho proyecto en septiembre de ese mismo año. En el citado informe se destacaba la necesidad de establecer una regulación frente al fraude existente en el sector eléctrico a partir de la experiencia adquirida. De este modo, el capítulo II del título II del

mencionado Proyecto de Real Decreto estaba dedicado al pago y la suspensión del suministro, con un desarrollo con mayor concreción de lo establecido a este respecto en el Real Decreto 1955/2000, y con una definición tanto de los plazos de aplicación a distribuidores y comercializadores en el procedimiento de suspensión del suministro por impagos, como la responsabilidad de cada uno de los agentes a este respecto.

Posteriormente, la CNMC publicó su documento PDN/DE/001/15, "Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico", de 16 de julio de 2015, en el que exponía las gestiones que realizó con el fin de proponer un borrador de Real Decreto de fraude. En mayo de 2014 llevó a cabo la apertura de un expediente informativo al objeto de realizar un seguimiento especial sobre la evolución del porcentaje de pérdidas, el cual dirigió al Operador del Sistema y a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Una vez recibidas las respuestas de los distintos agentes, la CNMC constituyó un Grupo de Trabajo, como consecuencia del cual surgió un borrador de texto que fue anexo a dicho informe.

A pesar de los esfuerzos desarrollados en su momento tanto por la CNMC como por el Ministerio, el fraude se mantiene hoy en día regulado por el RD 1955/2000, ante la ausencia de una nueva normativa que ponga al día los principios establecidos en el mismo.

El fraude, coste para el sistema

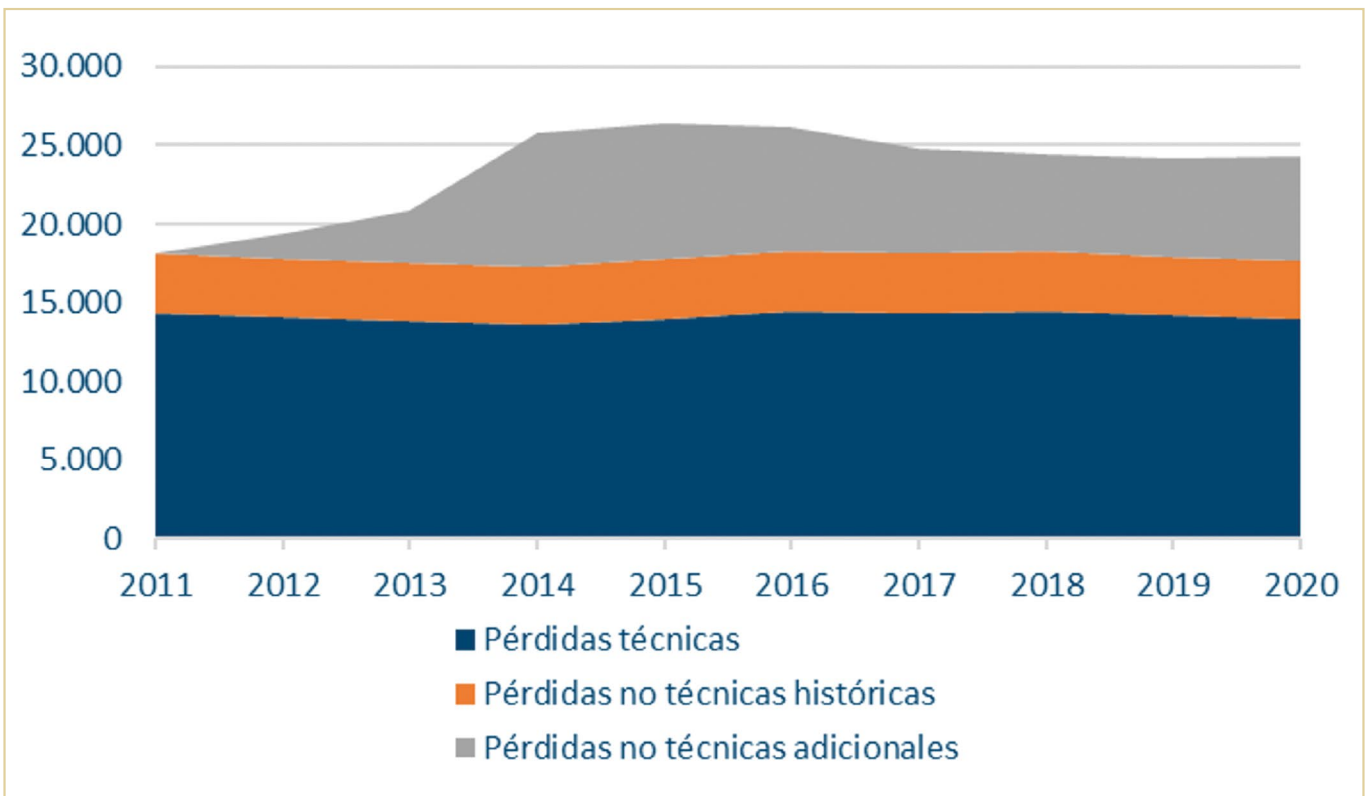
Al observar la evolución de las pérdidas de electricidad en el sector, se puede comprobar que desde el año 2010 se ha producido un incremento muy relevante de las mismas, como consecuencia de la consoli-

dación del fraude en el consumo. La crisis económica indujo el inicio de este fenómeno, pero el fraude encontró unas condiciones de contorno que propiciaron su afianzamiento en el país.

La Figura 1 de la página siguiente muestra la evolución de las pérdidas de transporte y distribución en el conjunto del sector. Se parte del año 2011, ya que las cifras en los años 2009 y 2010 son muy volátiles debido a los problemas que hubo por el traspaso de los clientes regulados de las distribuidoras a las CUR. En el mismo se dividen las pérdidas en tres subconjuntos:

- Pérdidas técnicas. Se han asumido unas pérdidas técnicas equivalentes al 5% de la energía de entrada en la red de distribución, más la totalidad de las pérdidas de transporte publicadas por REE para cada año. La cifra del 5% es un promedio aproximado. Se asume que las pérdidas técnicas tienden a ser constantes a lo largo del tiempo, como por otra parte es lógico tratándose de redes con criterios de diseño, de operación y de mantenimiento normalizados, y considerando que las distribuidoras ya han llevado a cabo todas las inversiones eficientes que cabía realizar con el fin de disminuir las pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas históricas. Se consideran como tales aquellas que ya existían en el año 2011, y se asume un valor constante para las mismas a lo largo del tiempo.
- Pérdidas no técnicas adicionales. Se trata de la diferencia entre las pérdidas totales y las anteriormente mencionadas pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas históricas.

La energía defraudada, en el marco del régimen económico del sector eléctrico, implica

Figura 1. Evolución pérdidas transporte distribución GWh

Fuente: cálculos propios realizados a partir de informes de REE y liquidaciones de la CNMC.
Demanda en B.C – energía facturada cliente (incluido nivel 4)

un encarecimiento del coste para los consumidores, ya que son ellos quienes soportan el coste que los efectos del fraude suponen para el sistema. El coste para el sistema eléctrico de los aproximadamente 10 TWh de pérdidas no técnicas que resultan del cálculo anterior, considerando tanto las históricas como las adicionales de la última década, en el año 2019 representó alrededor de 1.800 millones de euros, valorado al PVPC promedio de dicho año (180 €/MWh).

La magnitud de este coste hundido del sistema debería ser suficiente como para justificar la puesta en marcha de medidas regulatorias y legales que permitan ponerle freno. Más aún en una circunstancia como la actual en lo relativo al incremen-

to sobrevenido de los precios de la electricidad, y la gran repercusión mediática y la alarma social que está suscitando este fenómeno.

Estudio de pérdidas realizado por UFD

Con el fin de profundizar en el análisis de las pérdidas del sector eléctrico en España, UFD ha desarrollado un proyecto de caracterización de las pérdidas técnicas y no técnicas en el sector. El método empleado para determinar las pérdidas técnicas se estructuró en las siguientes etapas:

1. Cálculo por modelización técnica (flujos de carga) de segmentos (muestras)

aleatorias de la red de distribución para obtener los niveles de pérdidas técnicas en los mismos. Se modeló la red existente simplificada, usando datos horarios reales (perfiles de generación y consumo de los usuarios conectados a cada segmento de red).

La modelización se aplicó tanto a la red MT (seleccionando aleatoriamente alimentadores completos) como a la red BT (seleccionando aleatoriamente centros de transformación y la red BT asociada).

2. Ajuste de las pérdidas técnicas resultantes del modelo de flujos para capturar componentes de pérdidas técnicas exógenas al modelo de red simplificado:

- Pérdidas por desbalance de fases.
- Pérdidas por factor de potencia (potencia reactiva).
- Pérdidas por falta de simultaneidad de las cargas individuales (dentro de una hora).
- Pérdidas en acometidas.
- Pérdidas en medidores.

3. Identificación de parámetros de caracterización de pérdidas. En base a los resultados de pérdidas técnicas obtenidos en las muestras, se realizaron análisis estadísticos para intentar observar patrones en las características de los segmentos de red de la muestra que expliquen las diferencias entre los niveles de pérdidas técnicas obtenidos.

4. Los parámetros de caracterización de pérdidas fueron entonces aplicados al resto de la red de la distribuidora para extrapolar sus niveles de pérdidas técnicas.

Los resultados del estudio arrojan unas pérdidas técnicas para las distribuidoras de más de

100.000 clientes equivalentes algo inferiores al 5% de la energía de entrada en la red de media tensión, para el año 2018. Considerando que las pérdidas totales en dicho año estuvieron en el entorno del 9%, se concluye que las pérdidas no técnicas ascendieron a cifras cercanas al 4,5%, y fueron por tanto cercanas a las pérdidas técnicas de dicho año.

Una vez cuantificadas las pérdidas técnicas, se desarrolló un análisis de las pérdidas no técnicas. Si bien las pérdidas técnicas tienen un orden de magnitud razonablemente comparable entre todas las zonas de distribución, en el caso de las pérdidas no técnicas se observa una dispersión relevante, con áreas caracterizadas por una notable concentración de pérdidas.

Con el fin de profundizar en el estudio, se trató de analizar la eventual correlación entre las pérdidas no técnicas de los municipios y ciertas variables socioeconómicas. Las variables consideradas fueron la renta media per cápita, la tasa de paro y el por-

centaje de viviendas en altura respecto del total de viviendas del municipio.

La metodología empleada fue la del *clustering* o de agrupamiento de datos, técnica de aprendizaje no supervisado que permite organizar los objetos modelados (en este caso los municipios) en grupos o conjuntos distintos en función de los valores observados para las variables de interés, de forma que los miembros de un mismo grupo presenten un perfil o comportamiento similar, frente a los miembros de otros grupos.

El estudio refleja que existe una clara correlación, de manera que la existencia de ciertos rangos de valores de las variables socioeconómicas en un área geográfica determinada es asociable con certeza a comportamientos con mayor tendencia al fraude eléctrico. Cuanto menor es el desarrollo social y económico de una región, y cuanto mayores son los indicadores de delitos, existe una mayor propensión al fraude.

Figura 2. Porcentaje de pérdidas en distintas zonas de distribución (%)

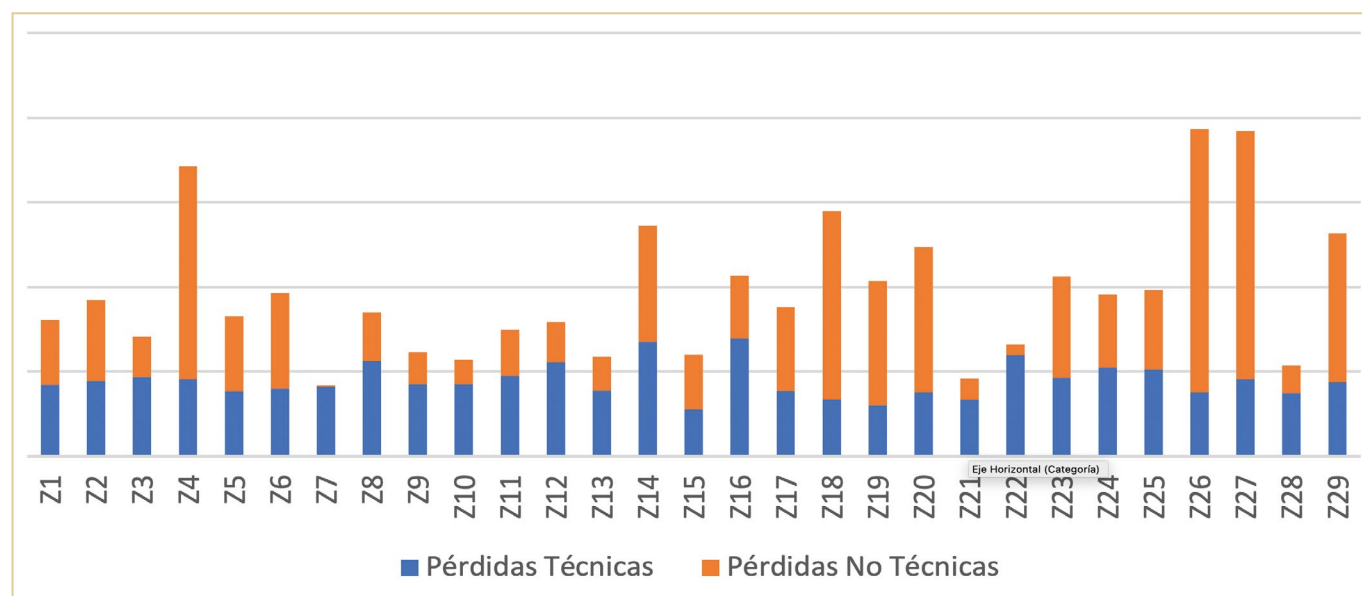


Figura 3.

