

54  
Febrero  
2018

# GUÍA DER NOS *DE ENERGÍA*



# Consejo Editorial

Silvestre Arana Knirsch  
Socio Principal. J&A Garrigues S.L.P.

Juan Bachiller Araque  
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

Carmen Becerril Martínez  
Directora Internacional, Grupo Acciona

Iñaki Garay Zabala  
Director de Comunicación. Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF)

Rafael García de Diego  
Director de Asesoría Jurídica y Secretario del Consejo de Administración. 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 Director de Energía. Deloitte

Víctor Pérez Díaz  
Catedrático de Sociología. Universidad Complutense de Madrid y Doctor en Sociología. Universidad de Harvard

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

Juan Sancho Rof  
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Estimados lectores:

A lo largo de este año que hemos dejado atrás, nuestro país ha estado trabajando, al igual que el resto de miembros de la Unión, y continúa haciéndolo intensamente, en el diseño de una estrategia energética propia. Tanto la Ley de Cambio Climático y Transición Energética como el Plan Integrado de Energía y Clima serán los instrumentos fundamentales para garantizar la consecución de los compromisos internacionales de España a 2030, en el marco del Acuerdo de París, y ante la UE.

En el momento actual, estamos asistiendo a diversos análisis prospectivos probables, diseño de escenarios futuribles y las opciones que podrían adoptarse para lograr los objetivos que pretendemos alcanzar. Además del Grupo Interministerial encargado de esta tarea y de los 14 expertos, estamos viendo cómo compañías e instituciones también están contribuyendo de manera muy activa a todo este proceso.

Desde el Club, nos congratulamos de esta participación y viveza de la sociedad civil en un momento de tanta relevancia. Nos espera un año muy importante para el sector. Un año clave en el diseño de nuestro futuro energético.

Comenzando por el bloque de internacional, el lector tendrá acceso a las principales conclusiones extraídas de la Jornada Anual del **Comité Español del Consejo Mundial de la Energía**, que se celebró el 29 de noviembre en el auditorio de Cepsa. Bajo el título *Energy Futures: Cybersecurity and Financing Emerging Transitions*, el evento fue organizado por el Club Español de la Energía (ENERCLUB), con la colaboración del Real Instituto Elcano (RIE) y el patrocinio de Cepsa, y reunió, como viene haciendo cada año, a algunos de los principales actores del sector energético de nuestro país.

A continuación, también dentro de este bloque, Argentina es la zona geográfica protagonista del artículo elaborado por **Marina Paradela**, Abogada Asesora en Derecho de la Energía. En él, la autora analiza la nueva política energética argentina, que el propio gobierno ha dado en llamar el "Comienzo de la Transformación" con especial hincapié en las tecnologías renovables como una de las principales herramientas existentes para alcanzar los nuevos modelos energéticos.

Pasando ya al ámbito europeo, **Ismael Bahillo Santoyo** y **Henar Soto Tejero**, ambos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, analizan un informe del CEER, el Consejo de los Reguladores Europeos de la Energía, sobre los marcos retributivos aplicados en 2017 a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas en los Estados miembros de la UE y Noruega. Entre otros aspectos, el artículo centrado en torno a un tema de gran actualidad en nuestro país, analiza las características del marco retributivo que aplica a estas actividades, las tasas de retribución, y finaliza centrándose en el caso específico de España.

Cerrando el bloque sobre Europa, y como consecuencia del Paquete de movilidad que está siendo publicado por la Comisión Europea, **Carlos García Barquero**, Jefe de Planificación y Estudios del IDAE contribuye a esta edición de Cuadernos con el artículo titulado "Transporte y movilidad sostenible: una oportunidad para España". En él, el autor explica las principales políticas europeas ligadas a la promoción de un transporte más limpio y eficiente y de la movilidad sostenible en Europa, cuáles son los planes puestos en marcha en España en este ámbito, y los principales retos y oportunidades que se nos presentan.

En el ámbito nacional, y como llevamos haciendo desde el mes de julio, hemos querido continuar con aportaciones que reflejen diferentes puntos de vista sobre la trascendente Ley de Cambio Climático y Transición Energética a la que nos hemos referido. En esta ocasión, **Andreu Puñet Balsebre**, Director General de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), expone la visión del sector del petróleo y, entre otros aspectos, destaca cómo la Ley es el mecanismo idóneo para asegurar, desde una perspectiva transversal e integral, la consecución de manera ordenada y eficiente de los objetivos asumidos por España en materia de lucha contra el cambio climático.

Por su parte, **Ramón Gavela González**, Director General del CIEMAT, analiza el importante papel que juegan las tecnologías y la I+D+i en la nueva Ley. La necesidad de contar con instrumentos que permitan financiar los proyectos de forma ágil y adecuada, un tejido industrial local solvente y avanzado, con vocación de innovar, o que las herramientas de apoyo para el fomento del desarrollo tecnológico deben adecuarse al estado de desarrollo de cada tecnología, son algunas de las herramientas que deben tenerse en consideración, según el autor, para crear en nuestro país una ventana de oportunidad para aumentar su presencia y liderazgo a nivel internacional.

Tres artículos componen el bloque de tecnología de esta edición de Cuadernos. En primer lugar, y centrándose en la transformación digital en el segmento *upstream*, el **Centro para Soluciones de Energía de Deloitte** describe las oportunidades y los retos que surgen en el ámbito de la exploración y producción como consecuencia de los cada vez mayores avances tecnológicos, la caída de los costes de la digitalización y la creciente conectividad de los dispositivos. En concreto, el artículo presenta un marco que explica el camino hacia la digitalización a través de

diez etapas de evolución, con la ciberseguridad y la cultura digital como prioridades, y se sirve de éste para determinar su posible valor para los segmentos de prospección sísmica, perforación de desarrollo y producción.

A continuación, **Claudio Rodríguez Suárez**, Director General de Infraestructuras de Enagas Transporte, centra su artículo en las primeras pruebas de utilización de GNL en locomotoras. El autor destaca el importante papel del ferrocarril como el medio de transporte terrestre más eficiente y analiza cuatro combustibles alternativos para el mismo, como son el hidrógeno, los biocarburantes, el gas natural y el gas licuado de petróleo, en base a criterios tales como su aportación a la seguridad de suministro, madurez tecnológica, seguridad, hibridabilidad, precio, o reducción de emisiones.

Finalizando el bloque sobre tecnología, **José E. Gutiérrez**, Presidente & CEO de Westinghouse Electric Company, analiza las principales características de la energía nuclear, y el papel que tendrá a futuro. De acuerdo con el autor, algunos de los grandes retos que se le presentan a esta tecnología están relacionados con la dificultad para la construcción de nuevos reactores, en parte para reemplazar reactores que por razones económicas o de seguridad no puedan seguir operando, o con la gestión del combustible gastado y almacenado en los reactores. Además, el autor analiza el caso concreto para España.

Siguiendo nuestra línea tradicional, cerramos esta edición de Cuadernos de Energía con un artículo dedicado a una Comunidad Autónoma, en este caso, Extremadura. **José Luis Navarro Ribera**, Consejero de Economía e Infraestructura de la Junta de Extremadura nos describe el balance energético de la región, y el estado del arte de tecnologías como la hidráulica, solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y térmica renovable entre otros aspectos.

Agradecemos a todos los autores sus excelentes contribuciones y esperamos que, al lector, le resulte de interés esta nueva edición de Cuadernos de Energía.

# Índice

Energy Futures: Cybersecurity and Financing Emerging Transitions. Resumen y Conclusiones <b>Comité Español del Consejo Mundial de la Energía</b>	<b>5</b>
Mercado de Energías Renovables en Argentina dos años después: balance y perspectivas <b>Marina Paradela García. Abogada especialista en Derecho de la Energía</b>	<b>13</b>
Informe sobre las condiciones de inversión en redes eléctricas y gasistas en Europa <b>Ismael Bahillo Santoyo, Henar Soto Tejero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)</b>	<b>24</b>
Transporte y movilidad sostenible: una oportunidad para España <b>Carlos García Barquero. Jefe del Departamento de Planificación y Estudios del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)</b>	<b>31</b>
La visión del sector petrolero <b>Andreu Puñet Balsebre. Director General de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)</b>	<b>40</b>
Tecnología y la I+D+i en la Ley de Transición Energética y Cambio Climático <b>Ramón Gavela González. Director General del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)</b>	<b>48</b>
De los <i>bytes</i> a los barriles. La transformación digital en el segmento <i>upstream</i> del sector de los hidrocarburos <b>Centro para Soluciones de Energía de Deloitte</b>	<b>55</b>
El GNL, un combustible alternativo para un ferrocarril más sostenible <b>Claudio Rodríguez Suárez. Director General de Infraestructuras de Enagás Transporte S.A.U.</b>	<b>70</b>

El papel de la Energía Nuclear en el futuro

**José E. Gutiérrez. President & CEO de Westinghouse Electric Company**

**89**

Uso y consumo de energía en Extremadura

**José Luis Navarro Ribera. Consejero de Economía e Infraestructuras de la Junta de Extremadura**

**98**

# Energy Futures: Cybersecurity and Financing Emerging Transitions

## Resumen y Conclusiones

El Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME), celebró el 29 de noviembre en el auditorio de Cepsa, su jornada anual ENERGY FUTURES: CIBERSECURITY AND FINANCING EMERGING TRANSITIONS, organizada por el Club Español de la Energía

(ENERCLUB), con la colaboración del Real Instituto Elcano (RIE) y el patrocinio de Cepsa. El evento contó con la asistencia de más de 240 profesionales de diferentes ámbitos, como el energético, el económico y el político.

En la **sesión inaugural** participaron **Pedro Miró**, vicepresidente y consejero delegado de Cepsa, **Borja Prado**, presidente de Enerclub y **Emilio Lamo de Espinosa**, presidente del Real Instituto Elcano.

Durante su intervención, **Pedro Miró** se refirió a la época actual como “la 4ª Revolución Industrial que nos abre un sinfín de oportunidades y nos enfrenta a riesgos no menores”. La integridad de nuestros activos adquiere una nueva dimensión, con el advenimiento de la Ciberseguridad. “Aprovechar esas oportunidades dependerá, en gran medida, de la capacidad que, proveedores de tecnologías y usuarios, tengamos para desarrollar nuevas y buenas formas de gobierno”.

Por su parte, **Borja Prado** aludió a los dos temas principales de la jornada como “dos de los grandes retos a los que se enfrenta la sociedad”: el cambio climático y su necesaria financiación y la ciberseguridad. Afirmó que ambos desafíos, que tienen especial incidencia en el sector energético, deben tratarse desde una perspectiva global y multidisciplinar.

**Emilio Lamo de Espinosa**, destacó el *Cybersecurity Package*, elaborado recientemente por la Comisión Europea, con medidas para reforzar la ciber-resiliencia europea y en el que se establece que si un país miembro recibe un ciberataque grave, pue-

de solicitar a la UE que active las cláusulas de solidaridad o defensa mutua. Respecto a la financiación de la transición energética en los países emergentes, señaló que las cifras manejadas en esta materia son espectaculares.

### Foto inaugural



# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

Durante la **sesión plenaria**, Christoph Frei, secretario general del Consejo Mundial de la Energía (WEC), e Iñigo Díaz de Espada, nuevo presidente del CECME desde junio de 2017, debatieron acerca de los principales retos de la agenda energética internacional.

Durante su exposición, Frei se refirió, entre otros temas, a tres escenarios elaborados por el WEC que permiten orientar a los responsables políticos en la toma de decisiones respecto a la transición energética:

- El primero, llamado Modern Jazz, refleja un escenario impulsado por el mercado para lograr el acceso individual y asequible de la energía a través del crecimiento económico.

• El segundo, denominado Unfinished Symphony, presenta un escenario marcado por los gobiernos de los distintos países con el objetivo de lograr la sostenibilidad a través de políticas y prácticas coordinadas a nivel internacional.

- El tercero, al que llama Hard Rock, muestra un escenario fragmentado en el que prevalece la seguridad e independencia energética, con escasa cooperación global.

La transición energética, comentó, "debe ser una combinación de progreso entre los acuerdos globales (como el Acuerdo de París) y las señales del mercado", subrayando la importancia de que no se cierren fronteras entre los países.

También hizo referencia a las previsiones de crecimiento de la población a nivel mundial que, según Naciones Unidas, podría alcanzar entre 8 y 12 mil millones de habitantes, así como a los eventos climáticos extremos actuales, que casi se han cuadruplicado en los últimos cinco años y que están, según el IPCC, ampliamente relacionados con el aumento del 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

En este sentido, hizo también alusión a la importancia de aumentar la tasa anual de reducción de la intensidad de carbono a nivel global, desde el 1% de media en el periodo 1970-2017 hasta el 6% en 2015-2060 para alcanzar la meta de no superar los 2°C. "Esto no es una evolución de nuestro sistema, sino

### Sesión plenaria



# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

una revolución". En este contexto, "la innovación es crucial", concluyó.

Tras la sesión plenaria se desarrollaron dos mesas redondas centradas en aspectos de especial relevancia como la ciberseguridad y la financiación de la transición energética en economías emergentes. Ambas temáticas fueron analizadas desde una perspectiva global y multidisciplinar por expertos ponentes nacionales e internacionales y de diversos ámbitos, como el académico, político, geopolítico, económico, empresarial y social.

La **primera mesa redonda**, titulada "**CI-BERSECURITY IN THE ENERGY SECTOR**", fue moderada por **Ángel Gómez de Ágreda**, Coronel del Ejército del Aire, y en ella intervinieron como ponentes: **Johan Rambi** (*ALLIANDER*); **Ruggero Contu** (*GARTNER*); **Ignacio González** (*INCIBE*); y **Marcel Kelder** (*YOKOGAWA EUROPE B.V.*). Además, por parte de las empresas miembro del CECME, se contó en la front row con: **Nicolás Elías** (*ENAGAS*); **Florencio Retortillo** (*ENDESA*);

**Fernando Alonso** (*REPSOL*); y **Gonzalo Olaso** (*VIESGO*).

A continuación se incluye un resumen de las principales ideas que surgieron en el debate:

### La ciberseguridad, un problema creciente

El mundo en el que vivimos está cambiando muy rápidamente, y la digitalización tiene mucho que ver con esta transformación. Así, hoy en día se puede hablar de dos bioesferas o mundos: por un lado, el físico o productivo basado en las tecnologías de operación (OT, por sus siglas en inglés), y por otro, el digital, basado en las tecnologías de la información (IT, por sus siglas en inglés).

En este último, en el ciberespacio, que utilizamos como herramienta para comunicarnos, coexisten tecnologías como el *Big Data*, *Blockchain* o la inteligencia artificial, y está teniendo un impacto sin precedentes en nuestras economías. En el mundo energético, en

particular, la digitalización está suponiendo un antes y un después en la manera en la que producimos, transportamos y usamos la energía.

Ambos mundos, con sus propias características y circunstancias, están cada vez más conectados, lo que conlleva numerosas oportunidades pero también nuevos riesgos. Así, los ciberataques aparecen en los mapas de riesgos de forma alarmante, tanto en términos de probabilidad como de impacto y, además, interconectados, de forma creciente, con otros riesgos, como los ataques terroristas o los incidentes en infraestructuras críticas.

El sector energético es uno de los sectores, junto con el de comunicaciones y el financiero, que está experimentando más ataques, con la peculiaridad de que cada caso suele ser diferente, lo que añade gran dificultad al reto. Esta cuestión es una de las principales preocupaciones de los líderes del sector energético.

### El papel de las Administraciones y de la normativa. La importancia de la coordinación y de compartir información

Las infraestructuras críticas, entendiendo como tales aquellas que son necesarias para el funcionamiento normal de los servicios básicos y los sistemas de producción de cualquier sociedad, están en general en manos del sector privado, si bien los Gobiernos y Administraciones tienen un importante papel que jugar en su protección.

En España, el Instituto Nacional de Ciberseguridad (INCIBE), dependiente de la Secretaría de Estado para la Sociedad de la Información y la Agenda Digital, contribuye a construir la ciberseguridad a nivel nacional e internacional. En coordinación con el Centro Nacional de Protección de las Infraestructuras Críticas (CN-

#### Primera mesa redonda



# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

PIC), el INCIBE opera técnicamente el CERT de Seguridad e Industria (CERTSI, *Computer Emergency Response Team for Security and Industry*) competente en la prevención, mitigación y respuesta ante incidentes cibernéticos en el ámbito de las empresas, los ciudadanos y los operadores de infraestructuras críticas, públicos o privados. Los técnicos del Instituto trabajan estrechamente con los policías y guardias civiles de los Cuerpos de Seguridad del Estado, que son los que tienen la capacidad de investigar las redes criminales.

La normativa española en esta materia que actualmente tiene mayor impacto en la industria energética es la Ley 8/2011, por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas. Esta Ley tiene por objeto establecer las estrategias y las estructuras adecuadas que permitan dirigir y coordinar las actuaciones de los distintos órganos de las Administraciones Públicas en materia de protección de infraestructuras críticas, previa identificación y designación de las mismas, para mejorar la prevención, preparación y respuesta de nuestro Estado frente a atentados terroristas u otras amenazas.

El sector de la energía es uno de los 12 incluidos en la propia Ley. El estar dentro de infraestructuras críticas, genera una serie de obligaciones en cuanto a la seguridad, que requiere un esfuerzo interno importante de integración.

A nivel europeo, se cuenta con la Directiva 2016/1148, de 6 julio de 2016, sobre Seguridad de las Redes y Sistemas de Información (Conocida como Directiva NIS). Según esta Directiva, las capacidades existentes no bastan para garantizar un elevado nivel de seguridad de las redes y sistemas de información de la Unión. Además, los niveles de preparación de los Estados miembros son muy distintos, lo que ha dado lugar a planteamientos fragmentados.

La Directiva busca mejorar esta situación, estableciendo, entre otras medidas, requisitos mínimos comunes en materia de seguridad para los operadores de servicios esenciales y los proveedores de servicios digitales, a los que insta a adoptar las medidas oportunas para gestionar los riesgos en seguridad y notificar los incidentes que tendrían un efecto perturbador significativo a las Autoridades Nacionales Competentes, proponiendo la creación de una red de cooperación entre todos los Estados miembros.

Los Estados miembros tienen hasta el 9 de mayo de 2018 para adoptar y publicar las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en dicha Directiva. En España, se abrió un proceso de consulta pública que se cerró el 21 de diciembre de 2016, y, en la fecha de redacción del presente documento, estaba en proceso de trasposición.

Además de la Directiva NIS, conviene destacar a nivel europeo, entre otros documentos, la Estrategia de Ciberseguridad de la Unión Europea (adoptada en febrero 2013); la Comunicación "Reforzar el sistema de ciberresistencia de Europa y promover una industria de la ciberseguridad competitiva e innovadora" (julio 2016); y el informe (marzo 2017) elaborado por el "Energy Expert Cyber Security Platform (EECSP) Expert Group", dentro de la Comisión. Este último informe identifica retos estratégicos y necesidades específicas para mejorar la ciberseguridad en el sector energético y propone, entre otras medidas, que la Comisión Europea aliente a las distintas regiones a cooperar y compartir información sobre los riesgos de ciberseguridad.

Más recientemente (septiembre 2017), en base a la Directiva NIS, la CE ha lanzado el "Paquete de Ciberseguridad" con nuevas iniciativas, como la reforma de ENISA (Agencia Europea de Seguridad de las Redes y de la

Información) para hacerla más fuerte y la introducción de un régimen de certificación de la ciberseguridad a escala de la UE.

La importancia de que Gobiernos, industrias, sector IT y resto de actores compartan conocimiento e información fue uno de los mensajes destacados por los ponentes de la mesa. Según se comentó, actualmente se comparte mucha información entre el sector público y el privado, y entre los CERT de distintos países, mediante acuerdos formales e informales. Sin embargo, la información compartida suele ser del mundo IT, y no sobre incidentes en el mundo OT, dada su mayor sensibilidad. En este sentido, se destacó el papel fundamental de la colaboración público-privada y de la importancia de que los gobiernos recopilen información, en ocasiones confidencial, que ayude a aprender a protegerse.

### **Elementos clave de la ciberseguridad: adaptación cultural, programas dinámicos, visión holística, liderazgo y talento**

Una de las principales ideas destacadas fue que el gran reto actual no está en la tecnología, ya que existen muchas opciones tecnológicas para protegerse. Es más un reto cultural, de organización, de comportamiento humano dentro de las organizaciones, de liderazgo y de disponibilidad de recursos económicos.

En este sentido, se subrayó que el enfoque fundamental debe establecerse hacia personas y procesos, lo que puede ser más rentable. Se trata de identificar qué personas son las más críticas para los aspectos que se intentan proteger y hacer acciones específicas con estos colectivos. En el ámbito de los procesos, se puntualizó que hasta la fecha la ciberseguridad no se ha tenido en cuenta suficientemente y que se debería avanzar en este sentido, teniéndola en cuenta desde

# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

el momento en que se crea el proceso y no *a posteriori*.

Según expusieron los expertos, se detecta la necesidad de una adaptación cultural dentro de las organizaciones y empresas. En este sentido, se pusieron sobre la mesa las siguientes ideas:

- La seguridad completa no existe y la idea de tratar de alcanzar una protección total es equivocada, por lo que hay que establecer prioridades.
- Los objetivos y los programas que se establezcan en términos de ciberseguridad deben ser dinámicos, puesto que la digitalización es un proceso que va en aumento y está introduciendo nuevos retos y oportunidades continuamente.
- La ciberseguridad se debe enfocar como una función permanente y constante en la compañía, buscando la mejora continua, monitorizando qué es lo que ocurre y la capacidad de respuesta.
- Hay que vincular la ciberseguridad con la compañía en sí misma y no debe entenderse como un elemento independiente del negocio, por lo que es necesario tener una visión holística de la ciberseguridad. No se trata de establecer una estrategia de ciberseguridad si no de ver cómo las actividades de ciberseguridad apoyan la estrategia de la compañía.
- Es especialmente importante poner la ciberseguridad en la agenda por parte de los directivos y hacerla sostenible con recursos financieros y humanos. La ciberseguridad debe ser parte del ADN de la empresa.
- No se debe mirar la seguridad del mundo IT y la del OT de forma separada. Estamos

acostumbrados a la seguridad en las tecnologías de la información, donde se ha ido adquiriendo experiencia con los años y donde la correlación entre el riesgo y la seguridad ya existe. Sin embargo, en el mundo OT no se tiene todavía suficiente experiencia, y la correlación entre seguridad y riesgo es todavía una asignatura pendiente.

- En términos de presupuestos, la seguridad en OT debería estar al mismo nivel que la IT (donde normalmente se ha invertido más), ya que el impacto de un incidente en OT puede ser más significativo sobre todo si alcanza a la sociedad.
- La ciberseguridad debe ser transversal en la compañía y penetrar por todos los departamentos (IT, OT, recursos humanos, departamento financiero, etc.), no sólo ser responsabilidad del departamento de seguridad. La concienciación sobre la importancia de la seguridad pasa, por ejemplo, por el reconocimiento de que, a menudo, el personal responsable de los procesos productivos es también especialista en seguridad.
- Es necesario contar con un líder/responsable de las actividades de ciberseguridad, capaz de construir esa estructura de ciberseguridad transversal dentro de la compañía y que se encargue de que todos se interrelacionen, involucren y trabajen juntos.

Por último, otra de los elementos que fueron destacados como críticos en la ciberseguridad es la necesidad de crear talento en esta materia y de retenerlo. En este sentido, también se subrayó la importancia de ser consciente de que no todos los problemas se pueden resolver desde dentro de la compañía y que puede ser conveniente buscar apoyo externo (proveedores de servicios de seguridad).

La **segunda mesa redonda**, titulada "**FINANCING ENERGY TRANSITIONS IN EMERGING COUNTRIES**", fue moderada por **Carmen Becerril**, Ex Directora General de Política Energética y Minas, y en ella intervinieron como ponentes: **Mark Lewis** (FINANCIAL STABILITY BOARD -FSB- OF G20); **Xiang Junyong** (GLOBAL ENERGY INTERCONNECTION DEVELOPMENT AND COOPERATION ORGANIZATION); y **Lara Lázaro-Touza** (REAL INSTITUTO ELCANO). Además, por parte de las empresas miembro del CECME, se contó en la *front row* con: **Fernando González** (CEPSA); **Alfonso Serrano** (GAS NATURAL FENOSA); **Fernando Lasheras** (IBERDROLA); y **Álvaro Solano** (SIEMENS).

A continuación se incluye un resumen de las principales ideas que surgieron en el debate:

### Un doble desafío: la brecha de ambición y la brecha de inversión

La transición hacia nuevos modelos energéticos capaces de satisfacer las necesidades de toda la población de forma medioambientalmente sostenible, segura y asequible, es esencial para el desarrollo sostenible y es clave en la lucha contra el cambio climático.

Ésta es la razón por la que la energía está en el corazón del Acuerdo de París, en el que los gobiernos de (casi) todos los países se comprometieron por primera vez en 2015 a paliar el calentamiento global, y que ha marcado el inicio formal de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en emisiones. Su objetivo: limitar el aumento medio de la temperatura del planeta por debajo de los 2°C, en comparación con la era preindustrial, y lo más cerca posible a los 1,5°C.

Hay señales claras de que las transiciones energéticas necesarias se están produciendo en muchas partes del mundo. Los progresos son

# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

### Segunda mesa redonda



En la última COP, celebrada en Bonn (2017), los debates sobre la financiación han sido uno de los más controvertidos, no habiéndose conseguido grandes avances en la materia.

Hasta la fecha no hay una definición generalmente aceptada de financiación climática y la contabilización de dicha financiación difiere entre países desarrollados y países en desarrollo. Tampoco está claro cómo deber ser el desglose entre público-privado. Los países desarrollados argumentan que en 2020 se alcanzará la cuantía comprometida en Copenhague y los países en desarrollo dudan de que la financiación vaya a llegar a esa cifra. Uno de los puntos de discusión más complicados ha estado relacionado con la posibilidad de que los países desarrollados sean evaluados regularmente respecto a la provisión, con antelación, de información relativa a la financiación.

Esta última COP, la nº 23, se ha caracterizado además por la incertidumbre suscitada a raíz del anuncio de la Administración Norteamericana de retirarse del Acuerdo de París. Entre otros motivos, por lo que ello supondría en el ámbito de la importante aportación económica de este país al Fondo Verde y a otras herramientas de financiación. No obstante, ha quedado patente que hasta el momento, esta incertidumbre no ha sido suficiente para parar el proceso. El resto de países siguen dentro y en el propio EE.UU más del 50% de la población y el 50% de su PIB siguen comprometidos con los objetivos del Acuerdo.

### **Bonos verdes, mercados de carbono, riesgos climáticos y otras tendencias**

A pesar de la brecha, la financiación climática está alcanzando niveles nunca vistos. En un entorno en el que las empresas tienen cada vez más conciencia sobre la importancia de la sostenibilidad, los bonos verdes son unos

evidentes (a nivel mundial, las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía se mantuvieron estables en 2016 por tercer año consecutivo), sin embargo están lejos de ser suficientes para alcanzar los objetivos.

Junto al reto de elevar el nivel de ambición para actuar frente al cambio climático, nos enfrentamos también al reto de movilizar la financiación necesaria. El Acuerdo de París supone un “paraguas” muy importante y diferenciador respecto a lo conseguido en décadas anteriores. Sin embargo, es necesario que este compromiso político vaya acompañado de una trayectoria económica muy clara porque al final todo se traduce en inversiones, que son las que determinarán el ritmo e intensidad de la transición energética.

Es muy importante, por tanto, hablar de financiación climática, especialmente en los países emergentes, donde se necesita apoyo para seguir creciendo al mismo tiempo que se controlan sus emisiones. Aquí es donde, en gran parte, reside la clave del éxito.

La financiación climática ha estado sobre la mesa de las negociaciones durante mucho tiempo y siempre ha sido un tema complicado. En la Conferencia de las Partes (COP) celebrada en Copenhague en 2009 se logró comprometer 100.000 millones de dólares anuales de financiación a partir de 2020 (Fondo Verde), desde los países desarrollados a los países en desarrollo para apoyar la mitigación y la adaptación a las consecuencias del cambio climático.

Aunque se trata de una cifra elevada, se conoce de antemano que las necesidades de financiación para la transición energética son mucho mayores. La Agencia Internacional de la Energía ha estimado que sólo para implementar los compromisos determinados a nivel nacional (llamados NDCs), el sector energético necesita invertir 840.000 millones de dólares al año hasta 2030. Otros estudios hablan de la necesidad de movilizar al menos 1,5 billones de dólares americanos anualmente, o incluso de hasta un trillón para lograr el objetivo de 2°C.

# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

de los instrumentos que están teniendo un papel más importante en esta financiación climática.

Se trata de bonos cuyos fondos se destinan exclusivamente a financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos que ayuden en la lucha contra el cambio climático, ya sean nuevos y/o existentes. Además deben de estar alineados con los *Green Bond Principles* (GBP), que promueven la integridad del mercado a través de directrices que recomiendan transparencia, publicidad e informes periódicos.

Desde que empezaron a utilizarse hace una década, el mercado ha tenido un desarrollo muy rápido. En 2016 se estuvo cerca de alcanzar los 90 billones de dólares americanos en emisiones en todo el mundo, cifra que duplicaba la de 2015. En 2017, se prevé un crecimiento del 30-40%, alcanzando los 120-130 billones. Además, el mercado se ha ido diversificando, tanto en número de países como en el tipo de bonos.

Si bien la mayoría de los emisores de financiación verde están en países desarrollados, los países en desarrollo se están engancharo rápidamente a este tren. China ha sido un país pionero en el diseño de un marco y políticas para la financiación verde, y se ha convertido en líder en esta materia: los bonos utilizados por empresas chinas han aumentado desde menos de 1 billón USD en 2015 hasta más de 23 billones USD en 2016, ocupando el primer puesto con más de un ¼ del total de 2016.

Según destacan los ponentes el crecimiento de las emisiones de bonos verdes es una señal positiva pero hay todavía un campo muy grande por desarrollar. Es importante que organismos multilaterales como el Banco Mundial o la Corporación Financiera Internacional sigan prestando asesoramiento para

que los países en desarrollo puedan acudir cada vez más a este tipo de instrumentos.

Otras herramientas que pueden desempeñar un papel fundamental a la hora de reducir de forma rentable las emisiones de gases de efecto invernadero son los mercados de carbono bien diseñados, que pueden incentivar las inversiones necesarias.

Se están viendo señales muy positivas en este sentido, con la proliferación de regímenes de comercio de derechos de emisión en todo el mundo. Además del régimen de la UE (RCDE UE), recientemente reformado, ya funcionan o están desarrollándose sistemas nacionales o subnacionales en Canadá, China, Japón, Nueva Zelanda, Corea del Sur, Suiza y los Estados Unidos.

En 2014, la Comisión Europea, en estrecha colaboración con China, puso en marcha un proyecto de tres años de duración que contribuirá a preparar y aplicar el comercio de derechos de emisión en el país asiático. El proyecto, que aportará asistencia técnica para desarrollar capacidades, apoya los siete sistemas piloto regionales ya existentes y la creación de un sistema nacional previsto a corto plazo.

En materia de financiación, otro tema que se considera va a ser cada vez más relevante es el relativo a los riesgos climáticos asociados a las inversiones. El sector financiero está reconociendo que el cambio climático representa un riesgo para sus inversiones que responde a distintos ámbitos, como son: de naturaleza física (derivados de alternaciones meteorológicas extremas) que pueden dañar activos; derivados de obligaciones asociadas a posibles daños futuros que se asocien al cambio climático y exijan compensaciones; y los llamados transicionales derivados del proceso de ajuste a una economía baja en carbono.

Todo ello está obligando a que el sector financiero cuestione el valor de algunos activos, redefina el mapa de riesgos al que se enfrentan sectores completos y haga evolucionar sus carteras al margen de sectores intensivos en carbono. Pero, al mismo tiempo que emergen riesgos sobre los activos considerados como tradicionales, también se presentan oportunidades de inversión para aquellos que asuman la transición energética. En los próximos años, habrá mucho debate sobre estos temas.

Para concluir, se recordó que conseguir la financiación necesaria es una cuestión de muchos elementos (gobiernos, inversores, instituciones financieras, empresas), en la que todos tienen un rol que jugar y no se puede mirar a ninguno de ellos de forma aislada. Al mismo tiempo, es necesario que las políticas climáticas y económicas/financieras estén alineadas a nivel nacional.

A modo de recomendaciones para que los países emergentes atraigan capital, se terminó recordando la importancia de que se disponga de marcos regulatorios estables y seguridad jurídica, se eviten factores que aumenten el riesgo de las inversiones y que se tenga una agenda energética de país.

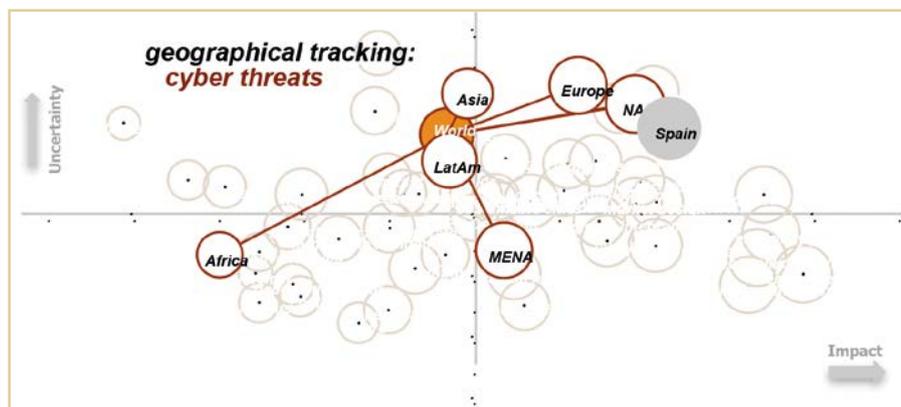
La jornada de este año incluyó también **dos sesiones monográficas**. En la primera, dedicada a los **"FUTURE ENERGY LEADERS"**, **Antonio Erias** y **Laura Lapeña**, miembros españoles de este programa del WEC (conocido como FEL-100), contaron sus experiencias. El principal objetivo del programa es convertir a sus participantes en la próxima generación de líderes en energía capaz de resolver los desafíos más urgentes en términos de energía y sostenibilidad.

Con cinco palabras, "oportunidad, jóvenes, cambio, retos y presente", definieron este programa, subrayando que los jóvenes del

# Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

## 29 de noviembre de 2017

Figura 1. Issues Monitor Project Results



sector "no son futuro sino presente y, como presente que son, quieren formar parte de la solución".

En este sentido, destacaron, como uno de los elementos clave para abordar los grandes retos del sector, la necesidad de tener una nueva perspectiva en la gestión de los recursos humanos en las empresas. Esta nueva estrategia a largo plazo debe ser capaz de aprovechar los recursos y captar a la gente mejor preparada y con más ganas. Según indicaron, para ser un verdadero líder se necesitan muchas cosas: coraje, ganas, conocimientos, pasión pero también oportunidades... y eso se lo da, sin duda, el programa FEL.

En la segunda sesión monográfica, dedicada al "**WORLD ENERGY ISSUES MONITOR 2018**", **Olalla Del Río**, secretaria general del CECME desde junio 2017, expuso las principales conclusiones de este proyecto,

que se ha establecido como una herramienta estratégica para analizar y comparar, geográficamente y temporalmente, las cuestiones clave que definen a nivel nacional e internacional la agenda de la energía.

En esta edición, se han conseguido realizar aproximadamente 1.000 entrevistas a líderes energéticos en 87 países del mundo. En concreto en España, gracias a las 40 encuestas realizadas, se ha podido obtener por 5º año un estudio individualizado de las preocupaciones de nuestro país.

Según explicó la secretaria del Comité, los asuntos percibidos como incertidumbres críticas en España para 2018, están alineadas con las del resto de Europa, destacando principalmente aspectos como la digitalización, el almacenamiento de la electricidad y el diseño de los mercados. Por otro lado, materias como el desarrollo de energías renovables o

eficiencia energética repiten posición como prioridades políticas energéticas en línea con la visión europea.

Haciendo mención especial al primer tema central de la jornada, la ciberseguridad, subrayó que la creciente digitalización en el sector energético está aportando numerosas ventajas, como la mejora de eficiencia pero también trae algunos riesgos asociados, como la ciberseguridad. La preocupación sobre este tema en general ha aumentado en todas las regiones, especialmente en países con alta madurez de infraestructuras, como América del Norte y Europa.

En particular, en España, la relevancia de este asunto ha crecido de manera sustancial en los últimos 5 años y recordó el ataque masivo que tuvo lugar en mayo de 2017, que afectó a varias empresas españolas del sector energético, incidente que probablemente había influido en la percepción de este asunto.

La preocupación sobre el segundo tema central de la jornada, el cambio climático, también ha seguido en aumento en todas las regiones, con un claro liderazgo en cuanto a percepción de impacto en Norte América y UE, pero con nuevas regiones, como Asia, preocupándose y ocupándose de este asunto cada vez más.

La jornada se clausuró con la presencia de **Gonzalo Escribano**, director del programa de Energía del RIE y de **Iñigo Díaz de Espada**, presidente del CECME. ■

# Mercado de Energías Renovables en Argentina dos años después: balance y perspectivas

**Marina Paradela García**

Abogada especialista en Derecho de la Energía

## Introducción

2017 es el Año de las Energías Renovables en Argentina. Así lo ha declarado el Decreto 9/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, disponiendo que durante todo el año la documentación oficial de la Administración pública debe llevar la leyenda "2017 – Año de las Energías Renovables". Con este gesto el Gobierno Nacional confirma el papel esencial asignado a las energías renovables dentro del planeamiento energético estratégico, dándole el rango de verdadera política de Estado en línea con los compromisos asumidos por Argentina con la adopción del "Acuerdo de París" celebrado en el marco de la COP21.

Dos años después de la sanción de la Ley 27.191/2015 -punto de inflexión para el mercado de energías renovables en Argentina- y al cabo de tres rondas de licitaciones RenovAr, ya es posible hacer un balance de lo logrado y proyectar las perspectivas de un mercado en gestación, a la luz de las últimas novedades legislativas.

## Plan de Transformación

El país vive un momento de ambicioso cambio en la política energética, que el propio go-

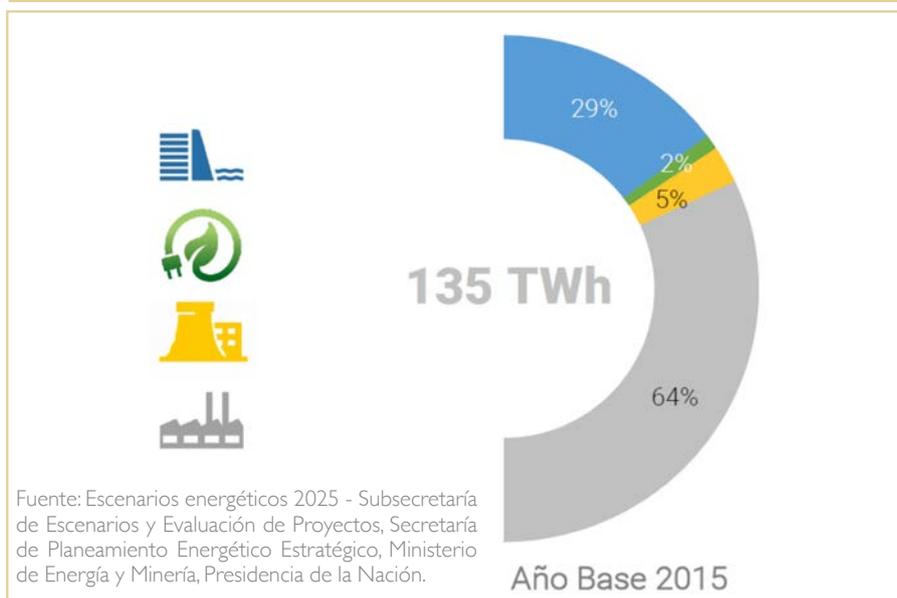
bierno ha dado en llamar el "Comienzo de la Transformación". Pero para entender el verdadero alcance de esa transformación, primero es necesario entender su punto de partida.

## Matriz Eléctrica Argentina: Escenario de Base 2015

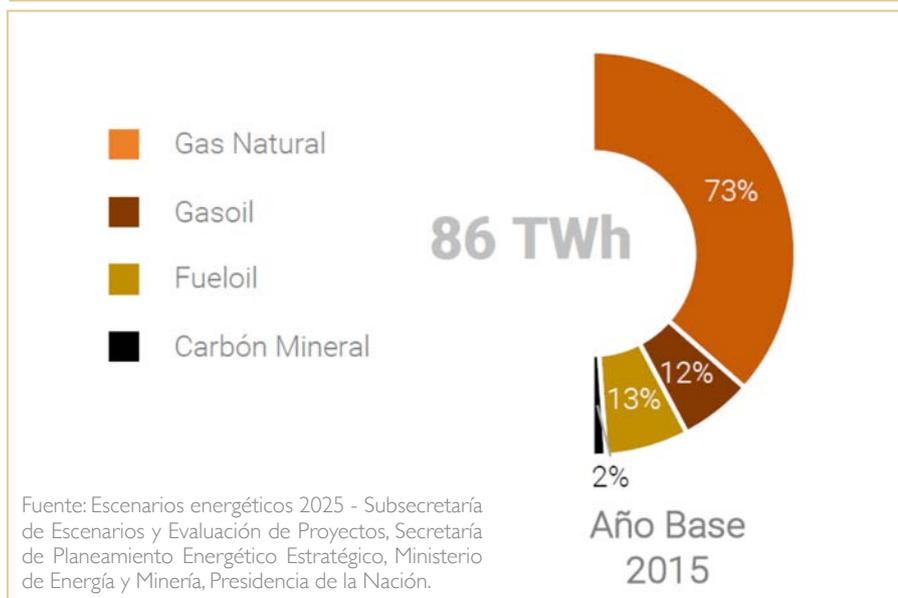
Tomando como base el escenario 2015, la matriz eléctrica argentina exhibe una

fuerte preponderancia de generación por centrales térmicas de combustibles fósiles (64%), seguidas por los grandes aprovechamientos hidráulicos (29%) y muy por detrás por las tres centrales nucleares con las que cuenta el país (5%). Las energías renovables no convencionales, es decir excluyendo los grandes aprovechamientos hidráulicos, no superaron el 2% de la generación (Figura 1). En cuanto a la genera-

**Figura 1. Matriz Eléctrica**



**Figura 2. Generación Térmica**



ción térmica, hay una clara predominancia de centrales de gas (73%) seguidas por las centrales de combustibles líquidos (12% de gasoil y 13% de fueloil) (Figura 2).

Para alimentar los requerimientos de gas y combustibles líquidos de esta matriz de generación, Argentina lleva recurriendo a la importación desde hace años, a pesar de que cuenta con recursos abundantes que podrían permitirle el suministro doméstico y un superávit exportable, como ocurrió en el pasado. Esta situación es el resultado de la política pública implementada entre 2001 y 2015. El sector de la energía fue uno de los más debilitados y peor gestionados durante ese periodo. En el contexto de la grave crisis económica de 2001, la Ley de Emergencia Pública 25.561/2002 revocó todas las disposiciones sobre ajustes de precios y autorizó al Gobierno Nacional a tomar medidas severas como la "pesificación" de las tarifas de las empresas de distribución y transporte de electricidad. A partir de entonces los precios de los com-

bustibles y de la electricidad se mantuvieron artificialmente bajos durante más de una década, a través de subsidios masivos e indiscriminados. Para tener una idea de la distorsión, basta considerar que, entre diciembre de 2001 y diciembre de 2015, el índice general de precios creció 1.392% en tanto las facturas residenciales de gas aumentaron sólo un 175%. Las tarifas eléctricas residenciales sufrieron una caída acumulada del 80% en términos reales, cada vez más alejadas de los costes reales por efecto de la creciente inflación. La brecha entre el coste de producción y los precios regulados llevaron al aumento del consumo ineficiente, la caída de la oferta y la ausencia de inversiones, llegándose a una situación crítica de todo el sistema: pérdida de reservas de hidrocarburos, infraestructuras deterioradas, déficits de generación por la alta indisponibilidad del parque térmico, cortes de servicio.

La falta de inversiones en el sector energético, consecuencia de la política de precios

regulados y subsidios, llevó a un déficit creciente de producción doméstica de hidrocarburos. Después de más de una década de superávit, en 2008 Argentina comenzó a importar gas natural por gasoducto de Bolivia y LNG por barcos de regasificación en puertos atlánticos, en volúmenes cada vez mayores y con picos de precios que alcanzaron US\$16 el MMBTU. En menos de diez años, Argentina pasó de ser un país con energía abundante, barata y exportador a ser un país con energía escasa, cara y fuertemente importador. La balanza comercial energética negativa llegó a representar el 4,1% del PIB y se transformó en una de las causas principales del déficit fiscal, enjugado con emisión monetaria y medidas extremas como las restricciones a las importaciones y el cepo cambiario en 2011.<sup>1</sup>

### Ejes de la Transformación: Escenarios 2018 - 2025

Ante esta situación de crisis estructural del sistema, una de las primeras medidas del nuevo gobierno en diciembre de 2015 fue declarar la emergencia del sector eléctrico y lanzar un plan de transformación para garantizar la prestación del servicio en adecuadas condiciones técnicas y económicas.

El plan de transformación energética se inscribe en la política general de normalización institucional, regulatoria y económica del país. Sus ejes centrales pueden resumirse en los siguientes:

- Normalización de los entes reguladores fuertemente politizados durante la administración anterior (Ente Nacional de Regulación Eléctrica ENRE y Ente Nacional Regulador del Gas ENARSA), sobre principios de transparencia y profesionalidad instituidos por ley.

<sup>1</sup> El Estado del Estado. Diagnóstico de la Administración Pública. Presidencia de la Nación. Diciembre de 2015.

- Sinceramiento tarifario para que los precios de la energía reflejen los costes de producción según el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral establecido por ley (cuya aplicación estaba suspendida desde 2002), disminución progresiva de los subsidios indiscriminados e incorporación de una tarifa social sustentable y equitativa.
- Fuerte impulso a las energías renovables, con el doble propósito de diversificar la matriz energética y reducir el impacto de la actividad energética en el medio ambiente.
- Mejoras de las infraestructuras, a través de licitaciones para la renovación de la generación térmica y la ampliación y mejora de las redes de transmisión y distribución eléctrica.
- Programas de ahorro y eficiencia energética, implementando incentivos al uso racional de la energía, tales como líneas de crédito para PyMEs entre otros.

El Gobierno Nacional ha hecho públicos distintos escenarios energéticos 2018-2025 que podrían resultar de la aplicación

de este plan de transformación, elaborados en función de la combinación de diferentes supuestos de demanda (tendencial o incorporando impacto de eficiencia y ahorro energético), inversión, precios y productividad. En todos ellos, el incremento de la demanda eléctrica se cubre con generación de fuente renovable no convencional, hidroeléctrica y nuclear, en tanto se produce una disminución en la participación de centrales térmicas y dentro de ellas, una disminución de la generación por combustibles líquidos en favor del gas natural, por mayor disponibilidad de este último (Figura 3). Como resultado de la diversificación de la matriz y las medidas de eficiencia en el consumo, a partir del año 2023 se recupera el superávit energético perdido.

**El Papel de las Energías Renovables en la Transformación: Ley 27.191/2015**

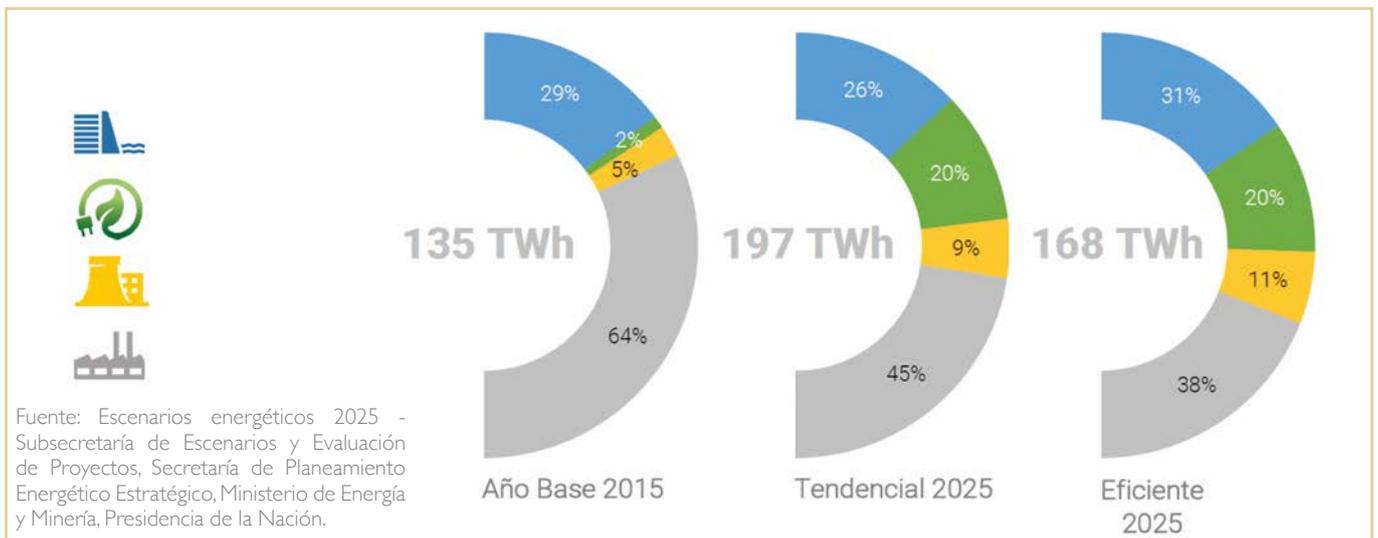
De los escenarios energéticos 2018-2025 surge claramente el papel central reservado a las energías renovables: para abastecer la demanda eléctrica al año 2025 será necesario instalar entre 9,4 y 11,3 GW de

capacidad adicional de generación a partir de fuentes renovables no convencionales, lo cual va a requerir inversiones estimadas en US\$15.000 millones.