La Figura 2 adjunta muestra los valores de pérdidas técnicas y no técnicas en diferentes áreas de distribución. Se puede observar que las pérdidas no técnicas no son uniformes a lo largo del territorio, a diferencia de las pérdidas técnicas. En las zonas 7 y 22 no existen apenas pérdidas no técnicas, pero existen otras como la 4, la 26 y la 27 que poseen valores de pérdidas que cuadruplican el promedio de las otras zonas.

El estudio concluye que la afección del fraude no es homogéneo geográficamente a ni-

vel nacional, afectando de distinta manera a cada empresa distribuidora, con diferencias sustanciales entre algunas de ellas.

Tipologías de fraude

En la última década se ha producido una profesionalización del fraude eléctrico en España. Ante la ausencia de penalizaciones efectivas para quienes desarrollan comportamientos fraudulentos, se ha extendido una red de técnicos con conocimientos suficientes para manipular equipos de me-

didada y realizar conexiones directas, entre otras muchas modalidades. Esto existía con anterioridad, pero en mucha menor medida. El fraude se ha consolidado como un negocio organizado y rentable, a pesar de la acción continuada de las distribuidoras de electricidad y el acompañamiento de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado, la problemática anteriormente mencionada respecto de la ausencia de herramientas legales para combatir el fraude.

Las compañías distribuidoras han venido desarrollando campañas de identificación de fraude durante la última década, y para ello han incrementado los recursos que dedican a esta actividad. Sin embargo, las pérdidas del sector se han mantenido y no se aprecia la efectividad de esta actividad. La impunidad legal justifica que el fraude se mantenga a pesar de todo.

Se exponen a continuación algunos ejemplos característicos de fraude. Se describen de forma sucinta, en la medida que no se persigue que este artículo se constituya en un manual de fraude para técnicos electricistas.

Un tipo de fraude habitual en suministros con contrato es la doble acometida, consistente en una conexión a la red en instalación independiente al contador y el paralelo a la conexión del contador. Este tipo de fraude es habitual en suministros no centralizados con Armarios y Caja General de Protección (CGP) independientes, en las que el cliente tiene fácil acceso a la red antes de la acometida o a algún tramo de la Línea General de Alimentación (LGA) tras la acometida. Realizan una conexión a uno de estos tramos y se alimenta total o parcialmente el suministro por esta vía. Es habitual encontrar este tipo de fraude en viviendas unifamiliares, casas independientes, naves e industrias en polígonos (Figura 3).

Figura 4.



Otro tipo característico es el puente entre la entrada y la salida de fase de los contadores. Este tipo de fraude consiste en la conexión de las entradas y salidas de las fases por medio de un elemento conductor, lo que ocasiona que parte de la energía no pase por el contador, al derivarse por el conductor. Estos conductores suelen disimularse en el embornado de los contadores. Este tipo de fraude es habitual en suministros domésticos centralizados (Figura 4).

Finalmente se presenta otro tipo de fraude, consistente en anular el contador, conectando los cables de entrada y salida de forma independiente al contador, por lo que esta energía no es contabilizada por el contador al no pasar a través del mismo (Figura 5).

Bolsas de fraude estructural

La situación actual está propiciando la consolidación de bolsas de fraude estructural, cuya regularización es muy compleja, ya

Figura 5.



que no solo atañe a la actuación de la distribuidora, sino que además involucra al Ministerio de Interior y la Comunidad Autónoma, entre otras instituciones. La solución de este tipo de casos implica recalificación de terrenos, autorizaciones administrativas o realojos de habitantes, entre otras muchas actuaciones que exceden de la responsabilidad y de la capacidad de los distribuidores de electricidad.

En estos lugares existen instalaciones conectadas a las redes de distribución que no cumplen ningún reglamento ni prescripción de seguridad mínima, lo que acarrea un riesgo grave de accidente eléctrico que hace peligrar la salud y la vida de las personas que entren en contacto con estas redes ilegales. Adicionalmente, suponen un riesgo añadido para los habitantes y/o usuarios de las viviendas y locales alimentados de forma ilegal, con riesgo de incendio y de electrocución, tanto en el interior como en el exterior de las viviendas. En determina-

Figura 6.

das circunstancias, se producen problemas de abastecimiento para los clientes legales de la zona cuyo suministro eléctrico se dota a través de líneas eléctricas en las que existe este tipo de suministros ilegales.

Se adjuntan fotos de algunas de las conexiones ilegales que pueden encontrarse en estas ubicaciones, que como puede observarse son fácilmente apreciables desde el exterior (Figura 6).

Las plantaciones de cannabis son usuarios característicos de fraude eléctrico, y están experimentando un crecimiento exponencial. La península ibérica ha pasado de ser un territorio de tránsito y consumo de este estupefaciente a convertirse en un lugar de producción. El cultivo de cáñamo está permitido en España si es dedicado a fines industriales, como son la producción de semillas o fibra, o bien si cuenta con autoriza-

ción expresa de la Agencia Española de Medicamentos y Productos Sanitarios (AEMPS), para fines científicos, médicos o de investigación.

La colaboración de las empresas distribuidoras con los Cuerpos y Fuerzas de Seguridad del Estado está siendo muy relevante en la detección de cultivos de marihuana en espacios cerrados o 'indoor' y ocultos para su posterior desarticulación.

Conclusiones

El fraude eléctrico se ha consolidado en España desde hace una década. Si bien tuvo su origen en la crisis financiera de 2008, su continuidad en el tiempo pone de manifiesto que el marco legal y regulatorio no está funcionando adecuadamente. El coste del fraude es una carga hundida

que está soportando el sistema y estamos pagando entre todos los usuarios, para beneficio de quienes desarrollan este tipo de actividades. La solución pasa por despenalizar el fraude y actualizar la regulación vigente, para que exista una vía administrativa que permita ponerle freno de manera efectiva.■

Hibridación Renovable

Victoria Esteban

Asociada Principal de Garrigues

Marcos Botella

Socio de Garrigues

Antonio Baena

Socio de G-advisory

¿Qué es la hibridación renovable?

La hibridación renovable consiste en la combinación de dos o más tecnologías renovables, o de tecnologías renovables con unidades de almacenamiento, con el fin último de optimizar el aprovechamiento de las fuentes y la generación de energía, desde un punto de vista técnico, ambiental y económico. La hibridación renovable puede perseguir distintos objetivos:

- Complementar la generación de distintas tecnologías renovables, para conseguir un perfil más aplanado y estable;
- Aprovechar mejor la capacidad disponible en un punto de conexión de la red, optimizando el uso de las infraestructuras de conexión, transporte y distribución de la electricidad;
- Conferir firmeza a la generación renovable, dada su naturaleza intermitente;
- Mejorar la disponibilidad y/o las características técnicas o la sostenibilidad de determinados combustibles.

Tipos de hibridación

Para alcanzar alguno o varios de los objetivos mencionados anteriormente, se han ido desarrollando distintas opciones tecnológicas de hibridación. Entre las más habituales se pueden citar las siguientes:

- a) Hibridación de distintos tipos de biomasa en hornos-calderas, bien sea para producir calor útil para industria o calefacción (en forma de vapor, agua caliente u otros fluidos termoportantes), bien sea para producir electricidad mediante el uso de turbinas de vapor.
- b) Hibridación de plantas termosolares con calderas de biomasa, que ayudan a mantener la producción de electricidad en momentos de baja o nula irradiación.
- c) Hibridación de combustibles fósiles con biomasa, para reducir las emisiones de CO₂ y de otros compuestos nocivos de centrales térmicas.
- d) Hibridación de plantas de generación renovable con instalaciones de almacenamiento de energía. Por ejemplo,

plantas termosolares con sistemas de almacenamiento de calor con sales fundidas o plantas fotovoltaicas o parques eólicos con sistemas de baterías.

- e) Hibridación entre tecnologías renovables para combinar de forma eficiente el recurso existente en un emplazamiento (viento, sol), con vistas a maximizar la producción dado un punto de conexión con una potencia de evacuación determinada.
- f) Hibridación de energías renovables (eólica, fotovoltaica) con centrales de bombeo, las cuales permiten bombear agua usando excedentes de producción de las instalaciones renovables para que pueda ser después turbinada produciendo electricidad en aquellos momentos en los que no está disponible el recurso renovable (ausencia de viento o de sol).
- g) Hibridación entre tecnologías renovables para la generación de calor: combinación de biomasa con geotermia y solar térmica.

Situación regulatoria actual

Hasta la aprobación del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica ("Real Decreto-ley 23/2020"), la única regulación existente sobre hibridación se determinaba en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En su artículo 4, se establecían las instalaciones híbridas incluidas dentro del régimen retributivo específico, siempre entendiendo la hibridación como instalaciones en las que se empleaban varios combustibles o tecnologías en una misma instalación, pero acotado a tecnologías y combustibles muy concretos:

- a) Hibridación tipo 1: instalaciones que combinasen biomasa de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas con biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal o estas con licores negros del grupo c.2.
- b) Hibridación tipo 2: instalaciones termosolares que incorporasen adicionalmente como combustible de apoyo biomasa o biolíquidos.

Es el Real Decreto-ley 23/2020 la norma que finalmente extiende la hibridación a la incorporación de varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. Este cambio flexibiliza el concepto de hibridación permitiendo no solo una combinación de generación eléctrica y térmica, sino un modelo más abierto que permite la combinación de otras tecnologías.

Con el objetivo indicado en la exposición de motivos del referido Real Decreto-ley de *"incrementar la utilización y gestión de energía renovable que conduzca al cumplimiento de los objetivos del próximo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030)"*, *"para lo que se hace necesario con carácter urgente maximizar la utilización de las redes ya existentes y minimizar los impactos ambientales"*, se modifican las previsiones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y se introduce, por un lado, la habilitación a la hibridación, esto es, el acceso a un mismo punto de la red de instalaciones que empleen distintas tecnologías de generación siempre que esto resulte técnicamente posible, así como se elimina una restricción normativa injustificada que evitaba el diseño eficiente de las instalaciones para un aprovechamiento óptimo del recurso renovable, permitiendo que la autorización de instalaciones se conceda con una potencia instalada superior a la potencia de acceso y conexión otorgada, siempre que se respeten estos límites de evacuación en la operación de la planta.

Así, actualmente, la normativa de ámbito estatal que se debe tener en consideración para hibridar una instalación de energía eléctrica es la siguiente:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ("LSE").
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica ("Real Decreto 1955/2000").
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de

producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ("Real Decreto 413/2014").

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ("Real Decreto 1183/2020").
- 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 ("Circular 1/2021").

En primer lugar, tal y como se ha indicado, la LSE, en su artículo 33, permite acceder a un mismo punto de conexión a la red a instalaciones que empleen distintas tecnologías de generación siempre que esto resulte técnicamente posible. Como único condicionante, una de las tecnologías utilizadas debe utilizar una fuente de energía primaria renovable o disponer de una instalación de almacenamiento.

En todo caso, las instalaciones deben respetar los límites de evacuación activa máxima del permiso de acceso y conexión. Es decir, si la instalación tuviera la disponibilidad para generar electricidad de toda la potencia instalada, no se podría verter a la red la producción que exceda de la potencia permitida de vertido en el permiso de acceso y conexión.