La Ley 27.191/2015 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” y su Decreto Reglamentario 531/2016 son las herramientas regulatorias para lograr ese objetivo. Aprobada casi por unanimidad por ambas cámaras de la legislatura, la ley fue el resultado del consenso de múltiples actores del sector eléctrico, en un proceso consultivo que incluyó autoridades de aplicación, asociaciones de usuarios y generadores, cámaras de productores y proveedores, asociaciones de medio ambiente y universidades.

Dos objetivos declarados de la ley son lograr la diversidad tecnológica y geográfica de los proyectos, con el fin de aprovechar al máximo el amplio potencial del país en fuentes de energía renovable. Por eso, quedan comprendidas en el ámbito de aplicación una gran variedad de tecnologías que

**Figura 3. Proyección Matriz Eléctrica 2025**



pueden ser utilizadas de forma sostenible: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, proyectos hidráulicos hasta 50MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles. En cuanto a la diversidad geográfica, la ley invita a todas las provincias argentinas a sancionar normas locales con beneficios impositivos similares al régimen de fomento nacional, siendo el Ministerio de Energía y Minería la autoridad responsable de la coordinación de las iniciativas. La mayoría de las provincias ya se han adherido al régimen de promoción replicándolo al otorgar exenciones temporarias al impuesto a los ingresos brutos provincial y al impuesto de sellos.

El régimen legal está basado en tres pilares: (1.) se fijan metas nacionales obligatorias de inserción a ser cumplidas entre 2018 y 2025 y los mecanismos de cumplimiento para lograr esas metas; (2.) se establece el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinadas a la Producción de Energía Eléctrica"; (3.) se ponen a disposición herramientas de financiación y garantía de pago de los proyectos.

### Metas de Inserción y Mecanismos de Cumplimiento

La ley establece que, al 31 de diciembre de 2025, todos los usuarios de energía eléctrica deberán haber alcanzado una incorporación mínima del 20% del total del consu-

mo propio de energía eléctrica con energía proveniente de las fuentes renovables. El cumplimiento de esta obligación se hará en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

- 8% al 31 de diciembre de 2017
- 12% al 31 de diciembre de 2019
- 16% al 31 de diciembre de 2021
- 18% al 31 de diciembre de 2023
- 20% al 31 de diciembre de 2025

Los modos de cumplimiento de estas metas de inserción son diferentes según el tipo de usuario, distinguiéndose entre demanda de potencia inferior y superior a 300kW. (Figura 4)

Para la demanda de potencia inferior a 300 kW, la obligación de inserción de renovables se cumple mediante la participación obligatoria de las compañías distribuidoras en el llamado mecanismo de Compras Conjuntas, en el cual es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), actuando en representación de las distribuidoras y grandes usuarios, la que contrata la compra de energía directamente con los generadores de energía renovable mediante Contratos de Abastecimiento (PPAs). Esos generadores son los adjudicatarios de las licitaciones que a tal fin organiza la autoridad de aplicación (Ministerio de Energía y Minería MINEM), como las actuales RenovAr o las que se sucedan en el futuro. El precio, términos y condiciones de esos PPAs son los que resulten de las licitaciones.

Los usuarios con demandas de potencia superiores a 300 kW, definidos como grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), están obligados a cumplir de manera individual y efectiva con estas metas.<sup>2</sup> Para eso, tienen varias opciones (Figura 4):

- a) Comprar energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, ya sea:
  - i. A través de CAMMESA, participando en el mecanismo de Compras Conjuntas mencionado; o
  - ii. Directamente a un generador, a un comercializador o a una distribuidora que la adquiera a un generador en su nombre mediante un acuerdo de compra (PPA) entre privados en el Mercado a Término.
- b) Autogenerar o cogenerar energía eléctrica utilizando fuentes renovables.

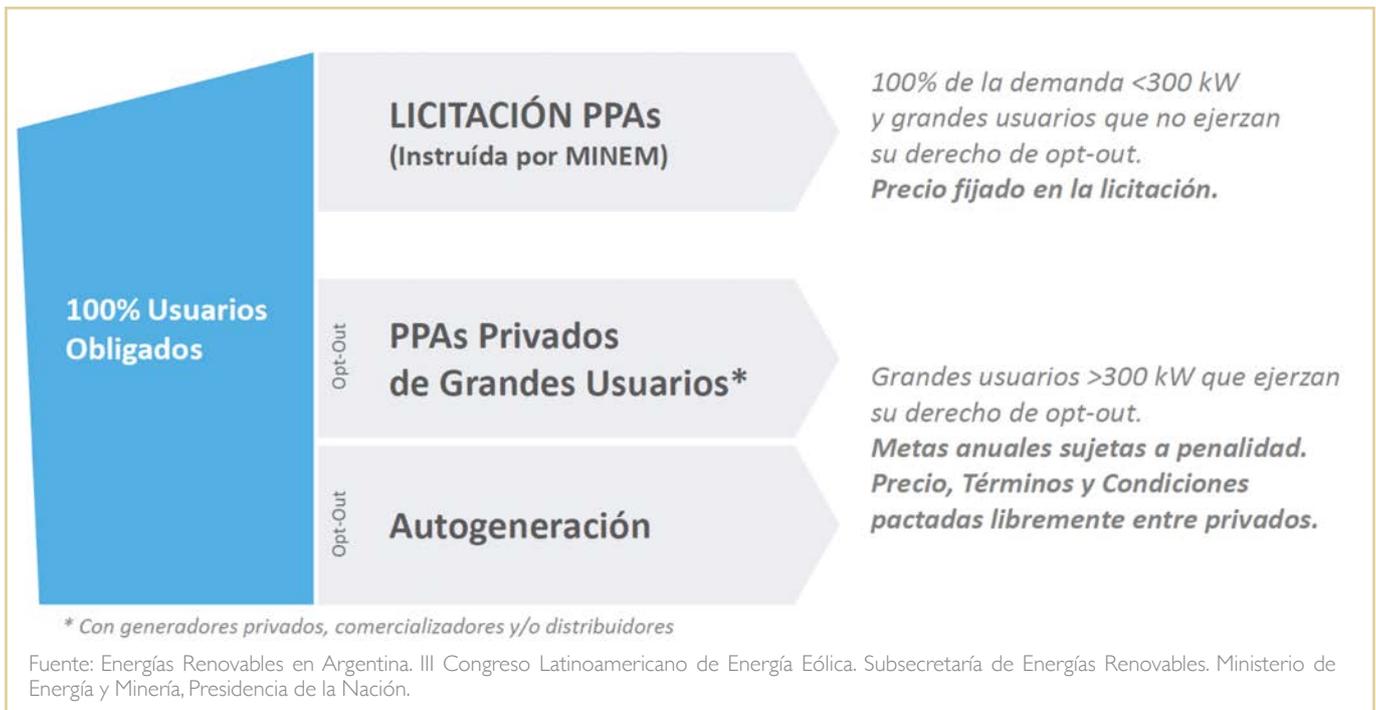
Los PPAs entre privados en el Mercado a Término no podrán fijar un precio promedio mayor a 113 US\$/MWh, precio máximo que podrá ser modificado por la autoridad de aplicación en el futuro para los nuevos contratos que se celebren, es decir de modo no retroactivo, si las condiciones de mercado lo justifican.<sup>3</sup> A los Contratos de Abastecimiento (PPAs) que se celebren con CAMMESA por el mecanismo de Compras Conjuntas, en cambio, no será aplicable el precio máximo mencionado.

El incumplimiento de las obligaciones de consumo de energía eléctrica renovable por los grandes usuarios conlleva una multa, calculada con referencia al costo varia-

<sup>2</sup> La existencia de metas mínimas de inserción no impide que los obligados opten por adquirir energía renovable por porcentajes mayores a los escalones mínimos de la Ley 27.191/2015, si les resulta conveniente. Se permite que, quien así lo desee, contrate hasta el 100% de su provisión de energía de fuentes renovables, tanto mediante compra a generadores o comercializadores, como con autogeneración. Las condiciones futuras del mercado, sobre todo en cuanto a disponibilidad de oferta y nivel de precios, serán las que determinen esas decisiones.

<sup>3</sup> El precio máximo fue incluido en la norma como resultado de las inquietudes expresadas por los grandes usuarios obligados, que temían verse constreñidos a pactar precios irrazonables, empujados al alza por los límites de un mercado nuevo y por lo tanto estrecho en oferta. Las licitaciones RenovAr luego demostrarían que esas preocupaciones no se correspondían con la realidad, ya que los precios ofertados en las tecnologías dominantes (eólica y solar) fueron en todo caso muy inferiores al máximo incluido en la ley y cada vez más bajo, siendo así indicadores de la tendencia a la baja del mercado.

**Figura 4. Mecanismos de Cumplimiento de las Metas de Inserción**



ble de producción de energía eléctrica por generación térmica de gasoil de origen importado.

La reciente Resolución 281-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería que regula el funcionamiento del Mercado a Término y la autogeneración es la última novedad legislativa, que se estaba esperando para dar impulso a estas oportunidades, como se verá más adelante.

### Régimen de Fomento

La Ley 27.191/2015 establece un régimen de fomento a las inversiones, aplicable a proyectos que tengan principio de ejecución antes del 31 de diciembre de 2025, cuyos beneficios promocionales consisten en:

- a) Amortización acelerada en el cálculo del impuesto a las ganancias (35%).
- b) Devolución anticipada del impuesto al

valor agregado IVA (21% en el régimen general y 10,5% en algunas actividades de régimen especial).

- c) Desgravación del impuesto a la ganancia mínima presunta (1%) respecto de los bienes afectados a la actividad.
- d) Deducción de las pérdidas de la sociedad.
- e) Exención del impuesto a la distribución de dividendos.
- f) Compensación de quebrantos de la sociedad con los intereses y diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto.
- g) Exención del pago de derechos de importación de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes que fuesen necesarios para el proyecto.
- h) Otorgamiento de un certificado fiscal para el pago de impuestos para los beneficiarios que acrediten un 60% de componente nacional en las instalaciones

electromecánicas, excluida la obra civil, o un porcentaje menor en la medida que acrediten la inexistencia de producción nacional, el que en ningún caso podrá ser inferior al 30%. El certificado tendrá un valor equivalente al 20% del componente nacional y podrá ser utilizado para el pago del impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta e IVA.

Estos beneficios promocionales, sin embargo, tienen un tope global en los presupuestos del Estado. El Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas debe determinar el cupo anual máximo disponible a ser incluido en el presupuesto nacional para otorgar estos beneficios, sobre la base de la estimación que anualmente realice el Ministerio de Energía y Minería en función de los proyectos de inversión requeridos para alcanzar el objetivo de inserción de renovables fijado por ley para ese año. El cupo anual máximo

disponible para 2016 fue aproximadamente US\$ 1.700 millones.

Para acceder al Régimen de Fomento, los proyectos de inversión deben obtener un Certificado de Inclusión expedido por el Ministerio de Energía y Minería en base al cumplimiento de las condiciones técnicas, económicas y legales y según un orden de mérito fundado.

El RECAI (*Renewable Energy Countries Attractiveness Index*) elaborado periódicamente por EY ha valorado de modo muy positivo el programa de fomento de energías renovables de Argentina, dándole un puesto cada vez más favorable. Mientras que en 2015 el país no figuraba en el ranking, en 2016 -a partir de la aplicación de la Ley 27.191/2015- se ubicó en el puesto 16, destacándose por haber completado de manera exitosa las licitaciones RenovAr, que recibieron ofertas por capacidad seis veces superior a la ofrecida. En mayo de 2017 mejoró su posición con respecto al año anterior, ubicándose en el puesto 12 del índice, muy por delante de sus vecinos y socios energéticos Uruguay y Brasil.

### Herramientas de Financiación y Garantía de Pago: FODER

En cuanto a los recursos financieros necesarios para hacer frente a las inversiones y flujos de fondos de los proyectos, la ley crea un fondo fiduciario llamado Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) con el doble objeto de financiar proyectos mediante el otorgamiento de préstamos y garantizar los pagos que deberá hacer CAMMESA por la compra de energía eléctrica bajo los Contratos de Abastecimiento (PPAs). El FODER cuenta con un patrimonio conformado principalmente por recursos del Tesoro Nacional, que no podrán ser anualmente inferiores al 50%

del ahorro efectivo en combustibles fósiles obtenido en el año previo debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables, más el recupero del capital e intereses de las financiaci3nes otorgadas, los cargos específicos a la demanda de energía incluidos en las tarifas (cargo FODER) y las utilidades que reciba de colocaciones e inversiones de los fondos fideicomitidos. Al presente, el Tesoro Nacional ya aportó al FODER al menos 6.000 millones de pesos, equivalentes a US\$ 350 millones.

En su implementaci3n, el FODER es un fideicomiso administrado por el Banco de Inversi3n y Comercio Exterior de Argentina (BICE). El BICE es una entidad pública cuyo único accionista es el Estado Nacional, con el rol de financiar proyectos de inversi3n a largo plazo para pequeña y mediana empresa y de impulsar el crecimiento del sector exportador. La calificadora de riesgos crediticios Fitch otorga a la instituci3n un ranking AAA(arg) con perspectiva estable, basado en factores de elevada capitalizaci3n, buena rentabilidad, adecuada calidad de activos y holgada liquidez.

Las empresas adjudicatarias de las licitaciones firman un Acuerdo de Adhesi3n con el Estado Nacional y el BICE en su carácter de fiduciario del FODER, según el cual quedan garantizados los pagos que CAMMESA debe hacer a los generadores por la compra de energía bajo los PPAs.

### Balance de Situaci3n dos años después: Licitaciones RenovAr

Las licitaciones RenovAr son el mecanismo que está usando el Gobierno Nacional para cumplir con las metas de inserci3n fijadas por la Ley 27.191/2015, adjudicando capacidad de generaci3n de fuentes renovables. A lo largo de 2016 y 2017 se han sucedido tres rondas (RenovAr 1, 1.5 y 2), con exce-

lente respuesta del mercado. Los adjudicatarios de la licitaci3n firman un Contrato de Abastecimiento (PPA) con CAMMESA, por un plazo de 20 años contados desde la habilitaci3n comercial de la planta. La energía adquirida se destina al sistema de Compras Conjuntas, en el cual las compañías distribuidoras y los grandes usuarios que no hubieran optado por el sistema de compra directa entre privados compran la energía eléctrica a CAMMESA.

CAMMESA es una empresa de gesti3n privada con propósito público. El 80% de su paquete accionario es propiedad de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (asociaciones de agentes generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con un 20% de participaci3n cada una) y el 20% restante del Estado Nacional. Su objeto principal es el despacho técnico y económico del sistema eléctrico, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, apuntando a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producci3n y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

Los oferentes de las licitaciones RenovAr presentan los siguientes elementos que serán ponderados para la adjudicaci3n:

- Memoria descriptiva del proyecto técnico con su cronograma de ejecuci3n, cálculo de producci3n y componente nacional declarado.
- Precio de venta de la producci3n.
- Beneficios fiscales del régimen de fomento solicitados y su cuantificaci3n.

Existe un precio máximo determinado por el Ministerio de Energía y Minería para cada

tecnología, que permanece secreto hasta la fecha de adjudicación de ofertas. Al darse a conocer el precio máximo, se descartan todas las ofertas que lo superen y se adjudica la capacidad de generación al mejor precio ofertado por debajo del máximo. Dado que existe un cupo de beneficios fiscales a ser otorgados, los mismos son repartidos entre los adjudicatarios de cada tecnología, según un valor de referencia que se establece en dólares por MW multiplicado por la potencia del proyecto propuesto. En caso de que el cupo fiscal disponible a asignar resulte insuficiente, se establece un orden de mérito de los proyectos en función del componente nacional declarado.

El programa RenovAr cuenta con el respaldo del Banco Mundial, que ha otorgado una garantía a favor del FODER por un monto total de US\$ 500 millones, en dos tramos de US\$ 250 millones cada uno, el primero disponible para las licitaciones de 2016 y el segundo para las licitaciones de 2017. En el Contrato de Abastecimiento con CAMMESA, el generador puede optar por contar con el respaldo de esta garantía para el pago del precio de venta de la energía, es decir que

funciona como una contragarantía que sostiene la garantía de pago del FODER.

La asignación de la potencia ofertada está discriminada por tecnología, es decir que en principio hay un cupo de generación para cada tecnología participante. No obstante, la autoridad de aplicación tiene la flexibilidad para ampliarlo, como se hizo en la Ronda 1.5. En esa ocasión, como los objetivos de precios resultaron por debajo de los esperados, se tomó la decisión de exceder el cupo inicial previsto de 600 MW y finalmente se duplicó con exceso la adjudicación de potencia.

En los resultados de estas Rondas puede verse la excelente recepción del programa RenovAr por parte de los inversores, tanto en el número de proyectos presentados como en los precios obtenidos, que muestran una natural tendencia a la baja. La Ronda 1 del Programa RenovAr, en septiembre de 2016, terminó con 29 contratos adjudicados para la instalación de tecnología eólica, solar, biomasa, pequeños aprovechamientos hidráulicos y biogás, por un total de 1.141,955 MW de potencia. (Figura 5)

La Ronda 1.5, en octubre de 2016, resultó en la adjudicación de otros 30 contratos para tecnología eólica y solar, por un total de 1.281,530 MW de potencia. (Figura 6)

En la Ronda 1 los precios obtenidos fueron los siguientes (Tabla 1):

**Tabla 1. Precios ofertados (US\$/MWh)**

Tecnología	Mayor	Menor
<b>Biogás</b>	160	118
<b>Biomasa</b>	110	110
<b>Hidroeléctrica (PAH)</b>	105	105
<b>Eólica</b>	67,2	49,1
<b>Solar</b>	60	59

El precio promedio ponderado fue de US\$ 61,33 MWh.

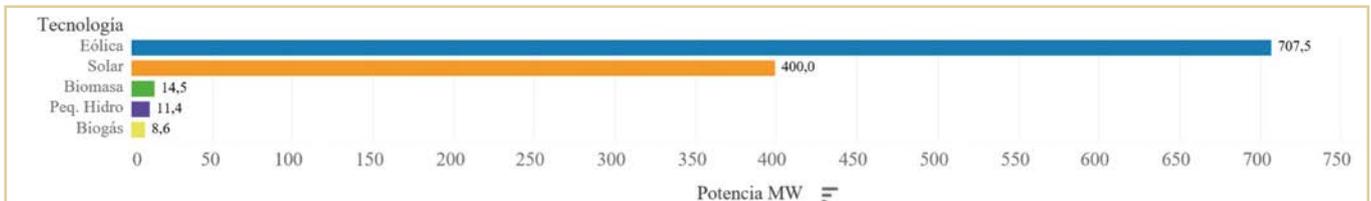
En la Ronda 1.5 los precios obtenidos fueron los siguientes (Tabla 2):

**Tabla 2. Precios ofertados (US\$/MWh)**

Tecnología	Mayor	Menor
<b>Eólica</b>	59,38	46
<b>Solar</b>	59,2	48

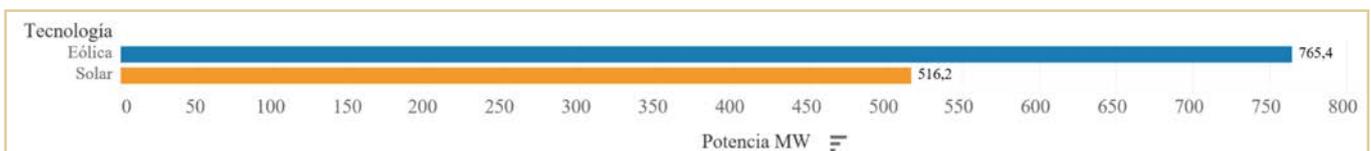
El precio promedio ponderado fue de US\$ 53,98 MWh

**Figura 5. Adjudicaciones Programa RenovAr - Ronda 1**



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

**Figura 6. Adjudicaciones Programa RenovAr - Ronda 1.5**



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

El 22 de noviembre pasado se abrieron las ofertas económicas de los 192 proyectos calificados para la Ronda 2 del Programa RenovAr, que sumaron un total de 7.496,3 MW, excediendo en más de seis veces la potencia objetivo de 1.200 MW del llamado a concurso. Los precios mínimos ofertados son comparables a muchos resultados del mercado internacional: US\$ 37,30 MWh correspondiente a la tecnología eólica en la provincia de Buenos Aires y US\$ 40,44 MWh en un proyecto de tecnología solar situado en la provincia de La Rioja. (Figura 7)

Se espera que, una vez operativos, los proyectos de las Rondas RenovAr generen un volumen anual de 8,3 TWh, equivalente al 6% de la matriz eléctrica proyectada para 2018. Esta nueva potencia, sumada a la generada por los proyectos de energías renovables en operación a la fecha y a la de otros proyectos en marcha, significará un aporte del 8% de la matriz eléctrica nacional, en línea con las metas fijadas por ley.

### Perspectivas del Mercado

Además de las posibilidades que brindan las licitaciones del programa RenovAr, la Ley 27.191/2015 también abre oportunidades para otros nichos incipientes del mercado, como es el caso de las compras directas entre generadores privados y grandes usuarios (Mercado a Término - MATER), cuya reglamentación es muy reciente, o la Generación Distribuida, que está esperando la inminente sanción de su norma para comenzar a funcionar.

### Mercado a Término (MATER)

Los grandes usuarios, es decir aquellos con potencia media contratada superior a 300 kW, están obligados al cumplimiento de las metas de inserción de manera individual y

**Figura 7. Precios Mínimos Ofertados Programa RenovAr - Ronda 2**

Tecnología		PRECIO USD/MWh	
		OFERTADO	
		Mínimo	Promedio*
	EÓLICA	37,30	47,64
	SOLAR	40,44	48,67
	BIOMASA	92,00	107,07
	BIOGÁS	150,00	157,97
	BIOGÁS de Relleno Sanitario	128,00	129,18
	PAH	89,00	97,28

(\*) Promedio ponderado por potencia de todas las ofertas calificadas.  
Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación.

efectiva. Para cumplir esa obligación, tienen la opción de contratar la compra directa de energía eléctrica a generadores privados en lugar de hacerlo a través de CAMMESA. Este nuevo Mercado a Término, de gran potencial, requería una definición de reglas comerciales y técnicas, un marco regulatorio ahora dado por la reciente Resolución 281-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería.

Según la nueva normativa, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración habilitados para suministrar la energía eléctrica requerida por los grandes usuarios serán los que cumplan los siguientes requisitos:

- a) estén inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) que se crea a tal efecto. Los proyectos que hayan obtenido el Certificado de Inclu-

sión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables quedan automáticamente registrados en el RENPER.

- b) no sean proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, como el de Compras Conjuntas de CAMMESA, por la potencia ya bajo contrato. En cambio, las ampliaciones o repotenciones no comprometidas pueden ser habilitadas para compraventa directa, para lo cual deben contar con un sistema de medición comercial que permita medir la energía proveniente de la ampliación de manera independiente.

Los proyectos de generación habilitados para operar en el Mercado a Término pueden obtener los beneficios del Régimen de Fomento bajo la Ley 27.191/2015, siendo los valores de referencia y los beneficios promocionales máximos por tecnología aquellos establecidos en el último llamado

a licitación para abastecer las Compras Conjuntas de CAMMESA.

Una vez obtenida la habilitación administrativa mediante el registro en el RENPER, los generadores pueden desarrollar amplias actividades de comercialización:

- a) Vender a grandes usuarios o autogeneradores la energía producida o adquirida de otros generadores habilitados o comercializadores;
- b) Comprar y vender energía de otros generadores habilitados o comercializadores;
- c) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en el Mercado a Término, hasta un máximo de 10% de la generación del proyecto habilitado;
- d) Actuar en el mercado spot vendiendo el excedente de la energía no comercializada en las operaciones mencionadas.

La resolución consagra la igualdad en la prioridad de despacho entre los proyectos de energía renovable habilitados en el Mercado a Término y los encuadrados en el mecanismo de Compras Conjuntas, un aspecto importante incluido en la norma a instancias de los inversores privados que querían dar certeza al negocio. La prioridad de despacho está dada por la fecha de habilitación comercial más temprana entre ellos, con independencia de que se trate de uno u otro mercado. En caso de igualdad de fecha, tendrá prioridad el emprendimiento que cuente con mayor factor de capacidad.

Desde el punto de vista de los grandes usuarios, la norma establece algunos parámetros para que sea más favorable la compra directa a generadores privados en lugar de comprarla a CAMMESA, con el objetivo de crear incentivos para una expansión del Mercado a Término. Así, los grandes usuarios que decidan no salirse de las Compras Conjuntas a

CAMMESA, a partir de enero de 2019 deberán pagar cargos de Comercialización y Administración. El cargo de Comercialización tiene un monto máximo de 6 US\$/MWh, que se aplica a los usuarios con potencia media mensual mayor a 20 MW y que se reduce de manera lineal en proporción a la potencia. Ese monto irá en aumento a medida que se vaya ampliando el mercado de energías renovables, hasta llegar a 18 US\$/MWh a partir de 2025. En cuanto al cargo de Administración, será de cinco centavos de dólar por MWh desde 2019 hasta 2024 y desaparecerá a partir de 2025.

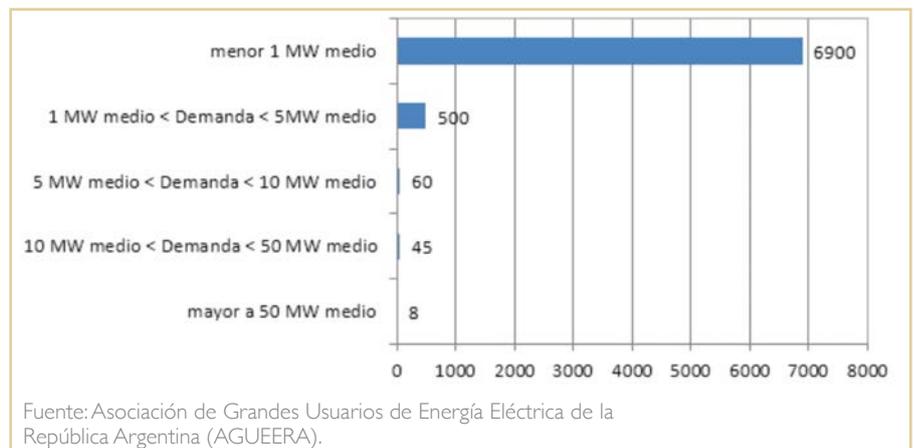
Dado lo reciente de la regulación, es difícil tener certeza sobre cuáles serán las reacciones de los actores de este mercado. Según datos oficiales hay más de 7.500 grandes usuarios, que representan un 32% de la demanda eléctrica nacional. De ese número, la gran mayoría (6.900, es decir el 92%) tienen una potencia media contratada menor a 1 MW y apenas ocho usuarios una potencia superior a 50 MW. (Figura 8).

Teniendo en cuenta los precios obtenidos a través del programa RenovAr y los cargos adicionales (los mencionados de comercialización y administración, más el cargo FODER,

peajes e impuestos), se puede calcular que la mayoría de los grandes usuarios, es decir aquellos con una potencia contratada menor a 1MW, que se quedarán en el sistema de Compras Conjuntas de CAMMESA pagarían un precio que rondaría los 83 US\$/MWh en 2019, aunque con tendencia a la baja si se tiene en cuenta los resultados de las licitaciones sucesivas, que dieron precios cada vez menores. Para los grandes usuarios con mayores potencias contratadas, en cambio, el precio de la energía renovable superaría los 90 US\$/MWh, afectados por el carácter progresivo del cargo de Comercialización. Al menos en teoría, para estos grandes actores sería más conveniente optar por salirse de las Compras Conjuntas y realizar contratos con privados para el abastecimiento de su cupo de energía renovable.

Sin embargo, hay que tener en cuenta otras realidades del mercado además del precio. Los grandes usuarios que opten por la compra directa en el Mercado a Término o por la autogeneración deberán notificarlo de manera expresa para quedar excluidos del mecanismo de Compras Conjuntas. Pero una vez notificada esa decisión sólo podrán volver al régimen de compras a CAMMESA al cabo de cinco años. Es decir que, para

**Figura 8. Grandes Usuarios en Números**



decidir salir del sistema de Compras Conjuntas a CAMMESA, los grandes usuarios tendrán que haberse asegurado al menos un contrato de suministro firme a cinco años y sin riesgo de rescisión. Ese plazo que se exige para volver a entrar al sistema de Compras Conjuntas puede tener una incidencia más importante que el precio en las decisiones que tomen los usuarios obligados en el futuro inmediato, ya que la oferta de contratos de larga duración todavía es prácticamente inexistente.

Una tercera opción para los grandes usuarios es autogenerar. Según la Resolución 281, los grandes usuarios que decidan autogenerarse podrán vender la energía excedente en el mercado spot, una posibilidad que hará más atractiva sobre todo para los de mayor consumo, que pueden autofinanciarse y prever un menor costo por MWh.

Desde el punto de vista de los generadores y comercializadores, la Resolución 281-E/2017 brinda un escenario claro para negociar acuerdos de compraventa de energía, tanto a largo plazo como arbitrando oportunidades de excedentes, ya que incluso se prevé que ciertos excedentes de este mercado entre privados pueda tomarlos CAMMESA para las Compras Conjuntas o sean vendidos en el mercado spot. Esa flexibilidad hace de este mercado una interesante oportunidad para muchos actores, en particular los comercializadores o *traders*. La Secretaría de Energía ya ha inscripto a muchos nuevos comercializadores en su registro en los pocos meses transcurridos desde la sanción de la norma. Sin embargo, la formación y consolidación de esta nueva oferta de generación todavía llevará cierto tiempo, sujeta principalmente a que los proyectos logren adecuada financiación. A diferencia de los adjudicatarios de los procesos RenovAr, que cuentan con contratos firmes a 20 años y las garantías de pago del FODER -con la con-

tragarantía optativa del Banco Mundial- los proyectos que quieran desarrollarse para el Mercado a Término deberán buscar otras virtudes que los hagan atractivos para la financiación, como conseguir demanda con bajo riesgo crediticio que dé más certeza a los flujos de fondo, diversificar el riesgo a través de agregación de demanda, negociar contratos de largo plazo y obtener garantías privadas confiables.

### Generación Distribuida

En septiembre de 2017 la Cámara de Diputados de la Nación dio media sanción al Proyecto de Ley "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública". Hay expectativas de que el proyecto de ley logre la aprobación sin modificaciones en el Senado, para alcanzar plena sanción legislativa en los próximos meses. De ser así, estarían sentadas las bases normativas para el desarrollo de un nuevo segmento del mercado.

La legislación actual de energía eléctrica prohíbe a agentes no autorizados vender energía al sistema interconectado nacional. La iniciativa propone el cambio de ese régimen. Mediante la Generación Distribuida, cualquier usuario podrá generar electricidad a partir de sistemas de energías renovables en su domicilio, con derecho a inyectar a la red de distribución la energía que no utilice, para ser consumida por otros usuarios. Se establece la obligación de las compañías distribuidoras de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red. Para ofrecer incentivos a los usuarios, se creará el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), bajo la forma de un fideicomiso público que proveerá recursos, otorgará préstamos, subsidios o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación o para la difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las

posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. Se creará también otro Fondo para el fomento de la industria nacional asociada (FANSIGED), con el fin de estimular las actividades de investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación.

### El Mercado Local: Acuerdo de productividad para energías renovables y otras medidas de estímulo

En octubre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional firmó el Acuerdo por la Producción y el Empleo para Energías Renovables, que tiene por objetivo mejorar la participación de empresas nacionales en la actividad, generar puestos de trabajo de calidad y aportar al cuidado del medio ambiente. Se trata de uno de los acuerdos multisectoriales que el gobierno nacional viene celebrando con los gobiernos provinciales, los representantes gremiales y los de la producción para distintos sectores de la economía, como el petrolero de Vaca Muerta, automotriz, textil y calzado, construcción, motos y biotecnología.

El acuerdo busca mejorar la integración local de partes y piezas en la construcción de los parques eólicos y solares, plantas de biogás y biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos para alcanzar un 50% de contenido nacional en 2023. El sector privado se compromete a incorporar 2.000 nuevos empleos en el marco de la ronda 2 del programa RenovAR, profundizar el perfil exportador de las compañías, desarrollar mejoras de productividad, obtener certificados de calidad y aumentar la integración local. Los sindicatos, por su parte, se comprometen a mejorar la productividad laboral, realizar modificaciones a los convenios que se adapten a la realidad del sector y participar de planes de capacitación junto con las empresas.

Los Ministerios de Producción y de Energía de la Nación elaboraron la resolución conjunta 1-E/2017 que establece nuevos incentivos fiscales, normativos y de financiamiento para la radicación de inversión productiva, el desarrollo de proveedores locales a través de la transferencia de tecnología y la integración nacional. Además, mediante el Decreto 814/2017 el gobierno nacional estableció un nuevo marco arancelario que favorece una integración local.

La incipiente cadena de valor industrial vinculada con la generación de energías renovables está estructurada sobre la oferta provista por industrias metalmecánicas locales dedicadas principalmente a otras actividades y por proveedores de equipos y componentes eléctricos tales como transformadores, conductores y baterías. Actualmente hay unos 4.000 trabajadores empleados en actividades conexas, con más de 110 empresas proveedoras de la cadena eóli-

ca y solar fotovoltaica, cinco fabricantes de calderas para biomasa y alrededor de 50 proveedores locales de equipamiento eléctrico que son de uso transversal a todas las tecnologías. Se estima que el crecimiento del mercado de fuentes de energías renovables creará unos 12.000 empleos industriales, de operación y mantenimiento en los próximos cinco años. ■

## Conclusiones

Partiendo de una crisis estructural del sistema energético, el gobierno nacional ha lanzado un profundo Plan de Transformación, que es a la vez fuente de oportunidades y desafíos para todos los eslabones de la industria. El plan otorga al desarrollo de los recursos renovables el rol de una verdadera política de estado, cuyo objetivo es lograr una matriz energética variada y equilibrada en el que tengan cabida tecnologías de base que garanticen la seguridad de suministro a precios competitivos.

El éxito de las sucesivas rondas RenovAr es auspicioso. Considerando la cantidad de proyectos presentados y los precios competitivos ofrecidos, el programa ya está transformando de manera positiva el mercado de renovables en Argentina, en particular las oportunidades para tecnología eólica y solar a gran escala. Haciendo una proyección de estos resultados, se puede prever que el ingreso significativo de las energías renovables en Argentina no supondrá un aumento de los precios al consumidor sino todo lo contrario. A diferencia de otros países en los cuales las renovables están reemplazando generación de base más barata (por ejemplo, la energía nuclear en algunos países de Europa), las energías renovables en Argentina llegarán para reemplazar fuentes de generación más caras, como la térmica de combustibles fósiles importados, con el consiguiente alivio en las tarifas.

Para los usuarios de menor consumo, que son clientes cautivos de las distribuidoras, la inserción de energías renovables se hará necesariamente a través del sistema de Compras Conjuntas de CAMMESA, según el cronograma de licitaciones para adjudicar nueva potencia organizadas por el gobierno de modo de cumplir con las metas legales. Para los grandes usuarios, en cambio, el cumplimiento de las metas legales supone una evaluación de las opciones que otorga la ley para el cumplimiento de las metas obligatorias de inserción, es decir considerar si les resulta más conveniente permanecer en el sistema de las Compras Conjuntas, recurrir a la compra directa a generadores privados en el Mercado a Término o apostar por la autogeneración.

Si bien para los grandes usuarios el sistema de compras a CAMMESA implica tener que pagar ciertos cargos especiales, que encarecen la tarifa en comparación con los otros usuarios, es probable que inicialmente se mantengan bajo ese sistema, ya que el Mercado a Término es incipiente y no hay acceso a PPAs de larga duración. Las oportunidades de este mercado se consolidarán sólo cuando sus actores sean capaces de agregar y estructurar demanda con una escala, plazos y garantías atractivos para la financiación. La tendencia previsible será entonces la migración paulatina de los grandes usuarios a las compras directas entre privados, primero los de mayor consumo, que soportan tarifas más altas, y luego los de menor consumo.

Asimismo, la implementación de la Generación Distribuida, junto con los planes de eficiencia energética impulsados dan oportunidades a todos los segmentos de la industria, incluidos los industriales, tecnológicos y de servicios relacionados.

El gran desafío subyacente será la integración completa y concertada de la matriz eléctrica, que requerirá generación térmica de soporte y refuerzo en las líneas de transmisión y distribución en un horizonte de cinco años.

# Informe sobre las condiciones de inversión en redes eléctricas y gasistas en Europa

**Ismael Bahillo Santoyo**

**Henar Soto Tejero**

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

El Consejo de los Reguladores Europeos de la Energía (CEER), publicó el pasado 11 de enero de 2018 el Informe sobre las condiciones de inversión en redes eléctricas y gasistas en Europa, aprobado a mediados de diciembre de 2017<sup>1</sup>.

Este es el segundo año que CEER hace público un informe que ofrece una visión general de los marcos retributivos aplicados en 2017 a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas, con especial atención a la determinación de los costes de capital, en los Estados miembros de la UE y Noruega<sup>2</sup>.

Las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad se caracterizan, entre otros factores, por ser intensivas en capital. La recuperación de los costes de estos activos se realiza a lo largo de la vida útil de los mismos a través de una retribución por su amortización. Adicionalmente, mientras los activos no estén totalmente amortizados, las empresas de transporte

y distribución soportan un coste financiero derivado del coste de oportunidad de los recursos propios y el coste del servicio de la deuda. El marco retributivo que se establezca para estas actividades debe permitir a las empresas reguladas recuperar los costes prudentemente incurridos y correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada, y además obtener una rentabilidad adecuada sobre los fondos invertidos pendientes de amortización de acuerdo con el perfil de riesgo de la actividad desarrollada.

El diseño de un marco retributivo para las actividades reguladas incluye, entre otros, determinar la metodología de cálculo de los siguientes elementos:

- Base de activos regulatoria (*regulatory asset base* o RAB en su terminología anglosajona).
- Tasa de retribución financiera aplicable sobre el RAB.
- La retribución de la amortización.

- La retribución de los costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Adicionalmente hay otros elementos relevantes como son la actualización de los parámetros retributivos, los factores de eficiencia, los incentivos por calidad del servicio, la retribución por extensión de vida útil de los activos, etc. En el informe publicado por CEER se hace especial énfasis en el criterio seguido para el cálculo de la tasa de retribución financiera, para la determinación de la base de activos regulatoria y en la retribución por la amortización de los activos en los diferentes marcos retributivos en vigor para el transporte y distribución de gas y electricidad en Europa. Otros aspectos cuantitativos relevantes como la retribución de los OPEX, y otros factores más complejos de medir como son la estabilidad del marco regulatorio y la transparencia y participación de los agentes en el diseño del marco retributivo, no son analizados en el estudio de CEER, aunque es sabido que también tiene un impacto relevante en las decisiones de inversión de los agentes.

<sup>1</sup> CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Disponible en: <https://www.ceer.eu/1517>

<sup>2</sup> El informe incluye datos de Austria (AT), Bélgica (BE), Croacia (HR), República checa (CZ), Dinamarca (DK), Estonia (EE), Finlandia (FI), Francia (FR), Alemania (DE), Gran Bretaña (GB), Grecia (GR), Hungría (HU), Irlanda (IE), Italia (IT), Letonia (LV), Lituania (LT), Luxemburgo (LU), Holanda (NL), Noruega (NO), Polonia (PL), Portugal (PT), Rumania (RO), Eslovenia (SI), Suecia (SE) y España (ES).

## Principales resultados del Informe

En primer lugar, el informe de CEER analiza las **características del marco retributivo** que aplica a estas actividades. La retribución de una actividad regulada puede fijarse de acuerdo con distintos esquemas retributivos, aunque se distingue habitualmente entre dos grandes categorías: por una parte, la regulación basada en costes (regulación de tipo *cost-plus* o *rate-of-return*) y, por otra parte, la regulación basada en incentivos (entre las que se encuentran los esquemas de tipo *price-cap* y *revenue cap*).

Del análisis del informe se observa que a nivel europeo prevalecen los esquemas de retribución basados en incentivos tanto en el sector eléctrico como en el gasista, y tanto en transporte como en distribución (entre el 50% y 75% de los casos), siendo el mecanismo de *revenue cap* el más empleado. Los esquemas mixtos de retribución basada en costes e incentivos le siguen en importancia (hasta el 25% para algunas actividades) y, finalmente, se observa que la presencia de marcos retributivos basados únicamente en costes es muy limitada.

Por lo que se refiere a **factores de eficiencia**, la mayoría de los reguladores establecen factores de eficiencia tanto en redes eléctricas como gasistas que aplican principalmente en los OPEX y en menor medida en los CAPEX (en un 40% de los casos). Sobre este punto cabe destacar que CEER está llevando a cabo en la actualidad un estudio de eficiencia en costes para los TSO eléctricos y gasistas a nivel europeo (CEER-TCB 18). Dado que en la mayoría de países de la UE el número de TSOs es reducido, este estudio es especialmente re-

levante como herramienta de competencia referencial.

Por lo que se refiere a la **tasa de retribución**, el informe de CEER muestra que la práctica totalidad de países de la UE, salvo España, emplean el coste medio ponderado del capital (en inglés *weighted average cost of capital*, WACC) para calcular la tasa de retribución. Para las redes eléctricas prevalece a nivel europeo el uso del WACC nominal antes de impuestos. Para las redes gasistas prevalece a nivel europeo el uso del WACC real antes de impuestos.

La fórmula de cálculo del WACC nominal después de impuestos es la siguiente:

$$WACC_{post\ tax}^{nominal} = \frac{Debt}{Debt + Equity} * (R_{Debt})_{pretax}^{nominal} * (1 - Tax\ rate) + \frac{Equity}{Debt + Equity} * (R_{Equity})_{pretax}^{nominal}$$

Donde el coste de la deuda ( $R_{Debt}$ ) se obtiene a partir de la suma de la tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) y la prima de riesgo de la deuda ( $DRP$ ):

$$R_{Debt} = R_f + DRP$$

Y, la estimación del coste de los recursos propios ( $R_{Equity}$ ) se obtiene aplicando la fórmula del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM)<sup>3</sup>, a partir de la suma de la tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) y la prima de riesgo de mercado ( $MRP$ ) multiplicado por la beta apalancada ( $\beta_L$ ):

$$R_{Equity} = R_f + \beta_L * MRP$$

Esta fórmula indica que la rentabilidad esperada de los fondos propios para una determinada actividad es igual a la suma de una tasa libre de riesgo y de una prima de riesgo del mercado de capitales, multiplicada por un coeficiente beta, dado por el ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado, que refleja el riesgo no diversificable del activo. Para calcular el parámetro beta el método de los comparadores es el más ampliamente utilizado. Este método se basa en la selección de empresas cotizadas que realizan las mismas actividades y que operan en un entorno similar, implicando así un perfil de riesgo sistemático similar al de las actividades reguladas cuya beta se pretende estimar. Este método parte, en primer lugar, de la selección de comparadores. A continuación, se estima el coeficiente beta observado de cada comparador (denominado beta apalancado dado que está afectado por el endeudamiento de la empresa). En tercer lugar, se calcula el coeficiente beta desapalancado de cada comparador y el coeficiente beta desapalancado de la actividad regulada. Finalmente se calcula el coeficiente beta reapalancado de la actividad regulada utilizando el ratio de apalancamiento objetivo.

El informe de CEER compara la metodología seguida para definir las distintas variables que compone el WACC y los resultados obtenidos a nivel europeo:

- **Tasa libre de riesgo** (*risk free rate*,  $R_f$ ): de acuerdo con el informe de CEER, la mayoría de los reguladores emplean la Deuda del Estado como la mejor aproximación disponible a un activo libre de riesgo. La práctica totalidad de los reguladores emplea datos históricos de

<sup>3</sup> El modelo del CAPM parte del principio según el cual los inversores pueden eliminar un componente del riesgo asociado con una determinada inversión mediante la diversificación de su cartera de activos. La posición de riesgo que puede eliminarse mediante diversificación se denomina no diversificable o sistemático.

la deuda con vencimiento a 10 años y solo hay una excepción en que se emplea la deuda con vencimiento a 5 años y un regulador que utiliza los distintos vencimientos disponibles (desde los de menor plazo hasta los superiores a 30 años). La tasa libre de riesgo en términos reales oscila entre el 1,5% y el 3,0% para la muestra de países considerados.

- **Prima de riesgo de la deuda (Debt risk Premium, DRP):** a nivel europeo los reguladores emplean principalmente el análisis de mercado para obtener el coste de financiación de las empresas de redes que, por lo general, tienen buen acceso a los mercados financieros. La prima de riesgo de la deuda observada se sitúa entre el 0,45% y el 1,5%. Agregando este componente a la tasa libre de riesgo, se observa que el coste real de la deuda, antes de impuestos, se sitúa en un rango entre el 2,4% y el 4,0% para la mayoría de los países analizados.
- **Tipo impositivo:** se refiere, en general, al tipo del impuesto de sociedades definido en la normativa fiscal de cada país. Los valores aplicados a nivel europeo oscilan en un rango entre el 15% y el 35%.

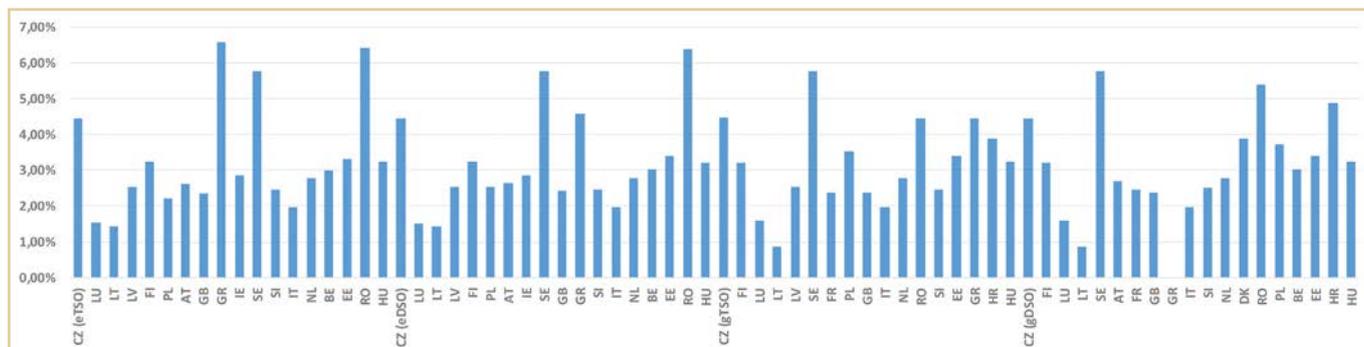
- **Nivel de apalancamiento (gearing),** definido como la proporción de deuda sobre la suma de deuda y fondos propios. El análisis de CEER muestra que los reguladores consideran dos alternativas: la primera se basa en el apalancamiento observado en las empresas de redes; la segunda alternativa considera el nivel de apalancamiento óptimo que minimiza el WACC. Los valores observados para el gearing a nivel europeo oscilan en un rango entre el 30% y el 60%.
- **Beta desapalancada (asset beta,  $\beta_u$ )** y **beta apalancada (equity beta,  $\beta_l$ ):** el informe de CEER recoge tanto el criterio seguido para estimar la beta (los reguladores emplean análisis de mercado tanto internos como externos para la elección de los comparadores), como la fórmula empleada para obtener la beta desapalancada a partir de la beta apalancada (que incluye, para la mayoría de los reguladores, el tipo impositivo). De acuerdo con el informe de CEER la beta desapalancada se sitúa en un rango entre 0,26 y 0,50 para el sector eléctrico, mientras que para el sector gasista oscila entre 0,3 y 0,7. Por lo que se refiere a la beta apalancada, aplicando la fórmula

que no incluye el tipo impositivo, CEER obtiene un rango de entre 0,47 y 0,93 para el sector eléctrico y entre 0,55 y 1,21 para el sector gasista.

Como conclusión del análisis realizado por CEER cabe señalar que la beta desapalancada y apalancada aplicada en el sector eléctrico es inferior a la considerada en el sector gasista, lo que podría reflejar que el sector gasista tiene más riesgo que el sector eléctrico. Por otra parte, cabe señalar que, salvo alguna excepción, la beta que emplean los reguladores para el transporte y distribución de cada actividad es similar.

- **Prima de riesgo de mercado (market risk Premium, MRP):** es la rentabilidad adicional sobre la del activo sin riesgo que se requiere para invertir en una cartera que no tiene riesgo diversificable. De acuerdo con el informe de CEER, los reguladores europeos emplean principalmente estudios con datos históricos frente a otras alternativas como, por ejemplo, el método de las encuestas de expectativas que se basa en valores prospectivos. Entre los estudios más empleados destaca el elaborado por

**Figura 1. Coste real de la deuda antes de impuestos en el año 2016/2017**



Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Página 66.

Dimson, Marsh, y Staunton<sup>4</sup>. Cabe señalar que este estudio contiene una amplia evidencia empírica internacional sobre la prima de riesgo de mercado histórica. Además, tiene la ventaja de presentar con criterios homogéneos los valores de la prima de riesgo en las principales economías mundiales. Se trata de una estimación basada sobre series históricas de rentabilidad anuales del mercado y de la deuda pública a largo plazo, en 23 países, desde 1900 hasta 2016. Frente a la gran volatilidad de los mercados bursátiles, los autores defienden la conveniencia de realizar previsiones basadas en series temporales de muy largo plazo, que incluyan tanto periodos de rentabilidades bajas como periodos de rentabilidades elevadas.

Por lo que se refiere al valor del MRP, el estudio de CEER muestra que, en general, la prima de riesgo de mercado se sitúa en un rango entre el 4,0% y el 5,5%, aunque hay algunos reguladores que emplean valores fuera de este rango.

- A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo, la beta y la pri-

ma de mercado, es posible obtener el **coste real del capital**. El informe de CEER considera tres alternativas: la primera toma la beta apalancada considerada por cada regulador; la segunda toma la beta apalancada asumiendo un apalancamiento del 50% e incluyendo la tasa impositiva de cada país; la tercera alternativa es similar a la anterior pero sin incluir la tasa impositiva. Tal y como se muestra en la Figura 2, para la mayoría de reguladores el valor observado del coste real del capital se sitúa entre el 3% y el 6%.

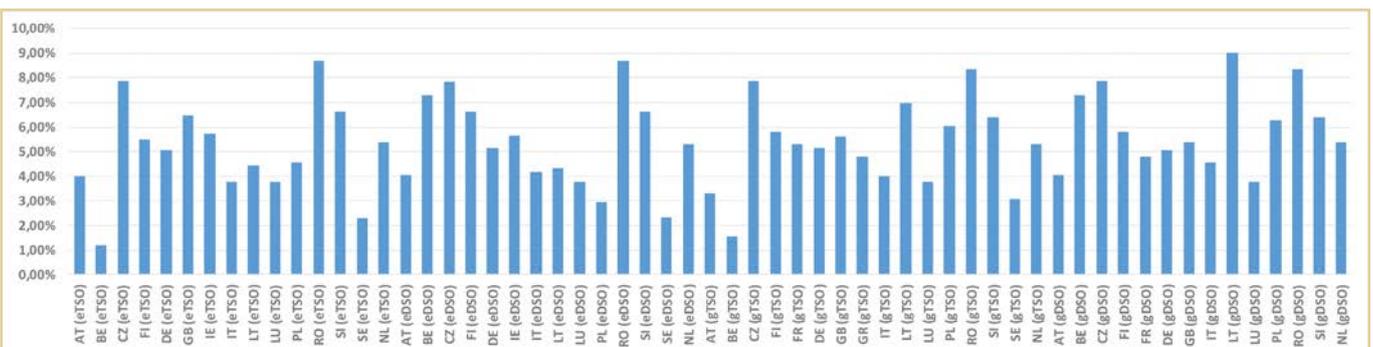
Cabe señalar que algunos reguladores establecen puntualmente primas adicionales en la tasa de retribución al objeto de incentivar el desarrollo de determinadas inversiones necesarias por seguridad de suministro, nuevas interconexiones, mejoras en la calidad de suministro, desarrollo de "smart grids", etc.

Por otra parte, dentro de todo marco retributivo, la definición de la **base regulatoria de activos (RAB)** es uno de los elementos claves para determinar la retribución regulada tanto de los activos presentes como

futuros. El RAB debe incluir todas las inversiones prudentemente incurridas y relacionadas con las obligaciones legales de las empresas reguladas. Una vez identificados los activos que forman parte del RAB, la siguiente cuestión es valorar dicho activo y determinar su amortización. Existen diversos métodos de valorar el RAB: valoración basada en costes históricos; valoración a coste de reposición; y valoración implícita del RAB. Asimismo, en algunos países se aplican fórmulas de actualización del RAB (por ejemplo, con la inflación). La actualización del RAB suaviza la curva de recuperación de las inversiones a lo largo de su vida útil, distribuyendo el coste de las infraestructuras hacia los consumidores de manera más uniforme. Tanto la decisión de utilizar un parámetro de actualización, como su valor, tiene implicaciones a su vez en la elección de una tasa de retribución real (RAB actualizado con la inflación) o nominal (RAB con base en datos históricos).

De acuerdo con el análisis de CEER, el método más empleado para valorar el RAB es el basado en costes históricos, seguido por el RAB actualizado. Solamente la mitad de los reguladores incluyen el capital circulante den-

**Figura 2. Coste real de los fondos propios en el año 2016/2017**



Nota: se asume un apalancamiento del 50% y una beta desapalancada obtenida aplicando la siguiente fórmula:  $\beta_L = \beta_U * [1 + D/E * (1 - t)]$ . Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Página 106.

<sup>4</sup> E.Dimson, P.Marsh, P. y M. Staunton, Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2016.

tro del RAB, y menos de la mitad incluyen las inversiones en curso. Finalmente, de forma prácticamente unánime, los activos cedidos por terceros no se incluyen en el RAB.

Por lo que se refiere a la **amortización**, ésta permite recuperar el coste de los activos de larga duración de manera escalonada durante la vida útil de los mismos, mediante una retribución anual por este concepto. De acuerdo con el informe de CEER, la mayoría de los reguladores energéticos europeos aplican una amortización lineal, con una cuota constante que se recupera cada año, tanto para los activos de gas como de electricidad. La vida útil regulatoria considerada oscila a nivel europeo en un rango entre los 30 y 50 años y, en general, se emplea la misma vida útil regulatoria para los activos de transporte y distribución. Por último, cabe señalar que la amortización se puede calcular con base en valores históricos, actualizados o una combinación de ambos, actuando los reguladores europeos de forma consistente con el criterio establecido para calcular el RAB.

Finalmente cabe destacar que para la mayoría de los reguladores energéticos europeos, el cálculo de los parámetros de la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución se realiza en el año anterior al que comienza el periodo regulatorio. La casuística es similar tanto para el sector eléctrico como para el gasista. La **duración del periodo regulatorio** se sitúa, por lo general, entre los 3 y 5 años.

Por último, CEER advierte que, para poder interpretar las cifras recogidas en el informe,

se debe considerar el marco regulatorio de cada actividad y país en su conjunto, ya que al seleccionar los parámetros individualmente se puede obtener una imagen incompleta y distorsionada del marco retributivo. Sin embargo, esto no impide señalar que el informe proporciona información detallada sobre el marco regulatorio y las condiciones de inversión en cada país. A su vez el informe ofrece información útil sobre el atractivo general de las condiciones de inversión en los mercados energéticos europeos e identifica aquellas prácticas regulatorias más comúnmente aplicada en Europa, como es el caso de emplear el coste medio ponderado de los recursos propios y ajenos para calcular la tasa de retribución a aplicar a estas actividades reguladas.

### La tasa de retribución del transporte y distribución de electricidad y gas en España

El actual marco retributivo del transporte y distribución de energía eléctrica se establece en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 1047/2013<sup>5</sup> para el transporte y el Real Decreto 1048/2013<sup>6</sup> para la distribución. De acuerdo con el artículo 14.4 y la Disposición adicional décima de la Ley 24/2013, la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de distribución y transporte de energía eléctrica para el primer periodo regulatorio, es la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013<sup>7</sup> (abril, mayo y junio de 2013) incrementada en 200 puntos bási-

cos (6,503%). Cabe señalar que esta tasa de retribución aplica sobre el valor neto de los activos en servicio a 31 de diciembre de 2014, valorados a coste de reposición. Adicionalmente esta tasa aplica a los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015 valorados como la semisuma del valor auditado y el valor calculado aplicando los valores unitarios de inversión vigentes.

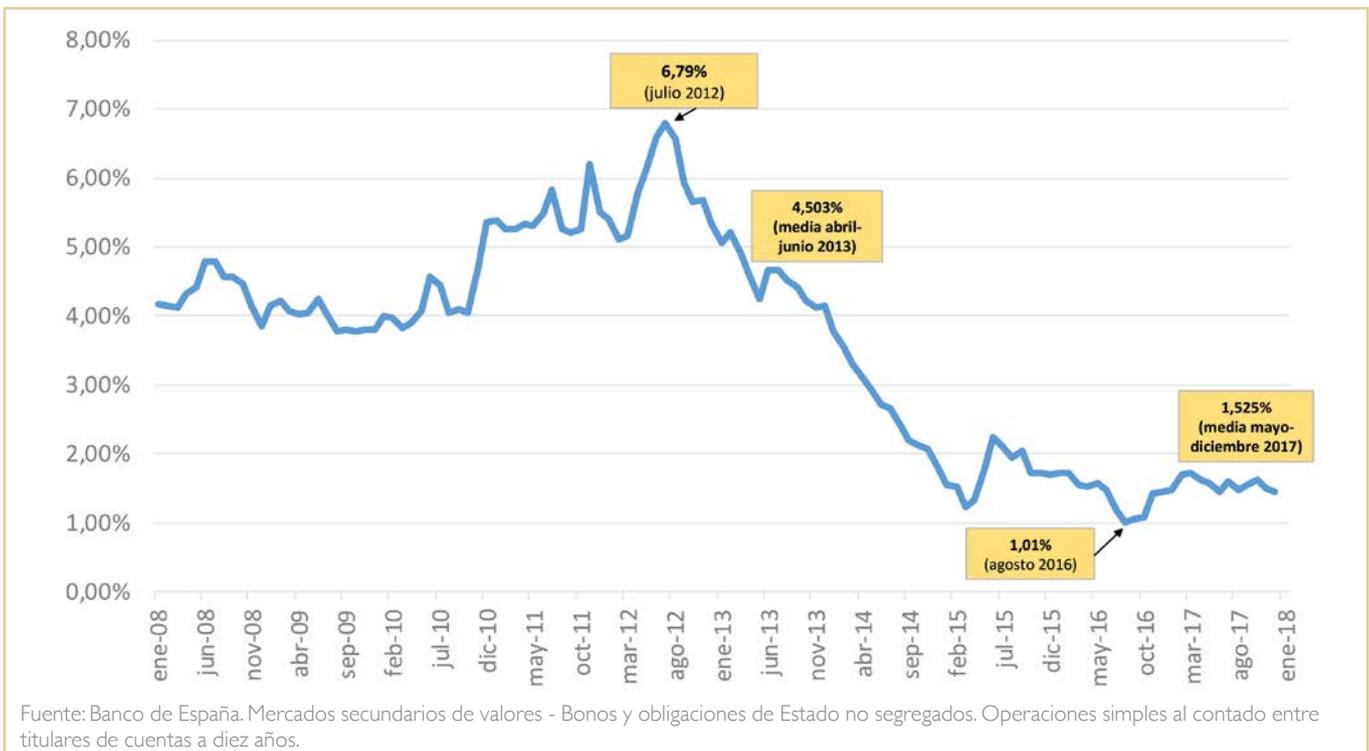
Para el sector eléctrico, el actual periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2019. De cara al siguiente periodo regulatorio puede modificarse la tasa de retribución aplicable a estas actividades de acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013. En este sentido, el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 y de forma análoga el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013 establecen que la tasa de retribución financiera del activo de transporte y distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico se calculará como la media del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio (es decir, desde mayo de 2017 hasta abril de 2019) incrementado en un diferencial.

La figura 3 (página siguiente) muestra la evolución del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años desde 2008 hasta la actualidad. Como se observa en el gráfico, las cotizaciones de las Obligaciones del Estado a 10 años oscilaron entre el 4% y 5% durante el comienzo del periodo, alcanzando su máximo en 2012 con un 7,566%, y disminuyendo significativamente a partir de esa fecha hasta alcanzar el mínimo a finales de

<sup>5</sup> E.Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

<sup>6</sup> Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

<sup>7</sup> Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

**Figura 3. Tipo de interés de las obligaciones del Estado a 10 años, enero 2008-enero 2018**

septiembre de 2016 con un 0,878%. Para calcular la tasa de retribución aplicable al primer periodo regulatorio, se tomaron las cotizaciones de las obligaciones del Estado en los 3 meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, obteniendo un valor de 4,503%. Para el segundo periodo regulatorio se tomarán las cotizaciones a partir de mayo 2017 hasta abril 2019. Cabe señalar que desde mayo 2017 hasta finales de enero de 2018 éstas toman un valor medio de 1,528%, es decir, casi 300 puntos por debajo del valor considerado para el primer periodo regulatorio.

Visto el cambio significativo en el valor de las obligaciones del Estado a 10 años para el pe-

riodo de referencia, toma si cabe mayor relevante la metodología que se vaya a seguir para calcular el diferencial que se debe adicionar a la cotización de las obligaciones del Estado.

Respecto al sector gasista, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 8/2014<sup>8</sup> y en la Ley 18/2014<sup>9</sup>, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación y almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista se obtiene a partir de la media del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los 24 meses anteriores a la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley incrementada

con un diferencial de 50 puntos básicos (5,09%). Cabe señalar que esta tasa aplica sobre el valor neto de la inversión y se complementa con una retribución por continuidad de suministro. El actual periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2020. De cara al siguiente periodo regulatorio, la Ley 18/2014 establece que la tasa de retribución financiera estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Cabe señalar que tanto en el sector eléctrico como gasista, los periodos regulatorios tienen una duración de 6 años y la tasa de retribución no se puede modificar a lo largo del periodo regulatorio. ■

<sup>8</sup> Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

<sup>9</sup> Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

## Conclusión

Un marco retributivo bien diseñado, estable y predecible da las señales adecuadas para que se lleven a cabo las inversiones necesarias para desarrollar las infraestructuras que permitan disponer de mercados energéticos seguros, competitivos y sostenibles. La buena práctica regulatoria ayuda también a reducir los riesgos regulatorios y legales para los inversores y, por lo tanto, reduce el coste del capital. Dado que la retribución de la inversión se recupera a través de los peajes que pagan los consumidores, éstos son, en última instancia, los beneficiados de un marco retributivo basado en la mejor práctica regulatoria.

Tal y como se recoge en el recientemente publicado "*CEER Report on Investment Conditions in European Countries*", el criterio seguido por la práctica totalidad de los países de la Unión Europea para establecer la tasa de retribución financiera, se basa en el coste medio ponderado del capital (WACC).

# Transporte y movilidad sostenible: una oportunidad para España

**Carlos García Barquero**

Jefe del Departamento de Planificación y Estudios del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

## Problemática

El transporte tiene actualmente una gran influencia en la vida cotidiana de los ciudadanos europeos y emplea directamente a más de 11 millones de personas. El sector vive una serie de transformaciones tecnológicas, económicas y sociales que se suceden a un ritmo cada vez más rápido.

Durante las últimas décadas distintos fenómenos como la expansión urbanística y la globalización e internacionalización de los mercados, han propiciado un incremento notable de la movilidad a nivel mundial, lo que a su vez ha impulsado el desarrollo de la industria automovilística y de equipamientos en infraestructuras. Esta situación hace del transporte un sector clave para el progreso económico y social de la mayoría de los países, aunque de él se derivan importantes impactos asociados que afectan a su sostenibilidad energético-económica y medioambiental.

La estructura de abastecimiento energético de este sector en España se apoya mayoritariamente en la importación de productos fósiles, lo que además de las emisiones asociadas implica una elevada dependen-

cia energética. La dependencia energética, del orden del 73%, nos sitúa entre los 8 países más dependientes de la UE. Ello afecta a la balanza comercial, con un saldo energético negativo valorado en más de 16.000 M€ en 2016, equivalente al 1,5% del PIB español.

El transporte es el sector de mayor consumo energético en nuestro país, con más del 40% de la demanda final en 2016. Dentro del sector transporte, la carretera es el modo más intensivo, absorbiendo cerca del 80% del consumo para cubrir las demandas de mercancías y de pasajeros.

El peso preponderante y creciente de este sector en el consumo energético total, está ligado en buena medida al aumento del parque automovilístico y de la movilidad en general. Estos factores contribuyen a explicar la intensidad energética de este sector, del orden de un 20% por encima de la media europea.

Un análisis más detallado de las causas que explican esta diferencia, confirma la influencia de dichos factores junto a otros como nuestra localización geográfica, desplazada de la actividad económica del centro y norte

de Europa y del norte de África. Ello convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías y pasajeros, preferentemente por carretera, que constituye un modo ineficiente en términos de consumo energético por pasajero (viajero-km) o mercancía (ton-km). Además, existen otros elementos determinantes del elevado consumo energético del sector, como son la antigüedad relativa del parque nacional de vehículos y el uso extendido del vehículo privado como opción alternativa al transporte público.

Se deduce así una problemática multidimensional (energético-medioambiental, tecnológica y económica) asociada al sector transporte, en un entorno marcado por la necesidad de dar cumplimiento a los acuerdos de la UE en ese ámbito. Un escenario que justifica la importancia de la sostenibilidad de los recursos como ejes claves de las políticas europeas de desarrollo económico, energía y cambio climático. Y en el marco de estas políticas, el transporte y la movilidad, por sus importantes impactos, ocupan un lugar preferente. Los retos son grandes, dada la complejidad del sector por su alta dependencia de los recursos fósiles y por la gran diversidad y dispersión de los pun-

tos de consumo (vehículos y modos de transporte), así como por la vinculación de la movilidad con la demanda de otros sectores.

Es necesario en este contexto reorientar el modelo actual de transporte hacia una mayor sostenibilidad y diversificación en los modos y tipos de propulsante, incidiendo en aspectos ligados a la movilidad tanto de pasajeros como de mercancías, así como en la planificación urbanística y en su integración con las políticas de energía y cambio climático.

Un transporte más sostenible debe lograr desconectarse de los efectos perversos asociados a la movilidad, promoviendo la innovación tecnológica, el uso de vehículos y propulsores más limpios y eficientes, la intermodalidad, la calidad en los servicios y el uso eficiente de los medios, preservando la seguridad y evitando los riesgos para el usuario.

### **Impulso a las políticas de transporte y movilidad sostenible en la Unión Europea**

En el ámbito de las políticas ligadas a la promoción de un transporte más limpio y eficiente y de la movilidad sostenible, la Unión Europea viene desarrollando desde hace años numerosas regulaciones e iniciativas legislativas. Bajo este marco, y gracias al importante esfuerzo en I+D, la industria de automoción europea es hoy líder mundial en la aplicación de tecnologías limpias y energéticamente eficientes para los vehículos.

Entre las regulaciones de mayor impacto durante los últimos quince años destacan los estándares EURO sobre emisiones contaminantes, la regulación de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los vehículos (carretera), el eti-

quetado energético de los turismos, el sistema de peajes de la Euroviñeta aplicado a los vehículos pesados, la calidad de los carburantes y la fiscalidad diferenciada de los automóviles.

El **Plan de Acción de Movilidad Urbana COM(2009)490 final** contiene diversas medidas para ayudar a las autoridades nacionales, regionales y locales a alcanzar sus objetivos de movilidad urbana sostenible. La primera de las medidas plantea acelerar la generalización de **Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS)** y la inclusión de la movilidad urbana en el Pacto entre Alcaldes, con vistas a promover un planteamiento integrado que vincule la energía y el cambio climático con el transporte.

En paralelo a la implementación de este entorno administrativo favorable, las iniciativas políticas europeas se han centrado tanto en la promoción del mercado de nuevos vehículos limpios y eficientes, como en el necesario desarrollo de combustibles alternativos e infraestructura de recarga asociada que faciliten una rápida implantación de estos nuevos vehículos.

La **Directiva 2009/33/CE de promoción de vehículos limpios y energéticamente eficientes**, persigue estimular el mercado de este tipo de vehículos. Se aplica a los vehículos de transporte por carretera públicos o privados que presten servicios públicos, y obliga a considerar los costes operativos del consumo y las emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMHC y PM en su adquisición.

Esta directiva se complementa con la **Estrategia COM(2010)186 final**, que incluye hasta 47 acciones específicas, entre ellas las relativas a la homologación de vehículos, normativas de recarga y seguridad eléctrica y financiación de infraestructuras para el vehículo eléctrico.

El **Libro Blanco sobre Transporte 2011** de la UE "Por una política de transporte competitiva y sostenible", ya consideraba prioritario un transporte que use menos energía y más limpia y reduzca su impacto negativo en el medio ambiente. Y para ello, fijaba la necesidad de mejorar el rendimiento de los vehículos y desarrollar y utilizar combustibles y sistemas de propulsión sostenibles.

En el ámbito de los combustibles (propulsores, incluida la electromovilidad), tras la elaboración en 2011 y 2012 por parte de un Grupo de Expertos *ad-hoc* de sendos informes sobre propulsores alternativos e infraestructura asociada y la realización de una amplia consulta pública, la Comisión Europea puso en marcha el denominado *Clean Power for Transport (CPT) Package*.

Este paquete integra la **Estrategia europea en materia de propulsores alternativos COM(2013)17 final y la Directiva 2014/94/UE sobre implantación de una infraestructura para los propulsores alternativos**. Las opciones prioritarias de esta iniciativa incluyen la electromovilidad (vehículos eléctricos de baterías o impulsados por pilas de combustible) y los biocarburantes (bioetanol o biodiesel), pero se contemplan también las basadas en gas natural (comprimido GNC o licuado GNL), el biometano y otras alternativas complementarias como los gases licuados del petróleo (GLP, propano y butano) y los combustibles sintéticos.

El uso progresivo de los propulsores alternativos en el transporte, podría conducir según estimaciones de la Comisión Europea a un ahorro potencial acumulado de 9.300 millones de € en la factura energética de la UE en 2030. Sin embargo, la ausencia de una infraestructura armonizada a nivel europeo para el uso de este tipo de pro-

pulsantes, representa una barrera a su desarrollo al tiempo que una demora para la consecución de sus beneficios medioambientales.

La **Estrategia de la Unión de la Energía**, de febrero de 2015, definió la transición hacia un sector de transporte eficiente desde el punto de vista energético y descarbonizado como una de las principales áreas de actuación. Un año después, se adoptó la **Estrategia a favor de la movilidad de bajas emisiones** y se planificaron las inversiones en infraestructuras en el marco del **Plan de Inversiones para Europa**. Todo ello proporciona un poderoso estímulo para llevar a la práctica la movilidad europea del futuro: limpia, competitiva y conectada. El objetivo es ayudar al sector a mantener su competitividad a través de una transición socialmente justa hacia la energía limpia y la digitalización.

La reciente iniciativa **“Europe on the move”** hecha pública el 31 mayo de 2017, prevé aplicar las medidas que ya se esbozaban en el Plan de Inversiones. Se trata de una estrategia a largo plazo para alcanzar el objetivo de una movilidad inteligente y competitiva de aquí a 2025 mediante legislación específica y medidas de apoyo, que incluyen la inversión en infraestructuras, la investigación y la innovación. Se persigue garantizar que se desarrollen, ofrezcan y fabriquen en Europa las mejores soluciones, equipos de transporte y vehículos para una movilidad limpia, conectada y automatizada.

Se combinan propuestas legislativas centradas de manera específica en el transporte por carretera para mejorar el funcionamiento del mercado de transporte de mercancías por carretera, con la actualización de las

normas sobre las emisiones de los turismos y furgonetas a partir de 2020 y, por primera vez, de los vehículos pesados.

El pasado 8 de noviembre de 2017, la comunicación **COM(2017)675 final ha establecido nuevos objetivos para las emisiones medias de CO<sub>2</sub> de la totalidad del parque de turismos y furgonetas** de la UE, a fin de contribuir a acelerar la transición hacia los vehículos de emisiones bajas y nulas. Turismos y furgonetas deberán alcanzar en 2030 unas emisiones medias de CO<sub>2</sub> un 30% inferiores con respecto a 2021.

Confirmando este nuevo impulso a la movilidad sostenible, el pasado 18 de diciembre de 2017 el **Consejo Europeo ha fijado para 2030 un objetivo de uso de renovables en el transporte del 14%**, un objetivo secundario del **3 % en biocarburantes avanzados**, y un **ambicioso incremento de la electromovilidad** con dos coeficientes multiplicadores, de cinco para la electricidad renovable utilizada en el transporte por carretera y de dos para el transporte ferroviario.

### Transposición legislativa y estrategias de promoción en España

En España, las políticas de transporte y movilidad sostenible han discurrido durante los últimos años en sintonía con las iniciativas de la UE.

En el marco de las políticas de eficiencia energética, **la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012** y su último Plan de Acción 2008-2012 ya recogió un conjunto de 15 medidas dirigidas a

mejoras tecnológicas, cambio modal, y uso eficiente de los medios de transporte.

Un elemento clave de estos planes fueron los **Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS)**, cuya ejecución implica la participación coordinada del conjunto de agentes y administraciones con competencias en materias vinculadas a la movilidad y la sostenibilidad del sector. El IDAE contribuyó a la promoción de estos planes con una Guía para la elaboración e implantación de PMUS, que se han extendido desde entonces en los municipios de mayor tamaño. El último inventario disponible<sup>1</sup> registraba que, sobre un total de 532 municipios de más de 15.000 habitantes, 296 de ellos cuentan con un PMUS (256 ya en vigor y 39 en elaboración). Estos planes se vieron reforzados por la Ley 34/2007 de la calidad de aire, que reestructura el impuesto sobre determinados medios de transporte con base a las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Posteriormente, en abril de 2009 se aprobó la **Estrategia Española de Movilidad Sostenible**, elaborada conjuntamente entre el Ministerio de Fomento y el actual Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente). Dicha estrategia integra los principios y herramientas de coordinación para orientar y dar coherencia a las políticas sectoriales dirigidas a facilitar una movilidad sostenible y baja en carbono. Sus objetivos incluyen 48 medidas estructuradas en cinco áreas: territorio, planificación del transporte y sus infraestructuras; cambio climático y reducción de la dependencia energética; calidad del aire y ruido; seguridad y salud; y gestión de la demanda.

En este contexto se iniciaron también, como en otros países de la UE, actuaciones

<sup>1</sup> Aptemus, Marzo de 2016

específicas dirigidas específicamente a la mejora tecnológica y la eficiencia energética de los vehículos.

La transposición a España de la **Directiva 2009/33/CE** sobre vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes, se llevó a cabo a través de la **Ley 2/2011**, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. El artículo 105 de esta Ley plantea cómo ha de verificarse la adquisición, por los poderes adjudicadores, de este tipo de vehículos, mientras que el artículo 106 enumera los impactos energéticos y medioambientales de su uso que, como mínimo, deberán tenerse en cuenta al celebrar los contratos: el consumo de energía; las emisiones de CO<sub>2</sub> y las emisiones de NOx, NMHC y partículas.

La transposición legislativa de la **Directiva 2014/94/UE** sobre implantación de una infraestructura para los propulsores alternativos se realizó a través del **Real Decreto 639/2016 sobre infraestructura de combustibles alternativos** y del **Marco de Acción Nacional de energías alternativas en el transporte (MAN)**.

El MAN contempla un amplio paquete de 57 medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos asumidos en el marco de dicha Directiva, que por el momento en

España se dirigen al transporte por carretera y marítimo. El transporte por carretera es el destinatario del mayor número de actuaciones (38).

El transporte por carretera en España cuenta con un potente sector de automoción que incluye ya en su oferta diversos modelos de vehículos con propulsión alternativa y numerosas empresas instaladoras de equipos para la infraestructura de recarga.

En cuanto a la **movilidad eléctrica** en carretera, si bien la matriculación de los vehículos eléctricos es aún poco relevante (< 1% del total de matriculaciones), constituye un mercado que va ganando peso progresivamente. Gracias al estímulo de las medidas del MAN y de los programas de incentivos a la adquisición de vehículos, se prevé que el parque español alcance un volumen de 150.000 vehículos eléctricos en 2020. España cuenta con una infraestructura de recarga adecuada en las áreas metropolitanas de entre 1 y 5 millones de habitantes. Fuera del ámbito urbano, España y Portugal han impulsado un consorcio (proyecto CIRVE) para la implantación de puntos de recarga rápida a lo largo de los corredores Atlántico y Mediterráneo.

Respecto al **gas natural**, el 90% del parque de GNC se concentra en flotas, princi-

palmente destinadas a servicios públicos. En el segmento de vehículos ligeros, la implantación de taxis de GNC está registrando incrementos anuales relevantes en algunos municipios metropolitanos. El GNL, por su parte, es una alternativa al diésel para transporte por carretera a larga distancia, aunque su implantación es aún escasa. En cuanto a la infraestructura de repostaje, respecto a las obligaciones de GNL y GNC en 2025 en la red básica TEN-T para camiones, se puede afirmar que con las estaciones existentes y en construcción y el interés de los inversores privados en construir nuevas estaciones, España se encuentra en buena posición para el cumplimiento de la Directiva 2014/94/UE.

En el caso del **hidrógeno**, el parque de vehículos se limita a proyectos de demostración. España cuenta con 6 hidrogeneras en operación. A partir de las estaciones existentes y en construcción, se espera un impulso en el marco del proyecto H2PiyR de la iniciativa POCTEFA-INTERREG, a través del cual se creará un corredor de hidrógeno en los Pirineos, construyendo 4 nuevas hidrogeneras en España. Se considera factible alcanzar en 2020 un parque aproximado de 500 vehículos FCEV además de una infraestructura de 20 hidrogeneras.

Actualmente, los **biocarburantes** son el principal combustible renovable utilizado en

**Tabla 1. MAN - Tipología y número de medidas (N) de apoyo a propulsores alternativos para el transporte en España**

Modo	Mercado	Infraestructura	Industrialización	Marco regulatorio
<b>Carretera</b>	Adquisición de vehículos (4) Difusión (5)	Infraestructura de repostaje (7)	Fomento de la industrialización e I+D (7)	Normativa (12) Incentivos fiscales (3)
<b>Marítimo</b>	Difusión (1)	Infraestructura y equipos de suministro (4) Medidas estratégicas (1)(*)	Fomento de la industrialización e I+D (5)	Normativa (5) Incentivos fiscales (3)

\* Proyectos CORE LNGas Hive

**Tabla 2: MAN - Mercado e infraestructura para el desarrollo de los carburantes alternativos en carretera en España. Situación de partida**

	Industrialización	Parque (Nº vehículos)	Mercado Potencial	Infraestructura	Suministro Energético
<b>Electricidad</b>	5 plantas fabrican 11 modelos de vehículos comerciales y cuadríciclos. Además, se fabrican modelos de autobuses, minibuses, motocicletas y ciclomotores.	18.187 vehículos: turismos (37%); motocicletas (19%), cuadríciclos pesados (14%), ciclomotores de dos ruedas (10%), furgonetas (8%) y otro tipo de vehículos (12%).	Oportunidad en turismos, furgonetas, cuadríciclos y motocicletas en ámbitos urbanos.	1.659 estaciones y 4.547 puntos de recarga.	Una gestión adecuada de la recarga de los VE/ producción de Hidrógeno por la noche en horas valle permitirá aplanar la curva de consumo eléctrico y acelerar la amortización de las instalaciones.
<b>Hidrógeno</b>	Participación de empresas Españolas en el desarrollo de esta tecnología en relación a su obtención.	11 vehículos en el marco de proyectos de demostración	Mercado potencial similar al de los vehículos de gasolina o gasóleo.	Infraestructura muy escasa; solo existen 6 estaciones de hidrógeno.	
<b>Biocarburantes</b>	Industria dependiente de los objetivos (% en diésel y gasolina) de los gobiernos.	Todos los surtidores de las estaciones de servicio ( 11.000) que ofrecen gasóleo/gasolina de automoción pueden suministrar mezclas con hasta un 7% de biodiesel (B7)/ 5% de bioetanol en volumen. Adicionalmente, en 87 estaciones se ofrecen mezclas de gasóleos con mayores contenidos de biodiesel o incluso biodiesel puro, y en otras 13 estaciones es posible repostar mezclas de gasolinas con hasta un 85% de bioetanol.		España cuenta con 32 plantas de producción de biodiesel, y 4 de bioetanol.	
<b>GNV</b>	2 Plantas producen vehículos con GNV. Posibilidad de adaptar los turismos matriculados a partir del 2002 a GNC mediante un sistema dual.	4.613 vehículos (4.366 GNC, 247 GNL), principalmente en flotas urbanas.	En flotas de servicios municipales (autobuses, servicios de limpieza, furgonetas, turismos) y transporte por carretera a larga distancia.	108 estaciones en el entorno de los núcleos urbanos: 69 son privadas (GNC); y 39 públicas (10 mixtas GNL/GNC; 5 GNL y 24 GNC).	Situación estratégica española con el 43,6% del abastecimiento a través de 8 puertos de la península ibérica.
<b>GLP</b>	1 Planta fabrica 3 modelos de vehículos con Autogás.	54.472 vehículos, en flotas principalmente.	En el segmento de vehículos pequeños y medianos A, B o C.	468 estaciones de servicio, accesibles al público.	Garantía de suministro de GLP.

Fuente: DGT/AOGLP/CORES/MINETAD/CNMC

Nota: Situación en junio del 2016; Los datos oficiales del parque de vehículos de GNV no contabilizan los vehículos transformados en talleres ajenos a la marca.

el transporte en España, contribuyendo al objetivo establecido por la Directiva 2009/28/UE en el transporte en 2020. Su evolución está ligada a los objetivos fijados por el Real Decreto 1085/2015, de fomento de los biocarburantes, que el propio MAN mantiene.

Con relación al transporte marítimo, España presenta una posición óptima para desarrollar el nuevo mercado de **GNL**, tanto por su situación geoestratégica como plataforma

logística del Sur de Europa, como por las infraestructuras existentes y la experiencia adquirida en almacenamiento y trasiego de GNL. Por otra parte, es el país de la UE con mayor longitud de costa (8.000 Km), lo que le ha permitido desarrollar un sistema portuario estatal integrado, en junio de 2016, por 43 puertos operativos de interés general, de los cuales 13 forman parte de la red básica TEN-T. España cuenta con 932 plantas satélites de GNL activas, lo que se

complementa con 250 camiones cisterna. Por tanto, ya se podría cubrir el suministro de GNL en los puertos marítimos y en los puertos interiores de la red básica TEN-T, según requiere la Directiva 2014/94/UE.

Las **previsiones de demanda del GNL** para el transporte marítimo están sujetas a incertidumbres. El Ministerio de Fomento ha impulsado el Proyecto CORE LNGas Hive, dentro del cual se prevé la ejecución

<sup>2</sup> Objetivo mínimo obligatorio del 8,5% de consumo o venta de biocarburantes en 2020.

de 11 acciones piloto entre 2015 y 2020 con un coste de 24,4 M€ que servirán para estudiar la viabilidad de diferentes tecnologías de suministro a buques. Los objetivos establecidos en el transporte marítimo se refieren a la identificación de puertos de interés general donde será posible suministrar GNL mediante camiones cisterna (52 puertos en 2025).

En cuanto a la **conexión eléctrica** por parte de los buques en atraque, se estima que en España se podrían sustituir 100.000 toneladas de combustible convencional

por 600 GWh de consumo eléctrico, lo que contribuiría al objetivo de la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovable. El MAN establece un **objetivo al 2020 de 5 puertos** (2 de la red general y 3 de la red básica TEN-T) con suministro eléctrico.

Respecto al **uso de energía eléctrica en el transporte aéreo**, el grado de dotación de unidades de suministro eléctrico a las aeronaves es del 90% en los aeropuertos de la red básica de la TEN-T y del 38% en los aeropuertos de la red. En el perio-

do 2016-2030 se prevé una inversión de 15,17 M€ en 205 instalaciones de suministro a 400 Hz en 13 aeropuertos españoles.

### Programas de incentivos a la adquisición de vehículos eficientes

Dado la importancia del transporte por carretera y el gran peso económico-social del sector automovilístico, en varios países europeos se han puesto en marcha programas de ayuda para incentivar y promover la renovación de las flotas de vehículos que fa-

**Tabla 3. Resumen de los objetivos del MAN según combustibles alternativos y modos de transporte en España**

Transporte por carretera		
	Parque (Nº vehículos), 2020	Infraestructura (Nº estaciones de suministro/recarga acceso público), 2020
<b>Electricidad</b>	150.000	3.300
<b>Hidrógeno</b>	500	20 hidrogeneras
<b>Biocombustibles</b>	Objetivo vinculado al Real Decreto 1058/2015: consumo mínimo del 8,5% en 2020	
<b>GNV (GNC y GNL)</b>	18.000 (800 de GNL y 17.200 GNC)	159 estaciones de repostaje: 115 GNC; 5 GNL; 39 mixtas
<b>GLP</b>	250.000	800-1.000 estaciones de repostaje
<b>GLP</b>	1 Planta fabrica 3 modelos de vehículos con Autogás	54.472 vehículos, en flotas principalmente
Transporte marítimo		
<b>Infraestructura<sup>1</sup> GNL</b>	2025: 42 puertos ( 12 de la red básica RTE-T, 26 de la red general RTE-T y 4 adicionales del sistema portuario de interés general)	
	2030: 1 puerto interior de la red básica RTE-T	
<b>Electricidad</b>	2020: 5 puertos (2 de la red general y 3 de la red básica RTE-T) con suministro eléctrico	
Transporte aéreo		
<b>Electricidad</b>	2016-2030: Inversión total de 15,17 M€ en 205 instalaciones de suministro a 400 Hz en un total de 13 aeropuertos españoles	

<sup>1</sup> Identificación de puertos de interés general donde será posible suministrar GNL al menos mediante camiones cisterna.

cilitaran la entrada de vehículos más limpios y eficientes. Estos programas representan además, como se ha demostrado durante su aplicación, una gran oportunidad para inducir cambios en los planes de producción de los fabricantes de automóviles que prioricen criterios de eficiencia energética y de reducción de impactos medioambientales.

Así, durante el periodo 2012-2016 se pusieron en marcha un total de 8 convocatorias del Programa PIVE y 4 planes PIMA Aire, dotados con un presupuesto de 1.115 M€ y 53,1 M€ respectivamente.

Los **Programas PIVE (Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente)** constituyen ayudas públicas promovidas por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) y gestionados por el IDAE, mediante los cuales se busca fomentar el achatarramiento de vehículos turismos (M1) y comerciales de menos de 3,5 t (N1), con una antigüedad mínima de 10 y de 7 años, respectivamente. A lo largo de su vigencia, se ha incentivado la sustitución de un total de 1.173.035 vehículos por otros más eficientes.

Los **planes PIMA Aire**, impulsados por el Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, persiguen mejorar la calidad del aire mediante la renovación del parque de vehículos comerciales y su sustitución por otros modelos más eficientes y de menor impacto medioambiental, así como la adquisición de vehículos de gas y de motocicletas y ciclomotores eléctricos e híbridos y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico. Desde su lanzamiento han posibilitado la renovación de más de 50.000 vehículos comerciales.

Para la gestión de estos programas ha sido decisiva la contribución del etiquetado

energético de los vehículos. El IDAE dispone para ello de una base de datos donde se incluyen todos los modelos de vehículos turismo a la venta en España clasificados según su eficiencia energética.

Estos programas de incentivos se completaron en 2014 con otros dos planes adicionales, el **Plan PIMA Tierra** y el **Plan PIMA Transporte**. El primero dirigido a la renovación del parque de tractores de uso agrícola por modelos más eficientes y de menor impacto ambiental, y el segundo a la retirada de vehículos antiguos de transporte pesado de mercancías y autobuses.

Respecto al vehículo eléctrico, en los últimos años se ha realizado un esfuerzo notable en España para facilitar su penetración en el mercado. Durante el periodo 2006-2013, se incentivó la adquisición de vehículos eléctricos a través de líneas de ayuda en el marco de los Planes de Acción de la Estrategia (E4) y del **Proyecto Piloto MOVELE** gestionado por el MINETAD.

En el marco de la "Estrategia Integral de Impulso al Vehículo Eléctrico en España 2010-2014" se puso en marcha el **Programa MOVELE 2014**, posteriormente prorrogado con el **Programa MOVELE 2015**. Estos Programas, dotados de un presupuesto global de 17 M€ y gestionados por el IDAE, se orientaron a la adquisición de vehículos eléctricos nuevos mediante la concesión directa de ayudas, facilitando asimismo las operaciones de financiación por leasing financiero y arrendamiento por renting o leasing operativo de estos vehículos, a condición de que el contrato tuviera una duración mínima de dos años.

A raíz de la publicación de la Directiva 2014/94/UE, España aprobó en 2015 la "Estrategia de Impulso del Vehículo con

Energías Alternativas 2014-2020 (VEA)". En línea con ello, durante 2016 y 2017 tuvo lugar la implementación del **Plan de Impulso a la Movilidad con Vehículos de Energías Alternativas (MOVEA)**, mediante el cual se unifica en un único programa las ayudas estatales existentes hasta el momento para la adquisición de vehículos eficientes, ampliando el alcance no solo a los vehículos eléctricos, sino también a los propulsados por GLP (autogás), gas natural y motocicletas eléctricas, así como a los puntos de recarga para vehículos eléctricos en zonas de acceso público.

En este mismo contexto, a finales del 2017 se han puesto en marcha el **Plan MOVALT Vehículos** y el **Plan MOVALT Infraestructura**, ambos gestionados por el IDAE. El primero dirigido a incentivar la adquisición de vehículos eléctricos, de GNC o GNL, de GLP, propulsados con pilas de combustible y motocicletas eléctricas. Y el segundo a proporcionar ayudas a la implantación de infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos.

La siguiente tabla resume el contenido de los programas de ayudas públicas de ámbito nacional desarrollados durante los últimos años para la adquisición de vehículos eficientes.

Para los próximos años, se cuenta con las ayudas que puedan derivarse del **Programa Operativo de Crecimiento Sostenible FEDER** del periodo 2014-2020 (POCS), que incluye un eje de "**Economía Baja en Carbono**" cuya gestión corresponde al IDAE, designado como Organismo Intermedio para la gestión de las actuaciones correspondientes a dicho eje. Dentro de este programa, el **fomento de la movilidad urbana sostenible** dispone de una dotación presupuestaria de 70,9 M€.

**Tabla 4. Programas de Ayudas Públicas a la Adquisición de Vehículos Eficientes**

Programa	M€	Tipo de ayuda	Fecha de aprobación	Referencia normativa
<b>PROGRAMAS DE EJECUCIÓN DIRECTA DE IDAE</b>				
<b>MOVELE 2014</b>	10	Ayudas a fondo perdido	2014	Real Decreto 414/2014, de 6 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos en 2014, en el marco de la Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España 2010-2014 (Programa MOVELE 2014).
<b>MOVELE 2015</b>	7	Ayudas a fondo perdido	2015	Real Decreto 287/2015, de 17 de abril, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos en 2015 (Programa MOVELE 2015).
<b>PIVE 3</b>	70	Ayudas a fondo perdido	2013	Real Decreto 575/2013, de 26 de julio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-3)».
<b>PIVE 4</b>	70	Ayudas a fondo perdido	2013	Real Decreto 830/2013, de 25 de octubre, por el que regula la concesión directa de subvenciones del "Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-4)".
<b>PIVE 5</b>	175	Ayudas a fondo perdido	2014	Real Decreto 35/2014, de 24 de enero, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-5)».
<b>PIVE 6</b>	317	Ayudas a fondo perdido	2014	Real Decreto 525/2014, de 20 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-6)».
<b>PIVE 7</b>	33	Ayudas a fondo perdido	2015	Real Decreto 124/2015, de 27 de febrero, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-7)».
<b>PIVE 8</b>	225	Ayudas a fondo perdido	2015	Real Decreto 1071/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 380/2015, de 14 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, PIVE-8».
<b>MOVALT Vehículos</b>	19,4	Ayudas a fondo perdido	2017	Resolución de 14 de noviembre de 2017, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (Plan Movalt Vehículos).
<b>MOVALT Infraestructuras</b>	15	Ayudas a fondo perdido	2017	Resolución de 21 de diciembre de 2017, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (Plan Movalt Infraestructuras).
<b>OTROS PROGRAMAS</b>				
<b>PIMA Aire</b>	53,1	Ayudas a fondo perdido	PIMA Aire: Feb-2013; PIMA Aire 2: Oct-2013; PIMA Aire 3: Mar-2014; PIMA Aire 4: Dic-2014	Real Decreto 89/2013, de 8 de febrero, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Aire» para la adquisición de vehículos comerciales.
<b>PIMA Tierra (tractores)</b>	5	Ayudas a fondo perdido	Mar-2014	Real Decreto 147/2014, de 7 de marzo, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente para la renovación de tractores agrícolas «PIMA Tierra».
<b>PIMA Transporte</b>	4,7	Ayudas a fondo perdido	Dic-2014	Real Decreto 1081/2014, de 19 de diciembre, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para el achatarramiento de vehículos industriales de transporte de viajeros y mercancías con capacidad de tracción propia «PIMA Transporte».
<b>MOVEA 2016</b>	16,6	Ayudas a fondo perdido	Ene-2016	Real Decreto 1078/2015, de 27 de noviembre, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas, y para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en 2016, MOVEA (Plan MOVEA 2016).
<b>MOVEA 2017</b>	14,26	Ayudas a fondo perdido	Jun-2017	Real Decreto 617/2017, de 16 de junio, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas, y para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en 2017 (Plan MOVEA 2017).

## Retos y oportunidades

Los impactos energéticos y ambientales asociados al transporte constituyen, por su relevancia, una prioridad en la planificación energética. Además, al tratarse de un sector muy ligado a la actividad de otros sectores productivos, exige medidas coordinadas y multisectoriales.

Las ciudades y los entornos urbanos deben organizarse ponderando la localización de los núcleos residenciales con el empleo y los servicios y planificando el transporte público, que debe ser un elemento clave en las políticas de planificación territorial y promoción urbanística. Adicionalmente, es preciso gestionar la demanda y racionalizar el uso del coche particular potenciando y adoptando soluciones alternativas en los desplazamientos urbanos.

En nuestro país se están tomando medidas en la senda correcta para contribuir a un transporte más sostenible, como ponen de manifiesto el apoyo a los planes de movilidad, a los vehículos limpios y energéticamente eficientes y a la movilidad eléctrica. La necesidad de alcanzar los objetivos establecidos para 2020 y 2030 hace absolutamente imprescindible el mantenimiento y refuerzo de las políticas vigentes de ahorro y eficiencia energética en el transporte.

Pero estos retos suponen también una oportunidad de negocio para la industria de

automoción española, en la que España ya ocupa una posición destacada en el mercado de la UE, como segundo fabricante de vehículos ligeros y el primero en cuanto a vehículos industriales.

En el marco de un entorno regulatorio y normativo favorecedor de un transporte más limpio y sostenible, tanto el sector de automoción como las administraciones en sus diversos niveles parecen decididos a aprovechar el gran potencial de mejora existente en este ámbito.

Los medios de transporte tienden a una mayor diversificación y eficiencia que los actuales, impulsando la introducción de nuevas tecnologías, propulsantes y servicios para la movilidad de pasajeros y mercancías. Y no cabe duda que en esta evolución la movilidad eléctrica está llamada a tener un gran protagonismo.

El desarrollo tecnológico en particular va a jugar un papel clave, tanto en la mejora de la eficiencia energética de los vehículos como en su utilización, gracias al empleo de nuevos materiales, sistemas y equipamientos, así como al gran auge de las tecnologías de información y la comunicación (TICs), que pueden contribuir de manera significativa a optimizar los desplazamientos y la logística.

Es muy previsible que esta evolución tecnológica vaya acompañada de cambios en

la movilidad, principalmente en los entornos urbanos, inducidos por la aparición de nuevos modelos de negocio que oferten servicios de transporte más flexibles y competitivos, basados en la electromovilidad y la digitalización, que transformen paulatinamente la demanda de los usuarios.

En este contexto, las principales líneas de acción por parte de las administraciones deben dirigirse a promover este nuevo mercado, lo que probablemente requiera -al menos a corto y medio plazo- el mantenimiento de los programas de apoyo a la adquisición y uso de vehículos limpios y eficientes, con incentivos que complementen el esfuerzo de los fabricantes y animen a los usuarios con opciones competitivas respecto a las de vehículos convencionales.

De cara a los próximos años hay que considerar que el mayor o menor ritmo de adaptación de la demanda de movilidad a este nuevo escenario, seguirá dependiendo de los programas públicos de incentivos a la compra o el uso (acceso prioritario incluido) de vehículos limpios y eficientes. Pero existen también otros factores que pueden resultar muy relevantes en esta evolución: desde el precio de los vehículos y de los propulsantes asociados y las posibles ventajas fiscales, hasta la población en viviendas unifamiliares y la disponibilidad de infraestructura de recarga, pasando por otros como la propia renta disponible de los usuarios. ■

# La visión del sector petrolero

## Andreu Puñet Balsebre

Director General de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)

El objetivo principal de la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética será facilitar el **cumplimiento por parte de España** con sus compromisos internacionales y europeos en materia de cambio climático y energía.

La creación de un entorno regulatorio estable y predecible es necesaria para dar cumplimiento a tales compromisos al **menor coste posible** para la sociedad en su conjunto y preservando la **competitividad de la industria española**. Idealmente, el diseño de este marco debería hacerse, en nuestra opinión, desde una perspectiva integral y transversal a todos los sectores afectados y bajo el principio de neutralidad de emisiones en la segunda mitad del siglo.

De manera primordial, la Ley abordará el **reto del cambio climático** en España, esto es, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a fin de dar cumplimiento a los mencionados compromisos asumidos por España en esta materia, así como gestionar los riesgos y reducir la vulnerabilidad de nuestro país frente al cambio climático.

A partir del establecimiento del marco correspondiente, la **transición energética sería una consecuencia de las políticas**

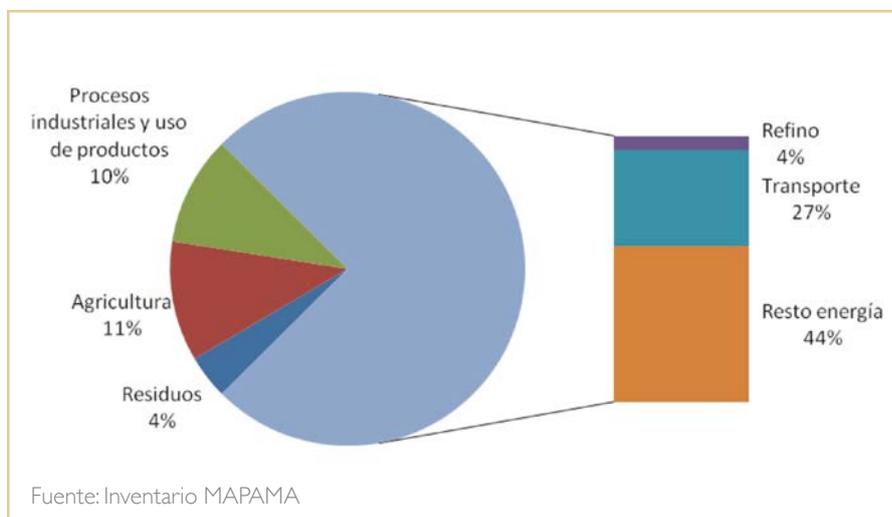
**de lucha contra el cambio climático** y no un fin en sí mismo, en la medida en que la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero están asociadas a la producción y consumo de energía.

## La lucha contra el cambio climático, incentivo para la eficiencia

Una de las principales dificultades en este sentido reside en la manera de afrontar la

reducción de las emisiones del **transporte**, que suponen hoy en nuestro país en torno al 27% del total. El sector petrolero es el principal suministrador de energía para esta finalidad y, como tal, se verá impactado de manera indirecta por las medidas que se tomen en este sentido. Además, es el responsable directo de un 4% de las emisiones totales, vinculadas a las refinerías e incluidas en el régimen europeo de comercio de derechos de emisión.