Los tipos de hibridación recogidos en la normativa

Por un lado, el Real Decreto 413/2014 se ha visto modificado por el Real Decreto 1183/2020 introduciendo para la aplicación

del régimen retributivo específico un nuevo tipo de hibridación tipo 3 que permite combinar una tecnología renovable con cualquier otra tecnología.

Por otro lado, el Real Decreto 1183/2020 distingue la hibridación de instalaciones que: (i) ya dispongan de permiso de acceso y conexión y (ii) las instalaciones que no lo tienen.

a) Instalaciones con permiso de acceso y conexión

Siguiendo lo dispuesto en la LSE, el Real Decreto 1183/2020 permite la hibridación de una instalación de generación que cuenta con permiso de acceso y conexión concedido con otra instalación de generación renovable o con instalaciones de almacenamiento si el titular del mismo solicita al gestor de la red pertinente la modificación del permiso de acceso y conexión. Esta solicitud no requerirá del otorgamiento de un nuevo permiso de acceso y conexión.

Sin duda alguna, el hecho de que la hibridación de una instalación que disponga de permiso de acceso y conexión solo requiera la actualización del mismo es una gran ventaja. Ello permite que las tecnologías que se incorporen en este proceso se tramiten por el procedimiento abreviado, con plazos más cortos que el ordinario, sin que el criterio temporal para otorgar el permiso de acceso se aplique y con una reducción del 50% de las garantías económicas de las tecnologías añadidas a la instalación.

Para que pueda acogerse a esta hibridación, se enumeran en el apartado 3 del artículo 27 del mencionado Real Decreto, los criterios y requisitos que deben cumplirse en dicho momento y mientras esté operativa la instalación:

- La instalación debe respetar los criterios técnicos de acceso y conexión establecidos en la normativa vigente.
- La incorporación de otra tecnología a la instalación no puede modificar la capacidad de acceso y conexión concedida en más de un 5%, ni suponer una modificación de la ubicación geográfica conforme a los criterios indicados en la Disposición adicional decimocuarta y el Anexo II del Real Decreto 1955/2000.
- La instalación debe cumplir los requisitos técnicos que le sean de aplicación.
- El titular de la instalación debe disponer de permiso de acceso y conexión en vigor para al menos una de las tecnologías que componen la instalación.
- La potencia instalada de la tecnología que cuenta con permiso de acceso y conexión no puede ser menor de un 40% de la potencia de acceso autorizada en dicho permiso.
- Si alguna tecnología de la instalación tiene derecho a un régimen retributivo, ésta debe disponer de equipos de medida que permitan retribuir adecuadamente la misma.
- Las nuevas tecnologías incorporadas al permiso de acceso y conexión cumplen con los requisitos de conexión establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, así como en la normativa de desarrollo o implementación del mismo.
- La instalación debe disponer de un sistema de control que evite que la potencia vertida a la red no exceda la permitida en el permiso de acceso y conexión.

Si no se cumplen con las condiciones anteriores, el operador de la red inadmitirá la solicitud para modificar el permiso de acceso y conexión. Ello no implicará la pérdida del permiso de acceso y conexión que ya se hubiera concedido con anterioridad. No obstante, no procedería la hibridación de la instalación.

Por último, cabe señalar que, a la vista de la redacción actual de la norma, parece claro que es el titular de la instalación existente al que se le permite el uso de esa capacidad ya concedida y no a otro titular, siendo este quien debe solicitar la actualización del permiso de acceso y conexión.

b) Instalaciones sin permiso de acceso y conexión

Tal y como recoge el artículo 28 del Real Decreto 1183/2020, se permite que se presenten solicitudes de permisos de acceso para instalaciones de generación de electricidad híbridas siempre y cuando al menos una de las tecnologías empleadas utilice de manera principal una fuente de energía renovable o incorpore una instalación de almacenamiento.

Como particularidad, al someterse al procedimiento general de otorgamiento de acceso, las garantías económicas de las tecnologías que aporten menor potencia en términos porcentuales tendrán una reducción del 50%.

Además, existe la posibilidad de actualizar una solicitud de acceso y conexión que se encuentre en tramitación y no se le haya otorgado el permiso si la instalación de generación pueda ser considerada la misma conforme a lo dispuesto en la Disposición adicional decimocuarta y Anexo II del Real Decreto 1955/2000. En estos casos, para

el otorgamiento de los permisos, se mantiene la fecha de la solicitud original.

Competencia y tramitación administrativa

De acuerdo con la LSE, la competencia para autorizar la hibridación de una instalación será estatal o autonómica dependiendo de la potencia eléctrica de la instalación y su ubicación:

- (i) El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ("MITECO"), como autoridad estatal, autorizará la hibridación de instalaciones ubicadas en el territorio peninsular que, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, tengan una potencia eléctrica instalada superior a 50 MW, o se ubiquen en más de una Comunidad Autónoma.
- (ii) Las Comunidades Autónomas serán competentes de autorizar la hibridación de las instalaciones ubicadas únicamente en su territorio y que no excedan los 50 MW de potencia eléctrica instalada, incluyendo sus infraestructuras de evacuación.

Como apunte, la competencia ambiental del proyecto será estatal o autonómica según se haya determinado la competencia desde el punto de vista del sector eléctrico.

Asimismo, a efectos de entender cuál es la potencia instalada de una instalación, se corresponderá con la potencia activa máxima que pueden alcanzar las unidades de producción, conforme a la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, modificada por el Real Decreto 1183/2020.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que, a los efectos de determinar la autoridad competente, si la instalación original fuera

competencia autonómica por no superar los 50 MW de potencia instalada, pero conjuntamente con la instalación hibridada superara los 50 MW, la autoridad competente sería el MITECO, tal y como lo ha confirmado este en las Preguntas Frecuentes publicadas en su web.

En cuanto a la tramitación administrativa, tanto la nueva parte de la instalación hibridada en el caso de hibridación de una instalación existente o la nueva instalación hibridada si se construye conjuntamente deben obtener los permisos, autorizaciones y licencias pertinentes del mismo modo que cualquier otra instalación de generación de fuentes renovables. No hay ninguna peculiaridad al respecto frente a otras tramitaciones.

Dependiendo de la competencia en la tramitación, la normativa aplicable será de ámbito exclusivamente estatal o si la competencia es autonómica, se aplicará la normativa básica estatal y la normativa autonómica.

Nótese que las normas autonómicas suelen distinguir la tramitación dependiendo del tipo de tecnología a implantar, por lo que habrá que analizar los permisos otorgados en cada uno de los proyectos objeto de las transacciones.

En todo caso, serían aplicables asimismo los hitos administrativos dispuestos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, conforme a lo indicado en los artículos 26 y 27 del Real Decreto 1183/2020. Por tanto, en caso de hibridación de instalaciones que cuenten con permisos de acceso y de conexión, ambas partes deben cumplir los hitos. Tal y como interpreta dichos artículos el MITECO, si es la tecnología que figuraba en el permiso de acceso original la que no cumple, decae el permiso; y si es la hibridación la que no cumple los plazos, el permiso decae a la situación original.

Aspectos normativos por desarrollar

A día de hoy, todavía existen muchas cuestiones en este ámbito que regular que el sector está demandando.

Por un lado, se entiende necesario el desarrollo normativo del régimen jurídico de las instalaciones híbridas que clarifiquen los escenarios de hibridación y más aún la regulación de la tecnología del almacenamiento.

Asimismo, el sector considera que, para cumplir los objetivos previstos de energías renovables, se debe apostar por una simplificación en la tramitación administrativa, tanto en los trámites ambientales como en el otorgamiento de la declaración de utilidad pública, y por una flexibilización de los requisitos impuestos, como es la eliminación de la necesidad de depositar garantías o del requisito relativo a la limitación de la ubicación geográfica dispuesto en el Real Decreto 1955/2000 para considerar la misma instalación a efectos de los permisos de acceso y conexión.

Finalmente, sería preciso modificar la regulación de la participación en los servicios de ajuste, para facilitar la integración de las unidades de almacenamiento y de hibridación en estos mercados.

Financiación de proyectos de hibridación: aspectos a considerar

La financiación de instalaciones nuevas que incluyan hibridación no debería presentar particularidades relevantes, desde el punto de vista de su financiación. Sin embargo, los proyectos de hibridación de instalaciones existentes sí presentan algunas particularidades respecto de una financiación de proyecto sin hibridación.

Nos referimos por tanto a la situación en la que una instalación existente y en explotación, ya sea un parque eólico, una planta fotovoltaica o termosolar o cualquier otra instalación renovable, pretende aprovechar su punto de acceso y conexión, en los términos previstos en la legislación aplicable descrita anteriormente, para instalar un sistema de hibridación, lo que se podría denominar como una “hibridación secundaria”.

Según resulta de la normativa administrativa aplicable, la financiación de la hibridación secundaria se encuentra con un condicionante de carácter regulatorio, y es que no sería posible separar en dos SPVs, por una parte, la titularidad de la planta existente objeto de una financiación en vigor (la “planta inicial” y la “financiación vigente”, respectivamente), de la titularidad de la instalación de hibridación secundaria para su eventual financiación de forma independiente (la “planta adicional” y la “nueva financiación”).

Esa separación en dos SPVs de la planta inicial y la financiación vigente, por una parte, y la planta adicional y la nueva financiación por otra, permitiría una mayor libertad al titular de la planta inicial puesto que le permitiría optar tanto por financiar la planta adicional con los bancos de la financiación vigente, mediante una ampliación de esta, como optar por una nueva financiación independiente.

A falta de esta posibilidad, y puesto que consideramos que no es factible en la práctica que convivan en una misma SPV dos financiación independientes en modalidad “*project finance*”, el titular de la hibridación secundaria tendrá necesariamente que optar entre solicitar una ampliación de la financiación vigente o bien cancelar la financiación vigente con cargo a una nueva financiación con la que, de forma conjunta, se refinance dicha financiación vigente y se financie la hibridación secundaria.

No obstante lo anterior, si por alguna circunstancia particular, no fuera posible ni cancelar ni ampliar la financiación vigente, de modo que se hiciera inevitable financiar la planta adicional desde la misma SPV sin cancelar la financiación vigente, cabría analizar otras alternativas de financiación como la compra de derechos de crédito, si bien debemos tener presente que estas fórmulas van a ser siempre mucho más complejas y difíciles de implantar contractualmente.

Rentabilidad esperada para una hibridación eólica – fotovoltaica

Desde G-advisory hemos ayudado a varios de nuestros clientes a analizar la rentabilidad económica obtenida mediante la hibridación de parques eólicos existentes o en proyecto con plantas fotovoltaicas de nueva construcción.

Para llevar a cabo este análisis hay que partir de una serie de asunciones e hipótesis de trabajo. Elegir adecuadamente las mismas es esencial para obtener una visión adecuada de la rentabilidad que se puede esperar con el nuevo proyecto. Entre las más relevantes se pueden citar las siguientes:

- Es necesario modelizar adecuadamente a futuro las producciones horarias del parque eólico y de la planta fotovoltaica. Esta última tiene, por lo general, una variabilidad interanual de generación mucho más baja, pero esto no suele ser el caso del parque eólico.
- Es esencial elaborar proyecciones de precios *pool* horarias a largo plazo (25 años) sólidas y razonables, así como sus correspondientes precios de captura solar y fotovoltaico. La forma más fácil, y engañosa, de obtener rentabilidades atractivas es ser optimista en la evolución

futura de los precios de captura. Para ello utilizamos el modelo horario de precios a largo plazo denominado xPryce, que ha sido desarrollado por Simulyde, empresa con la que G-advisory lleva años colaborando en este tipo de estudios. Este modelo ha sido ampliamente utilizado por distintos actores del sector energético para pronosticar y analizar el mercado eléctrico durante años. El modelo simula el funcionamiento del sistema eléctrico, hora a hora, optimizando las decisiones temporales tomadas por los agentes del mercado para asegurar que se minimice el gasto total para cubrir la demanda. El modelo calcula el despacho económico de los activos de generación eléctrica del MIBEL en condiciones de competencia perfecta, considerando la producción de centrales nucleares, térmicas e hidroeléctricas, instalaciones de energías renovables e interconexiones. Las centrales están representadas con gran detalle, incluyendo características como máxima capacidad instalada, mínimo técnico, costes de puesta en marcha y parada y consumo de combustible, los parámetros técnicos de las centrales hidroeléctricas, el ciclo completo de bombeo o el flujo de energía. Los resultados del modelo son la programación de generación horaria para un horizonte temporal anual a lo largo de un horizonte de 25 años.