**Figura 1. Emisiones por sectores en 2016**



A este respecto cabe señalar que en el año 2007, año final del ciclo expansivo que tuvo la economía a principio de este siglo y de mayor PIB de los últimos años, se consumieron en España prácticamente 70 millones de toneladas de productos petrolíferos. En 2017, cuando se ha recuperado el PIB tras la mayor crisis económica de nuestra historia reciente, el consumo será ligeramente superior a los 58 millones de toneladas, es decir, que hemos alcanzado el mismo nivel de producción y riqueza consumiendo un 22 % menos de derivados del petróleo. Una señal inequívoca de la mayor eficiencia de los procesos productivos y del transporte. Es una clara evidencia de que estamos en una economía en la que hay que hacer más con menos y nuestra industria tiene muy bien asumido ese principio.

Hasta ahora, la normativa en materia de lucha contra el cambio climático, principalmente de origen comunitario, se ha dirigido al control de las fuentes de emisión que permiten un mejor control, como las grandes instalaciones industriales de combustión, entre las que se encuentran las refinerías. El peso en los costes que han tenido las diferentes regulaciones ha impulsado notables **mejoras de eficiencia en el conjunto del sector petrolero**, así como un importante esfuerzo inversor que ha convertido a las refinerías españolas en líderes europeos (ver tabla 1).

Estos datos ponen de manifiesto que es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al mismo tiempo que se mantiene el crecimiento económico: de cara a futuros planteamientos, se deberían mantener los patrones que permiten conjugar ambos objetivos, creando un modelo energético más sostenible medioambientalmente y capaz de mantener e impulsar el progreso económico.

Sin embargo, la implementación del marco de control de emisiones y otras normas co-

**Tabla 1. Evolución de las emisiones en las refinerías españolas 2007-2015**

	Crudo procesado en las 10 refinerías españolas (millones de t)	Emisiones (millones de t de CO <sub>2</sub> )
<b>Año 2007</b>	60	13
<b>Año 2015</b>	65	11,8
<b>Evolución 2007-2015</b>	Aumento de producción: 8,3%	Descenso de emisiones: 9,2%

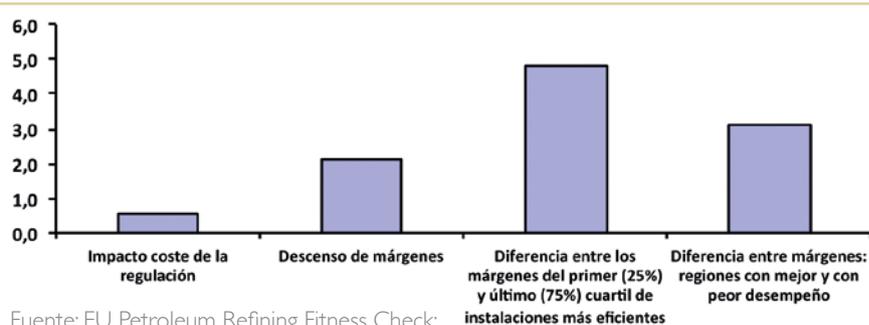
Fuente: Cores, MAPAMA, AOP

munitarias han supuesto una carga para el sector en el conjunto de la UE y una amenaza para su competitividad global, como ponen de manifiesto los análisis efectuados entre 2015 y 2016 por la Dirección General de Energía de la Comisión Europea. En el año 2013, la Comisión tomó la decisión de analizar de forma detallada el impacto de la regulación sobre determinados sectores industriales, entendiendo que podría existir una sobrecarga normativa. El *Joint Research Centre* de la UE publicó en el mes de enero de 2016 los resultados de la evaluación realizada sobre el refino, en cuyo marco se revisaron diez regulaciones comunitarias clave sobre los costes e ingresos de la industria

y, por consiguiente, sobre su competitividad, entre el año 2000 y el año 2012. La investigación cuantifica la incidencia sobre la competitividad del sector, así como la coherencia y consistencia de la regulación, cómo se combina, su efectividad y eficiencia, y si constituye una carga excesiva o conlleva solapamientos, brechas, inconsistencia o medidas que hayan podido quedar obsoletas.

**El impacto global se estimó en 47 céntimos por barril de materia procesada durante el periodo de estudio, es decir, una pérdida de competitividad del 25% entre 2002 y 2012, que se deriva de la caída del margen neto.**

**Figura 2. Impacto de la legislación comunitaria en la competitividad de las refinerías de la UE (USD/barril procesado)**



Fuente: EU Petroleum Refining Fitness Check: Impact of EU Legislation on Sectoral Economic Performance. JRC, 2015.

Teniendo en cuenta que las instalaciones europeas presentan huellas de carbono inferiores a las de muchos competidores de otros países, desde el sector consideramos esencial para el futuro tanto la estabilidad regulatoria como la racionalización del marco normativo, de manera que evitemos

caer en escenarios de complejidad como el descrito en el análisis de la Comisión.

La urgencia del momento no debe hacernos olvidar esta necesidad de racionalización. Desde la firma del Acuerdo de París, en diciembre de 2015, las autoridades co-

munitarias han presentado cuatro paquetes normativos que enmarcan la hoja de ruta en materia de lucha contra el cambio climático y que plantean nuevos esquemas de obligaciones para empresas y consumidores, en la concepción y manufactura de los productos y en su utilización.

### Paquete de junio 2016 – Hacia una economía hipocarbónica

Se trata de medidas destinadas a acelerar la transición hacia tecnologías de baja emisión de carbono en todos los sectores de la economía europea, con la intención de configurar un marco basado en los principios de **equidad, solidaridad, rentabilidad e integridad del medio ambiente**.

Las propuestas presentan los **objetivos anuales vinculantes** de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que los Estados miembros han de cumplir en el período 2021-2030 para contribuir a la acción por el clima de la UE en los sectores del transporte, la construcción, la agricultura, los residuos, el uso de la tierra y la silvicultura. Para España, se propone un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 26% entre 2005 y 2030.

Se presentó conjuntamente una estrategia sobre la movilidad con bajas emisiones de carbono, que presenta la hoja de ruta a seguir por las autoridades comunitarias para el desarrollo de medidas relacionadas con los **vehículos** con emisiones bajas o nulas y los **combustibles** alternativos de bajas emisiones.

### Paquete de noviembre 2016 – Energía limpia para todos los europeos

Esta nueva batería de propuestas busca dar prioridad a la **eficiencia energética**, convertir a la UE en líder mundial de energías **renovables** y ofrecer un trato justo a los **consumidores**.

Incluía nueva normativa referida a la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del suministro y las normas de **gobernanza de la Unión de la Energía**, donde se incluye la obligación de presentar planes nacionales integrados de energía y clima con carácter anual.

La Comisión proponía además nuevas perspectivas de diseño ecológico y una estrategia para una **movilidad conectada y automatizada**. Se incluían asimismo medidas para acelerar la innovación en materia de energías limpias y para renovar los **edificios** de Europa y medidas para fomentar la inversión pública y privada, promover la **competitividad** industrial de la UE y mitigar el **impacto social** de la transición hacia un modelo energético des carbonizado.

### Paquete de mayo 2017 – Modernizar la movilidad

El objetivo principal consiste en ayudar al sector del **transporte** a mantener su competitividad a lo largo de la transición hacia la energía limpia y la **digitalización**.

El paquete incluye una primera serie de ocho propuestas legislativas centradas de manera específica en el transporte por carretera. Las propuestas deberían contribuir asimismo a mejorar el funcionamiento del mercado de transporte de **mercancías** por carretera y las condiciones sociales y laborales de los trabajadores.

Se incluyen también propuestas en materia de **interoperabilidad** y movilidad "ininterrumpida", así como una propuesta de monitorización y notificación de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otra sobre el **consumo de combustible** de los vehículos pesados.

### Paquete de noviembre de 2017 – Vehículos limpios

Incluye nuevos objetivos para las emisiones medias de CO<sub>2</sub> de la totalidad del parque de turismos y furgonetas nuevos de la UE, con el objetivo de garantizar unas **condiciones de competencia equitativas** entre los distintos agentes del sector que operan en Europa, así como marcar un rumbo claro hacia la consecución de los compromisos suscritos por la UE en virtud del Acuerdo de París y fomentar la **innovación** en nuevas tecnologías y modelos de negocio. Las propuestas contarán con el refuerzo de **instrumentos financieros** específicos destinados a garantizar un despliegue rápido.

El paquete está integrado por los siguientes documentos:

- Nuevas normas sobre emisiones de CO<sub>2</sub> destinadas a ayudar a los fabricantes a aceptar la innovación y suministrar vehículos de bajas emisiones al mercado.
- La Directiva sobre vehículos limpios, que fomenta las soluciones de movilidad limpia en las licitaciones de contratación pública.
- Un plan de actuación y soluciones de inversiones para el despliegue transeuropeo de la infraestructura para los combustibles alternativos.
- La revisión de la Directiva del transporte combinado.
- La Directiva sobre servicios de transporte de pasajeros en autocar.
- Una iniciativa sobre baterías.

La mayoría de estas medidas inciden sobre los llamados **sectores difusos**, donde la regulación es difícil de introducir de manera directa, ya que el éxito en la consecución de objetivos depende de la colaboración ciudadana y de la implantación más o menos intensa de nuevos hábitos de vida en el conjunto de la población.

La Ley que venga debería velar por **evitar solapes e inconsistencias** entre las diferentes obligaciones derivadas de la aplicación de las políticas de energía y clima de la UE. Para preservar la competitividad, tanto de la industria europea en general como de la española en particular, **el coste de la energía es un factor esencial** que es necesario tener en cuenta tanto en las políticas de oferta como en las de demanda: el dinamismo económico es un elemento clave para poder emprender iniciativas de sostenibilidad ambiental.

Será con estas piezas con las que deberán construirse las propuestas de la comisión parlamentaria para el estudio del cambio climático, así como las de la **comisión de**

**expertos** creada en el mes de julio para elaborar un informe sobre diferentes escenarios de transición energética, garantizando la competitividad de la economía, el crecimiento económico, la creación de empleo y la sostenibilidad medioambiental.

Una de las principales dificultades a la hora de definir el nuevo marco legal en nuestro país radicará en **combinar** adecuadamente **la ambición** en la contribución de España al cumplimiento de los compromisos internacionales y los objetivos de la UE de introducción de renovables y eficiencia energética, con las **medidas de flexibilidad** necesarias que eviten que el coste de transición energética pueda resultar comparativamente más gravoso en España que en otros Estados miembros. Medidas encaminadas a compensar posibles impactos negativos, algunas quizá de carácter fiscal, que necesitarán contar asimismo con un marco financiero que posibilite su implantación.

No consideramos, por lo tanto, que deba irse más allá de las lindes establecidas por la UE. Los debates que se vienen desarro-

llando en el seno de la comisión parlamentaria para el estudio del cambio climático apuntan a una Ley Marco clara y estable, que deje **margen a las diferentes Administraciones** competentes para establecer objetivos y estrategias concretos.

Los **objetivos** de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero deben ser, tanto en el caso de los sectores difusos como en el de los sectores incluidos en el régimen europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS), los **exigibles a España** en el marco de la normativa europea: en el escenario temporal de **2030**, reducción del 43% para los sectores EU ETS y del 26% para los sectores difusos respecto a las emisiones de 2005.

Asimismo, imponer a nivel nacional **objetivos sectoriales** que excedan el ámbito de exigencia de la regulación europea supondría quebrar el mandato que se refiere a alcanzar las reducciones al menor coste posible para la sociedad. Para minimizar este coste es necesario identificar las medidas más eficientes en cuanto a la relación entre

su potencial de reducción de emisiones y su coste económico, con independencia del sector al que correspondan.

En este contexto se hace necesario diseñar medidas precisas para evitar desventajas competitivas para los **sectores económicos expuestos a la competencia** de áreas geográficas que no tienen obligación de hacer frente a costes análogos de reducción de emisiones. Como se ha puesto de manifiesto desde la UE en reiteradas ocasiones, a la hora de implementar medidas orientadas a la reducción de emisiones, es preciso tener en cuenta los **riesgos de deslocalización** de los sectores industriales que deben competir con instalaciones ubicadas en regiones que no tienen costes equivalentes de emisión de CO<sub>2</sub>. La protección contra este riesgo continúa siendo necesaria para asegurar la competitividad de estos sectores industriales. **Un precio de carbono a nivel global** que equilibre las condiciones de juego de todos los competidores podría reducir estos riesgos, en la medida en que permitiría **incorporar a precios y costes una señal** sobre el valor atribuido a la huella de carbono. Aun considerando las dificultades evidentes que plantea cualquier reto de alcance global, y se está muy lejos de alcanzarse, entendemos que deberían realizarse esfuerzos políticos en este sentido.

### Hacia un modelo energético eficaz

En el texto de las Proposiciones no de Ley que se han presentado hasta la fecha en el Congreso se señala, entre otras cosas, que “se promoverán las actuaciones con **mayor capacidad para alcanzar los compromisos al menor coste posible**, de manera que la política energética y de cambio climático favorezca la actividad económica, la competitividad y el empleo y asegure la

sostenibilidad financiera de los sistemas energéticos”.

Desde la óptica de nuestro sector, que recibirá impactos derivados de esta normativa tanto en sus procesos como en los productos que

pone en el mercado, entendemos que una ley marco debe contener, específicamente, una serie de **principios** que funcionen como ejes del conjunto de la norma y sirvan como **guía** a la hora de tomar de decisiones vinculadas a su aplicación y desarrollo:

Objetividad, colaboración y transparencia		
QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
<p>Dada su trascendencia, el proceso legislativo debería estar basado en un debate riguroso, desprovisto de consideraciones ideológicas, sustentado en certezas técnicas y datos objetivos.</p> <p>Se trata de orquestar un proceso legislativo donde se dé voz a todos los agentes interesados y se evalúen sus propuestas de manera objetiva.</p>	<p>Esta ley ha de conjugar las aspiraciones de numerosos grupos sociales y sentar las bases del modelo energético del futuro, es decir, del modelo económico en el que se desenvolverá nuestra sociedad.</p> <p>Por ello, se debería buscar en todo momento el mayor nivel de consenso posible, con amplio nivel de transparencia y máxima participación de todos los agentes interesados.</p>	<p>Un proceso transparente y consensuado generará confianza en todos los grupos participantes y dotará de credibilidad a la nueva Ley, que, aunando objetivos de interés común, será capaz de mover voluntades y modificar hábitos de conducta</p>
Estabilidad		
QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
<p>La ley tendría que servir para crear un marco regulatorio estable y predecible. Su contenido debería quedar preservado de modificaciones a corto plazo debidas a cambios en el ciclo político.</p>	<p>Para facilitar a los inversores la certidumbre que precisan y animar a las empresas al desarrollo de proyectos complejos y duraderos.</p>	<p>Un reto de esta envergadura requerirá de importantes inversiones en proyectos con plazos de ejecución y de recuperación muy largos, que solo podrán plantearse con arreglo a unas condiciones de estabilidad que aseguren umbrales razonables de rentabilidad.</p>
Flexibilidad		
QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
<p>Los objetivos deberían ser revisables, en función de elementos como la evaluación de la tendencia de las emisiones, el avance en la curva de aprendizaje de cada tecnología, la evolución de la demanda e infraestructuras energéticas, así como la evolución económica del país.</p>	<p>Dado el ritmo de evolución de la tecnología, por un lado y, por otro, la interdependencia multinacional vinculada a la lucha contra el cambio climático, conviene articular mecanismos que faciliten el logro de los objetivos globales.</p>	<p>Se trata de asegurar que España cumple sus compromisos al menor coste social y económico.</p> <p>Se deberían incorporar mecanismos de revisión que permitieran evaluar periódicamente el grado de alineamiento entre los resultados obtenidos y los objetivos marcados en función de las curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías, detectando posibles desviaciones que permitan acometer las consiguientes acciones correctivas.</p>

### Obligatoriedad de realizar análisis coste/beneficio

QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
Evitar adoptar medidas ineficientes a un coste elevado para la sociedad.	Para priorizar las actuaciones con mayor capacidad de reducción de emisiones, es necesario contar con certezas técnicas y datos objetivos, obtenidos a partir de metodologías de uso general.	Solidez técnica y credibilidad para las medidas encaminadas a la reducción de emisiones, además de confianza acerca del logro de los compromisos al menor coste posible.
	Únicamente incorporando un análisis coste-beneficio de las diferentes medidas se podrá construir un modelo que permita compatibilizar el desarrollo económico con la reducción de emisiones	Permitiría priorizar las actuaciones con mayor capacidad para alcanzar los compromisos al menor coste posible, de manera que la política energética y de cambio climático favorezcan la actividad económica, la competitividad y el empleo y se asegure la sostenibilidad económica de los sistemas energéticos y al acceso a la energía de todos los consumidores.

### Neutralidad tecnológica

QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
Promover la inversión en I+D+i en lugar de fomentar desde la regulación la implantación prematura de tecnologías no maduras.	El principio de neutralidad tecnológica debería prevalecer para evitar lastrear el desarrollo de tecnologías que podrían ser más competitivas si no se establecieran mandatos sobre uso obligatorio de opciones tecnológicas específicas.	El mercado, atendiendo a la viabilidad tecnológica y económica, definirá qué alternativa es factible y cuáles son los objetivos que podremos alcanzar. La elección de tecnologías que no son las más adecuadas, frenaría el desarrollo de otras tecnologías alternativas con alto potencial y conduciría a la realización de inversiones poco o nada rentables.
Impulsar la I+D+i para fomentar la eficiencia energética y la mejora de la curva de aprendizaje de las diferentes alternativas tecnológicas de adaptación y mitigación.		

### Neutralidad fiscal

QUÉ	POR QUÉ	PARA QUÉ
No sería razonable primar fiscalmente unas energías a costa de otras.	Las nuevas formas de energía pueden primarse en una etapa inicial de lanzamiento, pero los subsidios cruzados de tecnologías maduras crean distorsiones económicas e ineficiencias que acaban apareciendo con el tiempo.	La implementación de las medidas de promoción de los combustibles alternativos no debe conllevar una elevación de los costes de transporte, ni un deterioro con respecto a las características de eficiencia de los actuales vehículos en uso.
	En la gasolina y el gasóleo tenemos un ejemplo claro de la utilización errónea de la discriminación fiscal para un mismo uso, que ha creado desequilibrios artificiales de demanda y consecuencias medioambientales indeseables.	El uso de los combustibles alternativos no sólo debe ser sostenible medioambientalmente, sino también económicamente. El principio de neutralidad fiscal es incompatible con medidas de ayuda o apoyo público ilimitadas en el tiempo o inconcretas en su objeto.

A partir del marco que sentará las bases generales que permitan articular las medidas orientadas a la reducción de emisiones, **la experiencia irá configurando un modelo energético bajo en carbono y orientado al progreso de la sociedad**, que no debe aspirar a una descarbonización completa de todos los sectores de la economía, sino a la neutralidad de las emisiones: los compromisos internacionales a largo plazo suponen igualar las emisiones generadas y absorbidas en la segunda mitad del siglo.

Para alcanzar los compromisos al menor coste posible, como ya se ha comentado, la planificación debería **priorizar las actuaciones con mayor capacidad de reducción de emisiones**, así como plantearse desde una perspectiva de **neutralidad tecnológica**, dada la variedad de tecnologías disponibles para la consecución del objetivo de reducción de emisiones, el estado incipiente en que se encuentran algunas de ellas y la incertidumbre sobre su potencial real. La toma de decisiones certeras requerirá realizar, en todos los casos, un **Análisis del Ciclo de Vida** de cada tecnología. Con esta información, se podrá llevar a cabo una **evaluación de impactos** precisa, donde se comparen los resultados de dicho análisis y se incorporen indicadores para la **revisión de los objetivos** marcados.

Queremos reiterar la absoluta necesidad de buscar en todo momento el **mayor nivel de consenso posible**, el más amplio nivel de **transparencia** y la máxima **participación** de todos los agentes interesados, así como ponderar adecuadamente los tres principios básicos de la regulación energética: **seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y precios asequibles**.

El largo periodo de gobierno en funciones que vivió España en 2016 supuso un retraso en el planteamiento y debate de esta ley que

no debería compensarse con una aceleración irreflexiva. Tenemos sin embargo la ventaja de poder tomar como referencia las normativas de otros Estados comunitarios con las que, en cierta medida, la ley española deberá guardar cierto grado de **homogeneidad**. Las compañías energéticas somos operadores globales que actuamos en el mercado mundial. Para nosotros, la coherencia en el espacio es tan valiosa a la hora de planificar como la estabilidad en el tiempo, puesto que nos permite aprovechar sinergias y reducir costes que, como ya se ha comentado, pueden tener una incidencia muy relevante en el negocio.

Este retraso ha supuesto también en nuestro país que hayan comenzado a debatirse y aprobarse **normativas de alcance autonómico y local** que centran sus medidas y objetivos en aquellas áreas donde las Administraciones correspondientes tienen competencia. En ausencia de un marco general, la dispersión de las actuaciones podría dar lugar a cargas suplementarias o contradictorias para las empresas e, incluso, a la aparición de nuevas ineficiencias de corte local. En la misma línea de lo comentado acerca de la normativa comunitaria, en el ámbito nacional se deben evitar a toda costa solapes con la normativa autonómica que en muchos casos utiliza sus competencias legislativas al respecto como meros instrumentos recaudatorios.

Es preciso **asimismo aprovechar al máximo los actuales recursos**. En este sentido nuestra propuesta abunda en el carácter transversal de la Ley y pasa por otorgar competencias a organismos ya existentes para el seguimiento de los avances y eliminación de barreras, evitando con ello la creación de nuevos organismos que incrementen los costes para la Administración y para el conjunto de los españoles.

Los expertos equipos de análisis con que cuenta nuestra Administración, con las ne-

cesarias ayudas de los sectores energéticos y económicos involucrados, son los mejores para concebir una **metodología objetiva que permita evaluar los impactos** derivados del cambio climático y el efecto de las medidas de adaptación. La metodología debería ser conforme con los criterios del IPCC, con el fin de dotarla de objetividad y comparabilidad, aportando sencillez y claridad. Esta medición de impactos, así como el efecto causado por las medidas de mitigación, debería estar incluida en el documento de evaluación de impactos previo a la fijación o revisión de los objetivos.

**También el impacto sobre los precios de la energía de las posibles medidas debería evaluarse y estudiarse.** Uno de los principios energéticos básicos de la UE y que debería ilustrar también la política energética española es el de garantizar el suministro energético a unos precios asequibles. Hay que recordar, además, que el coste de la energía es un aspecto clave para asegurar la competitividad de la industria española y europea frente a Estados Unidos, China o India o cualquier otra región del mundo. En este sentido, se debería promover una mayor homogeneidad y armonización en la definición de las reglas de juego sobre cambio climático a nivel mundial.

Esta armonización en torno a un mismo objetivo no se podrá conseguir sin **integrar la perspectiva de lucha contra el cambio climático en las decisiones** de los agentes sociales y económicos. El marco que necesitamos debería sentar las bases para ello:

- Incrementando la colaboración y cooperación entre las Administraciones públicas y la empresa privada.
- Favoreciendo el traspaso de conocimiento a la industria y a los distintos sectores económicos.

- Asumiendo el papel clave del sector industrial en los futuros análisis de vulnerabilidad.
- Facilitando el acceso del sector privado a financiación pública para proyectos de investigación.
- Evaluando los progresos en adaptación, mitigación y prevención conforme a una metodología e indicadores claros incorporados en los documentos de evaluación de impactos.

## Comprometidos con el futuro

Consideramos que la **Ley es el mecanismo idóneo** para asegurar, desde una perspectiva transversal e integral, la consecución de manera ordenada y eficiente de los objetivos asumidos por España en materia de lucha contra el cambio climático.

Previsiblemente, a lo largo del próximo año, España deberá presentar a la Comisión europea el borrador del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030**, que recopilará los objetivos, metas y contribuciones nacionales en la materia, junto con las políticas y metas para cumplirlos.

Parece difícil que este instrumento se adecue a una Ley cuyo proceso de configuración y redacción se encuentra poco menos que en sus inicios, pero es necesario que exista coherencia y complementariedad entre ambos. Es en este plan donde deberán detallarse las iniciativas a desarrollar e integrarse las que ya están promoviendo otras Administraciones, tanto autonómicas como municipales. En la lucha contra el cambio climático, las medidas impulsadas por los ayuntamientos serán las que más incidan en los hábitos de vida de los vecinos, principalmente a través de las regulaciones locales en materia de tráfico y de residuos.

Entre las **medidas** sobre las que se podría trabajar cabe señalar:

- Incentivar la **colaboración público-privada** para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Facilitar la **inversión en I+D+i** en lugar de promocionar la implementación prematura de tecnologías no maduras.
- En el **sector agrario**, evaluar los cambios de uso de la tierra, adaptación de cultivos a situaciones climáticas del país. Reforestación y control de la erosión.
- Impulsar la reducción del volumen de residuos favoreciendo la **economía circular**.
- Promover **soluciones sostenibles** al menor coste para los ciudadanos como, por ejemplo:
  - En el sector transporte, la sustitución de vehículos de combustión interna antiguos por vehículos modernos de combustión interna de la última tecnología disponible.
  - Generación eléctrica: sustituir las centrales de carbón por un combustible

con menor intensidad de emisiones como es el gas natural.

- Fomentar la penetración de la generación distribuida.
- El desarrollo de la tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés): esta tecnología ya es conocida y se emplea, a distintas escalas, en diversos ámbitos industriales, incluido el de la industria del petróleo. Su desarrollo es básico para conseguir la neutralidad de emisiones a partir de 2050. Para ello necesita superar barreras como el coste, todavía comparativamente alto, la incertidumbre regulatoria y su aceptabilidad social. La industria petroquímica es pionera en la utilización del CO<sub>2</sub> en sus procesos industriales en sustitución de materias primas fósiles.

Al hilo de esta última propuesta parece oportuno recordar que **el sector petro-**

**lero es mucho más que carburantes para el transporte.** Las petroleras españolas producimos en nuestras instalaciones combustibles para calefacción, queroseno de aviación, asfaltos, naftas, petroquímica, lubricantes, coque etc., con una aportación directa e indirecta que ronda el 1,5% del PIB nacional y el 1,7% de la población ocupada. Somos además, referencia empresarial en nuestras comarcas de implantación, donde ofrecemos formación a jóvenes y colectivos desfavorecidos, desarrollamos labores de investigación y colaboramos en proyectos locales de conservación del patrimonio natural y cultural. Los intensos vínculos con el resto de las actividades económicas supondrán que el impacto que tendrán los nuevos escenarios regulatorios sobre nuestras actividades serán muy importantes y, por ello, **reafirmamos nuestro compromiso** con los objetivos de España y sus socios comunitarios y estamos dispuestos a ser parte activa en la lucha contra el cambio climático. ■

# Tecnología y la I+D+i en la Ley de Transición Energética y Cambio Climático

**Ramón Gavela González**

Director General del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

## Consideraciones generales

Los objetivos propuestos por la Comisión y el Parlamento Europeos para el año 2030 (alcanzar el 40 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mejora de al menos el 27 % de la eficiencia energética, alcanzar el 35 % de contribución de las energías renovables a energía final y lograr el 15 % de las interconexiones) y sobre todo la previsión de llegar al año 2050 con una reducción de emisiones de entre el 80 y el 95%, suponen un importante hito para combatir el cambio climático y un apasionante reto para la Investigación, Desarrollo y Competitividad de las tecnologías energéticas.

Es importante subrayar que los objetivos definidos anteriormente son ambiciosos para horizontes temporales lejanos y difícilmente podrían conseguirse, de forma económicamente sostenible, con las tecnologías que son competitivas hoy día. Esto requerirá la generación de nuevo conocimiento en los distintos periodos de tiempo y, sobre todo, precisará de la implantación de mecanismos para su incorporación a los mercados.

En particular, para alcanzar estos objetivos tan ambiciosos para el año 2030, va a resul-

tar necesaria la incorporación masiva, a los sistemas energéticos, de gran diversidad de tecnologías, que propicien y hagan viable la penetración de las fuentes energéticas con bajas emisiones de carbono, altamente eficientes y autóctonas, para reducir la enorme dependencia energética de España y de Europa.

Muy especialmente serán necesarias medidas facilitadoras que permitan que las tecnologías energéticas con bajas emisiones de carbono encuentren su camino al mercado y las tecnologías energéticas que ahora están en un estado embrionario dispongan de mecanismos facilitadores para alcanzar la madurez.

En este contexto son necesarias referencias a la generación de energía con los recursos autóctonos económicamente interesantes ahora o en el futuro, a las tecnologías energéticas en las que pueda haber más participación de las empresas y capacidades españolas, y también a la contribución de las distintas tecnologías a la flexibilidad (sobre todo en el caso del sistema eléctrico: generación, transmisión, incluyendo las grandes líneas internacionales), al almacenamiento y a la gestión de la demanda.

Esta capacidad de unas u otras tecnologías para contribuir a la flexibilidad del sistema es esencial para alcanzar altos grados de penetración de las renovables intermitentes; sin ella, energías muy económicas, como la PV o la eólica, tendrían un techo de penetración relativamente bajo. En este mismo sentido se harán consideraciones sobre la necesaria transición, en la que será preciso contar con generación de respaldo.

## La generación de conocimiento en el área energética

A nivel europeo, el SET Plan promueve los esfuerzos de investigación e innovación en Europa en el área energética y ya diseña un camino para la colaboración entre países, compañías, instituciones de investigación y la propia UE. Trata de establecer una política de desarrollo de las tecnologías energéticas para Europa, que permita mantener el liderazgo en aquellas de bajo contenido en carbono, propiciar que la ciencia soporte la transformación para conseguir los objetivos de energía y clima de la Unión Europea para 2030 y contribuir a la transición hacia la economía de bajo contenido en carbono para el año 2050. Asimismo, identifica objetivos, para el año 2030, en seis grandes

retos, que incluyen diez líneas tecnológicas, basados en la evaluación de los sistemas energéticos y en su importancia en la transición energética.

Para cumplir con estos retos se deberá exigir que los productores y proveedores de energía innoven en términos de cómo producen energía, cómo la transportan, cómo la entregan a los clientes y qué servicios ofrecen. Las innovaciones que se desarrollen en Europa como parte de su transformación energética situarán a los consumidores europeos en el centro del sistema y apoyarán la competitividad de la industria europea. Estas innovaciones también ayudarán a satisfacer las necesidades energéticas de otras partes del mundo, creando un sector de exportación potencialmente muy atractivo que puede apoyar el empleo y el crecimiento y facilitar la transferencia de tecnología, especialmente una vez aprobado el programa de desarrollo de la Conferencia de París sobre el Cambio Climático (COP 21).

Cada país miembro debe identificar qué proyectos de interés nacional pueden ser incluidos en los planes de implementación del SET Plan, de cara a unir esfuerzos, tanto científico-técnicos, como industriales y financieros, en aquellos objetivos donde sea posible. Asimismo, existe la necesidad de establecer un marco de coherencia de todas las herramientas del SET-Plan: la Alianza Europea para la Investigación Energética (EERA), las Plataformas Europeas de Tecnología e Innovación (ETIP) y la KIC-Innoenergy.

A nivel nacional, la I+D+i en energía y clima debe orientarse para cumplir la estrategia y objetivos de la política del Gobierno enmarcada en la política de la UE y adaptada a las peculiaridades de nuestro país. Se deberá tener en cuenta la necesidad para España,

de dotar de la mayor eficiencia posible en el uso de su capital humano, infraestructuras y demás recursos disponibles del sector (financieros y otros) y optimizar su aplicación. Ello debe suponer la mejora de las condiciones marco para la innovación energética, para una mayor eficiencia en la incorporación de las tecnologías energéticas al mercado, acoplando la investigación con la innovación de una manera eficiente, mejorando el contexto regulatorio y de negocio, de manera que sea estable, transparente y predecible, incentivando la inversión en I+D+i para las energías limpias y utilizando la compra pública para apoyar nuevos mercados. A su vez, se deben buscar sinergias inteligentes con las iniciativas europeas e internacionales (con los fondos europeos estructurales y de inversión, embarcándose en acciones conjuntas a nivel europeo para conseguir objetivos comunes, etc.)

España tiene la voluntad de incrementar su porcentaje del PIB dedicado a investigación, desarrollo e innovación para conseguir que sea el 3% en un horizonte temporal por decidir, para lo cual será necesario impulsar el tan solicitado pacto de Estado por la Ciencia. Este incremento debe afectar tanto a la aportación pública como a la privada, para lo que será necesario estimular los proyectos de colaboración público-privada, principalmente en los ámbitos del desarrollo, demostración e innovación.

El elemento principal de la política de I+D lo constituyen los Planes Estatales de I+D y de Innovación, en los que se reconocerá explícitamente la importancia del desarrollo tecnológico de energía, a través de la definición de sus líneas y programas, que se alinearán en todo lo posible con el Programa Marco para aprovechar la sinergia de esfuerzos de la Unión Europea y de España. En este sentido es deseable por su carácter estratégico, mantener un programa especí-

fico de energía y clima dentro del eje de retos del Plan Estatal.

## Recursos y capacidades nacionales

Un aspecto importante es considerar las potencialidades de recursos energéticos limpios y las capacidades científicas y tecnológicas del país para realizar un uso óptimo de las importantes infraestructuras energéticas ya existentes. España es un país con importantes recursos eólicos en su geografía peninsular, litoral y extra-peninsular y tiene una buena radiación solar, que permite un amplio desarrollo de la energía solar térmica, solar termoelectrónica y fotovoltaica. El país goza, asimismo, de amplios recursos biomásicos, con gran cantidad de residuos agrícolas y forestales, así como de los propios residuos generados con la actividad humana (principalmente, residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora y residuos industriales orgánicos), de utilidad para su aprovechamiento energético, tanto para la producción de electricidad y calor, como para la obtención de biocombustibles (tanto líquidos como gaseosos). Además, tiene un amplio territorio para el aprovechamiento geotérmico de baja entalpía y dispone de una larga zona costera para el aprovechamiento energético de las olas. En el caso de la energía eólica *offshore* presenta, también, grandes posibilidades, aunque es cierto que la mayor profundidad del mar obliga a utilizar aerogeneradores flotantes, cuyo desarrollo respecto a las tecnologías basadas en plataformas marinas de baja profundidad es aún incipiente, pero con un rápido avance que hará previsiblemente viables estas tecnologías en unos años.

La estructura gasista del país, tanto de gas natural licuado, como de gas conducido, permiten soportar con éxito el papel que este recurso puede y debe jugar en la transición

energética, como sustituto de otros fósiles más contaminantes en los sectores de movilidad, industria y edificación. Por otra parte, dicha estructura puede servir para promover el uso del gas renovable, dotando a las redes de gas de un papel similar al que hoy en día desempeñan las redes de electricidad en relación con las energías renovables.

Es relevante destacar la importancia del transporte como sector en el cómputo total de emisiones y su relación con la energía. La electrificación del sector y el uso de combustibles de origen renovable, como los biocarburos, el hidrógeno o derivados del mismo, es el objetivo final hacia el que se encamina.

Del mismo modo, hay que considerar el papel que el sector de la energía puede jugar en ayudar a otro sector de gran importancia por sus emisiones de gases de efecto invernadero, el de los usos del terreno (agricultura, ganadería) a través del desarrollo de fórmulas de gestión que permitan una recuperación del carbono que, en otro caso, sería, sin más, emitido para usos energéticos en estrategias de emisión neutra.

España tiene, además, una geología favorable para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, habiéndose realizado un mapa de ubicación de potenciales almacenes en la península y estudios de posibles redes nacionales de "ceoductos" capaces de unir focos emisores y sumideros. Asimismo, el grado de conocimiento existente en nuestro país de las diferentes estrategias de utilización del CO<sub>2</sub> es muy alto, siendo una de las fortalezas tecnológicas con las que podemos contar. En definitiva, esta área debe ayudar a un abatimiento real de las emisiones actuales e, incluso, a una aceleración hacia una sociedad de emisiones neutras con el desarrollo del concepto de emisiones negativas que ya la Unión Europea apoya firmemente.

Asimismo, España tiene una potencia nuclear instalada de 7,1 GW para cuya seguridad, operación óptima y gestión de residuos es necesario realizar un importante esfuerzo de investigación y desarrollo, en colaboración con otros países nucleares de la UE, dentro del SET Plan.

Finalmente, no son menos importantes los recursos que se disponen en temas energéticos transversales y en particular en dos que son claves: la eficiencia y el almacenamiento. La transversalidad de la eficiencia energética afecta a diversos campos como la industria, el transporte o la edificación y, en cada una de estas áreas de actuación, todas las tecnologías afectadas son susceptibles de desarrollo para mejorar su eficiencia energética (sistemas de generación de calor, de frío o de electricidad, el transporte accionado por nuevos vectores energéticos, las soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios, las redes de distribución). Alguna de estas tecnologías tiene un desarrollo bastante avanzado. Así, en almacenamiento, España dispone de una orografía favorable para el uso de tecnologías clásicas que aún tienen recorrido (como el bombeo hidráulico) y es muy activa en el desarrollo de materiales y conceptos en el área de diferentes tipos de baterías. Nuevamente, su estructura gasista, con un despliegue paralelo a su estructura eléctrica, sumadas a la alta estacionalidad de algunas de sus fuentes renovables no gestionables, permiten pensar en la aplicación del *power to gas* (conversión de electricidad a gas) como un subsistema de almacenamiento a gran escala que hará posible un grado de penetración alto de renovables y una interrelación efectiva entre dos de los sistemas energéticos principales: el eléctrico y el del gas.

España cuenta, en todos los campos citados anteriormente, con unas capacidades

de investigación en energía muy relevantes, tanto en grupos de investigación como en equipamiento e infraestructuras experimentales, que le han permitido ser pionera en el desarrollo tecnológico de la energía solar y de la energía eólica en tierra, con empresas importantes que compiten con éxito en el mercado internacional. Tiene, además, una relevante industria naval, fácilmente adaptable a los proyectos de tecnología eólica *offshore* y a las energías marinas, así como una fuerte industria de equipamiento eléctrico con buenas posibilidades de competir con éxito en el mercado de electrónica de potencia y redes inteligentes. Su tejido de pequeñas y medianas empresas de servicios para el ahorro y eficiencia energética es una buena herramienta para conseguir los ambiciosos objetivos de reducción del consumo energético en los sectores de la edificación, industria y agricultura.

Este sistema de innovación en el área energética se soporta, fundamentalmente, en Plataformas Tecnológicas del ámbito energético, que disponen de una visión bien definida de las hojas de ruta más convenientes para nuestro país. Cuenta, además, con las Asociaciones Industriales y otros agentes de I+D+i tales como los Organismos Públicos de Investigación, Centros Tecnológicos y Universidades, con un buen nivel de coordinación a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación, y mediante la Alianza para la Innovación Energética (ALINNE), que aglutina a los principales actores públicos y privados del desarrollo tecnológico en energía. ALINNE se configura como elemento aglutinador para la coordinación de la acción de los diferentes grupos de interés en materia de la dimensión investigación, innovación y competitividad en el área energética.

Como resumen, puede afirmarse que España tiene herramientas de I+D+i, empresas

y organizaciones promotoras, suficientes para hacer posible de forma eficaz y eficiente el cumplimiento de los objetivos de la política de energía y clima que se establezca, y materializar la transición energética hacia un sistema con bajas emisiones de carbono y a la vez crear un tejido de conocimiento e industrial que genere bienestar global y riqueza en nuestro país.

### Objetivos de I+D+i

Es esencial establecer una estrategia española en el área de las tecnologías energéticas orientada a la consecución de los objetivos identificados para la transición energética, intentando conectar tecnología, innovación y mercado tecnológico, con la participación de todos los agentes del sector, que propugne una mayor integración público-privada, incentive la colaboración entre dichos diferentes agentes e identifique los elementos esenciales para orientar la I+D y la inversión.

La selección de aquellos desarrollos de interés para las acciones de Energía y Clima que pueden culminar en un producto o un servicio en el mercado, y por lo tanto con capacidad real de mejorar los sistemas energéticos en la dirección deseada, supondrá la definición de hojas de ruta y el desarrollo de los indicadores que permitan evaluar periódicamente el avance real y en su caso, confirmar o corregir los planes específicos previamente trazados.

Como una primera aproximación se pueden considerar las líneas de trabajo que a continuación se indican, considerando para ellas los diferentes horizontes a 2020, 2030 y 2050, que pueden ser revisables periódicamente, dado el ritmo vivo de cambio tecnológico en el que vivimos y los horizontes tan extensos de trabajo que se están considerando:

1. Desarrollo tecnológico para la implantación de energías renovables en el sistema energético nacional, considerando su estado de desarrollo (TRL) y el tiempo previsto para su despliegue.

La I+D+i debe abarcar a las tecnologías de generación de interés para el país: abordando los aspectos más útiles para dar soporte al desarrollo industrial español considerando el estudio del recurso, las infraestructuras experimentales y la optimización de la operación y mantenimiento.

Las tecnologías involucradas son las siguientes: a) solar de concentración para generar electricidad y calor, b) energía eólica, terrestre (alta y baja potencia) y marítima, c) fotovoltaica de potencia y autoconsumo, d) biomasa para la generación eléctrica y calor y e) aprovechamiento de las energías marinas.

2. Desarrollo de las tecnologías necesarias para facilitar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico: a) almacenamiento mediante baterías, gas comprimido, ultracondensadores y volantes de inercia, b) sistemas convertidores de electrónica de potencia, c) redes inteligentes, d) producción de hidrógeno con energías renovables, facilitando el ciclo *power-to-gas-to-power* y las pilas de combustible de potencia, y e) gestión de la demanda. En este objetivo cobran un gran valor las TICs.

3. Desarrollo de las tecnologías necesarias para cumplir los objetivos de descarbonización del transporte y la movilidad: a) biocombustibles de segunda y tercera generación, b) baterías para vehículos eléctricos, c) pilas de combustible, d) gas para la movilidad.

4. Dar soporte científico y tecnológico a los objetivos de ahorro y eficiencia energética: a) en edificación, industria y sector primario

b) ciudades inteligentes, c) geotermia de baja entalpía.

5. Desarrollo tecnológico para la gestión del cambio climático: a) caracterización y monitorización del cambio climático en España, b) mitigación del cambio climático, c) captura, almacenamiento y uso del CO<sub>2</sub> en plantas industriales y de generación.

6. Dar soporte científico y tecnológico a la potencia nuclear instalada para garantizar su seguridad durante la vida que se decide para las plantas, gestionar los residuos radiactivos producidos y mejorar su operación y mantenimiento.

Se considera que un camino para el éxito del proceso puede ser la puesta en marcha de las denominadas Iniciativas Tecnológicas Prioritarias (ITPs). Las ITPs, definidas en el seno de la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE), son un nuevo instrumento consistente en la detección de todo aquel desarrollo tecnológico de gran calado que le permita a la tecnología española, en un horizonte temporal no excesivamente lejano, desarrollar tejido industrial y cubrir una cuota de mercado tecnológico nacional y/o internacional que, por su retorno económico y en otros tangibles e intangibles, de alto valor intrínseco (empleo, sostenibilidad en sentido amplio, etc.), le suponga a España unos beneficios tales que justifiquen una dedicación focalizada y sostenida hacia la misma en recursos económicos y capital humano, y el desarrollo y aseguramiento de un marco favorable para su implantación.

### Políticas y herramientas para impulsar la I+D+i

Para el desarrollo armónico de las actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación útiles para abordar la transición ener-

gética es necesaria la coordinación eficiente de todos los agentes nacionales, públicos y privados, del sistema ciencia-tecnología-innovación, y así, dirigir los esfuerzos hacia la consecución de los objetivos hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Un primer paso en esta dirección es conocer de la mejor manera posible, el posicionamiento y potencial de nuestros sectores de generación del conocimiento y de innovación en el área energética, la situación en el presente y la proyección en el futuro, basado en una aportación conjunta de la administración, los investigadores y las empresas y ser capaz de articular el conjunto de instrumentos de financiación pública y privada para la I+D+i: nacional, incluyendo la autonómica, europea e internacional.

Para esta coordinación son claves los siguientes aspectos:

- Analizar los instrumentos de colaboración público-privada que fomenten la participación de la financiación privada en la I+D+i realizada junto con agentes públicos (Universidades, OPIs, etc...) con atención a las oportunidades en el contexto regional definido por las RIS3.
- Identificar medidas que favorezcan el acceso a financiación bancaria en su sentido más amplio
- Diseñar otros instrumentos de fomento y apoyo de empresas innovadoras y de base tecnológica en el ámbito de las tecnologías energéticas
- Crear un entorno favorable al desarrollo del capital-riesgo, nacional e internacional, público y privado, favoreciendo el acceso de las empresas innovadoras a dichos fondos.
- Construir nuevos mecanismos financieros nacionales que permitan a las empresas españolas realizar estudios de viabilidad para el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas y su implantación en el mercado.

- Anticipar instrumentos no financieros de apoyo al desarrollo de la I+D+i en todas sus etapas y en particular en la última etapa de penetración del mercado como apoyo de otras políticas públicas tales como la política industrial, de empleo, educación, apoyo en búsqueda de socios, etc.

En este sentido es de gran importancia el alineamiento de las políticas de I+D+i con las de energía y clima y con la política industrial, mediante mecanismos interministeriales de coordinación que identifiquen y eliminen todas las barreras que dificulten el desarrollo tecnológico energético, sean de legislación, de normativa técnica, de financiación o de cualquier tipo, adaptando sus medidas al nivel de desarrollo tecnológico de cada tecnología (TRL).

Un instrumento que puede resultar decisivo en la fase de llevar los conocimientos al mercado es la aplicación de mecanismos de compra pública innovadora en línea con los objetivos mencionados de energía y clima.

Lo que es un hecho indiscutible es que las herramientas de apoyo para el fomento del desarrollo tecnológico, deben adecuarse al estado de desarrollo de cada tecnología, según un esquema como el que se describe a continuación, en sintonía con las referencias del SET Plan:

- Subvenciones en convocatorias competitivas Plan Nacional o Programas Marco para TRL de 1 a 3.
- Subvenciones y préstamos en función del área tecnológica para TRL comprendidos entre 4 y 5.
- Subvención y crédito en colaboraciones Público-Privada, además de otras ayudas no financieras como beneficios fiscales, facilidades de conexión a redes, simplificación de procedimientos adminis-

trativos, apoyo normativo para TRL del orden de 6 y 7.

- Un amplio abanico de posibilidades para aquellas tecnologías que se encuentran próximas al mercado con TRL de entre 8 y 9, que pueden incluir desde ayudas en las subastas energéticas para promocionar el desarrollo tecnológico hasta facilidades de conexión a redes, compra pública innovadora y otras modalidades de apoyo normativo, promoción comercial, facilidades de crédito etc.

La perfecta adaptación de todos estos instrumentos necesitará de una evaluación periódica del desarrollo de los resultados obtenidos por los grupos de investigación en el área de energía y clima, valorando la existencia y disponibilidad de infraestructuras de I+D+i, demostración y certificación dentro del país, para conseguir el objetivo de alcanzar la madurez de la etapa de desarrollo, que no concluye hasta su implantación en el mercado, bien en los procesos, bien en los productos.

Partiendo de un mapa de infraestructuras del país existente debe valorarse la disponibilidad de las identificadas como necesarias y, si éstas fueran insuficientes, deben valorarse las inversiones necesarias para la implantación de instalaciones nuevas, incluidos sus riesgos y consecuencias o el uso de infraestructuras existentes a nivel europeo. Esta actividad está íntimamente relacionada con las capacidades y oportunidades generadas por la aplicación de las RIS3 y mecanismos equivalentes en el futuro en las diferentes comunidades autónomas.

Para alcanzar los objetivos propuestos aprovechando las sinergias hay que desarrollar instrumentos que permitan financiar los proyectos de forma ágil y adecuada. Hasta ahora, la experiencia nos indica que el principal factor limitante es la imposibilidad de comprometer fondos públicos, a priori,

que normalmente se otorgan mediante un proceso de licitación competitivo. La ejecución de las acciones individuales de I+D requieren de una definición completa de las organizaciones que realizan investigación ya sean privadas o públicas y los recursos financieros correspondientes.

Un mayor recurso económico para investigación puede y debe favorecer el desarrollo

de nuevas ideas en el ámbito de las energías limpias. Sin embargo, para lograr llevar esas ideas al mercado hacen falta tecnólogos que conviertan los resultados de la investigación en innovaciones viables. Para ello se requiere de un tejido industrial local solvente y avanzado, con vocación de innovar teniendo en cuenta que es poco viable disponer de capacidades en todas las áreas tecnológicas en todos y cada uno de los países de

la unión europea, por lo que es necesario un ejercicio de priorización coordinada, que permita a nivel nacional concentrar los esfuerzos en aquellas tecnologías con mayores posibilidades de ser líderes industriales y caminar hacia una progresiva especialización que nos permita, aprovechando la complementariedad entre capacidades, mantener y aumentar ese liderazgo si cabe en nuestro mundo globalizado.

### Comentarios finales y conclusiones

Como ya se ha mencionado, a nivel nacional, la I+D+i en energía y clima debe orientarse para cumplir la estrategia y objetivos de la política del Gobierno en estas materias, de acuerdo con la política de la Unión Europea y adaptada a las peculiaridades de nuestro país. Por tanto, el objetivo general se puede concretar en contribuir al desarrollo y puesta en mercado de las tecnologías que le permitan a España:

- Cumplir a tiempo sus compromisos en materia de energía y clima.
- Desarrollar un sistema energético flexible, integrado, robusto y competitivo capaz de generar, a la vez, una fuente de bienestar social y económico.
- Favorecer el desarrollo de tejido industrial y de conocimiento.

Dicha contribución vendrá fundamentalmente de la mano de aquellas tecnologías en las que España tenga, o pueda llegar a tener, una ventaja en su desarrollo frente a otros competidores, así como de aquellas en las que se pueda articular un desarrollo conjunto mutuamente beneficioso con otros países, evitando, en todo caso, situaciones de competencia infructuosa.

Los objetivos deben tener en cuenta el aprovechamiento de oportunidades en cuanto a la acción de España hacia el exterior en el ámbito de energía y clima. La existencia de un compromiso europeo de obligado cumplimiento y el buen posicionamiento del sector de las energías limpias en nuestro país, pueden crear para España una ventana de oportunidad para aumentar su presencia y liderazgo a nivel internacional.