- También es esencial contar con hipótesis de costes de inversión y explotación adecuados. Como la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) óptimos para la inversión se calculan mediante un proceso iterativo, utilizamos para ello curvas de CAPEX y OPEX actualizadas que recogen las economías de escala en función del tamaño de la planta fotovoltaica a construir. Estas curvas están elaboradas en base a valores reales de proyectos extraídos de nuestra amplia experiencia en

el sector. Obviamente en las curvas de CAPEX y OPEX manejadas se tiene en cuenta el ahorro que supone que las instalaciones de interconexión están ya construidas y en funcionamiento.

En cuanto a la generación, es importante que exista una sincronía entre las distintas producciones interanuales esperadas para el parque eólico y la planta fotovoltaica con los escenarios de precios *pool* futuros que se proyecten. Es necesario, por tanto, modelizar y calcular producciones de largo plazo con precios de captura sincronizados.

Como ya se ha señalado, la TIR, VAN y período de retorno (PR) óptimos se obtienen mediante un proceso iterativo basado en correr los escenarios con escalones incrementales de potencia fotovoltaica instalada.

El modelo considera además las siguientes restricciones:

- La generación horaria total (eólica más fotovoltaica) está limitada a la potencia autorizada.
- La generación solar excedente se considera como “vertido”.
- El beneficio se calcula como el ingreso extra anual obtenido por la generación solar,

siendo el flujo de caja anual (o EBITDA), los ingresos menos el OPEX.

A nadie se le escapa que nos encontramos en una situación coyuntural de precios anormalmente altos de mercado eléctrico, provocada principalmente por los precios altos de las *commodities* (gas natural y CO₂) registrados hoy en día, que tienen un impacto directo en el precio de la electricidad del mercado mayorista. En un escenario de precios altos, como el actual, la rentabilidad de los proyectos de hibridación es significativamente mejor que en un escenario de precios más moderados. Por ello, de cara a evaluar sensibilidades de la rentabilidad de los proyectos de hibridación al precio de mercado, solemos correr escenarios que manejen precios esperados en una situación sin la tensión actual en el precio de las *commodities*.

De nuestra experiencia acumulada modelizando la hibridación de nuevas plantas fotovoltaicas con parques eólicos, se pueden extraer algunas conclusiones de carácter general:

- a) Como cabía esperar la rentabilidad y el retorno obtenido para la nueva planta fotovoltaica depende del número de horas equivalentes que tenga el parque eólico existente y de la complementariedad de ambas producciones, **es decir del “hueco” que deja la generación**

del parque eólico a la planta fotovoltaica. Por ello conviene elegir bien el parque eólico con el que se pretende hibridar la fotovoltaica, en el caso de que contemos con distintas alternativas.

- b) La TIR se incrementa rápidamente a medida que se van añadiendo escalones de potencia fotovoltaica hasta que se alcanza una zona plana que luego disminuye suavemente. **Se obtienen TIR esperadas razonables, que suelen oscilar entre el 4% y el 7%** para escenarios de precios *pool* de la electricidad más moderados que los actuales, que son los que se esperan a futuro.
- c) El VAN va aumentando en la zona de TIR plana o suavemente descendente a medida que vamos añadiendo escalones incrementales de potencia fotovoltaica, pero lo hace hasta cierto límite, a partir del cual el VAN vuelve a caer. Esto se debe a que hasta que se alcanza este límite, el beneficio generado por cada MWp adicional compensa la inversión, dado que el precio que captura en las horas iniciales y finales del día aporta más puntos de rentabilidad que los que se pierden por el vertido generado en las horas centrales del día.
- d) **El periodo de retorno suele oscilar en un plazo entre 10 y 15 años.■**

El papel del vehículo eléctrico en el ecosistema energético: Más allá del coche

Juan Luis Plá de la Rosa

Director de Relaciones Institucionales de Nissan Motor Ibérica, S.A.

Introducción

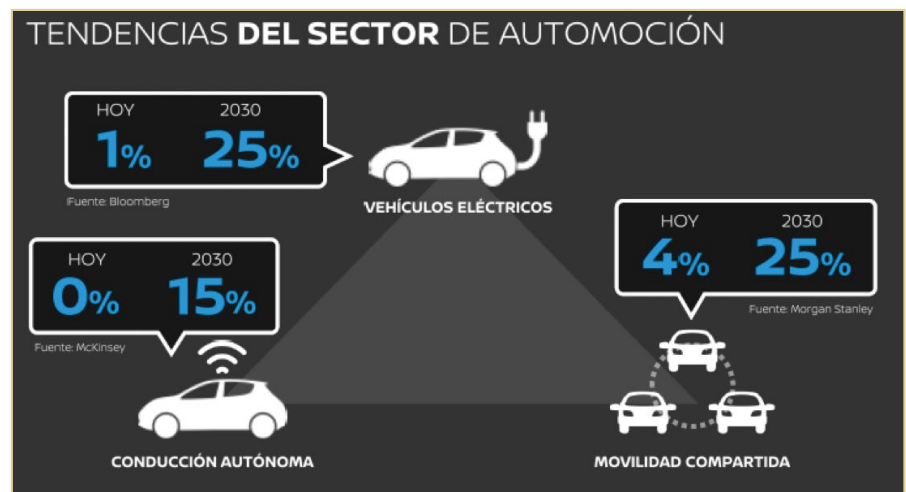
A día de hoy, nadie duda del papel que la tecnología eléctrica va a jugar en el futuro de la movilidad de personas y mercancías. Hay razones de eficiencia energética, reducción de la dependencia energética del exterior, competitividad económica frente a otras alternativas y, por supuesto, reducción de los impactos ambientales asociados al uso de hidrocarburos en los vehículos.

En este artículo se pretende transmitir una visión holística del papel que pueden jugar los vehículos electrificados en el ecosistema energético en España y la visión de una empresa pionera como NISSAN cuya estrategia va enfocada a considerar el vehículo eléctrico como una parte más del ecosistema eléctrico en un futuro inmediato.

Tendencias en la movilidad de personas y mercancías

La movilidad de personas y mercancías es un factor de progreso en las sociedades modernas. Los ciudadanos demandan su capacidad de moverse con toda libertad y el movimiento de mercancías es una clara señal de avance

Figura 1. Tendencias en la movilidad



económico. Pero a su vez, las nuevas generaciones están demandando que este desarrollo social y económico no afecte a su futuro por el impacto ambiental que supone el uso de determinadas tecnologías.

Desde el punto de vista de los proveedores de los medios de transporte, en concreto de los fabricantes de automóviles, se puede considerar que las principales tendencias en la movilidad se enmarcan en: vehículos

de nulas o bajas emisiones, vehículos conectados y autónomos y sistemas de movilidad compartida.

Se estima que en 2030, el 25% de los vehículos que circularán por el mundo serán eléctricos, el 15% dispondrán de sistemas avanzados de conducción autónoma y un 25% de los desplazamientos que harán los ciudadanos se realizarán con sistemas compartidos.

Estas tendencias se verán reflejadas de manera predominante en los grandes núcleos de población donde cada vez más se concentra la población y las necesidades de movilidad. Además es en estos núcleos donde se concentran los principales problemas asociados a la contaminación.

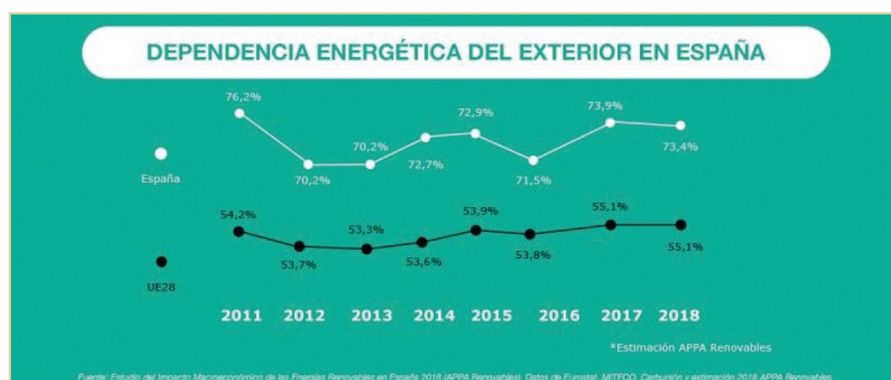
En el caso de la movilidad de mercancías, la proliferación de las ventas de productos y servicios por internet y su envío al cliente determinan un importante crecimiento de las necesidades de transporte, y acentúan el impacto ambiental de dicho incremento de actividad en los entornos urbanos.

Finalmente, y a escala global, el acceso de los países en vías de desarrollo a unos niveles de calidad de vida mayor, permite prever un importante crecimiento de la flota mundial de vehículos pasando de los 1.200 millones de vehículos circulando por el mundo en la actualidad hasta 2.500 millones en 2050. En áreas más desarrolladas como USA y la UE con valores de motorización de 500/600 vehículos por cada 1.000 habitantes no se estima un crecimiento de la flota rodante, incluso se estima una caída, pero serán aquellos países con niveles muy inferiores (África, Sudeste asiático, Rusia y Latinoamérica con valores entre 20 y 100 vehículos cada 1.000 habitantes) donde se producirá un fuerte crecimiento de sus flotas. Estas previsiones hacen especialmente importante el desarrollo de nuevas tecnologías que reduzcan la demanda de combustibles y sus impactos medioambientales a escala global.

Energía-transporte. Dependencia energética exterior y electrificación del vehículo

Desde hace años, el transporte de personas y mercancías se ha convertido en el prin-

Figura 2. Dependencia Energética del exterior en España



Fuente: foroparalaelectrificacion.es

cipal consumidor de energía en el mundo (en España en 2018 supuso el 40% del consumo de energía final), por delante de la industria, la generación de electricidad y el consumo doméstico. Dentro del conjunto del transporte, el transporte por carretera de pasajeros con vehículos turismo supone aproximadamente un 56% del consumo energético.

La casi absoluta dependencia actual del transporte por carretera de los productos derivados del petróleo (94%), al igual que el transporte marítimo y el aéreo, conllevan una gran dependencia exterior del suministro de energía que en España supera el 70% con la consecuente salida de recursos económicos cifrada en más de 25.000 millones de Euros al año, solo para importaciones de petróleo y derivados.

La movilidad electrificada, en sus distintas versiones de grado de electrificación, supone una clara ventaja para facilitar la descarbonización de la movilidad y reducir esta dependencia externa.

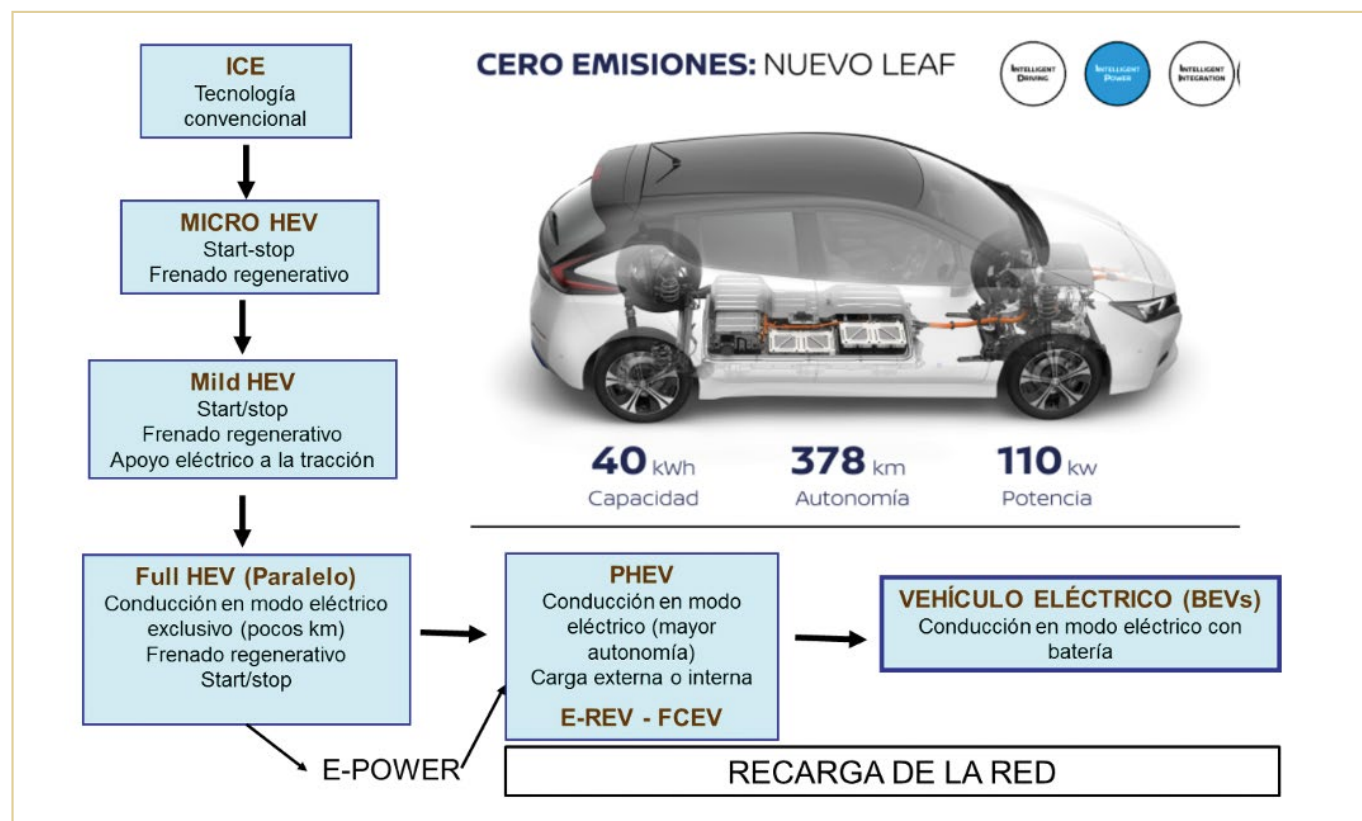
Desde la incorporación de sistemas *start-stop* y sistemas de recuperación de energía en la frenada de los vehículos para su uso en los sistemas eléctricos auxiliares

(*Mild Hybrid*), pasando por los sistemas híbridos que a partir de esta energía recuperada permiten traccionar el vehículo (*Full Hybrid*) mediante un motor eléctrico, hasta los sistemas enchufables a la red que permiten recargar la batería de manera externa (*Plug-in Hybrid*). Sistemas como el novedoso E-Power de NISSAN, intermedio entre un híbrido y un eléctrico 100%, se clasifican como EREV (*Extended Range EV*) mediante el cual, la tracción es 100% eléctrica desde una batería alimentada por un generador térmico.

Finalmente, en esta evolución, los vehículos 100% eléctricos (*Battery EV*) realizan su movilidad a partir de la energía acumulada en su batería recargada de manera externa. Importante resaltar por la actualidad, que los vehículos de hidrógeno (FCEV) son 100% eléctricos donde la electricidad que alimenta la batería se genera en el propio vehículo mediante una pila de combustible que transforma la energía del hidrógeno en energía eléctrica continua.

Todas estas opciones tecnológicas disponen de diversos grados de electrificación de la movilidad, de ahí su mayor eficiencia frente a los vehículos de combustión interna (ICE) convencionales.

Figura 3. Evolución técnica hacia la electrificación del vehículo



Análisis de la eficiencia energética del vehículo eléctrico

En el ámbito de la movilidad, se define como eficiencia energética el consumo de energía por viajero-kilómetro o tonelada-kilómetro. Este análisis se debe realizar para todo el ciclo de vida de la movilidad (WtW), es decir, considerando el consumo de energía hasta el depósito del vehículo o la batería (WtT) y el consumo en el propio vehículo para hacer la movilidad (TtW).

En la figura 4 puede verse como partiendo de la misma necesidad de energía final para hacer determinada movilidad (recorrer 100 kms supone un consumo de energía final en las ruedas de 13,5 kWh), el mayor rendimiento del motor eléctrico (90%) fren-

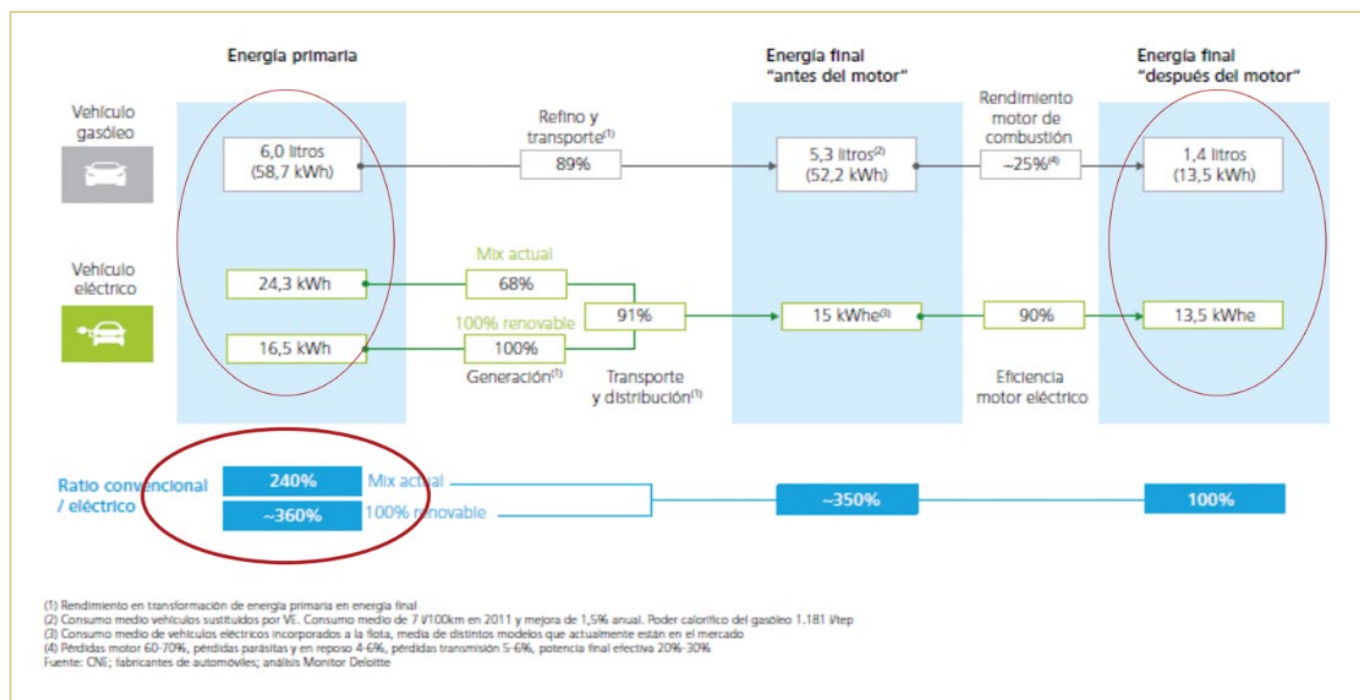
te al motor de combustión interna (25%) determina la necesidad de contar en el depósito de gasóleo de 52,2 kWh frente a los 15 kWh en forma de energía química en la batería del vehículo eléctrico.

Para evaluar la energía primaria de ambos casos, en el caso del gasóleo se debe tener en consideración el proceso de refinado, transporte y distribución desde el origen en forma de crudo de petróleo. Se estima que un 11% de la energía primaria se pierde en este proceso, lo que determina que para la movilidad considerada se han necesitado un total de 58,7 kWh en forma de energía primaria.

En el caso del vehículo eléctrico, las pérdidas por distribución, transporte y recarga

se pueden evaluar en un 9%. Si la energía que alimenta las baterías procede de la red eléctrica con el *mix* actual (se puede estimar que el rendimiento en barras de central medio es del 68%) de manera que la misma movilidad supone un consumo en energía primaria de 24,3 kWh. Para el caso de alimentar las baterías con un sistema renovable en el punto de recarga, el rendimiento sería del 100% y el consumo de energía primaria de 16,5 kWh.

En definitiva, para la misma movilidad en términos de velocidad, aceleración, distancia (100km), etc... se puede afirmar que los vehículos 100% eléctricos de baterías son más eficientes que los vehículos de gasóleo en un 240% cuando son alimentados desde la red general, y un 360% cuan-

Figura 4. Análisis WtW comparativo Diesel vs Eléctrico 100%


Fuente: Monitor Deloitte. Un modelo energético sostenible para España en 2050

do son alimentados con una instalación renovable en el punto de recarga.

Del mismo modo, la aplicación de los distintos factores de emisiones de CO₂ de las fuentes energéticas (2,79 kgCO₂/litro para el gasóleo y 0,14 grCO₂/kWh en bornas de central) permite afirmar que las emisiones de CO₂ para el mismo trayecto y movilidad de 100 kms en un vehículo diésel serían de 16,74 kg, mientras en un vehículo 100% alimentado desde la red eléctrica en España supondría 3,402 kg. Para un recorrido anual medio de 20.000 kms la reducción de emisiones de CO₂ de utilizar un vehículo eléctrico alimentado desde la red sería de 2,7 tCO₂/año, mientras que alimentado desde una instalación propia con fuentes renovables sería de 3,34 tCO₂/año frente a un vehículo Diésel.

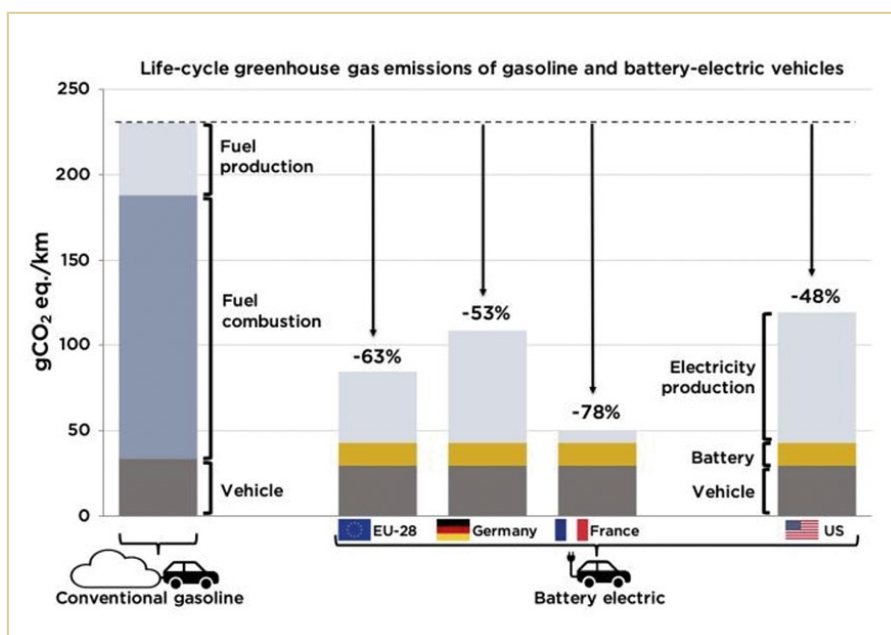
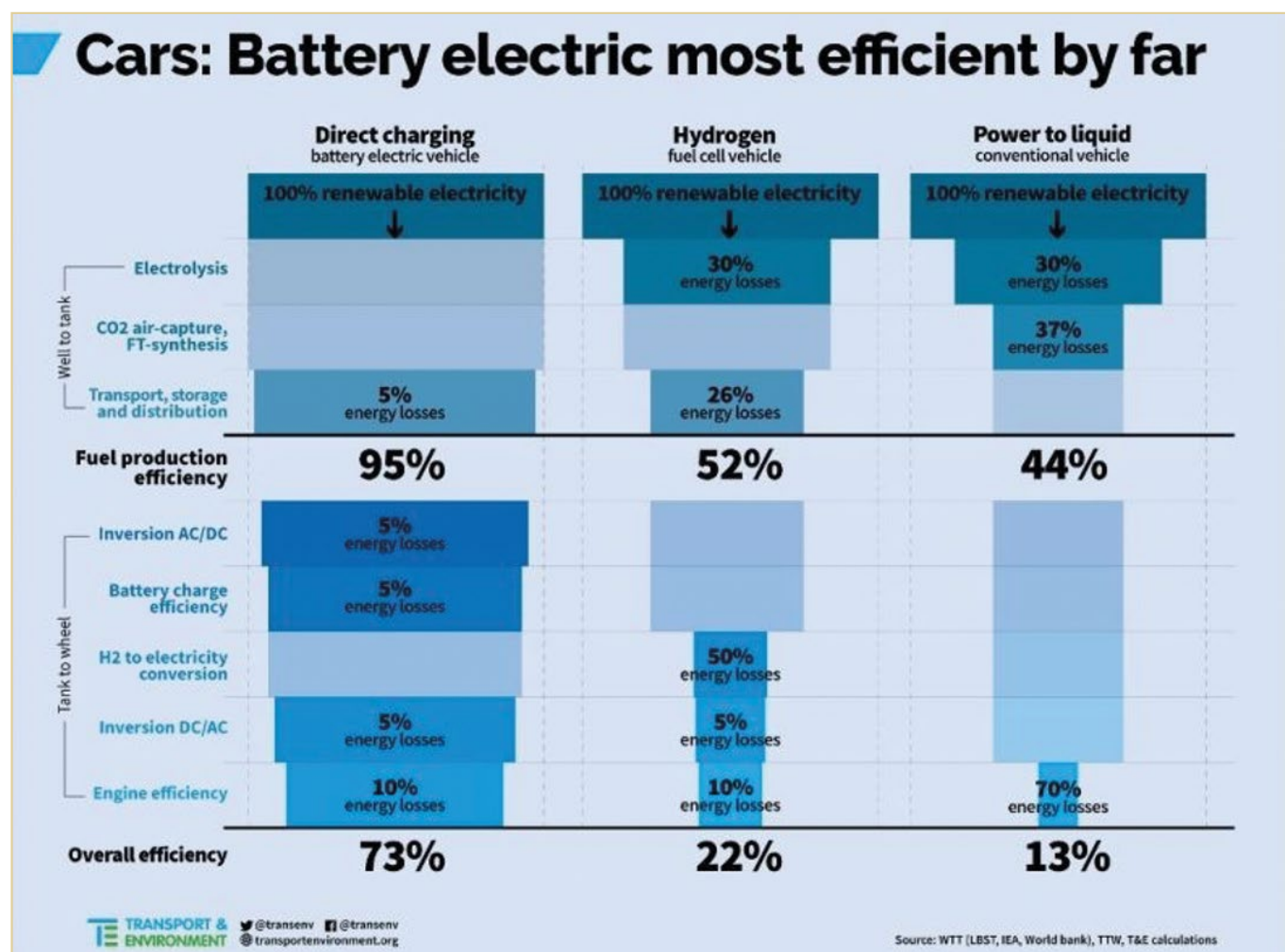
Figura 5. Emisiones WtW en diferentes países