## Referencias

1. - STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN. European Commission. November 2017  
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>  
<https://setis.ec.europa.eu>
- 2.-PAQUETE DE ENERGIA LIMPIA PARA TODOS LOS EUROPEOS. PAQUETE DE INVIERNO. European Comission December 2016  
[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-4009\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_es.htm)  
Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la gobernanza de la Unión por la Energía.  
<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/ES/COM-2016-759-F1-ES-MAIN-PART-1.PDF>
- 3.-ANALISIS DEL POTENCIAL DE DESARROLLO DE LAS TECNOLOGIAS ENERGETICAS EN ESPAÑA. ALINNE. Dic. 2014  
<http://www.alinne.es/documentacion>
- 4.- Un modelo energético sostenible para España 2050. Recomendaciones de política energética para la transición. Monitor Deloitte Marzo 2016  
[https://www.sne.es/images/stories/recursos/actualidad/espana/2016/DELOITTE\\_Un\\_modelo\\_energetico\\_sostenible\\_para%20Espana\\_en\\_2050.pdf](https://www.sne.es/images/stories/recursos/actualidad/espana/2016/DELOITTE_Un_modelo_energetico_sostenible_para%20Espana_en_2050.pdf)
5. - REN 21. RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT 2017  
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- 6.-WORLD ENERGY OUTLOOK 2017. International Energy Agency. Edition 2017  
[http://www.iea.org/bookshop/750-World\\_Energy\\_Outlook\\_2017](http://www.iea.org/bookshop/750-World_Energy_Outlook_2017) ■

# De los *bytes* a los barriles

## La transformación digital en el segmento *upstream* del sector de los hidrocarburos

### Centro para Soluciones de Energía de Deloitte

*Los avances tecnológicos, la caída de los costes de la digitalización y la creciente conectividad de los dispositivos brindan una oportunidad real a las empresas petroleras y gasísticas del segmento de prospección y producción (upstream) de imponerse frente a sus competidores aprovechando el potencial de la revolución digital. El declive de los precios hasta cotas más bajas durante más tiempo y la moderación de los beneficios de explotación han generado un incentivo adicional —o, dicho de otro modo, han hecho de la oportunidad una necesidad— para que las empresas recorten millones de sus costes de explotación, y aún más importante, logren que su base de activos, valorada en 3,4 billones de dólares<sup>1</sup>, sea más inteligente y eficiente.*

### Argumentos en pro de la digitalización

¿Qué obstáculos están encontrando a la hora de aprovechar esta oportunidad? Más que los aspectos puramente técnicos, a menudo, lo que disuade a las empresas de alcanzar una madurez digital es la confusión existente en este ámbito. Las empresas pueden beneficiarse de una hoja de ruta estratégica que les ayude a valorar el estado de digitalización de cada operación y a identificar los saltos digitales necesarios para lograr objetivos de negocio específicos. Y lo que es más importante: esta podría empujarlas a adoptar una meta a largo plazo de transformación de sus principales activos y, en última instancia, a adoptar nuevos modelos operativos (es

decir, recorrer el camino que separa a los *bytes* de los barriles).

Este artículo presenta el Modelo de Transformación Digital de las Operaciones de Deloitte (DOT, por las siglas en inglés de *Digital Operations Transformation*), un marco que explica el camino hacia la digitalización a través de diez etapas de evolución, con la ciberseguridad y la cultura digital como prioridades, y se sirve de este para determinar su posible valor para los segmentos de prospección sísmica, perforación de desarrollo y producción.

A pesar de que algunos segmentos están más adelantados que otros en el ámbito de la analítica de datos —la prospección sísmica le gana terreno a la perforación de desarrollo en el análisis y la visualización de

la información, mientras que el segmento de producción todavía lucha por incorporar sensores a unos pozos que suman ya décadas de funcionamiento o por entender los datos de producción almacenados— el sector, en general, puede aprender de la experiencia de los sectores pioneros en el ámbito digital, que están realizando importantes inversiones y promoviendo un cambio radical de sus activos físicos y sus modelos de capital. La recompensa no es nada desdeñable para el sector de los hidrocarburos —incluso una mejora de la productividad del capital del 1% podría contribuir a compensar la pérdida neta acumulada registrada por las empresas del segmento *upstream*, las empresas de servicios para yacimientos y las petroleras integradas cotizadas, que en 2016 ascendieron a 35.000 millones de dólares a escala mundial<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Capital IQ de S&P y análisis de Deloitte.

<sup>2</sup> *Ibíd.*

## El diluvio digital

Las tecnologías digitales están permitiendo que prácticamente todos los sectores transformen su panorama operativo, y el de los hidrocarburos no puede seguir quedándose a la zaga. Las ventajas potenciales de la transformación digital son evidentes: mayor productividad, operaciones más seguras y recorte de costes. Asimismo, para los actores del sector, que ya lidian con los bajos precios del crudo y la moderación de los beneficios de explotación, una de las principales ventajas de la adopción de la tecnología digital podría residir en la protección que brinda para hacer frente a los reveses endémicos del sector<sup>3</sup>.

No obstante, los cambios repentinos en el universo digital, la compleja red de interdependencias entre las distintas tecnologías e incluso la variedad de nombres para una misma tecnología a menudo obstaculizan la transformación digital del sector. Por ejemplo, de las más de 200 tecnologías incluidas en el ciclo de sobre expectativa de Gartner de 2000 a 2016, más de 50 tecnologías diferenciadas solo figuraron durante un único año, mientras que otras tardaron años en alcanzar el éxito generalizado<sup>4</sup>.

El análisis textual realizado, que ha abarcado alrededor de 5.000 artículos de las cinco principales publicaciones tecnológicas, confirman este diluvio digital (véase el gráfico 1). Las tecnologías más destacadas o los términos más de moda, como «inteligencia artificial», «aprendizaje automático», «realidad aumentada» y «realidad virtual» son

prácticamente indistinguibles en cuanto a las ventajas que ofrecen, y dependen enormemente unas de otras. Como consecuencia de ello, la adopción de estas tecnologías supone elevados costes de sustitución y a fondo perdido, unas ventajas aisladas o marginales e inversiones digitales imposibles de generalizar.

A pesar de que el prototipado rápido (bajo el lema «falla pronto, falla rápido y aprende más rápido») de nuevas tecnologías digitales resulta aceptable en muchos sectores, aquellos con elevadas necesidades de capital, como el de los hidrocarburos, no pueden confiar únicamente en un enfoque de ensayo y error o apostar por múltiples tecnologías para responder a un problema.

*«Los consumidores y las firmas especializadas en las tecnologías de la información saben que “a quien madruga Dios le ayuda”, pero los actores del sector de los hidrocarburos se quedan con “quien ríe el último ríe mejor”. Esto se debe a que sale más caro ser el primero en adoptar las innovaciones en este sector»* comenta un directivo del segmento *upstream* de una de las petroleras más importantes del mundo<sup>5</sup>.

Asimismo, las narrativas digitales actuales en el mercado de los hidrocarburos son a menudo limitadas y siguen una lógica tecnológica ascendente. No obstante, lo que podría beneficiar al sector es un enfoque descendente estructurado, que no solo capee este diluvio digital, sino que también permita a los directivos del sector de los hidrocarburos establecer una hoja de ruta

exhaustiva para una transformación digital que abarque la empresa en su conjunto. Es decir, que el enfoque debería responder a tres preguntas estratégicas sobre la digitalización: «¿de qué grado de digitalización dispone actualmente?», «¿qué grado de digitalización debería alcanzar?» y «¿cómo podría aumentar su grado de digitalización?».

## Descodificando el diluvio digital

### El modelo DOT

En vista de los distintos puntos de partida y de la gama de posibilidades, las empresas del sector de los hidrocarburos podrían beneficiarse de un marco coherente que les ayude a conseguir sus *objetivos de negocio* a corto plazo, determine su progresión digital a través de *etapas de evolución* y, ante todo, les oriente en el camino para lograr, en última instancia, la *transformación de la base* de sus operaciones, sus activos reales y su propio modelo de negocio.

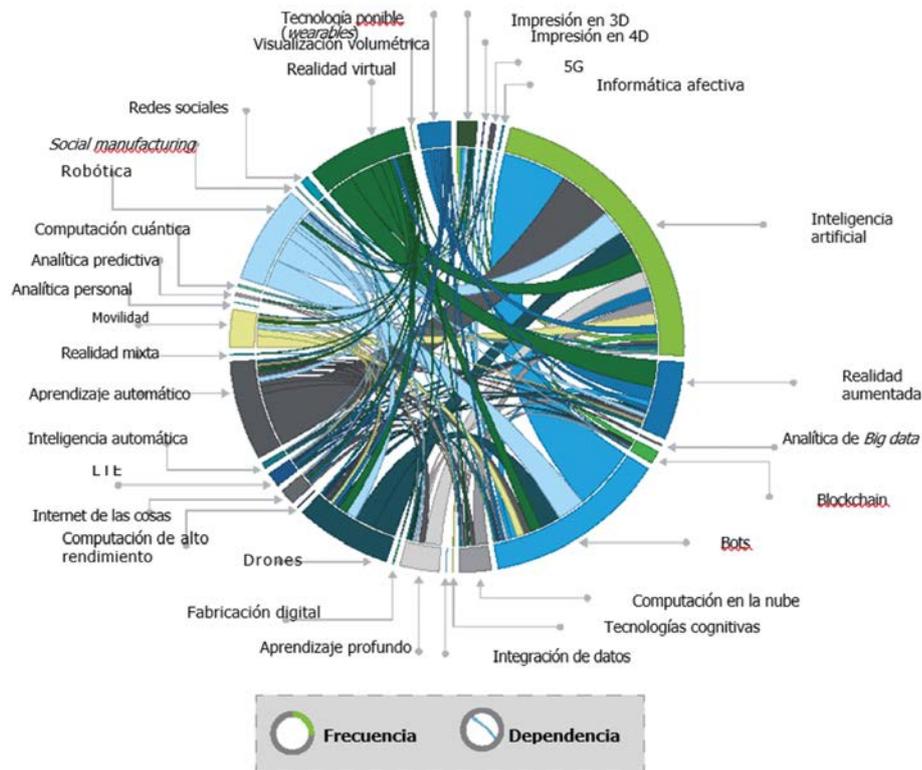
El Modelo de Transformación Digital de Operaciones (DOT) constituye esta hoja de ruta, que marca el camino hacia la digitalización en diez hitos, en el marco del cual, el salto de una etapa a otra marca la consecución de objetivos de negocio específicos, privilegiando la ciberseguridad y los aspectos digitales de la empresa. A pesar de que este recorrido técnicamente se completa en la décima etapa para un activo u operación específicos, debería ampliarse y prolongarse en forma de iteración infinita para incluir una gama más amplia de activos o segmentos de negocio, la empresa en su conjunto

<sup>3</sup> La producción de crudo por torre de extracción en pozos nuevos se ha estabilizado en la formación de esquisto de Eagle Ford en torno a los 1.400 barriles al día y ha caído en la cuenca pérmica hasta por debajo de los 600 barriles al día. Del mismo modo, el coste de producción por barril equivalente de petróleo en el sector *upstream* a escala mundial presentaba indicios de tocar fondo a principios de 2017 (Fuente: Energy Information Administration, *Drilling productivity report*, consultado el 14 de agosto de 2017).

<sup>4</sup> Michael Mullany, «8 lessons from 20 years of hype cycles», LinkedIn, 7 de diciembre de 2016.

<sup>5</sup> Jim Montague, «Bright oil and gas future will rely on innovation, efficiency», Control Global, 16 de marzo de 2017.

**Figura 1. El diluvio digital**



y, en última instancia, el ecosistema de la empresa, lo que abarca su cadena de suministro y sus partes interesadas externas (véase la figura 2 y la tabla 2, en el anexo).

En primer lugar, en este recorrido, encontramos las empresas que *mecanizan* los procesos mediante sistemas de control hidráulicos, neumáticos o eléctricos. De este modo, estos actores pueden prever y prepararse de cara a fallos y condiciones inusuales. Posteriormente, el camino progresa hacia la recopilación de información del mundo físico (y su transferencia al universo

digital) mediante la *sensorización* de los equipos y la *transmisión* de los datos generados en el yacimiento a través de las redes de TI<sup>6</sup>. De este modo, la empresa del sector de los hidrocarburos será capaz de responder a las condiciones *in situ* y de hacer un seguimiento de las operaciones a distancia.

La siguiente serie de hitos consiste en que la empresa ponga fin al aislamiento operativo entre disciplinas, se beneficie de incrementos ocultos de la productividad, mejore la manejabilidad de los datos e identifique nuevas áreas de creación de valor.

**Normalmente, el pensamiento y las narrativas digitales se limitan a la información obtenida a partir de los datos. No obstante, para llegar a ser pionero en el ámbito digital, una empresa debería considerar la posibilidad de cambiar su mundo físico mediante la modernización de sus principales activos.**

Para ello, la transformación debería progresar desde la integración de distintos datos (utilizando solucionadores en la nube, servidores, estándares de datos, etc.), el análisis

<sup>6</sup> Adam Mussomeli; Doug Gish; y Stephen Laaper; The rise of the digital supply network, Deloitte University Press, 1 de diciembre de 2016.

sis y la visualización de los datos empleando ordenadores y plataformas de última generación (por ejemplo, la analítica de Big data, la tecnología “ponible” y las estaciones de trabajo interactivas) hasta la toma de decisiones aumentada, (por ejemplo, el aprendizaje automático).

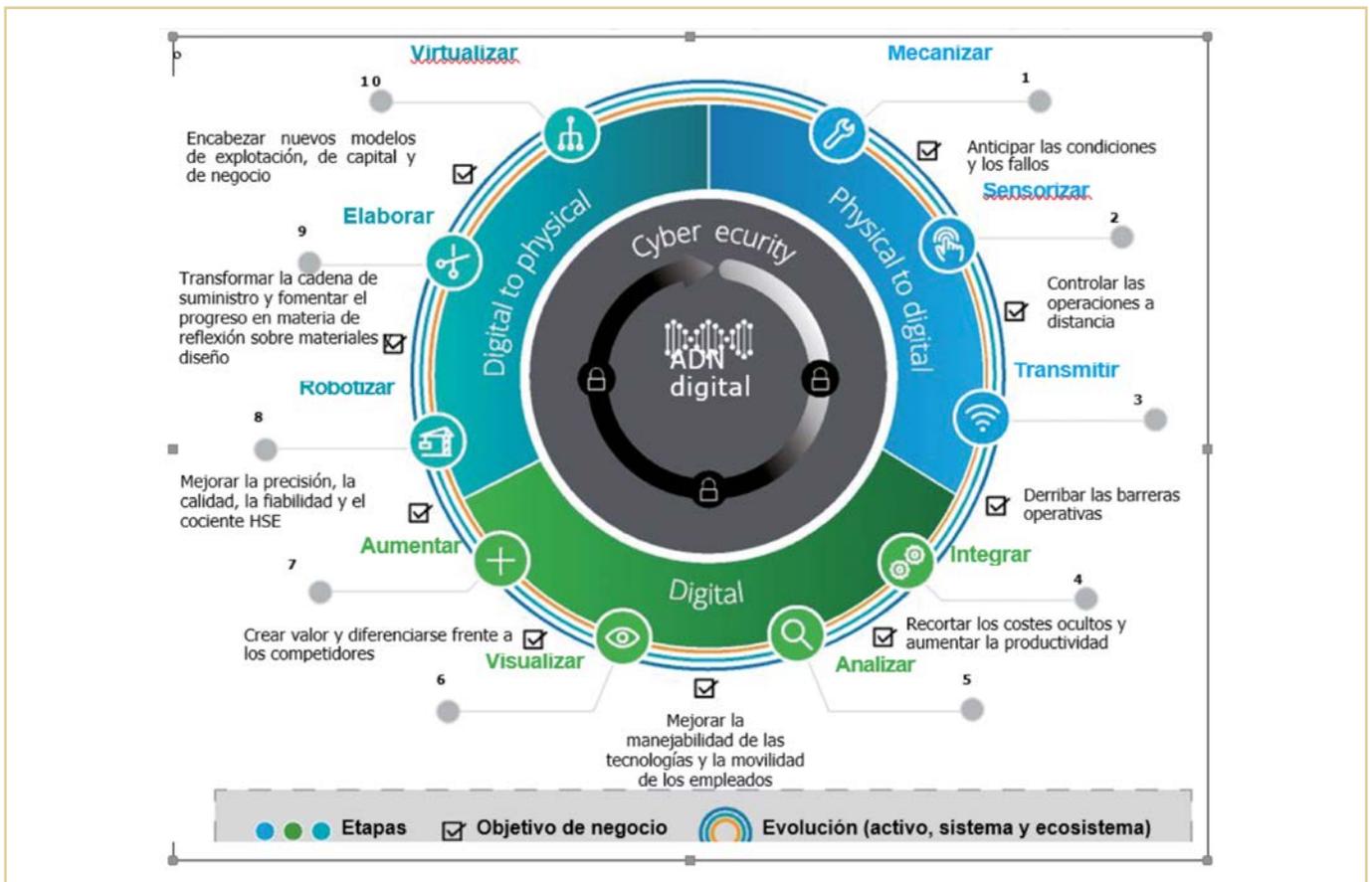
Normalmente, en el ámbito de los hidrocarburos, el pensamiento y las narrativas digitales se limitan a la información obtenida a partir de los datos. No obstante, para llegar a ser pionero en el ámbito digital, una

empresa debería considerar la posibilidad de cambiar su mundo físico mediante la modernización de sus principales activos (en este caso, las torres de perforación, los equipos, las plataformas y las instalaciones). Es decir, que debería completar las tres últimas etapas del camino que separa los *bytes* de los *barriles*, cerrando el ciclo circular entre lo físico y lo digital.

Esta fase empieza con la robotización de las instalaciones y progresa hasta la elaboración de nuevos productos para mejorar

la precisión, la fiabilidad y los aspectos de diseño de los activos físicos. En última instancia, la fase concluye con la *virtualización* de toda la base de activos mediante la creación de gemelos digitales y el hilo digital, no solo con el fin de ampliar la vida de los activos, sino también de adoptar nuevos modelos empresariales y de activos a largo plazo<sup>7</sup>. La visualización del hilo digital y los gemelos digitales desencadenaría inevitablemente la reflexión y la necesidad de habilitar flujos de trabajo entre empresas y proveedores, el mayor cuello

**Figura 2. Modelo de Transformación Digital de las Operaciones de Deloitte (DOT)**



<sup>7</sup> Un gemelo digital es una representación digital dinámica de un activo industrial que permite a las empresas entender y predecir mejor el rendimiento de su maquinaria y encontrar nuevos flujos de ingresos, así como modificar la forma en que llevan a cabo sus actividades. El hilo digital es un marco de comunicación que conecta elementos tradicionalmente aislados en los procesos de facturación y proporciona una visión integrada de un activo a lo largo del ciclo de vida de producción (Fuente: GE, análisis de Deloitte).

de botella para muchas de las transformaciones digitales.

Tal como mencionábamos anteriormente, una vez que el ciclo circular entre lo físico y lo digital ha abarcado un activo, este ciclo debería reiniciarse y ampliarse para incluir un sistema de activos de una línea de negocio o una geografía particulares; posteriormente, la empresa en su conjunto; y, en última instancia, toda su cadena de suministro y las partes interesadas externas.

Un amplio programa de gestión del ciberriesgo que sea seguro, resistente y se mantenga activo, y una cultura corporativa —o ADN digital— que permita esta transformación siguen conformando el núcleo del modelo<sup>8</sup>.

A partir de este modelo, el siguiente apartado traza el grado de digitalización actual del segmento *upstream*, identifica los saltos digitales a corto plazo que pueden emprender las empresas de este segmento para alcanzar sus objetivos tanto a corto como a largo plazo, y ofrece soluciones para las grandes operaciones en las actividades de prospección, desarrollo y producción.

### **Evaluación de las vías de transformación digital para las operaciones *upstream***

A pesar de que la madurez digital varía de unas empresas a otras, el segmento de la prospección petrolífera y gasística en general está más avanzado en términos de digitalización que los de desarrollo y producción. Mientras que décadas de

investigación geológica y las tecnologías avanzadas de evaluación por imagen han contribuido a mejorar la prospección, un ecosistema complejo y una base de activos heredados han limitado la evolución digital de las actividades de perforación y producción, respectivamente.

No obstante, no todos los subsegmentos del segmento de prospección están adelantados; del mismo modo, algunos subsegmentos de las actividades de perforación y producción están adaptándose y preparándose para dar el salto digital. En vez de detallar cada subsegmento, la siguiente sección está dedicada a un subsegmento privilegiado dentro de cada segmento —la visualización sísmica, la perforación de desarrollo y las operaciones de producción—, para los que la transformación digital es más necesaria u ofrece más potencial de creación de valor (véase la figura 3).

### **Visualización sísmica**

La visualización sísmica —un proceso que el sector lleva usando más de ochenta años para la evaluación y la visualización de formaciones subterráneas nuevas y complejas— se encuentra en general en una etapa avanzada de las actividades de *análisis y visualización* del marco DOT. La normalización de los datos y formatos geológicos, la inversión en algoritmos avanzados llevada a cabo por el sector privado y la evolución hacia la computación de alto rendimiento —capaz de analizar datos geofísicos de miles de pozos en pocos segundos—, explican el liderazgo analítico de este segmento. ExxonMobil, por ejemplo, está recurriendo a la visualización sísmica incluso para predecir la distribución

de las fracturas en yacimientos inaccesibles, lo que contribuye a potenciar el flujo y optimizar la ubicación de los pozos<sup>9</sup>.

**El objetivo a corto plazo de la unidad de visualización sísmica de las empresas del sector de los hidrocarburos se ha orientado a redimensionar su cartera actual de recursos, lo que incluye la identificación de recursos marginales que no se consideran comerciales, reducen la rentabilidad y bloquean un capital considerable.**

Del mismo modo, en lo referente a la visualización, el sector ha registrado un sólido progreso en el desarrollo de sistemas de interpretación en tres dimensiones para la modelización geológica y de la velocidad, la interpretación estructural y estratigráfica y la generación de imágenes profundas. No en vano, algunas empresas han empezado a usar modelos sísmicos diacrónicos en cuatro dimensiones que integran los datos de producción para hacer un seguimiento de los cambios en los yacimientos de hidrocarburos<sup>10</sup>. Además, algunos se están adelantando, incorporando elementos de realidad virtual a la visualización sísmica para mejorar la percepción espacial de los objetos tridimensionales.

Por ejemplo, un equipo de investigadores de la Universidad de Calgary está empleando la realidad virtual y la realidad aumentada, así como técnicas de visualización avanzadas para ayudar a los productores canadienses que utilizan el drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD) a gestionar mejor sus complejos yacimientos interactuando con simulaciones en un mundo real tridimensional<sup>11</sup>.

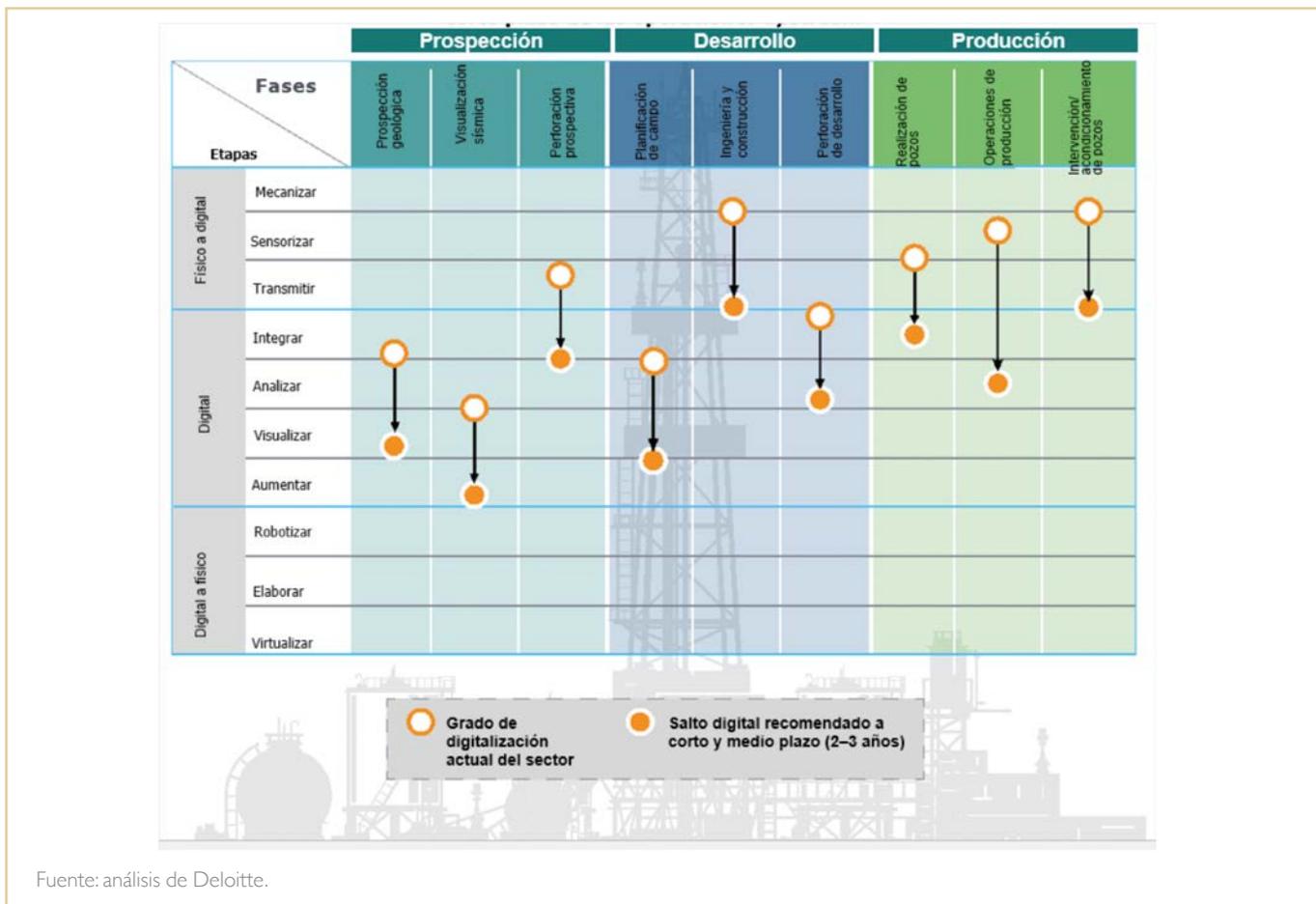
<sup>8</sup> Anshu Mittal; Andrew Slaughter y Paul Zonneveld, *Protecting the connected barrels*, Deloitte University Press, 26 de junio de 2017.

<sup>9</sup> ExxonMobil, «Seismic imaging overview», consultado el 31 de agosto de 2017.

<sup>10</sup> Dynamic Graphics, «Dynamic visual analytics», consultado el 31 de agosto de 2017.

<sup>11</sup> Lynda Harrison, «SAGD reservoir simulation gets a boost from virtual and augmented reality at the University of Calgary», JWN Energy, 25 de agosto de 2016.

**Figura 3. Madurez digital actual e identificación de los objetivos digitales a corto plazo de las operaciones *upstream***



Fuente: análisis de Deloitte.

¿Deberían detenerse aquí los actores del sector? La reciente caída del precio del petróleo ha afectado, al menos de momento, a los objetivos empresariales. En vez de fijarse en nuevos y complejos yacimientos en localizaciones remotas, el objetivo a corto plazo de la unidad de visualización sísmica de las empresas del sector de los hidrocarburos se ha orientado a redimensionar su cartera actual de recursos, lo que incluye la identificación de recursos marginales que

no se consideran comerciales, reducen la rentabilidad y bloquean un capital considerable.

«Con una base de activos mejor orientada y un balance mejorado, estaremos claramente dispuestos a actualizar nuestra cartera y dirigir la inversión adicional hacia los mejores proyectos de nuestra cartera», comentó Dave Hager, Consejero Delegado de Devon Energy<sup>12</sup>.

¿Qué está en juego? Solo en EE. UU., cerca del 65% de los pozos de petróleo en producción tiene un carácter marginal, es decir, que producen menos de diez barriles al día de crudo<sup>13</sup>. De igual modo, las reservas probables (2P), con una certeza de extracción del 50%, representan aproximadamente la mitad de sus reservas probadas (1P)<sup>14</sup>. Esta brecha entre los recursos «buenos» y «malos» contribuye a la disparidad de valoraciones entre compradores y vendedores

<sup>12</sup> Devon Energy Corp., «Q3 2016 earnings call», 2 de noviembre de 2016..

<sup>13</sup> Rystad Energy, base de datos UCube, consultada el 4 de agosto de 2017.

<sup>14</sup> Ibid

de activos *upstream*. A julio de 2017, había más de 1.250 activos *upstream* a la venta a escala mundial, y cerca de cien activos llevaban a la espera de compradores más de tres años<sup>15</sup>.

Para cerrar esta brecha o identificar nuevas áreas de creación de valor, los actores deberían considerar la posibilidad de avanzar hasta la fase de *augmentación*, en la que las máquinas revelan la geología gracias al aprendizaje continuo y se adaptan de forma independiente mediante distintos factores, patrones, relaciones y situaciones. Por ejemplo, una firma dedicada a la interpretación geológica está incorporando un flujo cognitivo en el que el análisis de componentes principales y los mapas autoorganizados examinan combinaciones de atributos sísmicos que se corresponden con indicadores pertinentes de hidrocarburos<sup>16</sup>.

No obstante, a la hora de diseñar sus estrategias de digitalización, las empresas deberían tener en cuenta si la solución de aumentación ofrece un equilibrio óptimo entre los aspectos orientados a los datos y aquellos guiados por expertos en materia de visualización sísmica. La interpretación de datos sísmicos es fundamental y sigue dependiendo de la cognición visual de los geofísicos. En Guinea Ecuatorial, por ejemplo, un proveedor de servicios combinó sus flujos de trabajo cognitivos tanto con un espacio coloreado optimizado para la visión humana como con una interfaz que maximiza las capacidades cognitivas humanas.

Como consecuencia de ello, se mejoró la interpretación y la identificación temprana de las perspectivas, lo que permitió al operador atraer el interés de nuevos socios en el proyecto<sup>17</sup>.

#### PARA REFLEXIONAR

Las ventajas de las técnicas cognitivas pueden multiplicar con el uso de datos procedentes de las distintas disciplinas del ciclo de vida de un yacimiento para la modelización y la interpretación sísmica, algo extremadamente pertinente para el mercado de petróleo de esquisto estadounidenses, enormemente competitivo, que dispone de abundantes datos de perforación y producción en pozos a disposición de los geofísicos<sup>18</sup>.

#### Perforación de desarrollo

La perforación de desarrollo se encuentra en una etapa embrionaria de integración de datos en el marco del modelo DOT, puesto que numerosas plataformas analíticas con gran demanda aún son incapaces de agregar y estandarizar los datos de distintos proveedores<sup>19</sup>. Los distintos objetivos de los más de quince servicios requeridos para la perforación; los centenares de herramientas, *software* y tecnologías registradas de más de 300 firmas de servicios para yacimientos, así como la falta de formatos de datos estandarizados explican la dificultad que supone integrar los datos<sup>20</sup>.

Como consecuencia de ello, se desaprovechan *petabytes* de información. «Si no con-

seguimos que los datos fluyan entre todas estas áreas, desde el sistema de control de la torre de perforación y los registros digitales electrónicos hasta los suministros de terceros que acuden a las instalaciones con un sistema de registro o unidades cementadoras, el sistema caerá por su propio peso», defendió Michael Behounek, Asesor de Perforación Sénior de Apache Corp<sup>21</sup>.

Poner fin a la compartimentación de los datos es vital para que el sector siga registrando un aumento de la eficiencia y recortando costes. A lo largo de aproximadamente el último lustro, los avances en las tecnologías operativas, como la perforación de pozos multilaterales, han contribuido a que el sector haya registrado una reducción del tiempo medio de perforación en formaciones de esquisto desde 35 días en 2012 hasta cerca de 15 días en la actualidad<sup>22</sup>. No obstante, estos logros operativos parecen estar moderándose (tal como sugiere el aplanamiento de los días de perforación y producción de nuevos pozos por torre en las formaciones de esquisto estadounidenses), exigiendo así que las tecnologías digitales tomen ahora el relevo<sup>23</sup>.

Del mismo modo que las empresas *upstream* y de servicios para yacimientos han colaborado para lograr mejoras en la perforación a través de tecnologías operativas en este panorama de precios más bajos durante más tiempo, deberían considerar unir fuerzas también en el frente digital. Ambas deben encontrar una rentabilidad de la inversión

<sup>15</sup> Derrick Petroleum Services, «Global M&A database», consultado el 4 de agosto de 2017.

<sup>16</sup> Rocky Roden y Ching Wen Chen, «Interpretation of DHI characteristics with machine learning», Geophysical Insights, mayo de 2017.

<sup>17</sup> Jonathan Henderson, «Cognitive interpretation», GEOExPro, 2015; GeoTeric, «Prospect investigation and de-risking using cognitive interpretation workflows, offshore Equatorial Guinea», 2017.

<sup>18</sup> E&P, «Shale technology showcase: Reservoir characterization helps unlock shale reserves», 5 de julio de 2017.

<sup>19</sup> Anya Litvak, «Shale companies turn to machines to crunch their drilling data», Pittsburgh Post-Gazette, 1 de marzo de 2016.

<sup>20</sup> Spears & Associates Inc., Oilfield market report, 1 de abril de 2016; Andrew Slaughter, Gregory Bean y Anshu Mittal, Connected barrels: Transforming oil and gas strategies with the Internet of Things, Deloitte University Press, 14 de agosto de 2015.

<sup>21</sup> Drilling Contractor, «Apache deploys data aggregation technology to enable data-driven decisions, reduce drilling costs», 22 de mayo de 2017.

<sup>22</sup> Rystad Energy, base de datos NASWellCube, consultada el 4 de agosto de 2017.

<sup>23</sup> EIA, Drilling productivity report; Rystad; análisis de Deloitte.

aceptable en materia de soluciones digitales, en ausencia de la cual, los *hackers* podrían explotar los flujos de trabajo no integrados, los márgenes probablemente seguirían oscilando entre ambos y el ritmo de innovación del sector se vería perjudicado. Justin Rounce, Vicepresidente Sénior de Schlumberger, planteó acertadamente: «*Es duro seguir invirtiendo en tecnología cuando no obtienes el valor asociado a esta inversión*»<sup>24</sup>.

Lograr este equilibrio probablemente exija la colaboración de los actores del sector y el desarrollo de estándares de datos comunes. No obstante, conociendo la complejidad de la tarea a la que se enfrentan y los largos plazos necesarios para la estandarización de todos los formatos de datos —el Standards Leadership Council tardó casi cuatro años en finalizar el proyecto piloto de integración de los modelos de datos PPDM (por las siglas en inglés de *Professional Petroleum Data Management*) y WITSML (lenguaje de marcado estándar para la transferencia de información de pozos, por las siglas en inglés de *Wellsite Information Transfer Standard Markup Language*)— la estrategia de agregación a corto plazo de una empresa *upstream* debe vincularse a soluciones de terceros que puedan estratificar de forma segura los marcos de integración de diversos datos de perforación<sup>25</sup>. Apache Corp., por ejemplo, está implantando núcleos de integración de datos en 21 plataformas norteamericanas, permitiendo así la monitorización y el análisis lineal de los datos asimilados a partir de los sistemas de control de la perforación, las tecnologías de registros adqui-

ridos durante la perforación (LWD, por las siglas en inglés de *logging while drilling*), las unidades cementadoras, etc<sup>26</sup>.

Una vez que se elimine este cuello de botella, el salto digital hacia la analítica avanzada podría ser mucho más rápido. Cuando se consiga, este avance podría ofrecer un ahorro anualizado de los costes de los pozos de aproximadamente 30.000 millones de dólares<sup>27</sup> a los actores del segmento *upstream*, mientras que las empresas de servicios para yacimientos podrían generar flujos de ingresos de miles de millones de dólares con un elevado margen<sup>28</sup>.

**Las empresas *upstream* y de servicios para yacimientos deben encontrar una rentabilidad de la inversión aceptable en materia de soluciones digitales, en ausencia de la cual, los *hackers* podrían explotar los flujos de trabajo no integrados, los márgenes probablemente seguirían oscilando entre ambos y el ritmo de innovación del sector se vería perjudicado.**

Puesto que existen numerosas áreas de creación de valor en el ámbito de la perforación —optimización de la trayectoria, tasa de penetración, resistencia por fricción, vibraciones del tren de varillas de sondeo, rendimiento del equipo, etc.—, las empresas tradicionales podrían priorizar y poner a prueba ciertas innovaciones, mientras que los líderes digitales pueden centrarse en la obtención del máximo valor a través de la analítica avanzada integrada al nivel de la empresa<sup>29</sup>.

Noble y Baker Hughes, a GE company (BHGE), por ejemplo, pretenden obtener una reducción del 20% del coste de la perforación marina mediante el desarrollo conjunto de un sistema avanzado de analítica de datos.

Las empresas tienen previsto optimizar el proceso de perforación mediante la analítica del rendimiento, lo que abarca el establecimiento de nuevos indicadores clave de rendimiento, el análisis de las firmas más frecuentes de los sistemas de accionamiento y la valoración de la intensidad de uso de los activos clave. Estas capacidades se alojarán en la plataforma, mientras que los datos se enviarán a los centros en tierra firme, donde, gracias a algoritmos predictivos, se identificarían posibles problemas relacionados con la vibración, la temperatura, etc. semanas antes que con los sistemas de automatización convencionales<sup>30</sup>.

A pesar de que se habla mucho en el mercado de la *augmentación* de las operaciones de perforación o de impulsar el avance de la perforación autónoma desarrollando soluciones lineales y no lineales, como el cálculo automatizado de los ajustes de la cabeza perforadora, el sector debería considerar la posibilidad de centrarse en mejorar las fases de *integración y análisis*. Es necesario solucionar estos cuellos de botella para construir las torres de perforación automatizadas del futuro. La iniciativa *Rig of the Future* de Schlumberger, por ejemplo, descansa principalmente en la integración de diversos sistemas de perforación mediante la colaboración con contratistas independientes, empleando una arquitectura de código abierto<sup>31</sup>.

<sup>24</sup> Linda Hsieh y Kelli Ainsworth, «Schlumberger Rig of the Future aims to optimize, integrate drilling subsystems to provide open and scalable well construction platform», *Drilling Contractor*, 1 de enero de 2017.

<sup>25</sup> Standards Leadership Council.

<sup>26</sup> *Drilling Contractor*, «Apache deploys data aggregation technology to enable data-driven decisions, reduce drilling costs».

<sup>27</sup> El valor estimado se basa en el ahorro del 10% y el 20% registrado en los costes de pozos terrestres, de aproximadamente 190.000 millones de dólares, y en los costes de los pozos marinos, de alrededor de 50.000 millones de dólares (Fuente: Rystad; Deloitte analysis).

<sup>28</sup> Rystad Energy, base de datos UCube, consultada el 4 de agosto de 2017; información facilitada por la empresa; análisis de Deloitte.

<sup>29</sup> ResearchGate, «Application of artificial intelligence methods in drilling system design and operations: A review of the state of the art», mayo de 2015.

<sup>30</sup> *Offshore Technology*, «GE & Noble look to the digital rig to cut expenditure», consultado el 31 de agosto de 2017; Bruce Beaubouef, «Industry continues to advance digitization», *Offshore Magazine*, 5 de agosto de 2017.

<sup>31</sup> Linda Hsieh y Kelli Ainsworth, «Schlumberger Rig of the Future aims to optimize, integrate drilling subsystems to provide open and scalable well construction platform».

## PARA REFLEXIONAR

Acercar la analítica de datos de perforación integrada y avanzada a las operaciones podría reducir de forma significativa los sobrecostes y retrasos en proyectos complejos, que exigen un elevado trabajo de mantenimiento y una adaptación *in situ*, así como generar oportunidades para combinar el diseño de ingeniería y la experiencia operativa en sistemas de sensores, lo que permitiría realizar una analítica de datos compleja del conjunto de sensores<sup>32</sup>.

## Operaciones de producción

A diferencia de la prospección y el desarrollo, el segmento de producción de una empresa está formado fundamentalmente por pozos marginales, plataformas, instrumentos y sistemas de control. Alrededor del 40% de la producción de crudo y gas natural a escala mundial procede de campos que llevan más de 25 años funcionando —no en vano, existen cerca de 175 campos con más de un siglo de historia<sup>33</sup>. En vista de que la continuidad de la producción y, por tanto, de los flujos de efectivo, es vital, el sector se encuentra atrapado en un ciclo interminable de adaptaciones y mejoras. Dicho de otro modo, el sector siempre dispone de una amplia cartera de activos productivos menos *sensorizados*, a la zaga en términos de digitalización, e incluso vulnerables a ciberataques<sup>34</sup>.

Las estructuras de negocio conjunto (*joint venture*) de muchos de los campos, la dispersión de los pozos y de los activos a lo largo del ciclo de vida, junto con el coste asociado a la mejora de toda la infraestructura, pueden complicar y retrasar una mayor modernización de los activos heredados.

*«La monitorización de los datos de producción no es nada nuevo para los operadores, aunque solo las principales empresas del sector podían permitírselo... e incluso entonces, debían escoger, ya que solo podían monitorizar quizás del 60% al 70% de sus pozos»*, declaró un directivo de WellAware<sup>35</sup>.

Solucionar este problema nunca había sido tan importante como en la actualidad. Los reducidos flujos de efectivo y la incertidumbre en torno a la inflación de los costes en proyectos nuevos han conducido a un cambio en el objetivo de negocio de muchos productores, que han pasado de apostar por el crecimiento a través de proyectos nuevos a optimizar la producción de los campos existentes escatimando en gastos. El Consejero Delegado de ConocoPhillips, Ryan M. Lance, retrató acertadamente la situación actual afirmando: *«La escasa intensidad de capital es el mejor amigo de un director financiero»*<sup>36</sup>.

Entonces, ¿cuál debería ser la estrategia digital de una empresa para sus activos heredados? ¿Debería optar por una inversión digital global para todos ellos o por el prototipado digital de solo algunos de los pozos productivos? Ni lo uno ni lo otro, puesto que la primera opción no sería práctica y la segunda solo ofrecería beneficios marginales. ¿Entonces? Del mismo modo que cada solución operativa (por ejemplo, una mayor extracción de crudo) y cada estrategia empresarial (por ejemplo, la adquisición de un campo cercano para aprovechar la infraestructura existente) es específica de cada campo, la inversión en la digitalización debería priorizarse y adaptarse en función de cada campo o pozo.

Por ejemplo, en un campo con gran potencial, podría valer la pena instalar sensores distribuidos avanzados y equipos inteligentes de fabricantes de primer equipo (OEM) para ofrecer información novedosa sobre las condiciones operativas de un pozo a nivel superficial y subterráneo. Un campo con un potencial moderado podría beneficiarse de sensores generalizados (para monitorizar la temperatura, la vibración, la rotación, etc.) en las bombas, las válvulas y los equipos, con el fin de desarrollar un programa de mantenimiento en función de las condiciones. Por otra parte, un campo con escaso potencial podría precisar de soluciones de automatización y monitorización estándar para mantener el funcionamiento del pozo en niveles óptimos. Es probable que dicha segmentación abarque toda la base de activos y permita optimizar la cartera de producción en su conjunto sin requerir una inversión excesiva.

Una vez implantada esta estrategia de sensorización de los equipos en distintos niveles, un salto digital hacia la *analítica* avanzada podría empezar a crear valor en los frentes de la optimización y el mantenimiento.

Los problemas observados en los campos petrolíferos heredados, como la interferencia de gases, la obstrucción de los equipos, los daños por golpe de fluido provocados por el bombeo excesivo y la extracción ineficiente por un bombeo insuficiente, podrían solucionarse integrando protocolos de automatización con plataformas analíticas alojadas en la nube, en un entorno seguro<sup>37</sup>. A pesar de que las ventajas variarían de una explotación a otra, algunos cálculos apuntan a que la optimización de la produc-

<sup>32</sup> Elaine Maslin y Audrey Leon, «The digital

<sup>33</sup> Rystad Energy, base de datos UCube, consultada el 4 de agosto de 2017.

<sup>34</sup> En vez de limitarse a seguir un enfoque programado o basado en el cumplimiento normativo, una empresa puede asegurar sus sistemas de producción heredados recurriendo a un programa holístico de gestión de parches centrado en el riesgo. (Mittal; Slaughter y Zonneveld, *Protecting the connected barrels*.)

<sup>35</sup> Beth Stackpole, «IoT for oil and gas industry: Updating a decades-old process», IOT Agenda, consultado el 31 de agosto de 2017.

<sup>36</sup> ConocoPhillips, «Goldman Sachs Energy Conference», 5 de enero de 2017.2015.

<sup>37</sup> Ambiynt, «Production challenges», consultado el 31 de agosto de 2017.

revolution is now», OE Digital, 1 de junio de 2017.

ción en un proyecto con cien pozos puede generar flujos de efectivo anualizados por valor de 20 millones de dólares (aproximadamente 20.000 millones de dólares en todo el sector), por no mencionar los costes por daños y reparación de los equipos que se evitarían<sup>38</sup>.

Probablemente, el ritmo de creación de valor aumentaría exponencialmente ampliando el análisis a todo el yacimiento.

Por ejemplo, una empresa en Kazajistán se enfrentaba a un problema de escasa presión de bombeo y un retraso de la producción en varios pozos envejecidos de condensado de gas. Además de instalar nuevas bombas eléctricas sumergibles (ESP), la empresa empleó analítica en tiempo real para realizar ajustes proactivos en caso de saltos en las bombas y modificar la potencia de los motores para adecuarse mejor a las

distintas condiciones de cada pozo. Estas soluciones inteligentes, aplicadas al nivel del yacimiento, redujeron los periodos de inactividad un 27% adicional respecto de los beneficios logrados gracias a las nuevas bombas<sup>39</sup>.

Para extrapolar estas soluciones y mantener sus ventajas en otras explotaciones, probablemente sea necesario modelizar y asimilar todos los datos del ciclo de vida del pozo de forma que se pueda desarrollar un enfoque dinámico de analítica predictiva basado en la tolerancia y la volatilidad.

Una empresa en Oriente Medio está aplicando este modelo predictivo en sus cerca de mil pozos sin tener que invertir en nuevas licencias de modelización ni en análisis de ingeniería, con lo que espera ahorrar millones de dólares en costes de tecnología y tiempo<sup>40</sup>.

#### PARA REFLEXIONAR

El mayor potencial en el ámbito de la sensorización y el análisis de los pozos productivos se encuentra en la región de Oriente Medio, ya que el 35% de su producción de hidrocarburos proviene de explotaciones heredadas que están en funcionamiento desde hace más de cinco décadas, seguida por el norte de África<sup>41</sup>.

### Mantener el avance digital en marcha

#### Un objetivo a largo plazo para las empresas

La mayoría de las soluciones digitales actualmente en el mercado están destinadas a la reducción de los costes de explotación del sector, que ascendieron a 2,3 billones de dólares en 2016. Sin duda, las innovaciones digitales han reducido los costes de explotación del sector y seguirán haciéndolo.

**Figura 4. Resumen del valor generado por la digitalización para las actividades de prospección, desarrollo y producción**

	Prospección	Desarrollo	Producción
<b>Objetivo</b>	Redimensionar adecuadamente la cartera actual de recursos, lo que incluye la identificación de recursos marginales que no se consideran comerciales, reducen la rentabilidad y reducen el capital considerablemente.	Poner fin a la compartimentación de los datos y garantizar la rentabilidad de la inversión digital para mantener intactos el ritmo y el rumbo de la innovación.	Interrumpir el ciclo interminable de adaptaciones y mejoras en los campos existentes escatimando en gastos.
<b>Situación actual</b>	Datos estandarizados, algoritmos avanzados y el uso de la computación de alto rendimiento llevan la explotación a las fases de <b>análisis y visualización</b> .	La divergencia de objetivos, las herramientas registradas y la falta de datos estandarizados generan problemas de <b>integración</b> .	La continuidad de las operaciones y una base de activos heredados justifican que el segmento de operación esté menos <b>sensorizado</b> .
<b>Salto digital sugerido</b>	<b>Aumentar</b> la cognición visual de los geofísicos recurriendo al aprendizaje automático para mostrar las características geográficas.	<b>Integrar y analizar</b> superponiendo de forma segura los marcos y la analítica de integración de diversos datos de perforación usando una arquitectura de código abierto.	<b>Sensorizar</b> siguiendo una estrategia de generación de datos superpuestos y extrapolar el <b>análisis</b> a todo el yacimiento.
<b>Valor potencial</b>	Una mayor certeza de extracción y una viabilidad comercial más amplia de las reservas probables (2P), que constituyen el <b>50%</b> de las reservas probadas (1P).	Ahorro anualizado de los costes de los pozos de más de <b>30.000 millones de dólares</b> en beneficio de los actores del segmento <i>upstream</i> .	Flujos de efectivo adicionales de más de <b>20.000 millones de dólares</b> , sumados a los recortes de los costes por fallos y reparaciones de los equipos.

Fuente: análisis de Deloitte.

<sup>38</sup> Ian Jones, «Analytical Assist: Lean times for the oil and gas industry call for analytical insights», SAS, consultado el 31 de agosto de 2017.

<sup>39</sup> Nick James; Ramana Palisetti; Remigio Stanislaw y Silva Sifontes, «Taking artificial lift to the next level, Schlumberger», 6 de enero de 2017; Schlumberger, «Case study: Schlumberger tackles ESP challenges in Kazakhstan», 6 de enero de 2017.

<sup>40</sup> Ian Brown y Trevor Stoddard, «Enhancing production efficiency through model-based predictive analytics», E&P, 1 de septiembre de 2016.

<sup>41</sup> Rystad Energy, base de datos UCube, consultada el 18 de agosto de 2017.

lo, pero existe una categoría mucho mayor, con activos materiales netos —o capital productivo— por valor de 3,4 billones de dólares, prácticamente inexplorada por las soluciones digitales existentes<sup>42</sup>. Cabe recordar que, además, a esta cifra nada des-  
deñable se suman anualmente alrededor

de 500.000 millones de dólares de inversiones en bienes de equipo<sup>43</sup>.

Incluso una mejora de la productividad del capital de un 1% respecto de esta cifra— mediante la reducción de los costes de oportunidad futuros a través de robots

inteligentes, que también garantizan la seguridad de los activos y los recursos humanos; la rebaja del coste de recambio de los activos productivos desgastados mediante la impresión rápida a la carta; o la ampliación de la vida económica de los activos marinos gracias al seguimiento periódico

**Tabla 1. Ejemplos sectoriales de firmas que digitalizan sus activos físicos**

Etapas	Ejemplos	Oportunidades
<b>Robotizar</b>	<p><b>PROBLEMA: Entorno operativo más difícil y con mayor riesgo en las ubicaciones marinas</b>  <b>SOLUCIÓN: Robotización de las plataformas</b></p> <p>Woodside Petroleum está aunando sus tecnologías en el ámbito de las ciencias cognitivas con el sistema robótico humanoide de la NASA R2C3, uno de los tres robots humanoides desarrollados por la agencia espacial en colaboración con General Motors, con el fin de diseñar en última instancia instalaciones marinas que acojan intervenciones y operaciones íntegramente robotizadas. Woodside empezará investigando las formas en que el robonauta podría llevar a cabo tareas entre las más de 300 ideas sugeridas por los operarios, ingenieros y trabajadores de mantenimiento de la empresa<sup>46</sup>.</p> <p>«(El objetivo es) usar la tecnología de sensores para plataformas robóticas con el fin de detectar y buscar errores en las instalaciones antes de que lleguen a ser un problema, y una plataforma robotizada facilitará esta tarea», señaló Shaun Gregory, Vicepresidente Sénior y Director Tecnológico de Woodside<sup>47</sup>.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Torres de perforación y plataformas</li> <li>• Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)</li> <li>• Instalaciones submarinas</li> </ul>
<b>Elaborar</b>	<p><b>PROBLEMA: Reducir el tiempo de inactividad y optimizar la cadena de suministro para piezas únicas</b>  <b>SOLUCIÓN: Escaneado láser e impresión tridimensional</b></p> <p>BHGE se esfuerza por reducir el tiempo de inactividad y optimizar la cadena de suministro necesaria para el abastecimiento de piezas personalizadas complejas, como los impelentes de la bomba de producción. La empresa sometería cada pieza del rotor a un escaneado láser para crear un modelo tridimensional que actúe como una copia digital. A partir del modelo, emplearía una tecnología avanzada de impresión metálica tridimensional llamada sinterizado directo de metal por láser (DMLS) para imprimir los impelentes en tan solo diez días, frente a los cerca de tres meses que toman los métodos tradicionales<sup>48</sup>.</p> <p>A pesar de que la utilidad a corto plazo de esta innovación es la fabricación de piezas vitales de forma rápida y precisa, las copias digitales, combinadas con la analítica, abren nuevas posibilidades en la reflexión sobre el diseño y los materiales y la optimización de las operaciones<sup>49</sup>.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risers marinos</li> <li>• Boquillas de gas</li> <li>• Filtros para la arena</li> <li>• Herramientas de inyección submarina</li> <li>• Boquilla de la herramienta de limpieza de fondo de pozo</li> <li>• Cabezas perforadoras</li> <li>• Juntas cortas perforadas</li> <li>• Ganchos de sujeción de tuberías colgantes</li> </ul>
<b>Virtualizar</b>	<p><b>PROBLEMA: Mantener la integridad estructural de los activos fijos marinos</b>  <b>SOLUCIÓN: Modelo dinámico del activo físico (gemelo digital)</b></p> <p>Un proyecto sectorial conjunto liderado por Akselos y LICEngineering está ayudando a Shell a mejorar la integridad de su estructura marina combinando simulaciones estructurales (o gemelos digitales) con datos de sensores colocados en las torres de perforación y la analítica de <i>Big data</i> en la nube. Los datos recabados a partir de los sensores de la plataforma, que recopilan información sobre la corrosión, los daños del casco, la presión, el estado del viento y el mar, etc., podrían incorporarse al gemelo digital en tiempo real mediante solucionadores alojados en la nube<sup>50</sup>.</p> <p>Gracias a las miles de simulaciones llevadas a cabo con el gemelo digital actualizado, la empresa no solo podría ayudar a sus ingenieros a adoptar una respuesta adecuada de inmediato, sino también a prototipar diseños estructurales nuevos y ágiles.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Torres de perforación y plataformas</li> <li>• Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)</li> <li>• Buques</li> <li>• Instalaciones de GNL</li> <li>• Equipo submarino</li> </ul>

Fuente: análisis de Deloitte.

<sup>42</sup> Capital IQ de S&P y análisis de Deloitte.

<sup>43</sup> Rystad Energy, base de datos de UCube

<sup>46</sup> Woodside, «NASA Robonaut to touch down at Woodside», 2 de febrero de 2017.

<sup>47</sup> Paul Garvey, «NASA Robonaut rick logs on for work at Woodside», Australian, 17 de junio de 2017.

<sup>48</sup> GE, «GE Oil & Gas starts strong in 2017 with innovative digital customer agreements», 31 de enero de 2017.

<sup>49</sup> Mark Egan, «Better watch out! This Italian 3D printing workshop is taking a leaf from Saint Nicholas», GE, 9 de marzo de 2017.

<sup>50</sup> OE Digital, «Shell joins digital twin JIP», 19 de julio de 2017.

de su integridad estructural— podría implicar un ahorro de aproximadamente 40.000 millones de dólares<sup>44</sup>. (Para contextualizar esta cifra, las empresas cotizadas no diversificadas, integradas y de servicios para yacimientos del segmento *upstream* registraron a escala mundial una pérdida neta acumulada de alrededor de 35.000 millones de dólares en 2016<sup>45</sup>). Y cuando los esfuerzos digitales empiecen a optimizar los costes tanto de explotación como de capital, las empresas del sector de los hidrocarburos podrían revertir la tendencia descendente de su rentabilidad del capital invertido (ROCE), incluso en un contexto de precios del crudo más bajos durante más tiempo.

Una empresa del sector de los hidrocarburos podría optimizar su entorno operativo físico y adoptar nuevos modelos de capital en tres etapas: desde robots aumentados que vayan más allá de su uso típico de supervisión e inspección; la elaboración y la fabricación de piezas específicas, con un ciclo de comercialización más largo y limitadas por su diseño específico; hasta la creación de un modelo dinámico del activo físico, o clon virtual (cuya denominación técnica es «gemelos digitales»), que combine modelos basados en simulaciones físicas y la analítica orientada a los datos.

Aunque han empezado a surgir posibles aplicaciones prácticas, el sector apenas ha contribuido de forma superficial a un cambio de envergadura en sus activos físicos. La tabla 1 recoge algunas posibles aplicaciones prácticas que podrían servir de pilar al sector para ampliar sus soluciones digitales en estas tres etapas. También se han identificado los deta-

lles sobre las áreas u operaciones específicas en las que prevemos un potencial considerable de eficiencia del capital.

**Sin duda, las innovaciones digitales han reducido los costes de explotación del sector y seguirán haciéndolo, pero existe una categoría mucho mayor, con activos materiales netos —o capital productivo— por valor de 3,4 billones de dólares, prácticamente inexplorada por las soluciones digitales existentes.**

Tal como ponen de manifiesto estas aplicaciones prácticas, asistimos solo a los albores de esta revolución. ¿Cómo puede el sector avanzar rápidamente desde la realización de proyectos piloto de pruebas de concepto hasta la aplicación generalizada de soluciones digitales en toda la empresa, especialmente cuando dispone de una amplia base de activos heredados y sus operaciones dependen de sistemas de control de múltiples proveedores? En vez de limitarse a encontrar soluciones en su seno, el sector puede estudiar sectores pioneros en el terreno digital, con una mayor intensidad de capital, y extraer conclusiones de sus trayectorias e hitos.

Las energías renovables, especialmente la eólica, son todo un ejemplo de la escalabilidad de una solución digital. GE ha evolucionado desde un enfoque típico, centrado en los activos, de construcción, optimización y mantenimiento de un aerogenerador en perfectas condiciones, hasta la construcción de una simulación predictiva (es decir, de un gemelo digital) de cada aerogenerador de un parque eólico —sin descontar los requisitos únicos de cada uno de ellos— para

garantizar que funcionen a su máximo rendimiento<sup>51</sup>.

El sector de la fabricación, como la automovilística, proporciona numerosos ejemplos sencillos, pero interesantes, de la integración de tecnologías inteligentes en activos antiguos, pero todavía viables.

Por ejemplo, en 2010, Harley Davidson equipó cientos de máquinas de trabajo con sensores, usó las comunicaciones inalámbricas para recabar datos e implantó un sistema de *software* para detectar satisfactoriamente los primeros indicios de problemas mecánicos. A diferencia de otras soluciones únicas, ya estamos asistiendo a la sensorización de todas las instalaciones u operaciones gracias al coste menguante de los sensores. La clave, no obstante, consiste en decidir qué sensores usar y para qué<sup>52</sup>.

El sector aeroespacial y de defensa sigue acogiendo prácticas líderes en las áreas de integración de personal, procesos, herramientas, materiales, entornos y datos con sus gemelos digitales. Lockheed Martin está combinando los conceptos de productos y procesos e información de fabricación conectados digitalmente con la noción de gemelos digitales. Empleando tecnologías habilitadoras de última generación, la empresa está creando un gemelo digital de cada producto integrando los cuatro ecosistemas clave —ingeniería, fabricación, pruebas y controles y mantenimiento— a través de un lenguaje de datos común y una arquitectura de sistema abierto<sup>53</sup>. (La figura 5 ilustra las soluciones digitales clave que podrían contribuir a la transformación de las operaciones principales de una empresa con instalaciones marinas).

<sup>44</sup> Análisis de Deloitte.

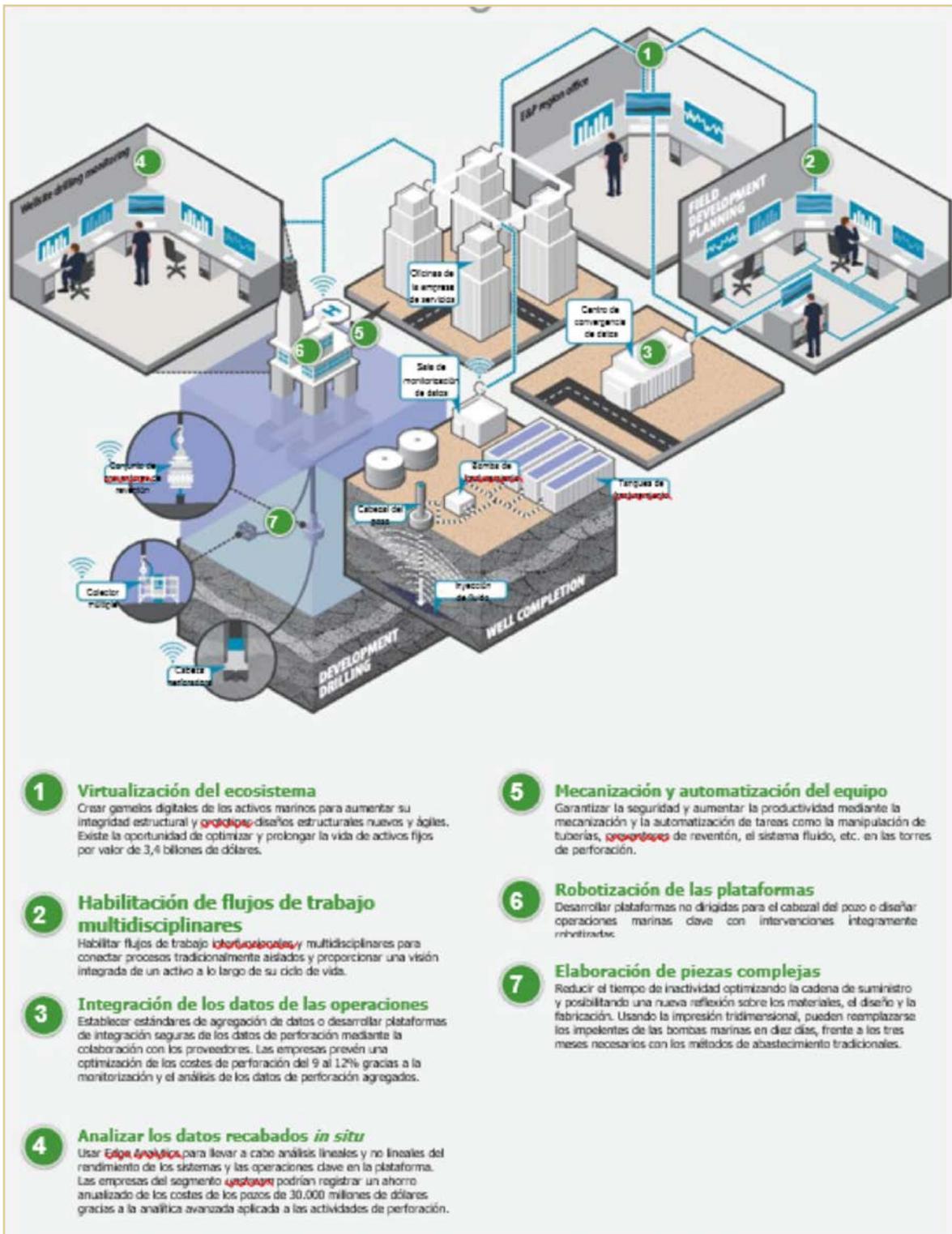
<sup>45</sup> Capital IQ de S&P y análisis de Deloitte.

<sup>51</sup> GE, «GE's digital wind farm», consultado el 31 de agosto de 2017.

<sup>52</sup> Mary Catherine O'Connor, «Bringing smart technology to old factories can be industrial-size challenge», Wall Street Journal, 7 de junio de 2016.

<sup>53</sup> Lockheed Martin, «The product digiverse: Looking at the future of digital environment», consultado el 31 de agosto de 2017.

**Figura 5. Soluciones para la transformación digital de instalaciones de perforación marinas**



**1 Virtualización del ecosistema**  
 Crear gemelos digitales de los activos marinos para aumentar su integridad estructural y **proyectar** diseños estructurales nuevos y ágiles. Existe la oportunidad de optimizar y prolongar la vida de activos fijos por valor de 3,4 billones de dólares.

**2 Habilitación de flujos de trabajo multidisciplinares**  
 Habilitar flujos de trabajo **interdisciplinarios** y multidisciplinares para conectar procesos tradicionalmente aislados y proporcionar una visión integrada de un activo a lo largo de su ciclo de vida.

**3 Integración de los datos de las operaciones**  
 Establecer estándares de agregación de datos o desarrollar plataformas de integración seguras de los datos de perforación mediante la colaboración con los proveedores. Las empresas prevén una optimización de los costes de perforación del 9 al 12% gracias a la monitorización y el análisis de los datos de perforación agregados.

**4 Analizar los datos recabados *in situ***  
 Usar **Edge Analytics** para llevar a cabo análisis lineales y no lineales del rendimiento de los sistemas y las operaciones clave en la plataforma. Las empresas del segmento **upstream** podrían registrar un ahorro anualizado de los costes de los pozos de 30.000 millones de dólares gracias a la analítica avanzada aplicada a las actividades de perforación.

**5 Mecanización y automatización del equipo**  
 Garantizar la seguridad y aumentar la productividad mediante la mecanización y la automatización de tareas como la manipulación de tuberías, **procedimientos** de reventón, el sistema fluido, etc. en las torres de perforación.

**6 Robotización de las plataformas**  
 Desarrollar plataformas no dirigidas para el cabezal del pozo o diseñar operaciones marinas clave con intervenciones **integradamente** **minimizadas**.

**7 Elaboración de piezas complejas**  
 Reducir el tiempo de inactividad optimizando la cadena de suministro y posibilitando una nueva reflexión sobre los materiales, el diseño y la fabricación. Usando la impresión tridimensional, pueden reemplazarse los **impelentes** de las bombas marinas en diez días, frente a los tres meses necesarios con los métodos de abastecimiento tradicionales.

Fuente: análisis de Deloitte.

## Adoptar las innovaciones digitales de una vez por todas

Una vez completado el primer ciclo del marco DOT al nivel de un activo u operación, las empresas deberían considerar *mecanizar y aumentar* cada vez más sus activos tradicionales y ampliar su cobertura digital a la empresa y, en última instancia, a todo su ecosistema. Cada iteración completada podría arrojar nuevos modelos operativos, de capital y de negocio para una empresa.

¿Cómo lograr que el avance digital se mantenga al ritmo y con el rumbo adecuados? No basta únicamente con adoptar las tecnologías digitales. Para hacer suya la digitalización y liderar la revolución digital, las empresas del segmento *upstream* deberían considerar también mostrar y adoptar las siguientes actitudes en este sentido:

- **Fomentar los flujos de trabajo entre las distintas funciones y empresas:** democratizando la información en toda la organización, invirtiendo en plataformas integradas seguras y facilitando la transición hacia nuevas estructuras de

equipos de geofísicos y expertos en el análisis de datos.

- **Respaldar la normalización sin perder la ventaja competitiva:** cohesionando socios y proveedores de tecnología y otros servicios para desarrollar soluciones de plataforma abierta en áreas con gran potencial de creación de valor y una ventaja competitiva mínima.
- **Implantar cambios generalizados en la plantilla y fomentar una cultura digital:** mediante la redefinición del sector haciendo hincapié en atraer el talento digital y promoviendo un giro radical en el enfoque corporativo y de liderazgo para favorecer una cultura digital orientada al futuro<sup>54</sup>.
- **Mantener la velocidad entre los activos digitales y heredados:** evitando la suboptimización de las inversiones digitales por no adoptar o por retrasar la modernización de activos, estructuras y toma de decisiones heredados.
- **Generar dinamismo a partir de los experimentos para favorecer su gene-**

**ralización:** estudiando los sectores más avanzados en el ámbito digital y aprendiendo del modo en que han generalizado sus soluciones, integrado sus sistemas y modificado sus modelos de negocio.

- **Adoptar una visión a más largo plazo en materia de estrategia digital:** garantizando el compromiso del Consejo mediante la articulación clara de la visión y las ventajas a largo plazo de la digitalización, que no deberían limitarse a la reducción de los costes de explotación (alrededor del 30% de las organizaciones con un elevado grado de madurez digital manejan un horizonte de planificación a cinco años o más<sup>55</sup>).

Es hora de actuar. Si bien la transformación digital ya es prácticamente la norma, quizás tiene más sentido para las empresas del sector de los hidrocarburos aprovechar la oportunidad y ampliar el impacto, especialmente en el actual contexto de precios más bajos durante más tiempo, que exige nuevos modelos de explotación y de costes de capital. Después de todo, si se dispone de una exhaustiva hoja de ruta, el camino no tiene por qué ser tan duro. ■

<sup>54</sup> Gerald C. Kane; Doug Palmer; Anh Nguyen Phillips; David Kiron y Natasha Buckley, «Achieving digital maturity», MIT Sloan y Deloitte University Press, 13 de julio de 2017.

<sup>55</sup> *Ibíd*

## Anexo

La caracterización de cada operación del segmento *upstream* en nuestro Modelo de Transformación Digital de las Operaciones (DOT) se basa en un exhaustivo análisis secundario acerca de los flujos de proceso y el estudio de las últimas soluciones y tecnologías proporcionadas por las principales empresas de servicios para yacimientos, de automatización y de *software*.

Asimismo, el salto digital a corto plazo se define sobre la base de los objetivos que la mayoría de las empresas tratan de alcanzar con sus respectivas operaciones.

Estos objetivos de negocio se han establecido mediante el análisis exhaustivo de la información recientemente remitida a la SEC, así como de las presentaciones corporativas de varias empresas estadounidenses y multinacionales. Asimismo, se han armonizado con las etapas del modelo DOT (véase la tabla 2) mediante el desarrollo y el análisis de una serie de estudios sobre nuevas soluciones digitales, cuya implantación está en curso o se ha previsto en el marco de distintas operaciones *upstream*.

**Tabla 2. Ejemplos sectoriales de firmas que digitalizan sus activos físicos**

Ámbitos digitales	Descripción de las etapas	Tecnologías habilitadoras
<b>Físico-digital</b>	<p><b>Mecanizar:</b> automatizar los flujos de trabajo a través de soluciones eléctricas, hidráulicas, neumáticas, etc.</p> <p><b>Sensorizar:</b> detectar los acontecimientos o cambios en el entorno y transmitir la información a otras soluciones electrónicas, generalmente, un procesador informático.</p> <p><b>Transmitir:</b> transmitir los datos digitales o analógicos a través de un medio de comunicación a distintas</p>	<p>Motores, bombas, válvulas, engranajes ejes y herramientas eléctricas</p> <p>Sensores, controladores lógicos programables, dispositivos electrónicos inteligentes y accionadores</p> <p>Enrutadores, unidades terminales remotas, concentradores y conmutadores</p>
<b>Digital</b>	<p><b>Integrar:</b> estandarizar, agregar e integrar las tecnologías y los datos.</p> <p><b>Analizar:</b> procesar y analizar conjuntos de <i>Big data</i> para extraer información y conclusiones sobre las operaciones.</p> <p><b>Visualizar:</b> proporcionar una visualización avanzada de la información para una mejor interpretación y una mayor manejabilidad, mejorando por consiguiente la movilidad de los empleados.</p> <p><b>Aumentar:</b> automatizar la toma de decisiones usando datos inteligentes para predecir y determinar las mejores estrategias operativas.</p>	<p>La nube, servidores, protocolos y estándares de datos</p> <p>Computación de alto rendimiento, analítica en tiempo real (<i>Stream Analytics</i>) y otras herramientas y software de análisis</p> <p>Tecnologíaponible, interfaces y soluciones de movilidad</p> <p>Inteligencia artificial, Internet de las cosas, ciencias cognitivas, aprendizaje automático y aprendizaje profundo</p>
<b>Digital-físico</b>	<p><b>Robotizar:</b> interactuar de forma autónoma con el mundo físico empleando equipos y robots inteligentes.</p> <p><b>Elaborar:</b> emplear modelos de datos tridimensionales para la impresión en capas o la fabricación de equipos con el fin de impulsar el prototipado rápido y la fabricación personalizada avanzada.</p> <p><b>Virtualizar:</b> replicar en el ámbito digital los activos, procesos y sistemas físicos</p>	<p>Robots, drones y vehículos autónomos</p> <p>Impresoras 3D, fabricación aditiva y materiales avanzados</p> <p>Gemelos digitales e hilo digital</p>

Fuente: análisis de Deloitte.

# El GNL, un combustible alternativo para un ferrocarril más sostenible

## Claudio Rodríguez Suárez

Director General de Infraestructuras de Enagás Transporte S.A.U.

### Antecedentes

A lo largo de una historia de más de 200 años, la tracción ferroviaria ha evolucionado aprovechando el desarrollo de nuevas tecnologías no específicamente diseñadas para ello pero que le permitieron aportar tanto una progresiva reducción de sus costes de explotación como una mejora de sus prestaciones, un aspecto este determinante en un proceso de continua competencia con otros medios de transporte, primero con el transporte por carretera y desde una época más moderna con el transporte aéreo, una competencia a la que desde los años 90's se han añadido nuevos factores como el medioambiental ó el social, factores que de continuo han condicionado y condicionan la sostenibilidad del negocio hasta el punto de haber provocado diferentes procesos de paralización de servicios y/o incluso el cierre de líneas.

El ferrocarril es hoy en día el medio de transporte terrestre más eficiente, tanto en lo que a transporte de mercancías como de viajeros se refiere presentando una intensidad energética y un nivel de emisiones ( $\text{gCO}_2/\text{tKm}$  vs  $\text{gCO}_2/\text{pKm}$ ) entre 7 y 9 veces inferior al transporte por carretera y aéreo.

Una eficiencia que progresivamente ha ido mejorando (desde el año 1975 ha conseguido reducir su intensidad energética y emisiones a la mitad), en especial conforme ha incrementado el nivel de electrificación de un parque en el que la tracción dominante desde mediados del siglo XX ha sido la diésel, una electrificación que en el caso de Europa, y debido tanto al desarrollo de las nuevas líneas de alta velocidad como de los corredores de mercancías, ha permitido el desarrollo de mayores sinergias tanto directas (por el diseño integrado de trazados y vehículos) como indirectas (por el desarrollo de sistemas de regeneración y almacenamiento de energía). A pesar de esa notable "ventaja competitiva" en mejora continua, el ferrocarril ha ido perdiendo de forma progresiva posición en el *modal share* a favor de medios de transporte menos eficientes, lo que ha impactado de forma muy negativa en la tendencia de las emisiones del sector transporte, un sector que en España a pesar de los planes de acción contemplados en el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte, aprobado en Diciembre de 2016, tiene un muy complicado horizonte habida cuenta del *gap* existente entre las tendencias de

incremento de consumo y eficiencia frente a las muy exigentes limitaciones de emisiones impuestas a este sector por transposición de los acuerdos de la COP21 de París (figura 1, página siguiente).

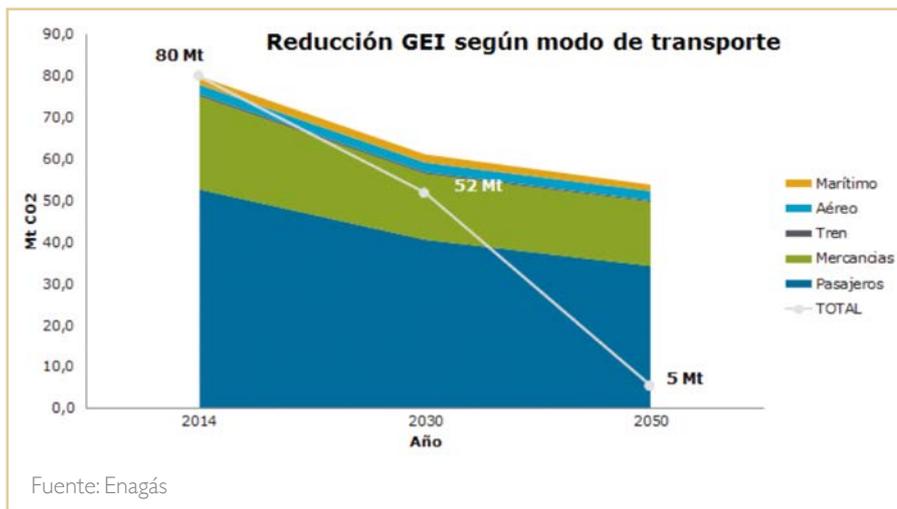
### Una "Hoja de Ruta" para la descarbonización del sector ferroviario

En este contexto la UIC aprobó, en junio de 2014, su "Hoja de Ruta", mediante un proyecto denominado "*Low Carbon Rail Challenge*", un retante, exigente (incluso en relación con lo contemplado por la "Estrategia Europea de Movilidad con bajas emisiones") y muy acertado proyecto (habida cuenta de su perfecto alineamiento con los objetivos establecidos algo más de un año mas tarde en la COP21 de París) cuyos principales objetivos son:

Desde el punto de vista "cualitativo":

- Mejorar la eficiencia: reduciendo el consumo por nivel de demanda atendida (pasajeros-km; tonelada-km)
- Reducir el impacto medioambiental de la actividad: mejorando la calidad del aire en las áreas de influencia de la actividad.

**Figura 1. Tendencia de emisiones frente a compromisos sectoriales de reducción**



**¿Una “Hoja de Ruta” realista?**

La consecución del objetivo global se presenta no solo retante, sino difícilmente alcanzable en los plazos pretendidos, por los siguientes motivos relacionados con las líneas con mayor impacto esperado en el objetivo global:

- Electrificación:
  - El ritmo de electrificación anual medio de los últimos años (de gran desarrollo en líneas de alta velocidad) ha sido del 1%, insuficiente si consideramos el nivel medio actual de electrificación mundial: 35%, por otro lado muy desigual (0-80%), incluso para el caso de la UE, donde el nivel medio es del 60% (con variaciones de entre el 30 y el 80%).
  - El proceso de transformación, supone un elevado coste de inversión tanto a nivel de infraestructura como a nivel de vehículos, puesto que en la mayoría de los casos es precisa la sustitución de los existentes, por lo que su aplicabilidad se limita a líneas en las que la eficiencia económica, social y energética lo justifica, generando esta medida por tanto un debate adicional de fuerte impacto social en el caso de líneas secundarias de carácter público, consideradas además de menor impacto en el *modal share*. Un ejemplo especialmente extremo de esta situación la presenta la necesidad de disponer de locomotoras adecuadas para su empleo en los nuevos corredores ferroviarios europeos de mercancías, corredores establecidos para mejorar la competitividad con la carretera, y en los que es preciso asegurar un máximo nivel de interoperabilidad (empleo de tracción adecuada a diferentes sistemas de seguridad y tensión que evite tiempos de “espera”

Desde el punto de vista “cuantitativo”:

- Reducir las emisiones:

g/p <sub>Km</sub> o g/t <sub>Km</sub>	2030	2050
<b>CO<sub>2</sub></b>	-50% (*)	-75%(*)
<b>Consumo</b>	-50% (*)	-60% (*)
<b>NOx + PM</b>	-40% (*)	-100%(*)
<b>Noise and Vibraciones</b>	Reduce	Reduce

(\*) respecto a 1990

- o Incrementar el *modal share*:

Modal Share	2030	2050
<b>Pasajeros</b>	+50% (*)	+100%(*)
<b>Mercancías</b>	=% Carretera (*)	+50% Carretera (*)

(\*) respecto a 2010

Para conseguirlo se han trazado dos ejes principales de trabajo:

- A nivel de vehículo: es la línea de la que se espera mayor impacto (**hasta el 80% del objetivo global pretendido**), desarrollando actuaciones:
  - Tanto a nivel de diseño (peso y aerodinámica vs modularidad y flexibilidad frente a la demanda).

- Como muy especialmente a nivel de sistemas de tracción (binomio motorización- energía/combustible), puesto que a diferencia del apartado anterior, esta línea permite establecer acciones tanto con el abundante parque existente como con el nuevo. Esta línea pretende priorizar sobre dos líneas de actuación:
  - La electrificación
  - La mejora de la sostenibilidad y eficiencia de los sistemas de tracción diésel.
  - Una hibridización progresiva que aproveche los beneficios tanto de las tecnologías de gestión de la tracción eléctrica más eficientes, como los combustibles alternativos más competitivos.
- A nivel de gestión de la demanda: potenciación en el uso vs desarrollo de sistemas inteligentes de gestión de la demanda para maximizar los factores de utilización.

por cambios de tracción “en frontera”), por lo que llevados al extremo, un tránsito sin cambio de tracción entre los dos puntos más distantes de la UE, conllevaría el empleo de locomotoras tritensión (y en algunos casos incluso duales para asegurar el transporte de “última milla”), cuyo coste resulta una importante barrera de entrada para facilitar los objetivos de *modal share* perseguidos. Por estos motivos, la electrificación, entre el análisis de inversiones consideradas necesarias para mejorar la competitividad del ferrocarril español (informe Deloitte 2017) supone una de las menos rentables como solución global (supone un 25% de total del Capex para conseguir una mejora del 7% del coste de transporte por FFCC).

- La resiliencia de los servicios se condiciona notablemente en el caso de una electrificación “masiva” de los mismos, frente a una flota basada en sistemas de “generación eficiente distribuida”.
- La mejora en la sostenibilidad del *mix* de generación no depende de la propia industria ferroviaria, sino de factores geopolíticos, estratégicos y del efecto que los mismos determinen sobre el precio resultante, el que en algunos casos vendrá marcado al alza por la necesidad de desarrollar fuertes inversiones para mejorar el nivel de participación de la generación renovable de alto coste que en cualquier caso seguirán precisando de instalaciones de *back-up* de gas en el medio plazo como solución fósil más sostenible:
- A nivel global el ferrocarril consume un 60% Oil/36% Electricidad (con un *mix* donde el petróleo y el carbón aún presentan una cuota del 45%), luego el peso total fósil menos eficiente supone > 75%

- A nivel UE el ferrocarril consume un 30% Oil/70% electricidad (con un *mix* donde el petróleo y el carbón aún presentan una cuota del 30%), luego el peso total fósil menos eficiente supone > 50%

- La mejora en la tracción diésel:
  - El sector de la operación ferroviaria ha sido y sigue siendo eminentemente conservador en lo que respecta a la extensión de vida útil mediante adaptación de bajo coste de las “plataformas vehiculares”, lo que sumado al hecho de que las sucesivas normativas medioambientales no han establecido ni establecen moratorias para la adaptación y/o sustitución del parque construido con anterioridad a su entrada en vigor, ha configurado un parque de tracción con un volumen de unidades diésel que no dispone de “incentivos” para proceder al cambio y que técnicamente presentan en un porcentaje elevado configuraciones “mucho más contaminantes que las conformes a las nuevas normativas en vigor y/o esperadas a medio plazo”:

	Pre vs IIIB	¿IIIB vs IV?
HC	+85%	=
CO	+30%	=
NOx	+80%	+80%
PM	+95%	+40%

- Locomotoras: parque con tendencia a reducirse en número (en el caso de la UE a un ritmo medio de 30%) consecuencia de su mayor dedicación a unas mercancías de media y larga distancia bajo corredores internacionales ó electrificados ó donde progresivamente se van introduciendo locomotoras bimodales y en menor grado, por su elevado importe, loco-

motoras “tritensión”. Como ejemplo del “apalancamiento” del parque, en la UE, el 95% del parque con motorización previa a IIIB (tan solo 25% IIIA y el resto anterior)

- Unidades DMU: parque con tendencia a incrementarse debido al tipo de tráfico atendido (cercanías y media distancia líneas secundarias). Como ejemplo, en la UE y para 2020, el 80% del parque se mantendrá aún con motorizaciones previas a IIIB (tan solo 20% IIIA y el resto, un 60%, se mantendrá con motorizaciones anteriores, menos eficientes y mucho más contaminantes que los nuevos diseños: hasta 100 veces + PM; hasta 6 veces más NOx; hasta un 20% más de CO<sub>2</sub>)
- Las perspectivas de “nueva demanda” de unidades es por tanto escasa ó cuanto menos incierta, lo que limita el apoyo de una industria en lo que respecta a la inversión para el desarrollo de soluciones alternativas acostumbrada a minimizar sus riesgos y no evolucionar sin certidumbre sobre el número de unidades sobre las que repercutir los elevados costes de inversión inicial requerida.

### Las Alternativas “Tradicionales”

Habida cuenta de esta situación algunas empresas y organizaciones ferroviarias europeas bajo el auspicio de la UIC iniciaron estudios y planes de pruebas desarrollados en el marco del *EU Seventh Framework Program* (2007-2013), cuyo objetivo era explorar alternativas basadas en una evolución sostenible de la tecnología diésel, proyectos de entre los que cabe destacar los siguientes:

- En 2015 se presentaron las conclusiones del proyecto “*The Sustainable Freight*

*Railway (Sustrail)*", proyecto cuyo objetivo era el diseño de un binomio vehículo-trazado para el transporte de mercancías que incrementase de forma competitiva la capacidad de transporte del ferrocarril, un proyecto que incluía en su alcance el desarrollo conceptual de un diseño de locomotora bajo concepto de tracción híbrida que mejorase:

- La relación potencia/velocidad: para incrementar el factor de utilización de los corredores y mejorar la compatibilidad de los tráficos de mercancías con los de viajeros.
- El alto coste de la interoperabilidad: para evitar la necesidad de soluciones hasta tritensión y con tracción compatible con trazados sin electrificar.

Las conclusiones del proyecto en este apartado fueron:

- La competitividad de una solución híbrida depende de dos factores fundamentales: el diseño de la unidad conforme a un ciclo de carga lo más realista posible y un modo de conducción excelente, motivos por los que la utilización de una solución "estándar" podría no resultar una solución realmente tan competitiva como teóricamente esperable desde el punto de vista económico, lo que obviamente implica un diseño "a medida" de una ruta ó rutas determinadas y esto puede suponer una seria limitación siempre que la mejora en resultados del corredor no permita una amortización total del activo.
- No existe experiencia suficiente, al margen de diseños adecuados al segmento "maniobras", extrapolable para su implantación en el corto plazo, especialmente por dos factores:
  - ❖ Relación tamaño/coste de las baterías a instalar.

- ❖ Relación número/potencia de los motogeneradores a instalar en función del ciclo de carga a atender.

- En 2014, se presentaron las conclusiones del proyecto "*Clean European Rail-Diesel (CleanER-D)*", proyecto que tenía por objetivo el desarrollo, mejora e integración de tecnologías de reducción de emisiones para vehículos diésel ferroviarios en conformidad con los requisitos establecidos por la nueva Directiva Europea 2004/26/ EC, y que incluía el desarrollo de tres pruebas piloto, una por cada uno de los tres segmentos de tracción en los que se puede clasificar por potencia y uso la motorización diésel ferroviaria, con modificación de la motorización de tres vehículos existentes por motores conformes a IIIB.

Las conclusiones de dicho proyecto fueron las siguientes:

- La combinación de la tecnología de motorización y calidad de combustible diésel actual permiten cumplir las nuevas reglamentaciones medioambientales pero precisando para ello un incremento tanto del coste (CAPEX + OPEX) como del peso derivados, muy especialmente, de la necesidad de implementar sistemas de pos-tratamiento de emisiones.
- Ante nuevos y más exigentes requisitos medioambientales, esperables en atención al decalaje histórico existente respecto al sector automovilístico, de mantenerse la tecnología diésel será necesario implementar soluciones híbridas capaces de mejorar la eficiencia del conjunto (en especial en lo que se refiere a DMU's, donde las dinámicas de operación le suponen mayores ineficiencias por los ciclos de arranque/parada y mantenimiento de la carga para alimentar

motores auxiliares durante las paradas comerciales) lo que se presenta como un fuerte condicionante, tanto por los períodos de maduración estimados para adecuar las soluciones tecnológicas existentes a este segmento (+10 años), como de cara a asegurar la transformación de unidades existentes, en especial las motorizadas actualmente con soluciones pre-IIIA.

Aunque su ámbito de actuación se limitaba a Europa, por amplitud de alcance y en ausencia de proyectos similares a nivel mundial, sus conclusiones son totalmente extrapolables a cualquier red ferroviaria mundial.

Por tanto, considerados los condicionantes y limitaciones que en la actualidad presentan tanto la electrificación como la evolución de la tecnología diésel, es necesario replantearse la estrategia y analizar que otras alternativas del binomio motor-combustible no solo pueden aportar alternativas a la muy condicionada "hoja de ruta de la UIC" viables a corto plazo tanto técnica como económicamente, sino además:

- Presentar suficiente margen de mejora respecto a las soluciones "tradicionales" como para:
  - Evitar limitaciones en su extensión de uso en el caso de un mayor "endurecimiento" de los requisitos medioambientales y/o económicos.
  - Asegurar un ciclo de vida de las inversiones necesarias suficiente como para permitir una amortización competitiva de las mismas.
- En su caso servir de "puente híbrido" para la introducción de otras soluciones más eficientes actualmente en proceso de maduración en el modo que minimicen el coste de una nueva transición.

## Las “Nuevas” Alternativas

Desde el punto de vista de la rentabilidad (eficiencia obtenida/inversión realizada) de las diferentes alternativas tecnológicas actualmente disponibles para mejorar la eficiencia de un vehículo ferroviario concluye (figura 2) que las acciones sobre el empleo de un binomio motor-combustible más sostenible son las que a priori presentan un mayor impacto potencial.

Por este motivo vamos a desarrollar este apartado desde el análisis de los combustibles alternativos existentes, incorporando el análisis de las motorizaciones al apartado de la madurez tecnológica y aplicabilidad en el corto plazo, aspecto que fue previamente establecido como de especial relevancia habida cuenta de los objetivos perseguidos. En cuanto a los combustibles alternativos, el catálogo de alternativas potencialmente evaluable es amplio, sin embargo vamos a limitar el análisis comparativo en conformidad al criterio recogido por la UE en su Comunicación del 24 de Enero de 2013 titulada “Energía limpia para el Transporte: Estrategia Europea en materia de combustibles alternativos”, en la que, además del vector energético electricidad, se consideran como tales al hidrógeno, los biocombustibles, el gas natural y el gas licuado de petróleo.

Dicha “simplificación” del “catálogo de alternativas” es favorable al objetivo perseguido fundamentalmente por dos motivos:

- La UE solo considera aquellos tecnológicamente “disponibles” y utilizables a gran escala en el corto y medio plazo.
- En octubre de 2014 la propia UE publicó la “Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos”, una

**Figura 2. Medidas Eficiencia con mayor impacto en el FFCC**



Directiva que actualmente se encuentra en desarrollo en cada Estado miembro (como “Marco de Acción Nacional”) y que impulsa la disposición de suficientes puntos de suministro para cada tecnología en el horizonte 2025. Unos plazos y un horizonte muy favorable para que los avances que su ya previsto desarrollo para otros sectores de la movilidad europea aporte sinergias (técnicas, regulatorias...) que simplifiquen el acceso de dichas tecnologías al sector ferroviario en el horizonte del propio Plan de la UIC: 2030-2050.

Establecidas las bases, establezcamos a continuación unos criterios de comparación acordes con los objetivos perseguidos, y que por tanto permitan determinar cuál es la solución más competitiva en el horizonte 2030-2050 para el ferrocarril de la UE:

- Criterios Cualitativos:
  - Seguridad del suministro: disponibilidad de recursos energéticos y flexibilidad de su cadena de suministro para atender la demanda (cantidad y calidad) esperada de forma resiliente.

- Madurez tecnológica: viabilidad a corto plazo por disposición de experiencia con motorizaciones similares que hayan empleado el combustible aplicables a todos los segmentos ferroviarios (de DMU a Heavy Haul). No se consideran en este punto ni el coste ni el impacto ambiental que disponen de apartados de comparación específicos.
- Seguridad: riesgos asociados a la manipulación del combustible en el transporte, el repostaje y el uso del mismo.
- Hibridabilidad: capacidad ó, de adaptarse de forma competitiva a vehículos existentes, ó de evolucionar hacia una “plataforma vehicular modular” adaptable a nuevos desarrollos tecnológicos más eficientes (soluciones renovables no maduras a la fecha) que permitan mantener el espíritu de “extensión” de vida útil habitual en la industria ferroviaria.

- Criterios Cuantitativos:
  - Precio:
    - ❖ Capex: inversión asociada tanto a la cadena de suministro y repos-

taje como a la adecuación de la cadena de tracción y análisis de sensibilidad asociado a la amortización de la misma durante la vida útil de la tecnología.

- ❖ Opex: coste de la materia prima incluyendo análisis de sensibilidad durante la vida útil de la tecnología.
- Eficiencia en el uso: mejora en el nivel de consumo, costes de O&M (coste de la no disponibilidad vs mantenibilidad)
- Reducción de emisiones: sostenibilidad en el ciclo de vida de la energía mediante criterio de análisis *"Weel To Wheel"*.

En definitiva, un conjunto de criterios que, debidamente ponderados, evite el mantener en el sector ferroviario una realidad energética y tristemente global: se mantienen y animan los debates acerca de qué es lo mejor sin considerar que durante el tiempo de discusión, excesivo en ocasiones, es posible evitar un daño a posteriori irreparable máxime cuando lo mejor, en ocasiones, puede incluso no ser nunca viable, e impulsemos el aprendizaje de los errores cometidos con el ferrocarril, como por ejemplo algunos de los habidos por "falta de visión de futuro" y valentía durante los años 60's a 80's en España que provocaron el cierre de algunas líneas para las que un análisis similar al presente fue realizado y no escuchado en aras de una modernidad mal entendida...

## Análisis de Alternativas

Desarrollemos el análisis de los cuatro combustibles alternativos en conformidad con los criterios planteados:

- Seguridad del suministro:  
La seguridad de suministro de un combustible depende de varios factores, siendo los principales a los efectos del

presenta análisis y de garantizar la debida resiliencia de la atención a la demanda, los siguientes:

- La Disponibilidad del Recurso:  
De los cuatro combustibles evaluados el gas natural es el que mayor disponibilidad presenta precisamente por ser un recurso "natural" y no ser ó un "subproducto" derivado de otras fuentes de energía (el GLP es un subproducto de refinería y por tanto su producción es limitada y el Hidrógeno, a pesar de que presenta mayores alternativas de producción (tanto fósiles como renovables), en la actualidad es también en un 95% producido en refinerías) ó un recurso ligado al aprovechamiento tanto de residuos (economía circular), como de recursos agrícolas, y por tanto limitado en su capacidad de atender de forma sostenible la demanda global de energía de la actividad humana en general y de movilidad en particular.

Europa dispone de una capacidad de "entrada" de Gas Natural de 21,7 TWh/día de la que un 34% se encuentra en las 23 Plantas de Regasificación existentes (Figura 3), lo que supone un equivalente y porcentual incremento de la resiliencia del sistema al permitir la conexión de las mismas con cualquier punto de suministro mundial. En la actualidad el factor de utilización de dicho sistema es del 62% lo que permite sin mayor inversión adicional la atención del 32% de la demanda energética del sector movilidad europeo.

- La Flexibilidad de su cadena de suministro:  
Dos aspectos deben de ser considerados para evaluar este factor, la complejidad y la madurez de la cadena logística.
  - Complejidad, la que depende a su vez de:

- ❖ El origen de la energía (autogeneración/importación y por tanto el número de elementos "aguas abajo" que intervienen en la cadena): así mientras que los combustibles fósiles y sus derivados dependen, tal y como hemos adelantado, en buena medida de la importación y por tanto sus cadenas logísticas requieren de la participación de más elementos para su transporte hasta el consumidor final, los combustibles renovables dependen casi exclusivamente de la autogeneración y por tanto su cadena logística se reduce notablemente.
- ❖ La Densidad Energética Diferencial: es quizás el factor más determinante a la hora de determinar la viabilidad de la sustitución de un combustible por otro en un segmento determinado de movilidad, tanto porque dicha densidad determinará la capacidad de asegurar la misma autonomía como, en caso contrario, el "estado" en el que la misma debe de ser suministrada y almacenada a bordo para conseguirlo, lo que a su vez supondrá ó nuevos "añadidos" a la cadena logística ó en el caso de que dichos "estados" no sean tecnológicamente alcanzables de foma competitiva, un claro condicionante al empleo de dicho combustible en un determinado segmento de movilidad.

- Madurez:  
De entre los combustibles alternativos, las cadenas de suministro asociada tanto a la distribución de productos petrolíferos (+ 100 años de experiencia) como al gas natural (+ 50 años de experiencia) son las más maduras, no existiendo ni experiencia comercial ni tecnología probada

para el resto de alternativas, las que además en la actualidad están orientadas mayormente a conseguir su introducción en el mercado de forma progresiva desde la producción distribuida y de pequeña escala.

Si bien las asociadas a los productos petrolíferos disponen en la actualidad de la ventaja competitiva de disponer de una red comercial más amplia y madura en lo relativo a utilización en todos los segmentos de movilidad, la del gas natural se encuentra en disposición de resultar tan competitiva como esta a corto plazo en base a:

- ❖ En países como España, existe un sistema de suministro a cliente final mediante camiones cisterna que a la fecha acumula más de 1 millón de operaciones y más de 500 destinos activos en todo el territorio nacional.
- ❖ La Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014 para la implantación de infraestructuras para suministro de combustibles alternativos en la movilidad prioriza en el horizonte 2025 el desarrollo del GNC y del GNL (frente a a otros combustibles que recomienda pero para los que no se establecen medidas específicas) tanto en la movilidad terrestre como en la marítima, estableciendo para la primera distancias medias en la RTE-T entre puntos de suministro de 150 y 400 Kms respectivamente y, para la segunda, infraestructuras en el conjunto de los puertos de la red core lo que supondrá un reforzamiento a la demanda y por ende a la logística de GNL que favorecerá la resiliencia del conjunto del sistema de abastecimiento. España lide-

ra el proyecto Core LNG Gas Hive que asegurará el adelanto a 2020 de las infraestructuras y logísticas requeridas en el ámbito marítimo.

- ❖ La versatilidad logística del GNL permite, como ha demostrado en España durante el proceso de gasificación desarrollado desde principios de los 70's hasta la primera década de este siglo, disponer tanto de GNL y a partir de este, GNC para abastecer cualquier segmento de movilidad en función de la densidad energética requerida (Figura 3).

El resto de combustibles presentan, en lo relativo a su logística de distribución, mayores limitaciones, así por ejemplo:

- El Hidrógeno presenta dos grandes limitaciones en cuanto a su logística:
  - ❖ El transporte a presión y fase gas es viable pero muy poco rentable

debido a la muy baja densidad energética del Hidrógeno.

- ❖ El transporte por tubería está condicionado tanto por la no disposición de redes de transporte propias, como por la limitación que en cuanto a su mezcla con gas natural (el 20%) limita el empleo de la extensa red europea de gasoductos.
- ❖ El transporte alternativo del mismo en fase líquida y criogénica, necesario por otro lado para asegurar la presencia de este vector energético en el más amplio portfolio de aplicaciones en movilidad, es muy complejo y a la fecha no se ha resuelto para aplicaciones de movilidad, debido a su elevada inestabilidad en fase líquida por su bajo punto de ebullición y por tanto necesidad de muy exigente grado de aislamiento y tratamiento de gases generados.

**Figura 3. Capacidad y logísticas alternativas de las infraestructuras europeas de GNL**



En atención a todos estos factores, si bien el gas natural dispone de la cadena logística más compleja, el nivel de madurez tecnológica, el volumen y distribución de instalaciones y el amplio y creciente número de puntos de suministro y alternativas logísticas de gran eficiencia y competitividad para atender la demanda, la convierten en mucho más resiliente que cualquier otro combustible alternativo (Gráfica 3).

- Madurez tecnológica:

Desde el punto de vista de las “motorizaciones” utilizables para el “consumo” directo de los combustibles alternativos analizados y generación de energía de tracción existen dos “plataformas” claramente diferenciadas:

- Los motores alternativos de combustión interna (MACI’s): utilizados desde hace más de 130 años, han demostrado su versatilidad y capacidad de adaptación a nuevos combustibles ó mezclas de ellos tanto mediante transformación en soluciones duales (mejora de prestaciones mediante mezcla de combustible) como mediante desarrollo de tecnologías que permitan su empleo dedicados a un nuevo combustible, presentando por tanto la mejor solución para facilitar la introducción de cualquier nuevo combustible y siendo por tanto la tecnología adecuada para el gas natural, los GLP’s, así como mezclas tanto de biocombustibles como de Hidrógeno. Su principal ventaja es la madurez (actualmente se emplea esta tecnología en todos los sectores de movilidad y existen cerca de 2.000 millones de vehículos en el mundo), la fiabilidad, la vida útil y el rango de potencias. Su principal limitación se encuentra en el rendimiento, que como media no supera el 30%.