Figura 6. Análisis WtW comparativo BEV, FCEV y ICE-sintéticos



Asimilando este análisis comparativo de las dos alternativas de movilidad (ICE vs BEV), la figura 5 demuestra que incluso en países con un alto porcentaje de generación de electricidad con fuentes fósiles, como EEUU, la movilidad eléctrica supone reducciones de GEI del 48%, cifra que alcanza el 63% de los países de la UE28 y se eleva a un 78% en Francia con un alto porcentaje de generación nuclear, libre de emisiones de GEI. La importancia de esta figura radica en que los datos recogen también las emisiones derivadas de la producción de los vehí-

culos, como el caso concreto de la producción de baterías en los BEV.

Por último, dentro del análisis de la eficiencia energética de las diferentes tecnologías de emisiones cero, el estudio del ciclo de vida completo (WtW) destaca la mayor eficiencia de los vehículos eléctricos de baterías frente a los vehículos de pila de combustible y los vehículos alimentados con combustibles sintéticos a partir de hidrógeno.

La figura 6 demuestra que la eficiencia total de un vehículo eléctrico alimentado con

fuentes renovables en su punto de recarga es del 73% frente a un FCEV con una eficiencia del 22% y un vehículo de combustión alimentado con combustibles sintéticos a partir de hidrógeno con un 13%.

Como conclusión de este análisis puede afirmarse que aquellas políticas energéticas que tengan como verdadero objetivo favorecer la descarbonización del transporte favoreciendo a su vez la reducción de la dependencia energética, deberían focalizarse sobre el impulso de la movilidad eléctrica en su variante de BEV, además de

en el incremento de la participación de las fuentes renovables en la generación de electricidad.

Otras ventajas en eficiencia energética. Integración de EERR

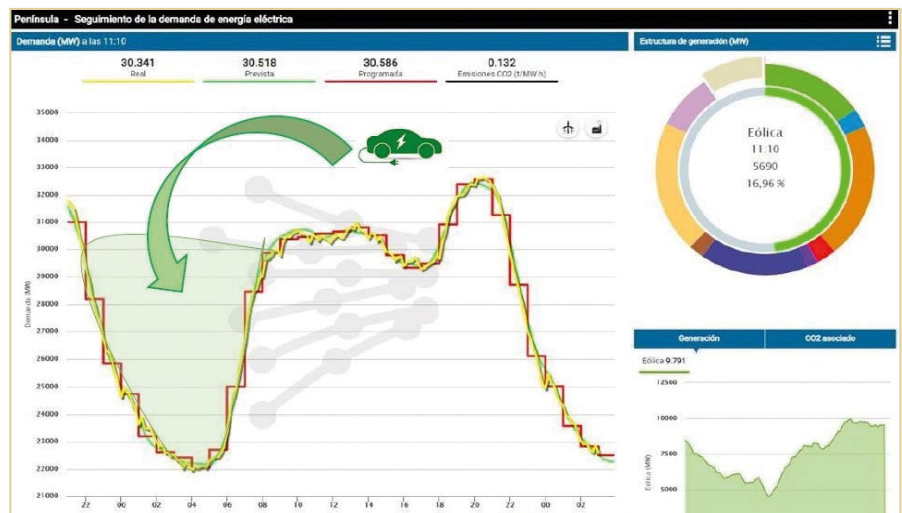
La progresiva descarbonización de la generación de electricidad mediante la incorporación de fuentes renovables con objetivos cada vez más ambiciosos, suponen una gran oportunidad para la descarbonización del transporte gracias a la introducción de la movilidad electrificada.

A su vez, la gestión inteligente de la recarga de los vehículos eléctricos mediante políticas que favorezcan la recarga en los momentos de menor demanda (señales de precios) deberá permitir una mejora de la eficiencia energética del propio sistema.

Una gran parte de la demanda de energía para la recarga de los vehículos eléctricos se produce en los momentos en que el vehículo está parado. Una correcta política de tarifas de las empresas distribuidoras podría permitir “rellenar” los huecos de la curva de demanda aplanando la curva. Esto supone innegables ventajas por eficiencia energética en la gestión de las redes de transporte y distribución frente a fluctuaciones, que se añadirían a evitar la necesidad de instalar mayores capacidades de generación. Algunos informes señalan que “rellenar” el valle de la demanda con la recarga de vehículos eléctricos en estas horas de baja demanda en el caso de España, permitiría alimentar más de 7 millones de vehículos sin necesidad de nuevas potencias de generación ni nuevas inversiones en distribución.

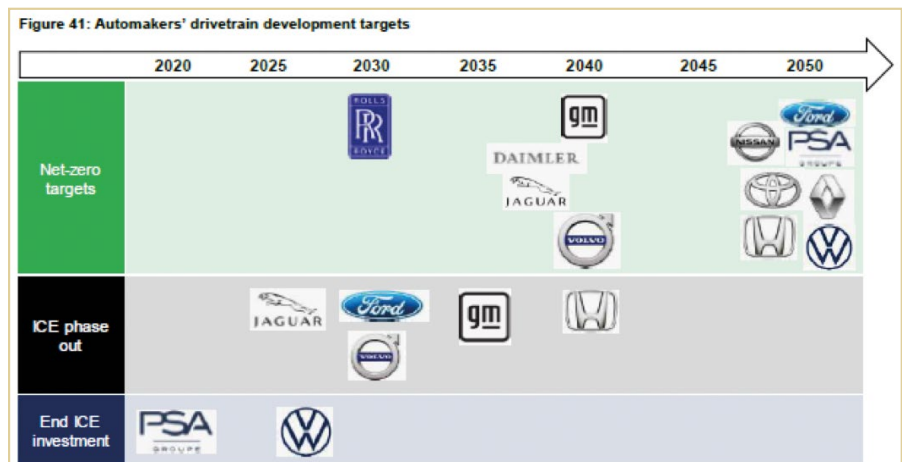
De manera adicional, este aplanamiento de la curva de demanda favorecería la gestión integral de la red facilitando la introducción de mayores porcentajes de renovables, y

Figura 7. Curva de demanda de energía eléctrica en España



Fuente: Red Eléctrica de España (REE).

Figura 8. Estrategias de los principales OEM's



Fuente: BNEF Note: Ford ICE phase-out target is for Europe only. Excludes interim targets.

evitando las paradas de producción de estas fuentes por problemas de inestabilidad.

Finalmente la capacidad de los vehículos eléctricos de actuar como sistemas de acumulación de energía próximos a los puntos de consumo, unido a los puntos de recarga bidireccionales con tecnologías como V2G (*Vehicle to Grid*), supondrán una herramienta de mejora de la calidad de las redes de distribución.

Barreras que dificultan el despliegue masivo de la movilidad eléctrica

En el momento actual se podría afirmar que las principales barreras que están limitando el desarrollo de la movilidad eléctrica frente a las alternativas tradicionales basadas en motores de combustión interna, serían:

Escasez de oferta y coste de adquisición elevado

Las grandes marcas de producción de vehículos (OEM) en el mundo están haciendo un enorme esfuerzo para ampliar su gama de productos electrificados con diferentes estrategias de menor o mayor grado de electrificación.

Prácticamente todos los días surgen noticias sobre estas estrategias de los principales fabricantes de vehículos del mundo, y todas ellas se basan en las fechas objetivo para la sustitución de sus tecnologías actuales por el desarrollo de modelos con tecnologías de bajas o nulas emisiones. Se puede afirmar que la principal herramienta que soporta estas estrategias es la electrificación.

A la vista de que el principal componente de coste de un vehículo eléctrico es el coste de las baterías (Figura 9), la principal consecuencia que se derivará de estas estrategias empresariales será alcanzar con mayor rapidez un factor escala en los vehículos electrificados que les permita ser competitivos en precio frente a los vehículos de combustión interna.

Este factor de escala se verá beneficiado por el enorme despliegue a nivel mundial de fabricante de baterías que está reduciendo de manera radical los costes de fabricación de las baterías. En la figura 10 se puede observar que siguiendo la tendencia actual, en 2023-2025 los vehículos eléctricos tendrán

costes de producción similares o inferiores a los de combustión interna.

Además, los vehículos de combustión se verán cada vez más penalizados por las mayores exigencias de reducción de emisiones contaminantes que se aplican en los países más avanzados, exigiendo nuevas inversiones en motores adaptados a estas normas y un mayor equipamiento de tratamiento de gases.

Desarrollo de las infraestructuras de recarga

Sin lugar a dudas, la introducción de la movilidad eléctrica va a suponer un cambio significativo en nuestra forma de ac-