De entre los combustibles alternativos, la tecnología que cuenta con más vehículos y mayor rango de potencias en uso y segmentos de movilidad es el gas natural:

- ❖ Más de 20 millones de unidades en servicio, en especial en vehículos pesados, ligeros para carretera, pero sin abandonar una presencia con una clara expectativa de desarrollo en el sector marítimo donde ya cuenta con 400 buques que lo utilizan de forma comercial como combustible.
- ❖ Rango de potencias de hasta 90.000 cv y soluciones 100% Gas Natural hasta 460 cv (los GLP’s tan solo competirían hasta en este rango de potencias).

- Pila de hidrógeno: aunque la tecnología es conocida desde hace muchos años, su desarrollo ha sido intermitente y siempre asociado a crisis energéticas ó a cambios regulatorios de tipo medioambiental como ocurrió tras la crisis del petróleo de los 70’s ó está ocurriendo en la actualidad, lo que no le ha permitido desarrollar ni experiencia suficiente ni por tanto un número de fabricantes con capacidad de producción suficiente como para garantizar la disposición de una plataforma de sustitución competitiva habida cuenta del volumen del parque mundial y las expectativas de crecimiento del mismo en el horizonte 2050. Su principales ventajas y desventajas son totalmente opuestas a las de los MACI’s:

- Principal ventaja: el alto rendimiento que supera el 50%.
- Principales desventajas:
  - Las que derivan de la falta de madurez y experiencia en el uso, en

especial la vida útil (entre un 25 y 50% inferior a un MACI), la falta de fiabilidad, la limitación de uso en determinadas condiciones exteriores, ó la limitación en potencia: actualmente equivalente a la del segmento DMU.

- A la fecha no existen aplicaciones comerciales sostenibles sin subvención, debiendo destacar el fuerte apoyo oficial que en Europa Central y especialmente en Alemania se va a dar a su empleo en el sector ferroviario y segmento DMU, donde actualmente se están licitando 11 concursos que permitirán disponer en 2021 de hasta 300 unidades DMU en operación.

- Seguridad:

El empleo de cualquier combustible alternativo conlleva la adaptación de la operativa del nuevo usuario a las particularidades del mismo, lo que puede suponer un cambio cultural que puede convertirse en uno de los factores más determinantes en el éxito de la gestión del cambio.

En el caso del gas natural, sus particularidades diferenciales respecto al resto de combustibles fósiles son:

- En fase gaseosa: elevada volatilidad y un reducido intervalo entre el límite inferior y superior de inflamabilidad.
- En fase líquida:
  - ❖ Por su mayor densidad energética y la menor volatilidad en los momentos iniciales de una fuga, un mayor riesgo de concentración que en fase gaseosa.
  - ❖ Por la continua vaporización de la fase líquida en el interior de los tanques de almacenamiento, un incremento de presión que puede producir el disparo de las válvulas de seguridad.

Estas particularidades no son limitantes para su empleo en la movilidad, tal y como han demostrado desde hace cerca de 50 años los indicadores de seguridad tanto de la industria gasista en general como de movilidad con gas natural en particular, con ausencia de accidentes destacables en base al desarrollo tanto de una tecnología de detección, aislamiento y contención específica, como a la elaboración, previo a cualquier implantación en un segmento de movilidad específico, de análisis de riesgos y estudios de seguridad extendidos a todo el ciclo de vida de uso del combustible (repostaje, operación y mantenimiento de vehículos con gas natural como combustible).

En el caso particular del ferrocarril y previo a la fase de explotación comercial, dichos estudios deben de considerar, además, las particularidades específicas de la operación ferroviaria, como los túneles, la presencia de catenaria y muy especialmente los riesgos de impacto, aspecto este especialmente muy avanzado en la actualidad en base a la experiencia de uso y transporte de GNL por ferrocarril en Norteamérica.

A pesar de las particulares condiciones de seguridad que el empleo del gas natural conlleva, los riesgos en el uso no son especialmente diferentes tanto a los del GLP (más pesado que el aire), como muy especialmente el Hidrógeno, mucho más inestable en fase líquida y que en fase gaseosa, para compensar su inferior densidad energética, requiere trabajar a una presión muy superior a la del gas natural.

- **Hibridabilidad:**  
El ferrocarril es sin duda el medio de transporte en el que más se consigue extender, mediante transformación, la vida útil de los vehículos empleados, lo que si bien supone una solución competitiva a efectos de reducción de los cos-

tes operativos, supone un condicionante ante cambios normativos, como el presente, donde los mismos tienen que ser capaces de ser tan competitivos para la dotación de los vehículos nuevos, como muy especialmente de los existentes al ser el parque objetivo a corto plazo mucho mayor.

En este sentido es obvio que aquellos combustibles capaces de utilizar motorizaciones ó bien equivalentes ó mediante transformación de las existentes serán más fácilmente adaptables, tanto técnica como operativamente:

- Al minimizar los elementos y conocimientos tecnológicos requeridos para asegurar la operación y mantenimiento de los nuevos componentes implementados.
- Al disponer de un mayor número de potenciales proveedores con tecnología y capacidad de producción suficiente para no resultar un factor limitante del proceso de transición requerido.

Pero tan importante como la motorización, lo es el volumen (y peso) del depósito necesario para almacenar la energía capaz de aportar una autonomía equivalente a la del combustible a sustituir:

Diésel	GLP	GNL	GNC	H <sub>2</sub> -gas
1	1,4	1,6	4,5	33,0

Por tanto, y desde este punto de vista, el gas natural es el combustible alternativo que presenta una mayor ventaja competitiva al ser el único aplicable tanto por transformación como por sustitución de la motorización existente en todos los segmentos de movilidad ferroviaria con el menor cambio tecnológico y el menor

impacto en volumen y peso en lo relativo a almacenamiento de energía para asegurar un mismo nivel de autonomía.

- **Precio:**  
Desde el punto de vista de precio de la materia prima el gas natural presenta:
  - El precio más competitivo (\*):

Diésel	H <sub>2</sub> -gas	GLP	GNL
1,32	1,16 (-13%)	0,71 (-46%)	0,64 (-52%)

(\*) €/Km en base a experiencias en sector ferroviario.

- Y el más estable de entre los fósiles en los últimos 10 años.

Valores que sumados a la madurez tecnológica e hibridabilidad analizadas, permiten:

- Unos retornos de inversión muy competitivos en comparación con las soluciones "tradicionales" y para cualquier segmento ferroviario, tal y como se refleja en los "Business Case" adjuntos desarrollados tanto para el segmento de media distancia de viajeros (BC-1) como mercancías (BC-2). (en página siguiente)
- Así como incluso unos márgenes que permitirían la introducción de mezclas con combustibles menos competitivos desde el punto de vista del precio pero que mejorarían aun más el impacto medioambiental, como el biogás (entorno a 3 veces más costoso) o el propio hidrógeno mediante mezclas de los mismos no superiores al 20%.

- **Eficiencia en el uso:**  
Los principales factores de comparación de la eficiencia en el uso de los diferentes combustibles alternativos son la mantenibilidad y fiabilidad de los nuevos

### BC-1: Análisis rentabilidad transformación segmento viajeros

#### Business Case DMU´s:

Parque a transformar:  
 □ 4 DMU´s serie 2600  
 □ Longitud línea: 50 Km



	100% GNL	DIESEL IIIB	Electrificación
Capex Unidades	1,10 MM € (1)	0,45 MM €	16,0 MM € (2)
Capex Infraest.	1,5 MM € (3)	0 MM €	15,0 MM € (4)
Opex (5)	8,0 MM €	14,5 MM €	4,5 MM €
ROI (6)	2 - 6 años		> 60 años

**Notas:**

- (1) El mayor coste diferencial se debe un 40% al motor y un 60% al sistema de almacenamiento y combustible
- (2) Se considera sustitución por unidad de nuevo diseño
- (3) Incluye punto de suministro y adecuación de talleres para labores de mantenimiento conforme ATEX
- (4) Electrificación + Subestaciones
- (5) Mantenimiento y consumo de energía de los equipos de tracción durante 20 años
- (6) Debido al alcance de (3) un incremento progresivo de las unidades adscritas al depósito mejora notablemente el ROI: (+ 4 DMU´s mejora ROI un 30%) siendo éste más sensible y cierto al número de unidades que al precio del petróleo (incierto e inestable a largo plazo)

### BC-2: Análisis rentabilidad transformación segmento mercancías

#### Business Case Heavy Haul:

Parque a transformar:  
 □ 2 Locomotoras serie 1600



	100% GNL	DIESEL IIIB	Electrificación
Capex Unidades	1,5 MM € (1)	1,1 MM €	13,0 MM € (2)
Capex Infraest.	1,5 MM € (3)	0 MM €	0 MM € (4)
Opex (5)	9,5 MM €	15,0 MM €	8,0 MM €
ROI (6)	2 - 6 años		> 130 años

**Notas:**

- (1) El mayor coste se debe un 40% al motor y un 60% al sistema de almacenamiento (isocontenedor criogénico sobre plataforma de coste no considerado por existente) y equipo inyección combustible.
- (2) Se considera sustitución por unidad de nuevo diseño dual tritensión.
- (3) Incluye punto de suministro y adecuación de talleres para labores de mantenimiento conforme ATEX
- (4) No se considera su coste al tratarse de una unidad dual con el objeto asegurar misma versatilidad GNL.
- (5) Mantenimiento y consumo de energía de los equipos de tracción durante 20 años (Loco Dual: 30% diesel/70% eléctrica)
- (6) Debido al alcance de (3) un incremento progresivo de las unidades adscritas al depósito mejora notablemente el ROI: + 1 unidad de tracción (2 locomotoras) mejora ROI un 30%, siendo éste más sensible y cierto al número de unidades que al precio del petróleo (incierto e inestable a largo plazo)

elementos introducidos en la cadena de tracción del vehículo: motor y almacenamiento de energía.

- En el caso del empleo del gas natural y el GLP, estos utilizan derivados ó transformaciones de motores convencionales que en cualquier caso

reducen sus necesidades de mantenimiento en base a la mayor "limpieza" del combustible, reduciendo la mantenibilidad e incrementando la fiabilidad. En cuanto a los sistemas de almacenamiento, estos tan solo introducen mayores necesidades de veri-

ficación de su integridad a los efectos de minimizar el riesgo de fugas.

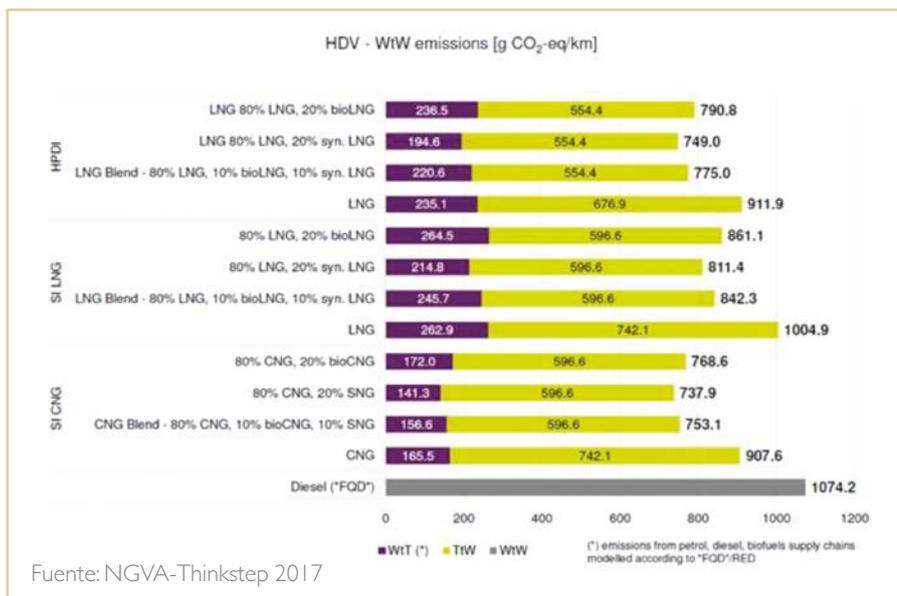
- Los sistemas que emplean hidrógeno si bien eliminan las partes móviles conllevan mayores costes de mantenimiento al requerir tanto la sustitución del regenerador con una frecuencia dependiente de la tecnología empleada y un coste equivalente al 50% de la inversión inicial de la propia célula, como la batería de almacenamiento, tecnología que si bien ha reducido notablemente su coste e incrementado su densidad energética aún no permite, junto a la célula una vida útil equivalente a la de un motor de combustión interna (> 20 años). Estos factores, ligados a la falta de experiencia en el uso suficiente suponen un notable hándicap en cuanto a la fiabilidad y disponibilidad obtenible en uso comercial.

- Reducción de emisiones:  
 Desde el punto de vista emisiones directas, valoradas estas en modo WTW (*Well to wheel*), la utilización del Gas Natural permite reducir entre un 15 y un 30% (Figura 4, página siguiente) el impacto medioambiental en los diferentes tipos de motorizaciones y con diferentes opciones de empleo de combustibles comprimidos, licuados y/o con mezcla de biogás.

Si además consideramos que su empleo:

- No genera impacto ambiental indirecto, como ocurre con el tratamiento de los residuos que genera la sustitución del regenerador y la batería de una célula de hidrógeno para extender su vida útil en equivalencia al tren de tracción de un MACI.
- Que se minimizan las externalidades que dichas emisiones producen, muy especialmente en lo relativo a nivel

**Figura 4. Análisis WTW comparativo CNG/LNG vs Diesel**



de ruido y a calidad del aire al no emitir prácticamente NOx, y cero en el caso del SOx y PM, cuyo efecto en la UE se cifra en 400.000 muertes prematuras (29.000 en España).

El gas natural presenta no solo una posición muy competitiva, sino la posibilidad

de mejora asociada a la introducción progresiva del biogás.

En resumen (Figura 5), el gas natural es la alternativa más competitiva y la única ya disponible para iniciar una transición inmediata en todos los segmentos de movilidad en general y el ferrocarril en particular.

**Figura 5. Resumen competitividad comparativa entre combustibles alternativos**

	GLP	GN	BIO	H <sub>2</sub>
Seg. Suministro	■	■	■	■
Precio	■	■	■	■
Capex	■	■	■	■
Eficiencia Uso	■	■	■	■
Emisiones	■	■	■	■
Madurez Tec.	■	■	■	■
Seguridad Uso	■	■	■	■
Hibridabilidad	■	■	■	■

- entre 0 y 2
- entre 3 y 4
- entre 5 y 6
- entre 7 y 8
- entre 9 y 10

Fuente: Enagás

### Estado del Arte utilización del Gas Natural como combustible en el ferrocarril

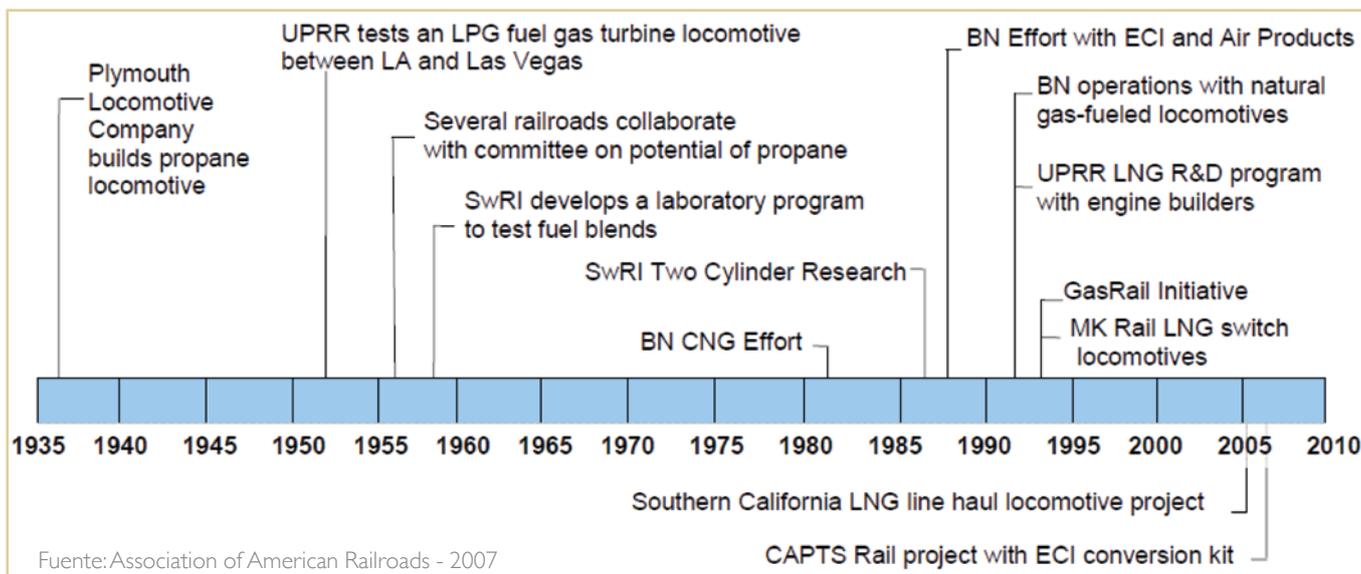
En la actualidad se puede considerar que, con más de 20 MM de Vehículos en servicio, tanto la logística como la tecnología de uso del gas natural como combustible para motores alternativos en potencias de hasta 400 hp se encuentra madura, y resulta especialmente competitiva en flotas de servicios punto a punto donde el "dilema" de las infraestructuras de suministro no resulta un condicionante.

En otros segmentos, como el marítimo ó el ferrocarril, su uso está menos extendido, entre otros factores por:

- La particularidad de sus motorizaciones (altas potencias >> 1.000 hp, desarrollos específicos y series "cortas") y las consecuentes estrategias de los "pocos" fabricantes de motores por sector: inversión condicionada a la certidumbre de venta de un número de unidades suficiente para asegurar su amortización.
- La necesidad de una mayor volumetría de almacenamiento para asegurar idéntica autonomía (en la mayor parte de aplicaciones el CNG no es una alternativa)
- Una regulación medioambiental "laxa" especialmente en los plazos de exigencia y que en muchas ocasiones no considera el problema de la calidad del aire, aspecto en el que el Gas Natural presenta mayores ventajas.
- Falta de posicionamiento sectorial "gasta" competitivo en dichos sectores.

En el caso concreto ferroviario, y a pesar del peso que las motorizaciones de hasta 400 hp tienen en el parque mundial de

**Figura 6. Histórico de experiencias uso gas como combustible en el FFCC**



tracción (en especial en el caso europeo donde aproximadamente es del 50-50) y al margen de desarrollos muy puntuales de "motorizaciones alternativas (gasógenos vs turbinas de gas)", la totalidad de las experiencias se han desarrollado en el intervalo de potencias entre 1.200 y 4.100 hp.

La mayor parte de las experiencias (Figura 6), han sido desarrolladas en Norte América (USA y Canadá), fundamentalmente asociadas a procesos de mejora del coste de operación y/o a impulsos regulatorios derivados de las perspectivas de mayor exigencia de las reglamentaciones medioambientales.

No obstante lo cual, resultan destacables algunas otras experiencias puntuales desarrolladas en otros países como:

- Perú: El ferrocarril central Andino inició en 2005 un proceso de transformación del parque de tracción utilizado en las líneas de los Andes debido al impacto en su cuenta de resultados del coste del combustible diésel utilizado hasta entonces. Dicha transformación consistió

**Fotografía 1: Locomotora experimental a propano (1936 - 1980)**



Fuente: Museo de Transporte de Kirkwood

en la adaptación de los motores para utilizar GNC, y aprovechar los precios muy competitivos pactados a largo plazo (30 años) con un distribuidor local que apro-

vechaba las reservas de los yacimientos de Camisea, manteniendo una motorización dual que le permitía mantener el uso del diésel en las puntas de mayor

necesidad de potencia (ascensos). Desde 2007, finalizado a satisfacción el período de pruebas inicial, opera de forma regular su parque de locomotoras que mantienen el depósito diésel y llevan acoplada una plataforma sobre la que transporta un contenedor de GNC.

- India: ha lanzado un proyecto de mejora de la sostenibilidad de sus ferrocarriles, mediante un ambicioso plan que contempla la sustitución progresiva de todos los combustibles y energías fósiles utilizadas en su actividad (tanto tracción como consumos auxiliares) y que coordina el IROAF (Indian Railways Organization For Alternative Fuels). En lo que respecta a la tracción, las primeras experiencias se centran en la introducción de biofuel y GNL, ámbito este en el que ya dispone de dos unidades autopropulsadas de viajeros en las que el GNL alimenta el 20% del consumo de su motor dual. Recientemente ha presentado un proyecto para extender esta tecnología a un parque de entre 10 y 40 unidades y conseguir un nivel de "dualidad" de hasta el 40%, así como anunciado que trabaja para desarrollar una prueba piloto en el segmento *Heavy Haul*.

- Rusia: tras el desarrollo dos pruebas piloto de motorizaciones con GNL: una turbina aeroderivada, previamente utilizada para una prueba en un vehículo aéreo, y un interesante prototipo de construcción de una locomotora modular del tipo "switcher", se confirma que estas o similares unidades pasarán a prestar servicios comerciales en la línea Obskaya-Bovanenkovo atendiendo las necesidades de los campos de gas e instalaciones de licuefacción de la península de Yamal.

En cuanto a las experiencias del sector ferroviario de Norte América, podemos diferenciar dos etapas de pruebas diferenciales:

### Primera etapa (2000-2010):

En la misma la reglamentación de emisiones de referencia fue la Tier 2, y en la misma se llevaron a cabo las siguientes pruebas por segmento y tipo de combustible:

- DMU's (<1000 hp): 0
- Switchers (1.000 – 2.000 hp): 5 CNG
- Heavy Hauls (> 2.000 hp): 6 GNL

En general los resultados de dichas pruebas en vía (y otras tantas que no pasaron de la prueba estática en banco) permitieron avanzar en la mejora del conocimiento sobre los pros y contras de las diferentes tecnologías de combustión aplicables (*Spark Ignition, Low Pressure* y *High Pressure*) y avanzar en el desarrollo de criterios de aplicación del GNC y GNL según autonomía y condiciones de operación requeridas, a pesar de su corta duración (media de 2 años) pero el resumen presentado por el regulador no fue positivo, puesto que tanto en lo

relativo a potencia y rendimiento como a emisiones no se consiguió mejorar los resultados de la tecnología diésel en uso en la mayoría de los casos.

Dichos resultados podríamos decir que eran esperables por los motivos siguientes:

- Falta de consideración a las tecnologías de éxito y experiencia por entonces alcanzado en el sector carretera.
- Poca disposición e implicación de los fabricantes de motores al desarrollo de motores específicos ante la incertidumbre de demanda y el alto coste de la inversión en I+D necesaria, lo que supuso el empleo de motores diésel existentes transformados, lo que en sí no habría sido un problema si no hubiese sido por el hecho de que a diferencia de otros sectores, en el Heavy Haul norteamericano buena parte de la tecnología hasta entonces utilizada se basaba en el desa-

Fotografía 2: Locomotora experimental Union Pacific



Fuente: Association of American Railroads - 2007

rollo de soluciones estacionarias basadas en tecnologías de más de 30 años de antigüedad, válidas para el nivel de exigencia diésel de entonces pero muy limitadas en especial en cuanto al nivel de "calidad" requerido para un correcto monitorizado y eficiencia en la inyección de gas natural, imprescindible para optimizar la misma y evitar tanto fenómenos de combustión incompleta como de detonación, íntimamente ligados con la "calidad" de la potencia esperada.

- Ídem por parte de los operadores ferroviarios ante lo que entonces se veía como un fuerte condicionante al nivel de "interoperabilidad" entonces existente y que permitía asegurar el mantenimiento de la tracción de un operador sobre el corredor de otro y de este modo minimizar los costes del servicio, puesto que con el cambio de combustible ó era necesario asegurar la implantación de un sistema de repostaje de GNL a lo largo de toda la red (con una tecnología e infraestructura entonces inexistentes) ó retomar el cambio de tracción, lo que en cualquier caso suponía mayores costes.

### Segunda etapa (a partir de 2010 a la fecha):

En este período, se reactivan las pruebas y amplía de forma progresiva su alcance por los motivos siguientes:

- Un precio muy competitivo: la revolución del shale-gas y el impacto de esta en la seguridad de suministro abre una ventana de oportunidad al gas natural como combustible alternativo respecto a la situación del período anterior de pruebas, el precio de referencia del petróleo se multiplica por 2.5 mientras que el del gas natural se "desacopla" de este y abre un mayor ratio con este (de 7:1 a 20:1).

- Un endurecimiento de las exigencias medioambientales (reducción diferencial Tier 4 vs Tier 2):

- NOx: - 76%
- PM: - 70%
- HC: - 54%

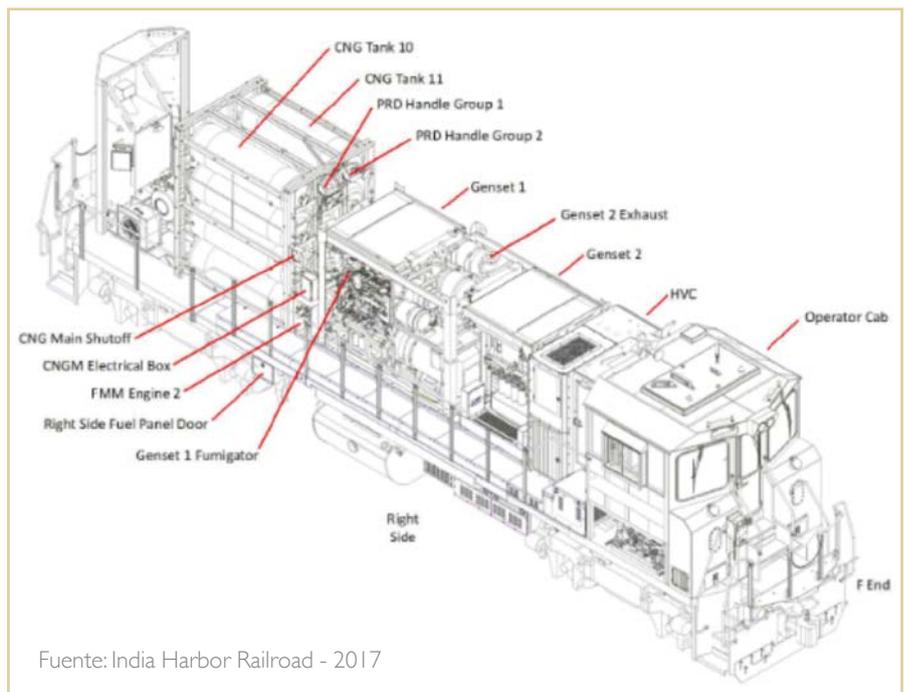
En la misma la reglamentación de emisiones de referencia fue la Tier 4, y en la misma se llevaron a cabo las siguientes pruebas por segmento y tipo de combustible:

- DMU's (<1000 hp): 0
- Switchers (1.000 – 2.000 hp): 2 (19 en transformación), todas en CNG
- Heavy Hauls (> 2.000 hp): 11 en pruebas (4 LP, 6 HP y 1 GNC) + 22 en proceso de transformación (22 LP)

En general los resultados de dichas pruebas están siendo satisfactorios, y aunque aun no

han sido publicados los resultados de la fase de prueba en vía, ya se encuentran en cartera otros tantos proyectos piloto con los que el conjunto de las principales compañías ferroviarias norteamericanas (los denominados Clase I), se están programando fases de entrada en operación comercial (BNSF ya dispone de un permiso de la Autoridad Federal para extender sus pruebas a líneas principales, Florida East Coast ha decidido transformar el total de nuevas unidades adquiridas para sus líneas principales, y el Indiana Harbor Belt ha iniciado el proceso de transformación del total de su flota de locomotoras de maniobras) de unidades e incluso se anuncian ya tanto un primer desarrollo de un nuevo motor 100% GNL para 2017, como un modelo "cero emisiones" para Gas Natural Renovable en 2018, lo que podemos traducir como un síntoma muy positivo de la bondad de los resultados que se están encontrando y de la oportunidad que presentan.

**Esquema 1. Locomotora tipo "Genset" a GNC**



Fuente: India Harbor Railroad - 2017

En particular, este período ha permitido:

- Descartar algunas de las opciones testadas en el período anterior y progresar en el desarrollo de soluciones en las que el % de mantenimiento de inyección diésel se va reduciendo de forma progresiva mediante la identificación de los factores de diseño a considerar para la evolución hacia una motorización 100% gas más competitiva que permita alcanzar los resultados medioambientales que la no utilización parcial de diésel permitirían (las actuales solo permiten cumplir TIER 3 como consecuencia del complejo equilibrio de diseño establecido para conseguir a la vez bajas emisiones de NOx, PM y CH4 bajo un diseño de ciclo diésel y mezcla de combustibles):
  - **Potencia:** es necesario validar cómo varía su curva de potencia y consumo con la configuración dual con gas (nivel de carga vs % de sustitución diésel) conforme al perfil de trabajo esperado en línea. El nivel máximo de sustitución no supone un valor medio sino un máximo inversamente correlacionable con la carga aplicada:
    - ❖ En el caso de las motorizaciones LP se observa que para 100% de carga se consigue tan solo un 50% de sustitución, mientras que a cargas bajas se obtiene la máxima sustitución del 80%.
    - ❖ En el caso de las motorizaciones HP se observa que para 100% de carga se consigue una sustitución del 95%, mientras que a cargas bajas se obtiene la máxima sustitución del 99%.
  - **Respuesta a transitorios:** íntimamente ligado al punto anterior.
  - **Sensibilidad al número de meta-no:** las calidades de GNL aceptadas en las terminales de regasificación (como ocurre en el caso español) pueden ser

muy amplias, motivo por el que una limitación en este aspecto podría requerir de un proceso más costoso de suministro para adecuar las calidades a cargar en dichas terminales para uso ferroviario. La introducción de CH4 en la cámara de combustión con ciertos números de metano podría generar *knocking* y por tanto pérdidas de rendimiento y/o problemas operativos. Dicho fenómeno es más fácilmente evitable mediante sofisticación de los sistemas de control y/o mediante la inyección a alta presión limitando la presencia del CH4 a lo largo de cada ciclo de trabajo del motor.

- **Emisiones:** las que en función de la tecnología de inyección empleada, y en especial siempre que se mantenga un cierto nivel de dualidad diésel, pueden estar lejos de los resultados esperables para el caso de un motor 100% gas natural, en especial en lo relativo a NOx y PM, precisamente donde más exigentes resultan las evoluciones normativas aplicables (Tier IV implica reducir, frente a TIER III, un 76% los NOx y un 70% las PM ). Además es preciso establecer procesos de verificación de las emisiones de metano asociadas a los procesos de utilización del gas natural como combustible pues en este tipo de segmento de tracción y motorización las mismas pueden suponer hasta un 20% del total de las emisiones de CO<sub>2e</sub> y, por tanto, suponer una notable mejora competitiva habida cuenta de su impacto en el TTW total.
- **Coste de inversión:** asociada tanto a la propia tecnología como a la necesidad de completar la misma con soluciones de post-tratamiento en función de los resultados obtenidos en el apartado emisiones.
- **Coste de operación:** tan condicionado por el nivel de sustitución diésel al-

canzable como por el mantenimiento diferencial asociado a las exigencias de los sistemas de inyección y control de la misma empleados, así como en su caso a los sistemas de post-tratamiento a implementar.

- Incrementar la implicación de los principales fabricantes de motores: Caterpillar y GE que ya disponen de soluciones comerciales:
  - GE: ha desarrollado motorizaciones Dual Fuel (que distribuye bajo la marca "Nextfuel") con inyección a baja presión y un máximo de sustitución diésel de hasta el 80%, y a la fecha, aunque no ha publicado las características de dicha motorización, informa que ha alcanzado un nivel de emisiones conforme a Tier III.
  - Caterpillar: por medio de su alianza con Westport desarrolla soluciones Dual Fuel con inyección a alta presión y un nivel de sustitución diésel superior al 95%. A la fecha, aunque no ha publicado las características de dicha motorización, informa que ha alcanzado un nivel de emisiones conforme a Tier III.
- Desarrollar de una nueva industria auxiliar especializada tanto en transformación (Westport) como sistemas de transporte, almacenamiento y repostaje (Chart).
- Mejorar la regulación aplicable: tanto en lo relativo a las normas de uso (la NFPA 52 "Vehicular Natural Gas Fuel Systems Code" en su edición 2016 ha eliminado las "restricciones" a su aplicación al caso ferroviario existentes en ediciones anteriores), como en cuanto al transporte de GNL como combustible en vehículos "tender" y los estudios de seguridad a ellos asociados (en especial por la criticidad que se identifica al proceso de

### Fotografía 3. Desarrollo de pruebas en vía locomotoras duales GNL del Florida East Coast Railroad



Fuente: Chart Industries- 2017

“transferencia y acondicionamiento del combustible” entre el *tender* y la locomotora), lo que facilita el paralelo desarrollo de normativa específica aplicable no solo al uso, sino también al transporte de GNL por ferrocarril.

#### La “Hoja de Ruta” de Renfe

Dichos resultados suponen un avance necesario pero no suficiente desde el punto de vista de extrapolación de los mismos a otras condiciones de uso, en especial las aplicables a la Unión Europea, fundamentalmente porque es necesario:

- Disponer de pruebas de extrapolación de las tecnologías *road* al *rail* para segmento DMU’s:
  - Son las líneas de menor interés estratégico a nivel global, y por tanto las que en el corto, y quizás medio plazo, no se van a encontrar dentro de planes concretos de actuación en el horizonte 2030, en el que las líneas de actuación prioritaria de seguro serán las grandes líneas de viajeros, en especial de Alta Velocidad, y corredores de mercancías transnacionales.
  - Son las líneas en las que las condiciones de competitividad son más

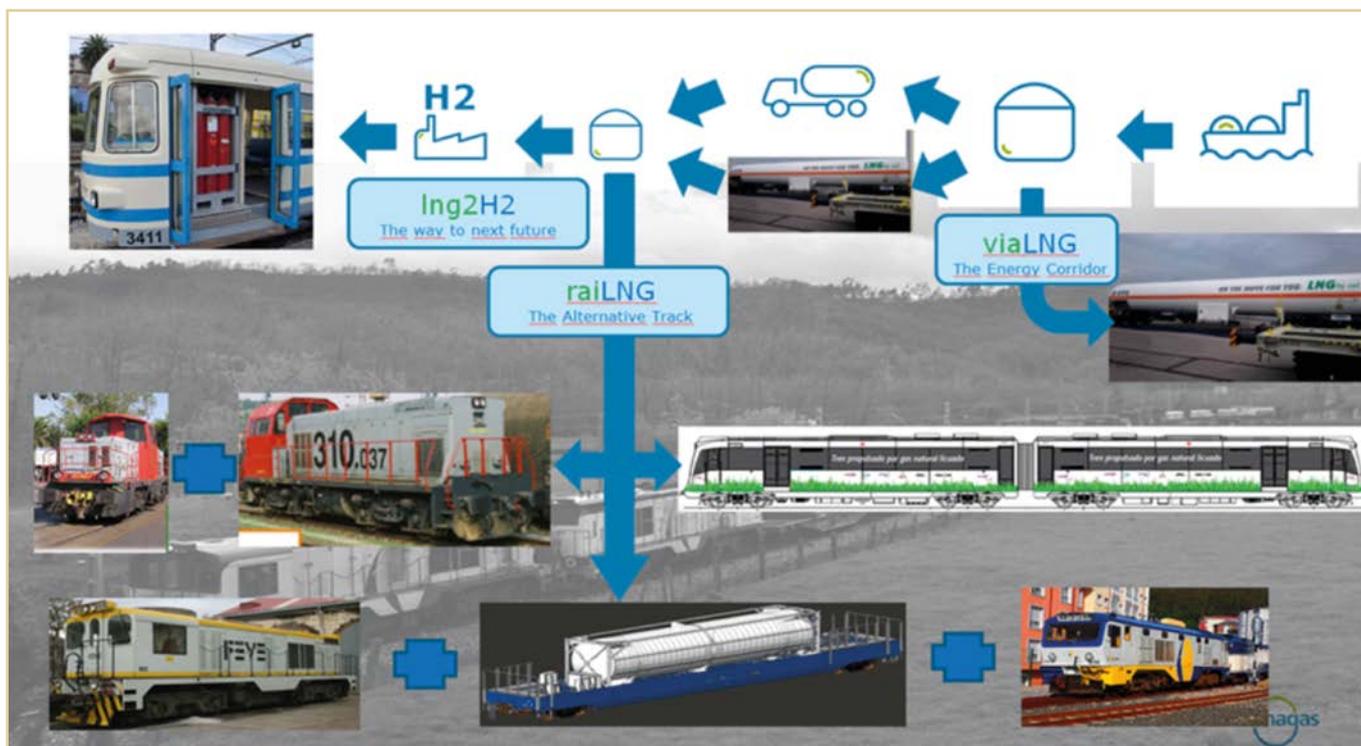
exigentes (incluso para las soluciones basadas en electrificación, fundamentalmente por el gran impacto del factor de utilización) y por tanto el mejor escenario para demostrar la competitividad de soluciones alternativas:

- El segmento de potencias es similar al de carretera tanto viajeros como mercancías por lo que las soluciones alternativas se encuentran más maduras.
- El riesgo asumido durante la fase de pruebas es “muy bajo” precisamente por el factor de utilización de las líneas, sin embargo la potencialidad de impacto de sus consecuencias positiva es “muy alta” porque en este tipo de líneas no operan vehículos de diseño específico, sino la mayoría de vehículos no eléctricos del segmento con mayor potencial de crecimiento conforme a las estimaciones de la propia UIC y utilizadas en el conjunto de líneas “no secundarias”.
- Desarrollar, particularizar y completar la regulación aplicable al ciclo de vida del combustible (repostaje, operación, almacenamiento, mantenimiento en carga): existen referencias del sector “carretera” pero debe de completarse y particularizarse el “mapa de procesos” aplicable al caso ferrocarril.

- Reforzar la duración de las pruebas para disponer de mejores estimaciones sobre costes de mantenimiento y disponibilidad a medio y largo plazo, en especial en el segmento “Heavy Haul”.
- Al igual que para el conjunto de actividades del “portfolio de productos y servicios” del sector gasista, priorizar en el desarrollo de un “*pathway*” específico que posicione su WTW mediciones reales y/o estimaciones basadas en procedimientos reconocidos a nivel mundial, y evite el nivel de incertidumbre que al respecto se introduce en el debate post COP21 por sus competidores ante la falta de información sectorial específica existente.
- Completar los estudios de seguridad para el caso de fugas en líneas con catenarias de diferentes tensiones y en el interior de túneles.
- Establecer un dinámica de diseminación que desarrolle una “cultura en el uso” de este nuevo combustible y evite los hándicaps que supone el “miedo a lo desconocido”.

Renfe ha desarrollado desde 2014 diversas iniciativas de i+D+i en el ámbito de los combustibles alternativos, iniciativas que

**Figura 7. Hoja de Ruta Renfe GNL**



Fuente: elaboración propia

pretenden completar el “estado del arte” presentado para desarrollar un proyecto de alto impacto en la mejora de la competitividad de sus diferentes segmentos de tracción y sostenibilidad de las líneas de negocios asociadas (secundarias de viajeros y mercancías).

La “hoja de ruta” de dicho proyecto contempla los subproyectos siguientes (Figura 7):

Proyectos de entre los que el más avanzado es el correspondiente con la línea “raiLNG-DMU” (Figura 8), un proyecto que, tras el desarrollo de los correspondientes estudios de viabilidad técnica y económica (Instituto Cerdá) y seguridad (Bureau Veritas y Qualiconsult), fue inaugurado de forma oficial el pasado día 8 de enero, convirtiéndose de esta forma en el primero a nivel mundial primero en utilizar GNL en el segmento DMU (Fotografía 4).

**Fotografía 4. Viaje Inaugural UT2600 GNL entre Mieres y Figaredo**



8/01/2018 - Línea de Cercanías de Ancho Métrico F8 Baíña-Collanzo

El estado del resto de proyectos contemplados en la "hoja de ruta" es el siguiente:

**Línea de Trabajo:** Uso GNL como combustible alternativo segmento mercancías/viajeros

- **Proyecto:** Transformación locomotora diésel serie 1600 en MGNL
  - **Presupuesto:** 4.5 MM €
  - **Financiación:** 40% Socios / 60% UE (Seleccionado como CEF 2017)
    - **Situación a la Fecha:**
      - En proceso de coordinación y lanzamiento.
      - Duración del proyecto: 3 años
  - **Beneficios Esperados:** Disposición de información práctica para el desarrollo de los objetivos técnicos, económicos y medioambientales establecidos como necesarios para establecer un proceso de *roll-out* de la tecnología en el segmento de mercancías.

- **Proyecto:** Segmento Shunter (Locomotoras Maniobras en Puertos):
  - **Presupuesto:** 0.15 MM€
  - **Financiación:** 50% Socios / 50% UE (incluido en proyecto movilidad marítima Core Lng Hive)
  - **Estado:** en fase de diseño solución técnica.

**Línea de trabajo:** Uso GNL como materia prima generación distribuida H<sub>2</sub> (Objetivos: transición hacia H<sub>2</sub> desde GNL):

- **Presupuesto:** 2.5 MM€
- **Financiación:** solicitada CEF. No seleccionada en julio 2017
- **Estado:** en estudio tecnologías producción distribuida de H<sub>2</sub>

**Línea de Trabajo:** Transporte de GNL por FFCC (Objetivos: desarrollo criterios seguridad para desarrollo corredores *inland* de la UE):

- **Presupuesto:** 0.35 MM€

- **Financiación:** Parte se podría obtener del estudio de transporte por ferrocarril del proyecto piloto de Hive (transporte multimodal de ISO contenedor).
- **Estado:** En estudio, desarrollo prueba piloto 1er transporte de GNL por FFCC en isocontenedor en la UE a realizar en 2017.

En resumen, una "Hoja de Ruta" con la que Renfe espera no solo convertir a la industria ferroviaria y energética españolas en líderes en la introducción del gas natural como combustible alternativo en el ferrocarril de la Unión Europea, sino disponer de soluciones tecnológicas que a corto plazo le permitan mejorar la competitividad y sostenibilidad de sus servicios y, a medio plazo, ayudar a conseguir los muy exigentes objetivos de reducción de CO<sub>2</sub> establecidos por la UE al sector transporte de este país. ■

**Figura 8: Detalle proyecto Renfe DMU 2600**

**Línea de Trabajo: Uso GNL como combustible alternativo segmento viajeros**

□ **Proyecto: Transformación DMU diésel serie 2600 en dual (MGNL + MDiesel)**

- **Presupuesto:** 1.5 MM €
- **Financiación:** Socios
- **Situación a la Fecha:**
  - Inicio de pruebas en vía: Enero 2018
  - Duración pruebas: 4 meses – 15.000 km.
- **Beneficios Esperados:**
  - Disposición de información práctica para el desarrollo de los objetivos técnicos, económicos y medioambientales establecidos como necesarios para establecer un proceso de "roll-out" de la tecnología en el segmento de viajeros (cercanías y media distancia).
- **Próximos Pasos:**
  - Desarrollo "subserie dual" para gestión cercanía Caudal/Aller (línea Trubia-Collanzo): en proceso desarrollo ingeniería conceptual del proyecto integral.



Fuente: elaboración propia



**Gráfica 9: Esquema pintura Locomotora 1600 GNL**



Fuente: Renfe

# El papel de la Energía Nuclear en el futuro

## José E. Gutiérrez

President & CEO de Westinghouse Electric Company

El mundo en su conjunto y los países occidentales en particular viven desde los años 70 en una permanente crisis energética. Ha sido una constante a lo largo de estos años la dificultad que han tenido los gobiernos para afrontar la situación. Normalmente lo han hecho con medidas parciales y en muchos casos reaccionando tarde y mal frente a los acontecimientos. Esa falta de visión a largo plazo está influyendo en la compleja situación que vive el sector energético en general y el eléctrico en particular. Los problemas sin resolver se han ido acumulando y llega el momento en que se necesitan decisiones políticas que creen un marco en el cual los agentes económicos puedan tomar decisiones de inversión que contribuyan a conseguir los objetivos que todo modelo energético debe cumplir, sin que ninguno pueda prevalecer sobre los demás: seguridad de suministro, respeto al medioambiente y competitividad.

Los países occidentales se enfrentan a una serie de desafíos energéticos a los que deben dar respuesta. Dichos desafíos vienen como consecuencia de: a) la citada falta de política energética de los gobiernos; b) la existencia de mecanismos de retribución de la generación eléctrica manipulados por

decisiones políticas que no responden a las necesidades del mercado; c) los cada día más exigentes requisitos medioambientales; d) la preocupación por la seguridad del suministro, dado que la economía necesita fuentes de energía fiables, seguras y económicamente predecibles; y e) el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que tarde o temprano se va a producir como consecuencia de la electrificación de la economía y el transporte.

La energía nuclear ha contribuido de forma significativa a dar estabilidad a los sistemas de generación eléctrica de los países occidentales y de esta forma ha sido clave en el más que notable desarrollo económico que se ha producido en los últimos 40 años. Es cierto que en estos momentos la energía nuclear se enfrenta a algunos retos importantes como los políticos y económicos ya citados, pero además es cierto que existe una dificultad para construir nuevas centrales y para tomar decisiones en cuanto a qué hacer con el combustible ya utilizado y almacenado en las centrales. Sin embargo, es también cierto que de acuerdo a la mayoría de las predicciones la energía nuclear seguirá cumpliendo un papel importante en el futuro de la generación eléctrica en el mundo.

## Mercado eléctrico

Como ya se ha comentado al principio de este artículo, es una constante en los países europeos, y de la unión Europea en su conjunto, carecer de una política energética que dé respuesta a los desafíos a los que se enfrenta la sociedad. Esa misma realidad se da también en Estados Unidos. En líneas generales los gobiernos han reaccionado tarde y mal a los movimientos de los mercados, y concretamente del mercado eléctrico. En la mayoría de los casos, se han tomado decisiones políticas manipulando el mercado eléctrico con subvenciones o impuestos, cerrando centrales o como ahora parece que puede pasar en España obligando a mantenerlas abiertas.

España es un buen ejemplo de la falta de política energética en lo referido al mercado de la electricidad. Debido a las fuertes inversiones hechas primero en ciclos combinados y luego en renovables, España cuenta con una estructura de generación muy diversificada, pero también con una gran sobrecapacidad de producción que está perturbando el normal funcionamiento del mercado. La capacidad renovable se construyó a base de fuertes subvenciones que

crearon una falsa señal de precios al mercado. La realidad es que pese a la diversificación y a la sobrecapacidad, o quizás debido a ella, la variabilidad en los precios es una constante. Es más, vemos como con frecuencia el precio de la electricidad se dispara cuando tenemos que exportar energía a Francia por la menor producción nuclear del país vecino o por la falta de agua o viento en el nuestro, por lo que en esos momentos las energías renovables no están aportando la potencia requerida. En octubre el precio para pequeños consumidores alcanzó los 182.54 euros/MWh, cuando el valor medio en los últimos 6 meses osciló entre 110 y 120 euros/MWh. Me llama la atención que eso pueda pasar en España con la potencia instalada de que disponemos, que

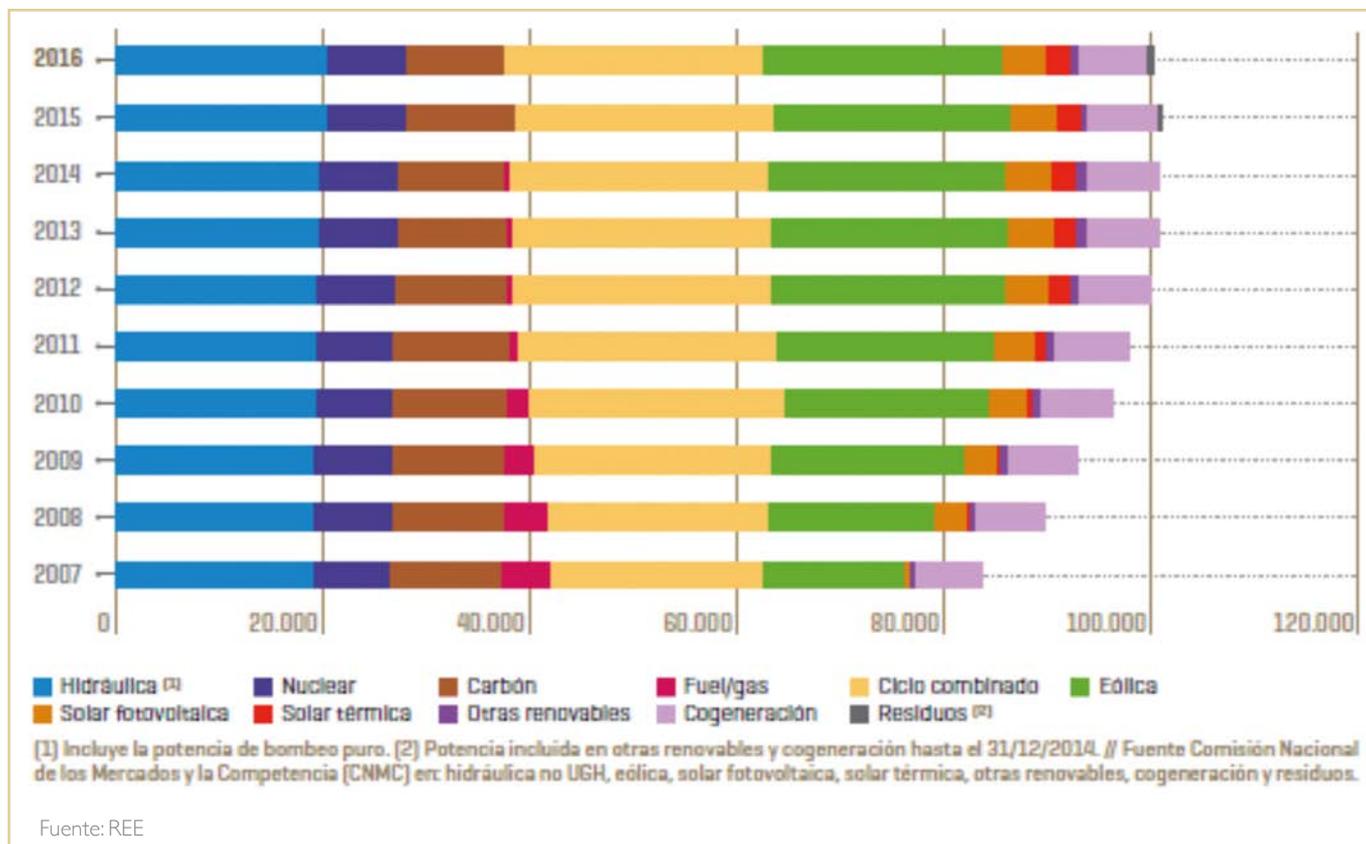
es más del doble del máximo histórico de demanda. La Figura 1 muestra la evolución de la potencia instalada en España en los últimos 10 años.