Figura 9. Distribución del coste de ensamblaje de vehículo ICE vs BEV

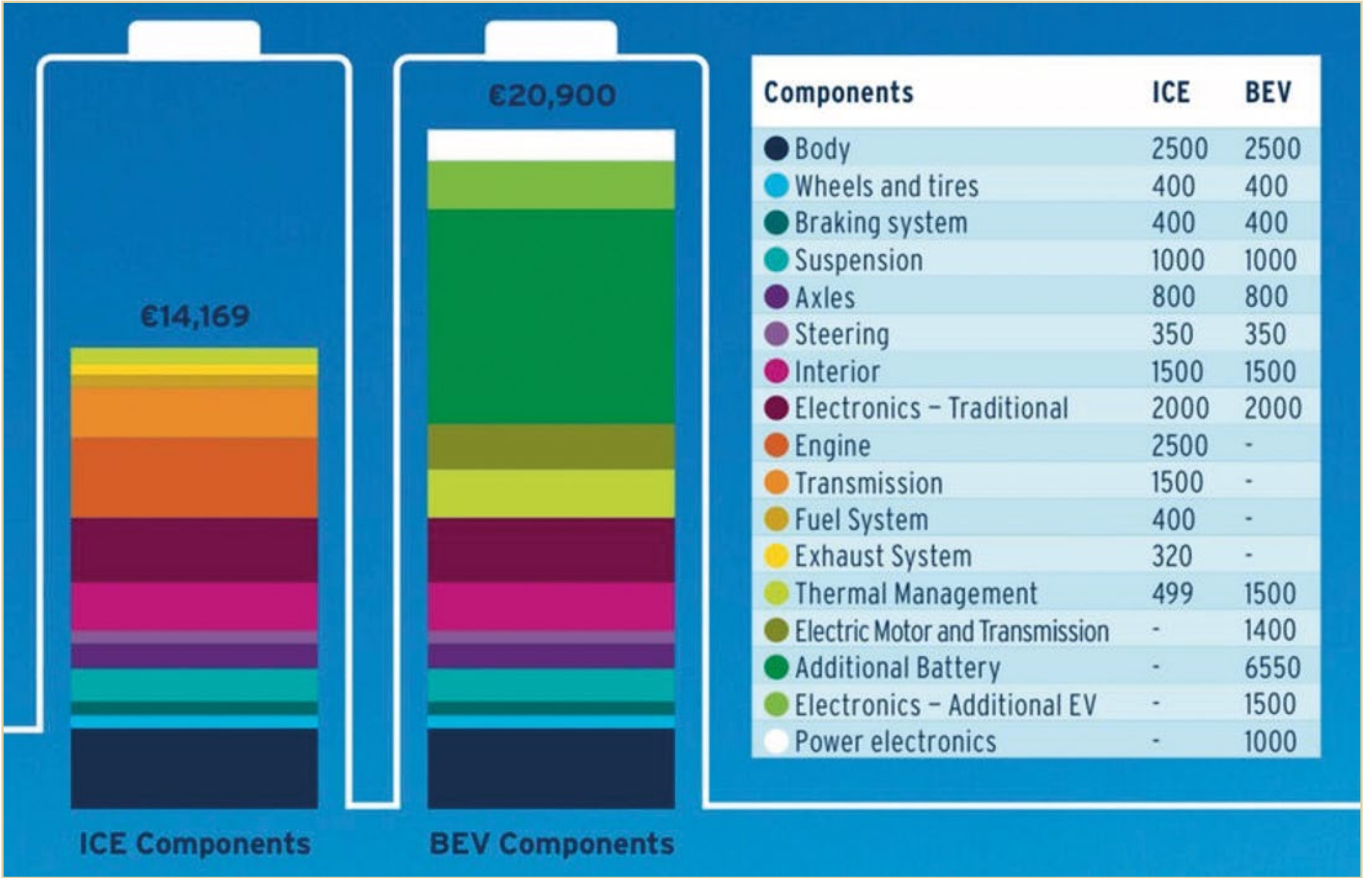
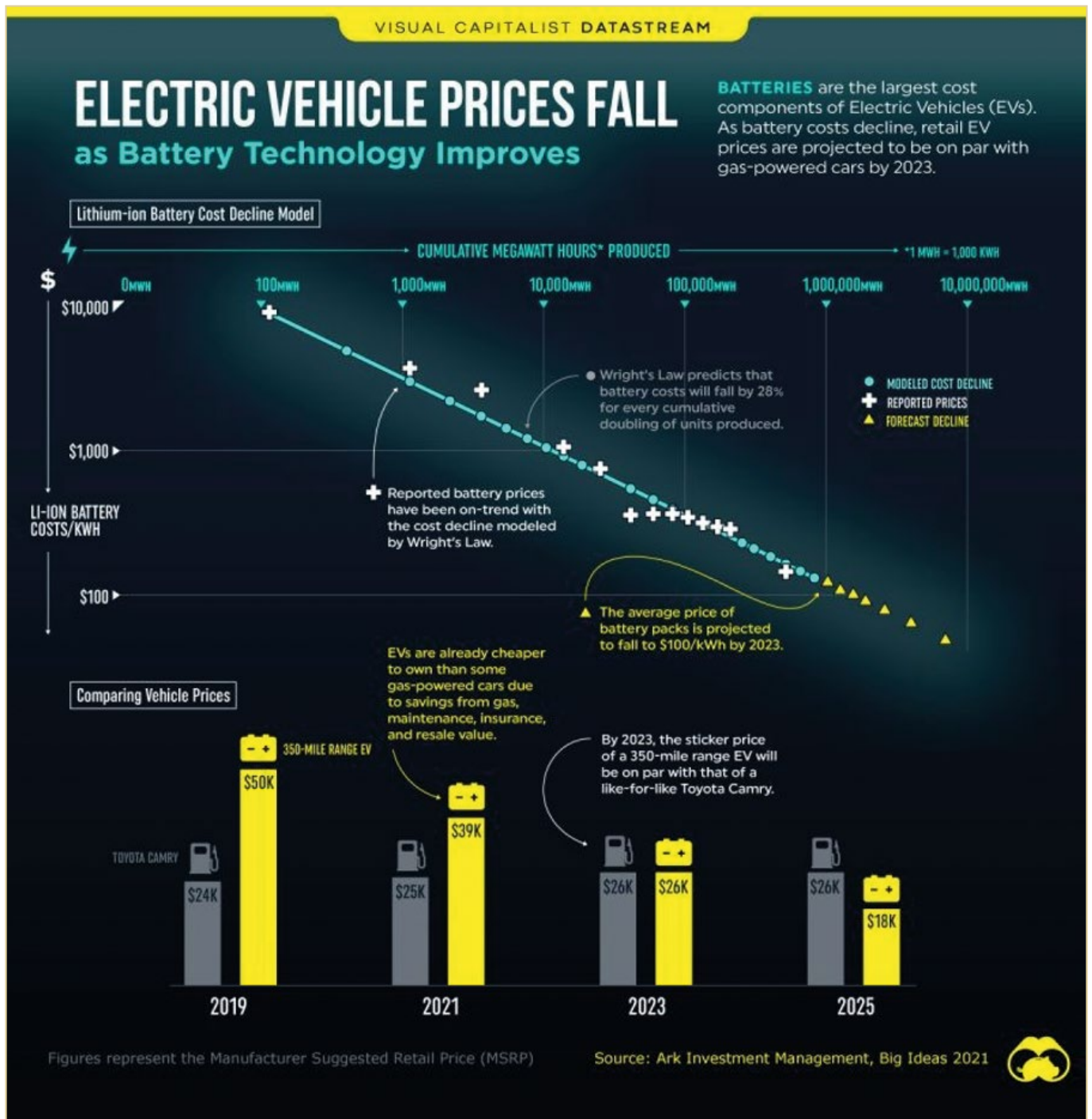


Figura 10. Factor escala baterías y coste comparativo



ceder al suministro de energía para llevar a cabo nuestra demanda de movilidad.

Los usuarios de estos vehículos están llamados a cambiar su forma de suministrarse la energía desde el modelo actual, focalizado en centros de abastecimiento, hacia modelos muchos más dispersos y en momentos diferentes que permitan aprovechar las ventajas de una energía más barata.

Tanto los particulares como las empresas, habrán de adaptar su suministro a los horarios en los cuales los vehículos no se utilizan (principalmente en periodos nocturnos) donde la aplicación de tarifas eléctricas adaptadas a esta demanda permitirán aprovechar la gran ventaja económica del uso de la electricidad para hacer su movilidad.

No obstante, el hecho de que estas nuevas tecnologías aun no puedan cubrir por completo el 100% de las necesidades de movilidad, hace completamente necesario disponer de una red pública de estaciones de suministro energético.

Un factor crítico para elevar la confianza del

ciudadano en estas tecnologías es facilitar el acceso al suministro de energía con criterios elevados de calidad, como hoy día disponen los vehículos de combustión. Para ello son necesarios nuevos desarrollos técnicos y regulatorios que favorezcan el desarrollo masivo de estas redes:

- Incrementando el número de puntos de recarga para aquellos usuarios que no disponen de recarga en sus domicilios o lugares de trabajo
- Garantizando el correcto funcionamiento, en todo momento, de los puntos de recarga públicos
- Garantizando el acceso a la recarga mediante sistemas interoperables y fáciles de operar
- Facilitando la tramitación administrativa en la instalaciones de puntos de recarga
- Reduciendo los costes de instalación y operación de los proveedores de energía para los vehículos
- Promoviendo las capacidades de los sis-

temas de conectividad de los vehículos para acceder a la recarga en el momento que lo deseen/necesiten.

Desde el punto de vista de los operadores de los puntos de recarga, existe un factor que a corto plazo va a tener efectos en sus modelos de negocio. La mayor capacidad de las baterías de los vehículos (en el entorno de los 100 kWh) que les permiten autonomías superiores a los 400/500 kms y garantizan una movilidad completa sin limitaciones, suponen un reto para las estaciones de recarga. Estos vehículos/usuarios, para mantener tiempos de recarga razonables en sus desplazamientos, conllevarán demandas de potencias de recarga muy elevadas (superiores a los 350 kW). Para garantizar estas capacidades, las estaciones de recarga con más de un punto de suministro, se verán obligadas a disponer de una fiable calidad de red y se verán sometidas a altos costes fijos de acometidas.

El desarrollo de soluciones de suministro de energías renovables en estos emplazamientos, junto con el uso de sistemas de

Figura 11. Estimación de necesidades de puntos de recarga de VE en 2030

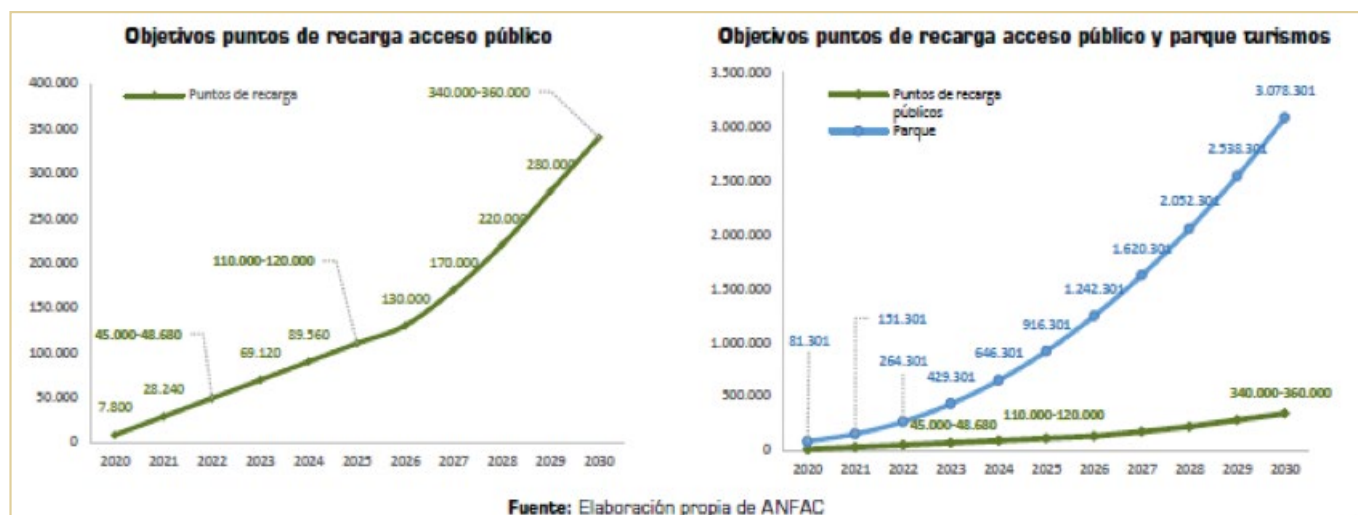
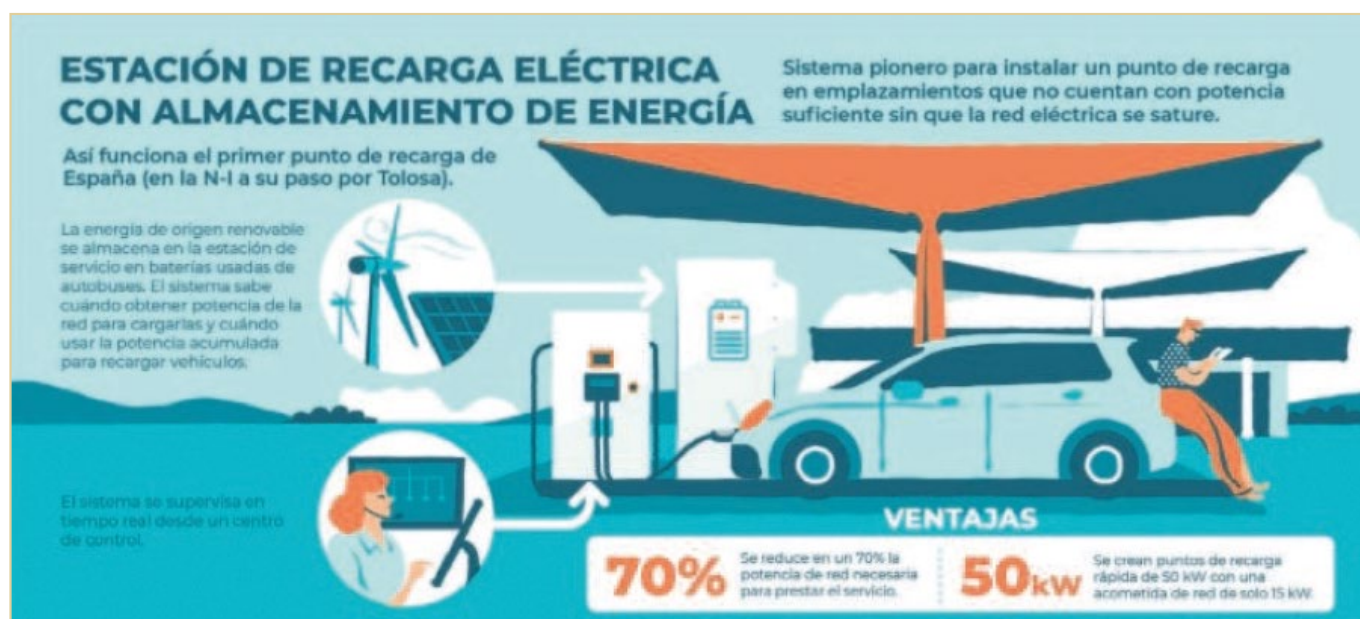


Figura 12. Estación de recarga con sistemas de acumulación y EERR


acumulación (por ejemplo con baterías reutilizadas) podría suponer una importante reducción de costes de inversión y operación, especialmente en aquellos emplazamientos alejados de las redes de distribución de gran capacidad.

Escasez de demanda

Es indudable el crecimiento de las ventas de vehículos eléctricos en el mundo destacando los mercados de China y la UE. Las expectativas de evolución son exponenciales en todos los mercados más maduros que están aplicando políticas medioambientales más restrictivas hacia los vehículos menos eficientes y más contaminantes.

Sin embargo, desde un punto de vista energético y de impactos medioambientales asociados a la movilidad, sobre el conjunto de las flotas que se mueven en el mundo, la flota de vehículos eléctricos es aún muy pequeña, estimando que en 2025 solo existirá una flota acumulada de 50 millones de VE, lo que supondrá escasamente el

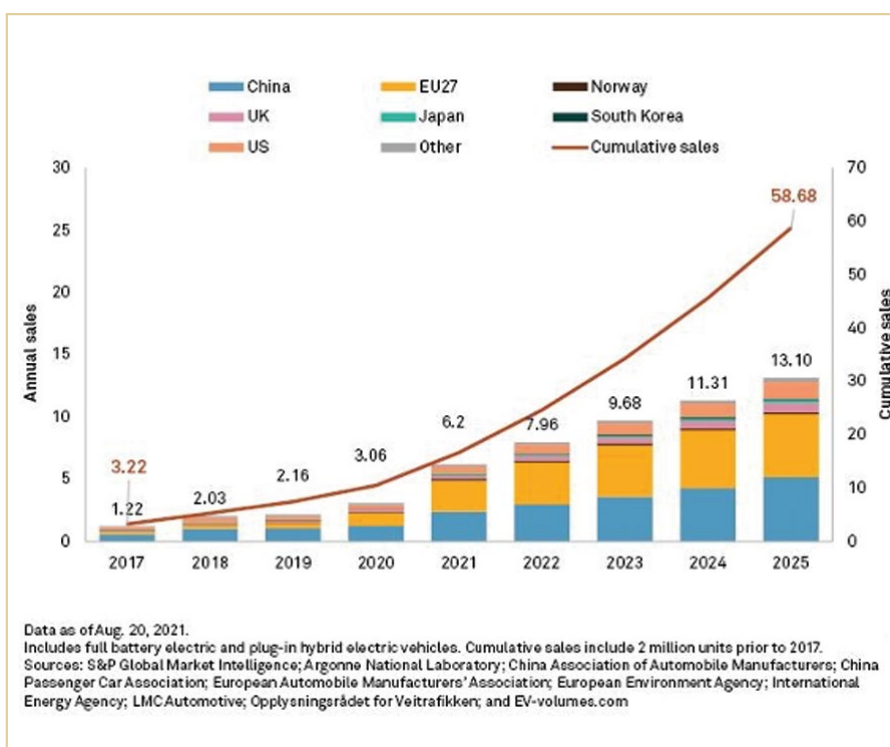
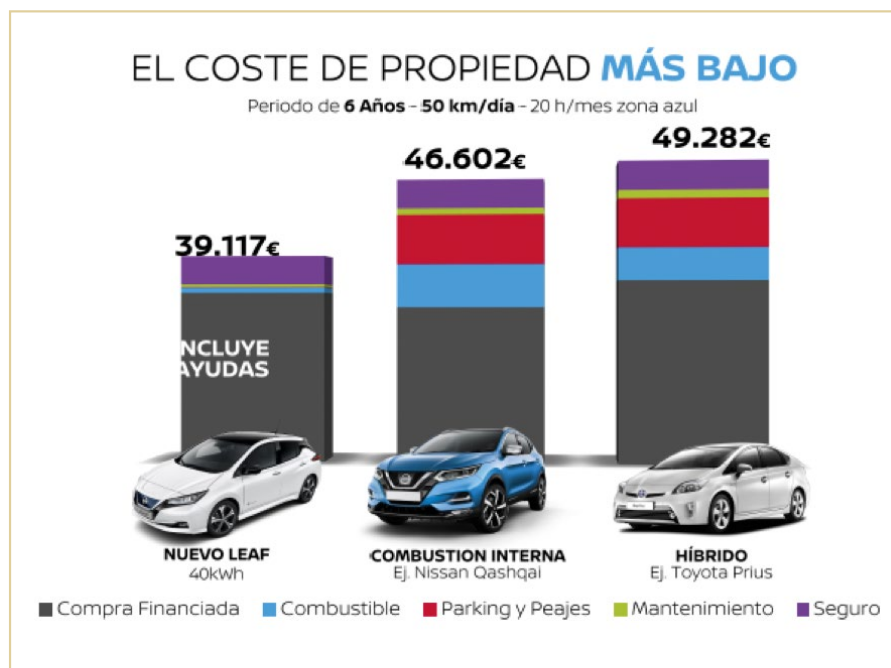
Figura 13. Expectativas de evolución de los mercados de VE por áreas geográficas


Figura 14. Análisis TCO por tecnologías



3-4% del conjunto mundial. A largo plazo, el anuncio de medidas como la prohibición de ventas de vehículos térmicos (UE 2040) determinará una mayor participación de los vehículos electrificados en la flota mundial, señalando 2050 como fecha objetivo para la completa descarbonización de la flota.

Un factor que puede favorecer un incremento en la decisión de los ciudadanos hacia la movilidad eléctrica es convencerles de la necesidad de evaluar su decisión de compra mediante el análisis del coste total de propiedad (TCO), en lugar de solo evaluar el coste de adquisición.

A día de hoy el análisis que están efectuando de manera prioritaria las empresas en su renovación de flotas (TCO), permite afirmar que en determinados nichos de movilidad como la movilidad urbana e interurbana, los vehículos 100% eléctricos son plenamente competitivos.

Figura 15. Ecosistema eléctrico NISSAN



El mayor coste inicial de los vehículos eléctricos, como se ha explicado anteriormente por el coste de las baterías y la falta de efecto escala en la producción, se puede ver compensado por el ahorro en combustible, el menor mantenimiento, el acceso a ayudas a la compra de VE y otras reducciones de costes asociados a políticas locales como la bonificación de impuestos y de aparcamiento en las vías públicas. La figura 14 recoge un caso actual comparativo de coste TCO entre un vehículo convencional, un híbrido y un eléctrico.

Ecosistema eléctrico Nissan

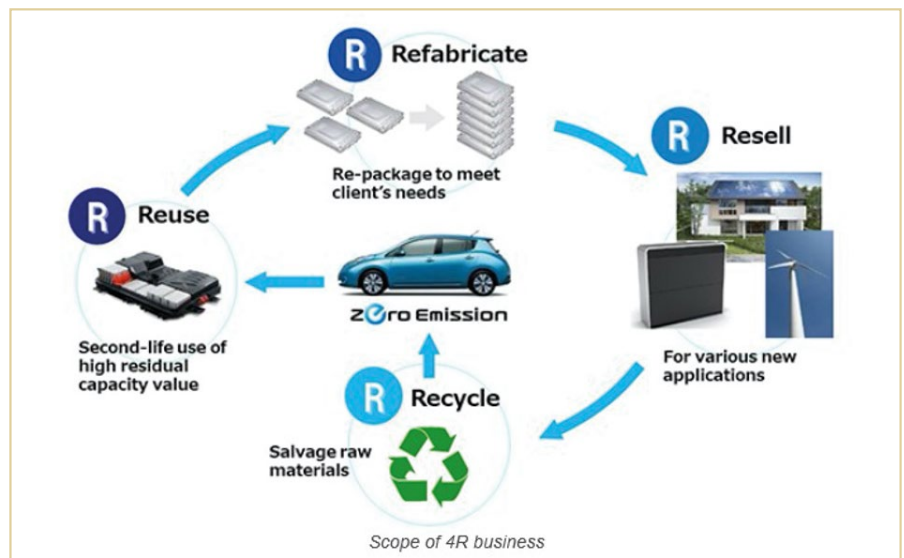
Desde el lanzamiento del primer modelo 100% eléctrico en 2010, la visión de NISSAN de la movilidad iba más allá de la fabricación de vehículos cero emisiones. Uno de los pilares de la estrategia de la empresa fue el concepto de Nissan Intelligence In-

tegration donde el vehículo era una parte más del ecosistema eléctrico.

La conjunción de sistemas de generación renovables próximo a los puntos de consumo, la reutilización de baterías de vehículos una vez terminada su vida útil pero donde todavía disponen de una alta capacidad de acumulación, y los sistemas de recarga bidireccional (V2G; V2H) permiten explotar todas las ventajas de este ecosistema eléctrico con una alta eficiencia energética y nulas emisiones.

En el caso del elemento clave de los vehículos eléctricos, las baterías, desde NISSAN se planteó desde un primer momento la gestión futura de las mismas una vez terminada su vida útil en la movilidad. La estrategia 4R persigue la optimización en esta gestión mediante la utilización de elementos para la refabricación de nuevas baterías, la reutilización de baterías en funciones de acumulación estacionaria de energías renovables y el reciclaje final de los componentes de las baterías cuando el nivel de acumulación es

Figura 16. Estrategia NISSAN 4R para baterías FV



inferior a la demanda de estas aplicaciones estacionarias.

Esta visión de futuro de NISSAN en relación con el fin de vida de las baterías está perfectamente alineada con las nuevas directrices

medioambientales que exigen a los fabricantes de vehículos un correcto tratamiento de los vehículos al final de su vida útil, además de permitir la creación de nuevas empresas destinadas a crecer en estas actividades.

Figura 17. Ecosistema NISSAN Amsterdam Arena



Conclusiones

La movilidad eléctrica de personas y mercancías, especialmente en los entornos urbanos y periurbanos, presenta unas ventajas tan importantes desde el punto de vista ambiental, energético, social y económico que ya no puede calificarse como una opción de futuro, sino como una realidad competitiva con otras formas de movilidad.

El gran esfuerzo que están llevando a cabo los principales fabricantes de vehículos para el desarrollo de nuevos modelos electrificados, en todas sus posibles variantes tanto tecnológicas como de nichos de mercado, responde a una demanda social real, donde factores como la reducción de la dependencia energética, la mejora de la eficiencia energética del transporte por carretera y la reducción de los impactos ambientales predominan en las sociedades más avanzadas.

Países como España, con una alta dependencia energética que supone un déficit exterior anual de 24.000 M€, un gran

potencial de introducción de energías renovables y algunas grandes poblaciones con un problema grave de calidad del aire, no pueden dejar pasar la oportunidad de ser vanguardia en el desarrollo de esta alternativa de movilidad.

También esta oportunidad debe entenderse en el sentido de mantener a nuestro país, como uno de los principales líderes mundiales en la fabricación de vehículos ya que estos modelos suponen una gran oportunidad de desarrollo, no solo para los ensambladores de vehículos, sino sobre todo para los fabricantes de componentes. Del mismo modo estas oportunidades deben ser valoradas como fuente de generación de nuevas actividades, especialmente para las PYMES, por ejemplo en las necesidades de suministro de energía y gestión de la economía circular de los componentes de los vehículos.

Desde Nissan, como pionera de la movilidad eléctrica hacia el conjunto de los ciudadanos con productos adecuados a sus necesidades, se considera que el vehículo eléctrico es una parte más e imprescindible del ecosistema eléctrico actual y futuro. ■

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 sus titulares.

Publicación trimestral: Número 67, Año XIII, Madrid Diciembre 2021

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



Diciembre
2021

GARRIGUES



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

Deloitte.

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

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

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