El aumento que se ve en la gráfica se produce cuando la demanda no sólo no ha subido sino que ha bajado. El máximo histórico de demanda instantánea en la Península se produjo en 2007 y fue de 45.450 MW. El máximo en 2016 fue de 40.489 MW. Tenemos instalados alrededor de 100.000 MW, lo que significa que tenemos una importante sobrecapacidad, que de una forma o de otra tenemos que pagar. Por otro lado es sabido que la potencia instalada de origen renovable tiene un factor de capacidad que oscila alrededor del 33%, ya que depende

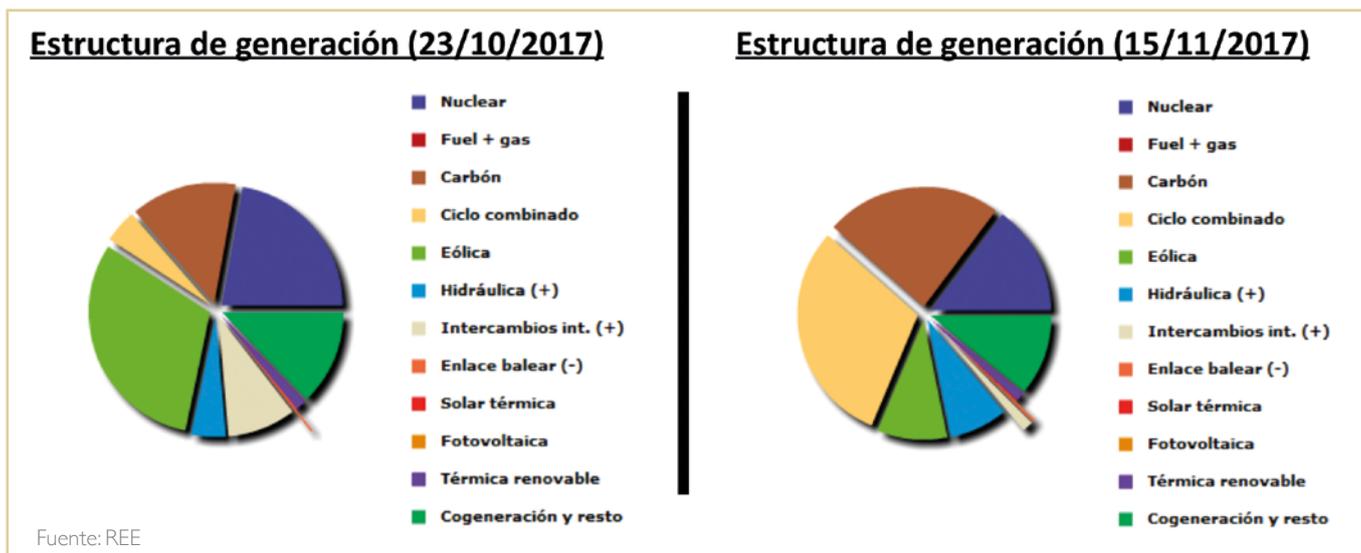
de que haya sol, viento o agua. La Figura 2 muestra la estructura de generación en dos momentos diferentes del año 2017. En ella se aprecia con claridad la variabilidad de la contribución de las energías renovables frente a las demás. Cuanto más renovable se incorpore al sistema, más energía de respaldo hará falta y más sobrecapacidad tendremos.

En la Figura 3 podemos observar que la energía nuclear continua siendo la fuente que más aporta a la generación eléctrica, seguida de los ciclos combinados y del carbón. La paradoja de las energías renovables es evidente solamente con mirar la gráfica. El 47 por ciento de la potencia genera el 30 por ciento de la electricidad. En algunas ocasiones esas cifras son mejores,

**Figura 1. Evolución de la potencia eléctrica instalada en España**



**Figura 2. Variabilidad de la generación eléctrica en España**

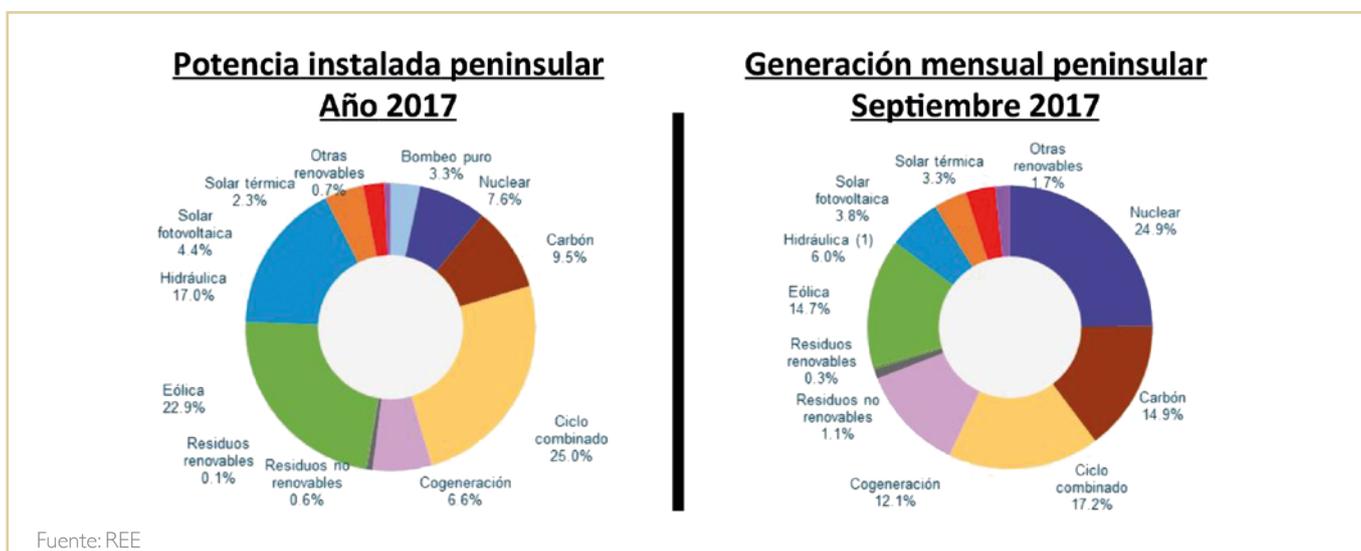


pero en otras son mucho peores, como se aprecia en la Figura 2. El problema de la intermitencia de las energías renovables solamente se resuelve con interconexiones o con almacenamiento. Las primeras parecen imposibles de acordar y construir y lo segundo no tiene todavía el suficiente desarrollo tecnológico.

Todo lo anterior se complica mucho más si analizamos el problema de la retribución a la generación, España liberalizó el mercado de generación eléctrica en 2007, creando las famosas subastas. Pues bien, a través de los subsidios a las renovables y de los impuestos a las nucleares, dicho mercado ha dejado de ser un mercado. Todas las tec-

nologías son tratadas de la misma manera, cuando la competencia está manipulada por los subsidios y los impuestos, y cuando el papel que juega cada tecnología es distinto. El mercado no diferencia entre energías de base, energías de respaldo o energías intermitentes. Esa disfunción manda señales equívocas a los agentes económicos.

**Figura 3. Potencia eléctrica instalada vs. generación en España**



Otros países han seguido pautas similares y en casi todos los casos la improvisación ha marcado la actuación de los gobiernos. En Estados Unidos la situación es similar a la de algunos países europeos. Los estados del norte del país liberalizaron los mercados de generación eléctrica, pero a través de las subvenciones a las renovables, dichos mercados mandan señales equívocas a los agentes económicos que en algunos casos han decidido cerrar centrales de carbón o nucleares. Es cierto que en Estados Unidos la revolución del gas de esquistas (*shale gas*) ha influido en los precios de la electricidad. Algunos estados, como Nueva York e Illinois, y la nueva administración americana han reaccionado a esa situación ante el temor de quedarse sin una energía de base limpia, estable, fiable y competitiva como la nuclear. La perspectiva de quedarse solamente con el gas como energía de base ha hecho que se estén buscando soluciones. Aunque el planteamiento parece interesante, me temo que pueda ser otro parche que no resuelva el problema de fondo.

Finalmente es interesante ver lo que está pasando en Asia y en Oriente Medio. Los dos grandes países asiáticos, China e India, necesitan desesperadamente tener acceso a energía eléctrica. Su planteamiento es claro, necesitan todas las tecnologías, pero también saben que la única opción que tienen para hacer crecer sus economías a la vez que cumplen con los crecientes requisitos medioambientales es construir centrales nucleares y renovables. No hay más que pasear por Nueva Delhi o por Pekín para darse cuenta del tremendo problema medioambiental que tienen, y que tenemos. El debate allí es distinto y sus planteamientos son similares a los de los países occidentales en los años 70 y 80, con el añadido medioambiental.

El caso de los Emiratos Árabes o de Arabia Saudí es diferente. Ellos buscan el crecimiento de sus economías preservando sus reservas naturales de gas y petróleo para la exportación, en lugar de quemarlos para producir electricidad. Los países del golfo necesitan electricidad para nuevas aplicaciones como la desalinización del agua del mar o nuevos proyectos industriales. Sus economías han estado basadas en el petróleo y saben que el futuro pasa por el desarrollo industrial y eso no puede hacerse sin energía. Además de todo lo anterior, estos países tienen claro que las reservas naturales son limitadas, que algún día se acabarán y que están sometidas a vaivenes de precios y a grandes presiones políticas.

### Preocupación medioambiental

Son ya pocos los que dudan de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. No hace falta ser un experto en la materia para darse cuenta de los efectos de dichos gases en el clima, pero además no parece sostenible seguir contando con una economía basada solamente en la quema de combustibles fósiles.

La realidad es que este es un problema serio, al que de nuevo los gobiernos no saben darle solución. Los organismos internacionales, con el apoyo entusiasta de los países, aprueban objetivos medioambientales ambiciosos, pero nadie desarrolla estrategias y planes concretos para alcanzarlos. De esa forma ha sido clamoroso el fracaso del tan aplaudido Protocolo de Kioto, y mucho me temo que si no se cambian los planteamientos políticos los acuerdos de París de Diciembre de 2015, COP21, también se incumplirán.

Los científicos han discutido hasta la saciedad sobre el impacto de la actividad humana en el clima. Ha habido contro-

versias y en muchos casos planteamientos que se deben a intereses particulares. Yo no soy un experto, pero recientemente he tenido la oportunidad de visitar varias ciudades de China e India y no necesito muchos estudios científicos para entender que la situación es insostenible. Ciudades en las que viven decenas de millones de personas con unos niveles de contaminación que afectan de forma importante a la salud. Pero además hay que tener en cuenta que a pesar de los interminables atascos de tráfico, solamente una parte de esa población tiene acceso a un coche particular o dispone de calefacción o aire acondicionado en sus casas debido a los niveles de pobreza.

El desarrollo económico y social de esos países no puede hacerse a expensas de un terrible deterioro medioambiental, pero además no podemos pedirles que renuncien al desarrollo o que hagan lo que nosotros no hicimos en nuestros países. La apuesta de China e India por la energía nuclear y las renovables es una impagable contribución de esos países al futuro del planeta.

### El error alemán

El gobierno alemán decidió en 2011, después del accidente de Fukushima, el cierre paulatino de todas sus centrales nucleares antes de 2022. Hay que señalar desde el primer momento que el parque nuclear alemán es de los más seguros y eficientes del mundo. Sin duda se trató de una decisión arbitraria, sin soporte técnico o económico alguno.

Debido a esa decisión, Alemania que tan agresiva fue en fijar objetivos medioambientales, no ha sido capaz de cumplirlos, e incluso en 2016 aumentó las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto al año 2015. Pero no solo eso, en 2017 lleva camino de volver a

incrementarlas, sin tener un plan para evitarlo. Un país del nivel industrial y de desarrollo como Alemania, que satisfacía su demanda de electricidad con un 42,5% de carbón, un 22,6% de energía nuclear, un 16,9% de renovables, un 13,6% de gas y un 4,5% de otras fuentes, no puede permitirse la aventura de prescindir de la energía nuclear. El Gobierno alemán basaba su plan de reemplazo de la energía nuclear, denominado *Energiewende*, en aumentar la eficiencia energética en un 25%, en aumentar la importación de los países vecinos y en alcanzar un 40% de renovables en 2020. La realidad actual, y todos los expertos coinciden con ella, demuestra que eso es imposible. Pero no solo eso, la Canciller alemana Angela Merkel reconoció públicamente en la cumbre del clima de Bonn, COP23, que Alemania no puede cumplir sus compromisos de reducción de emisiones.

El caso alemán es una clara demostración de lo dicho al principio de este artículo, los gobiernos occidentales carecen de políticas energéticas coherentes, y además fijan objetivos medioambientales imposibles de cumplir.

La consecuencia de esos errores es que Alemania está aumentando el uso de carbón, hasta un 40% del total de la generación, y de gas para producir electricidad. Como resultado de esa realidad el país se puede despedir de cumplir con el Protocolo de Kioto, de la independencia energética y de la energía a precios competitivos.

Las primeras reacciones del mercado ya se han producido, los precios de la electricidad en el centro de Europa han subido con respecto a los años anteriores, y además ya se han producido las primeras tensiones en las interconexiones europeas debido a la imposibilidad de exportar electricidad desde Alemania.

La reacción inmediata de los países limítrofes con Alemania ha sido acelerar sus planes de construcción de nuevas centrales nucleares. Ese es el caso de Polonia y de la República Checa. No deja de ser absurdo que los alemanes vayan a importar electricidad de sus vecinos a un precio superior y sin disminuir su percepción del riesgo.

Es también significativa la reacción de otros países del este de Europa recientemente incorporados a la Unión Europea. Por ejemplo Hungría y Bulgaria no están dispuestos a renunciar a una energía que consideran suficientemente segura y que les puede ayudar a su desarrollo económico y a cumplir con sus compromisos medioambientales.

Alguno de los Ministros de Energía de los países citados ha comentado que el riesgo de la energía nuclear en Europa es suficientemente bajo como para poder asumirlo en beneficio de su desarrollo. Si dichos países prescindieran de la energía nuclear el desastre económico estaría garantizado. Pero es que además ellos siguen viendo a la energía nuclear como un instrumento para el desarrollo tecnológico de sus países.

La decisión alemana, y quien sabe si la belga, va a crear una importante incertidumbre energética en el corazón de Europa con efectos tales como: a) subida de los precios del gas y del carbón, que pagaremos todos los europeos, no sólo los alemanes; b) aumento de la dependencia energética del exterior; c) imposibilidad de cumplir con los compromisos medioambientales; y d) subida del precio de la electricidad. Nos podemos encontrar con que Europa se encamine justo al extremo contrario del que se supone que quería y debería ir, haciendo más grande la brecha de competitividad con Estados Unidos y Asia. Hay que recordar que los precios de la energía en Estados Unidos han bajado drásticamente como consecuencia del uso

del gas natural extraído con la tecnología de la fractura hidráulica.

Francia ha estado a punto de cometer el mismo error, pero parece que ha rectificado a tiempo. El gobierno francés anunció hace unos meses el cierre antes de 2025 de 17 de sus centrales nucleares. Sin embargo, recientemente ha anunciado que va a revisar el plan y que quizás el cierre se posponga al año 2035. Es una decisión prudente que marca un cambio de tendencia interesante. En la misma línea siguen otros países europeos como Reino Unido y Finlandia.

La realidad alemana demuestra que intentar sustituir una energía de base como la nuclear con renovables no es posible, y ya son muchos los que empiezan a hablar del error alemán.

## Electrificación de la economía

En los últimos años muchos países occidentales han visto como la demanda de energía eléctrica bajaba. Dicha tendencia empezó con la crisis económica del año 2008 y todavía no se ha recuperado del todo. Debemos tener en cuenta otro factor importante en esa tendencia, el incremento de la eficiencia energética. No cabe duda de que las industrias y los hogares consumen menos electricidad debido a la mayor eficiencia de equipos y electrodomésticos. Sin embargo, yo soy un convencido de que el futuro de un mundo más sostenible pasa por la electrificación de la demanda energética, incluyendo por supuesto el transporte.

Si queremos afrontar el problema medioambiental, hay que buscar una solución al transporte. El coche eléctrico no tardará mucho en ser una realidad. Yo era escéptico en cuanto a su viabilidad, pero la realidad es que la tecnología avanza muy deprisa. Todo eso nos llevará a un

incremento de la demanda. ¿Como vamos a cubrir esa demanda?. Se dará la paradoja de recargar un coche eléctrico con electricidad proveniente de centrales de carbón o de gas? Demandas puntuales y concentradas no pueden ser satisfechas solamente con energías renovables y el almacenamiento masivo de energía no parece estar cerca.

Según el recientemente publicado informe de la Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2017*, en el escenario más probable la generación eléctrica en el mundo crecerá entre 2016 y 2040 un 58%. La Figura 4 muestra el grafico de dicha evolución, así como el papel que cada tecnología jugará en el futuro. En ese contexto la generación de origen nuclear crecerá un 47%. Todas las previsiones se basan en que el mayor crecimiento se dará en los países asiáticos y que las tecnologías que más crecerán serán las renovables.

También es interesante ver en la Figura 5 la previsión sobre bajas y altas de centrales en el parque de generación. Llama la atención

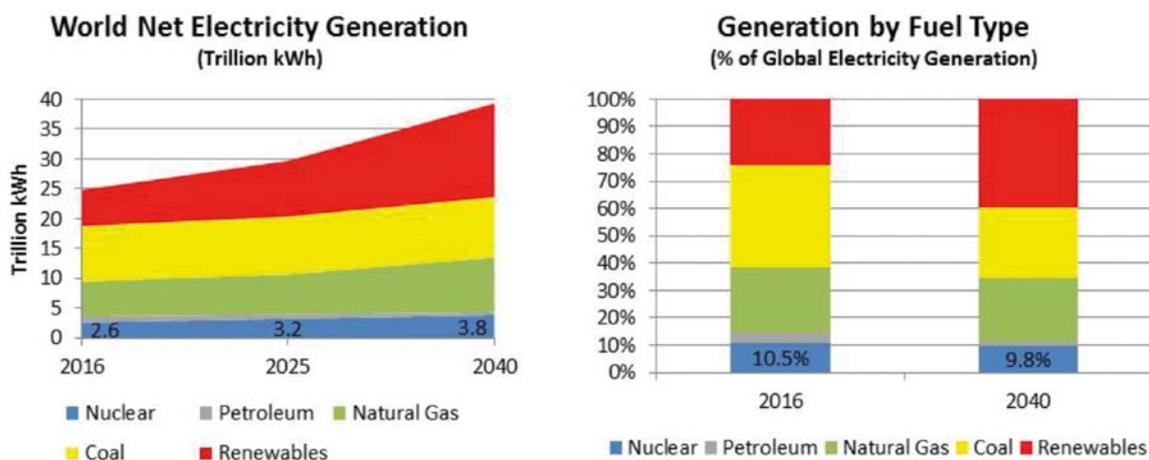
el número de centrales de carbón que se construirán en los países en desarrollo, sobre todo en Asia, así como el hecho de que se prevea la construcción de más centrales nucleares que el número de las que potencialmente pararan.

En su informe de este año la Agencia ha añadido un nuevo escenario que denomina de "Desarrollo Sostenible". En ese nuevo escenario, que adelanto que suena a imposible, se supone que se toman acciones agresivas para parar el cambio climático, y que todos los países tienen acceso a todas las tecnologías para hacer frente al crecimiento de sus economías. En ese escenario la generación total crecería sólo un 45% y la nuclear un 105%. Obviamente las tecnologías renovables crecerían mucho más. Este nuevo escenario da crédito a las energías no emisoras de gases contaminantes frente a las restantes. De esa forma prevé una significativa reducción en la participación del carbón, 76% respecto de 2016, mientras que la participación del gas se mantendría en los niveles actuales, todo ello en términos absolutos. Este

planteamiento casa con lo reflejado en la Figura 6, donde se muestran las emisiones de gases de efecto invernadero por tecnología, considerando el ciclo completo, esto es fabricación, construcción, operación y desmantelamiento. Para quien no haya visto estos datos antes, puede llamar la atención la comparación de la energía nuclear con el resto de tecnologías renovables. Es también importante remarcar que las centrales de gas contaminan mucho menos que las de carbón, pero mucho más que las renovables. Si como dijimos anteriormente el 40% de la electricidad en Alemania se genera con carbón y un 13% con gas, no hay más que mirar la Figura 6 para darse cuenta de la magnitud del error alemán.

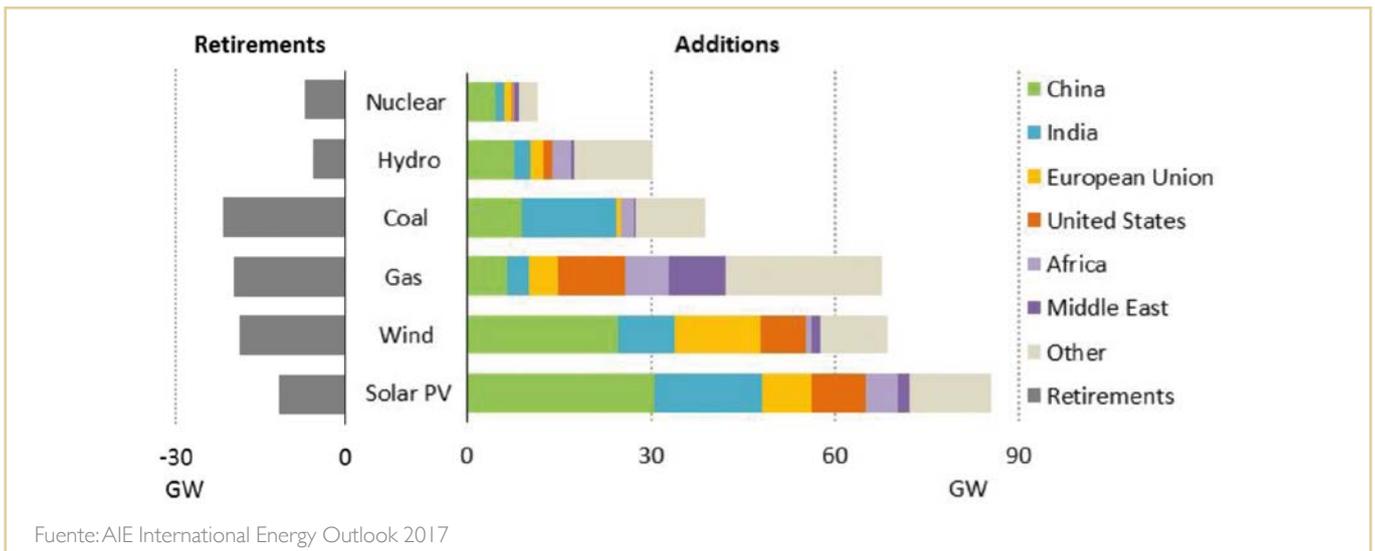
Cuando alguien vaya a recargar la batería de un coche eléctrico debería pensar en los datos aportados en la Figura 6. El coche eléctrico es una buena solución siempre que se recargue con electricidad procedente de centrales que no emiten gases de efecto invernadero, lo contrario no tendría ningún sentido.

**Figura 4. Previsión de crecimiento de la generación eléctrica en el mundo**



Fuente: AIE International Energy Outlook 2017

**Figura 5. Previsión de nueva generación eléctrica en el mundo**



### EL PAPEL DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN EL FUTURO

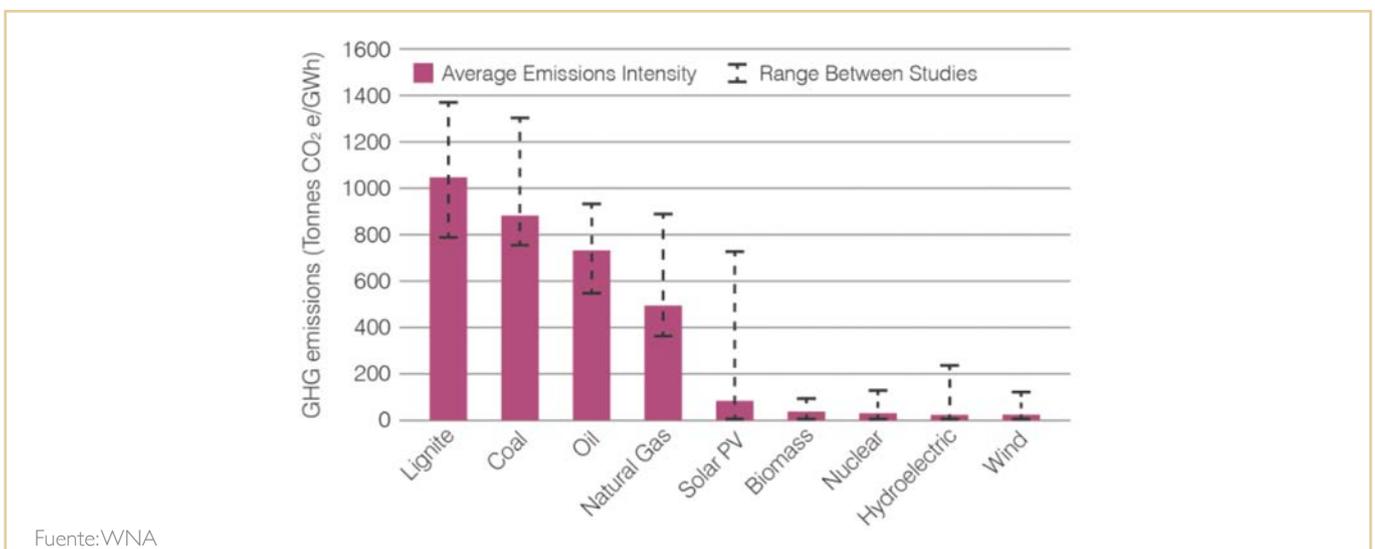
Las Figuras 4 y 5 indican que en línea con el crecimiento de la generación de electricidad, la generación de origen nuclear también crecerá en términos absolutos, aunque de manera más moderada. Según esas previsiones el número de reactores

en operación pasaría de los 450 actuales a aproximadamente 600 en el año 2040. El Informe del año 2016 preveía un crecimiento algo mayor. En todo caso, después de todo lo escrito anteriormente, parece obvio que la energía nuclear seguirá jugando un papel importante en la generación eléctrica mundial.

Sin embargo, la industria nuclear se enfrenta a tres retos importantes:

a) la actual flota de reactores en operación tiene que competir con otras tecnologías, aunque en muchos casos no sea en condiciones de igualdad, en el mercado de generación eléctrica. Independientemente de

**Figura 6. Emisiones por tecnología considerando el ciclo de vida completo**



**Figura 7. Central de Sanmen (China) – Primer Reactor AP1000**



las consideraciones iniciales sobre la manipulación de los mercados, es cierto que tenemos que hacer la energía nuclear más competitiva a la vez que más segura.

b) Las previsiones dicen que pasaremos de los 450 reactores actuales a unos 600 en 2040, para ello habrá que construir un número importante de nuevos reactores, en parte para reemplazar reactores que por razones económicas o de seguridad no puedan seguir operando. Eso sería una buena noticia si no fuese por las dificultades que estamos teniendo para construir nuevas centrales en los países occidentales.

c) La gestión del combustible gastado y almacenado en los reactores despierta todavía muchas dudas entre la población. Existen soluciones, pero de nuevo falta decisión política para implantarlas. Pero además, existe la posibilidad de desarrollar nuevas tecnologías que ayuden a su tratamiento, pero requieren visibilidad de futuro para la energía nuclear.

En cuanto al primer reto, hay que remarcar que la industria nuclear no ha parado

de introducir mejoras en las centrales para hacerlas más seguras y más eficientes. Los accidentes de Three Mile Island, Chernóbil y recientemente el de Fukushima han hecho que se incorporen nuevos sistemas de seguridad que hace que las centrales sean mucho más seguras de lo que ya lo eran.

El accidente de Fukushima no se debería haber producido. Muchas de las medidas preventivas y mitigadoras que hubieran evitado el accidente o sus consecuencias eran conocidas por la industria, y de hecho estaban ya incorporadas en muchas centrales. Ahora estamos implantándolas en todas a nivel mundial, preparándolas para eventos que con casi total seguridad jamás se producirán. Pero debemos asegurarnos que se implantan en todo el mundo, no vale que algunos países no lo hagan. También la nueva generación de reactores, ya en construcción y con sistemas de seguridad más avanzados, debería ayudarnos a garantizar a la población que lo de Fukushima no se volverá a producir. Algunas de las nuevas tecnologías de reactores en construcción actualmente ya incorporan sistemas pasivos de seguridad

que hubieran evitado situaciones como las de Three Mile Island y Fukushima. En la Figura 7 se puede ver una foto de la central de Sanmen de tecnología pasiva AP1000 que pronto entrará en operación en China. El caso de Chernóbil es totalmente distinto pues se trataba de una tecnología soviética obsoleta operada de una forma diferente.

En cuanto a la competitividad de las centrales nucleares, no solamente se deben producir los cambios en el modelo de remuneración citados al principio, sino que también la industria debe hacer un mayor esfuerzo de innovación desarrollando tecnologías que aumenten la seguridad y mejoren la economía. Un ejemplo de ello es el nuevo desarrollo de combustible que utiliza tubos cerámicos en lugar de metálicos (mejora de seguridad) y pastillas de alta densidad (mejora económica). Debemos así mismo incorporar las nuevas tecnologías digitales y aumentar la automatización de algunos sistemas. El desarrollo tecnológico y la innovación forman parte de la cultura de la industria nuclear, y sin duda un mayor esfuerzo es necesario.

El segundo reto al que nos enfrentamos es la dificultad para construir nuevos reactores en los países occidentales. Quiero remarcar la idea de que el problema se produce en los países occidentales y no en China, aunque bien es verdad que no es comparable el nivel de transparencia en cuanto coste o plazo.

Es cierto que la mayor parte de los proyectos internacionales de grandes infraestructuras sufren retrasos y sobrecoste. Sin embargo, esa realidad es una buena excusa pero no soluciona el problema al que nos enfrentamos en Finlandia, Francia y Estados Unidos. La realidad es que la construcción de centrales nucleares en los países citados está teniendo serias dificultades. En líneas generales podemos decir que la falta de proyectos de construcción en los últimos 25 o 30 años han debilitado significativamente la capacidad de la industria nuclear occidental. Dicho problema se ha manifestado en la falta de profesionales con experiencia en construcción nuclear, en la necesidad de reconstruir la cadena de suministros y en la adaptación a los nuevos requerimientos de seguridad y a la nueva normativa. Además se ha vuelto a repetir el error producido en los años 70 y 80 de ser

agresivo en plazos y costes y eso cuando los diseños no estaban totalmente terminados.

De cara a los nuevos proyectos en los que ya se está trabajando es necesario:

- Contar con un proceso internacional de licenciamiento que evite tener que repetir el mismo proceso en cada país en el que se va a construir.
- Estandarizar el diseño para ahorrar tiempo y coste, y garantizar su disponibilidad desde el principio del proyecto.
- Utilizar al máximo los mismos suministradores que ya han sido cualificados, localizando aquellos suministros que no estén relacionados con los sistemas de seguridad o que sean realmente complejos.
- Utilizar la experiencia en construcción nuclear desarrollada en los proyectos existentes a nivel mundial.
- Tener el respaldo financiero de los estados para reducir el coste financiero de unos proyectos que necesariamente son intensivos en capital y de largo plazo.

El tercer reto se refiere a la gestión del combustible gastado. Existen soluciones

técnicas en el mundo, pero de nuevo falta decisión política. Hay soluciones definitivas como el almacenamiento en profundidad, modelo finlandés, o soluciones temporales, como el modelo español. España se ha decidido por la construcción de un almacén pasivo para el almacenamiento temporal centralizado del combustible gastado a la espera de la aparición de una tecnología de tratamiento o de su almacenamiento en profundidad.

No me cabe ninguna duda que la solución pasa por el desarrollo de una nueva tecnología que permita la utilización del combustible gastado en centrales nucleares comerciales, con objeto de utilizar la energía remanente a la vez que se reduce drásticamente la vida útil de los isótopos radiactivos presentes en dicho combustible. Tecnológicamente es posible, pero se necesita el soporte de los gobiernos al desarrollo tecnológico. Mientras tanto el combustible gastado puede ser almacenado en almacenamientos secos en las centrales o en almacenamientos temporales centralizados de forma segura y económica.

## Conclusión

La energía nuclear, como el resto de las tecnologías tiene sus ventajas y sus inconvenientes, pero ha demostrado que es limpia, segura, fiable y predecible. La energía nuclear ha contribuido al desarrollo de las economías americana y europea, de la misma forma que va a contribuir en el futuro al desarrollo de las sociedades asiáticas. Si realmente queremos alcanzar los objetivos a los que me he referido varias veces en este artículo, no nos podemos permitir el lujo de prescindir de una tecnología como la nuclear. Pero no sólo eso, Estados Unidos y más claramente Europa no pueden permitirse el lujo de perder el tren del desarrollo y la competitividad frente a los países asiáticos. Tener acceso a una energía fiable y competitiva es uno de los pilares sobre los que se asienta el desarrollo de las sociedades modernas.

Nosotros, España, podemos optar por el error alemán o por mantener una estructura de generación diversificada que incluya una energía de base como la nuclear que contribuya al crecimiento sostenible de nuestra economía. En ese sentido es fundamental que las centrales nucleares españolas sigan operando mientras lo hagan de forma segura y económica. Debido a la sobrecapacidad de generación existente no es realista pensar en la construcción de nuevos reactores en un futuro cercano, pero no cabe descartarlo más adelante si se desarrollan nuevas tecnologías que resuelvan de forma conjunta los retos mencionados. ■

# Uso y consumo de energía en Extremadura

**José Luis Navarro Ribera**

Consejero de Economía e Infraestructuras de la Junta de Extremadura

## Introducción

España sufre una grave sequía y Extremadura también, pero menos. El 31,6% del agua embalsada en España en la primera semana de diciembre estaba en los pantanos extremeños, principalmente del Tajo y del Guadiana.

El 31,6% del agua frente a un 8,23% de la superficie nacional y frente al 2,32% de la población española. A lo que hay que sumar una alta radiación solar y unas buenas redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Estas son las claves del balance eléctrico de Extremadura: en 2016 la producción de electricidad a partir de fuentes renovables supuso el 116,56% de la demanda regional; y sólo la electricidad de origen solar (termosolar y fotovoltaica) alcanzó el 61% de la demanda. Sólo en termosolar, 850 MW en funcionamiento en Extremadura, 450 de ellos con almacenamiento.

Pero esta alta cobertura de la demanda con renovables está estancada desde hace años. La moratoria total de energías renovables decretada por el Gobierno de España

en enero de 2012 ha supuesto no solo la paralización absoluta del sector en Extremadura durante seis años, sino también la casi total desaparición del tejido industrial que se había desarrollado entre 2007 y 2011.

Pero no se le pueden poner puertas al campo, ni España puede ir en dirección contraria al resto del mundo. La competitividad en costes alcanzada por las tecnologías fotovoltaica y eólica las hace imparables. Incluso sin subastas, la fotovoltaica hubiera superado por sí sola todas las barreras y amenazas regulatorias. El Ministerio de Energía lo vio venir y decidió dejarse mover por el contexto favorable y también por la amenaza del incumplimiento de los objetivos de 2020.

Unas subastas raras, complicadas, confusas, improvisadas y faltas de un mínimo de planificación. Unas subastas inexplicada e incompresiblemente anti fotovoltaicas ¿En qué otro país no se oferta simplemente el precio de la energía y se deja que gane la más barata? Pero así y todo, vuelve la fotovoltaica a Extremadura, con o sin subasta.

Las administraciones públicas tenemos ahora un reto en la tramitación de las autorizacio-

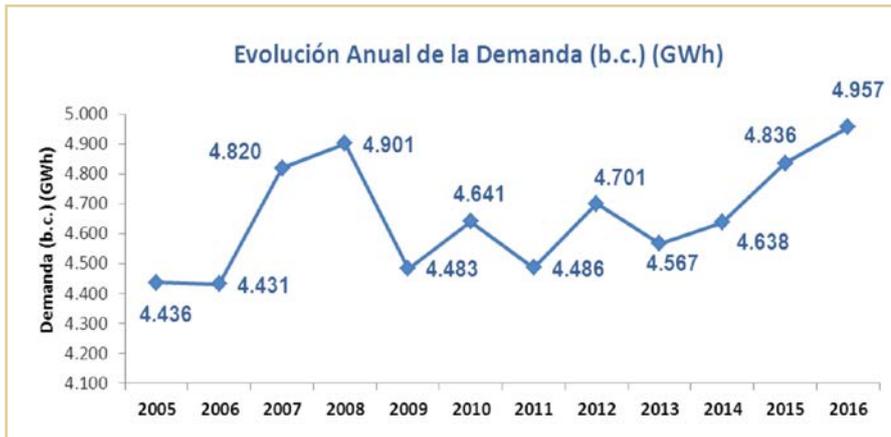
nes de los proyectos. Nos toca ser ágiles. No puede ser que nos hubiéramos acostumbrado a que se necesiten cuatro años entre los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente para conseguir las autorizaciones. Si queremos que los nuevos proyectos se conecten antes de 2020, tenemos que trabajar mucho y bien.

Y mientras tanto, tendremos que acordar una planificación energética a largo plazo y un nuevo mercado eléctrico. El objetivo final está claro en mi opinión, un sistema energético basado en las energías renovables, con seguridad en el suministro, con precios que permitan competir a la industria española y con mecanismos eficaces de lucha contra la pobreza energética.

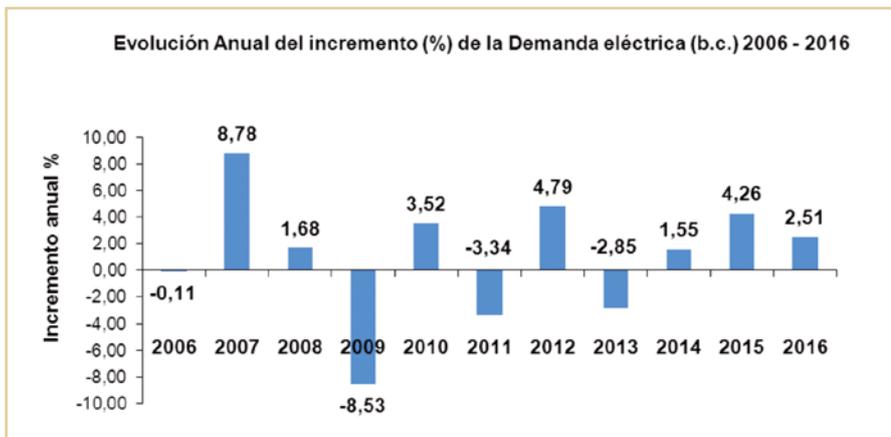
¿En 2050 será posible un sistema 100% renovable? ¿O 90% renovable? Desde luego, el 27% para 2030 planteado por la Comisión Europea me parece totalmente insuficiente. Como mínimo, el 35% que plantea el Parlamento Europeo. Y mucha más ambición para acelerar la descarbonización del transporte.

Y en el futuro *mix* tienen cabida otras tecnologías renovables. Principalmente las que

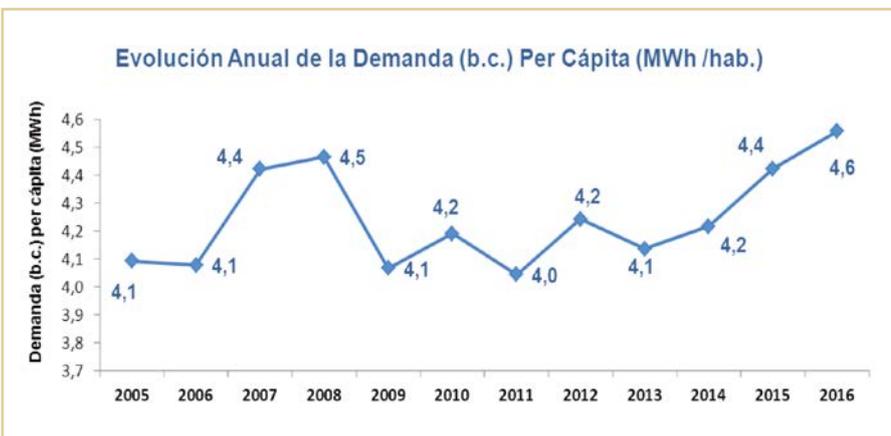
**Figura 1.**



**Figura 2.**



**Figura 3.**



aportan gestionabilidad, como la biomasa y la termosolar, o la hibridación de ambas. Las dos están reduciendo fuertemente sus costes y en ambas tiene Extremadura un enorme potencial. Agua, sol, redes, biomasa procedente de la limpieza del bosque y de residuos de la agricultura.

Y en la transición energética, que en algún momento supondrá la desaparición del carbón y de la energía nuclear, tenemos que prestarles una atención especial a las comarcas que se verán afectadas. Desde Extremadura reivindicamos que se convoquen subastas específicas de renovables, con cupos diferenciados para biomasa y termosolar, para la comarca de Almaraz. Con antelación y con planificación.

Y complementando a las grandes plantas renovables, imprescindibles para el sistema a mi juicio, también la generación distribuida, representada ya por el autoconsumo fotovoltaico. Considero absolutamente inadmisibles la actual regulación, radicalmente contraria al autoconsumo. Podemos analizar y debatir todas sus circunstancias y regular en consecuencia, pero con un giro de 180° en la visión. A favor, no en contra.

### Sistema eléctrico extremeño

Extremadura, en materia energética, tiene la singularidad de que exportamos el 76% de nuestra generación de energía eléctrica y que ésta supera en un 323,72% a nuestra demanda interna.

En una comparativa con el conjunto del Estado, la demanda regional representa el 1,87% de España, mientras que producimos el 8,01% de las necesidades de todo el país. En base a parámetros de energía eléctrica, Extremadura en 2016 volvió a registrar un ascenso en la demanda de energía

eléctrica, manteniéndose la tendencia al alza durante tres años consecutivos y superando el máximo valor registrado. Nuestra región, con un 2,51 %, fue la tercera comunidad con mayor incremento de su demanda, tan solo por detrás de Ceuta y Navarra y, de nuevo, muy por encima del crecimiento de la demanda a nivel nacional, que fue del 0,66%.

La demanda de energía eléctrica registrada en nuestra Comunidad Autónoma en el año

2016 fue de 4.957 GWh, lo que supone un ascenso del 2,51 % con respecto al año 2015, que fue de 4.836 GWh. Esta demanda supuso un 23,6 % de la producción neta de energía eléctrica.

En cuanto, a la demanda *per cápita* en Extremadura en el año 2016, con una población total de 1.087.778 extremeños, según datos del Instituto Nacional de Estadística, fue de 4,6 MWh / habitante.

### Producción de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica en Extremadura está formada por las tecnologías nuclear y renovable (hidráulica, solar y biomasa), a lo que se añade una pequeña aportación de la tecnología térmica no renovable (cogeneración).

En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica fue de 21.003 GWh. El mayor aporte corresponde a la energía nuclear, con 15.175 GWh, seguida de las energías renovables, que alcanzaron en 2016 los 5.778 GWh, lo que supuso un 27,51 % del total de la producción neta.

La práctica totalidad de la producción de energía eléctrica de origen no renovable en Extremadura es de **tecnología nuclear**, que se completa con una pequeña participación de la tecnología basada en la cogeneración.

En lo que respecta a la energía nuclear, Extremadura cuenta en su territorio con la central nuclear de Almaraz, con dos reactores cuya potencia neta total asciende a 2.017 MW, y que en 2016 generaron 15.175 GWh.

La producción neta en 2016 supuso un descenso de la producción del 5,58 % respecto al año 2015, en el que se generaron 16.072 GWh. Esta variación encuentra explicación en el régimen de operación de la central: mantenimiento, recarga de combustible, etc.

La producción de la energía eléctrica de origen nuclear es algo más de tres veces superior a nuestra demanda de energía eléctrica total.

En cuanto a la **tecnología térmica no renovable**, Extremadura cuenta con seis instalaciones de cogeneración en servicio,

Figura 4.

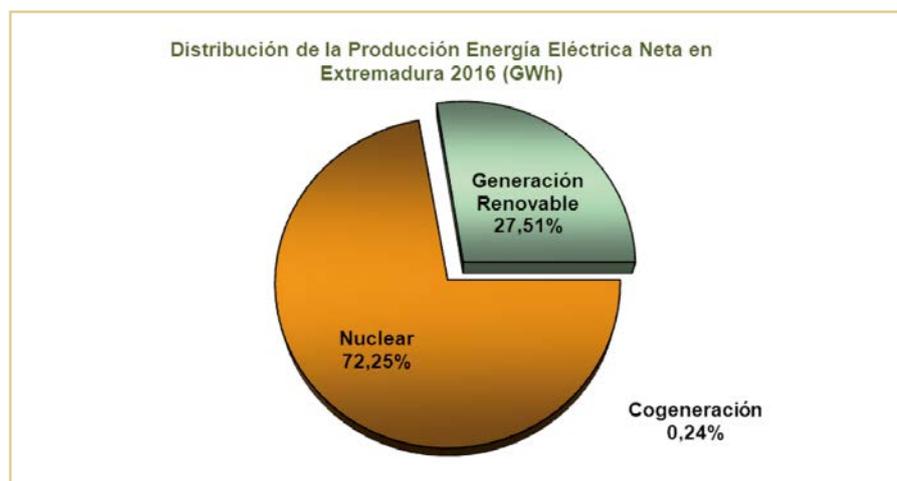
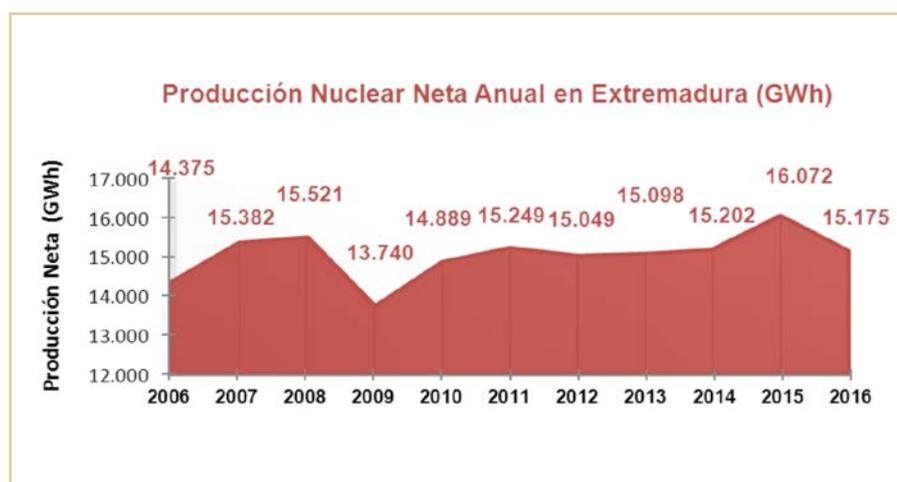


Figura 5.



con una potencia total de 20,741 MW. Concretamente, se trata de: cinco instalaciones, con una potencia total de 16,916 MW, que utilizan gas natural como combustible; y una instalación de 3,825 MW basada en la utilización del calor residual.

La producción neta de energía eléctrica correspondiente a esta tecnología alcanzó 51 GWh en el año 2016, lo que supone sólo el 0,33 % de la producción neta de energía eléctrica no renovable y el 0,24 % de la producción eléctrica neta total regional.

### Energías renovables

Como se ha dicho, Extremadura produce a partir del sol electricidad suficiente para cubrir el 61% de su consumo. En ninguna otra zona del mundo se llega a este valor. La producción de energía eléctrica de origen renovable supone el 27,51% de la producción neta total en el año 2016. La cobertura de la demanda interna de electricidad con renovables alcanzó un 116,56% en 2016.

La producción de energía eléctrica de origen renovable está formada por las tecnologías hidráulica, solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y térmica renovable (biomasa eléctrica y biogás).

Entre los años 2009 y hasta el 2013, se pusieron en servicio 17 centrales **solares termoeléctricas** en Extremadura, alcanzando una potencia total instalada de 849 MW. Esta tecnología ocupa el segundo lugar en cuanto a la participación en el total de la producción eléctrica neta regional renovable, por detrás de la hidráulica.

Todas estas instalaciones son de características similares, disponiendo en todos los casos de colectores cilindro parabólicos y de sistemas de suministro complementario mediante plantas satélites de gas natural. Además, en

Figura 6.

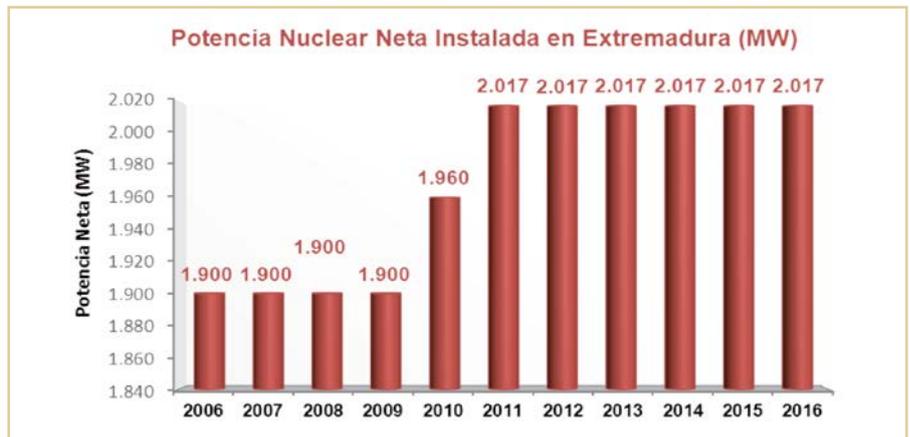


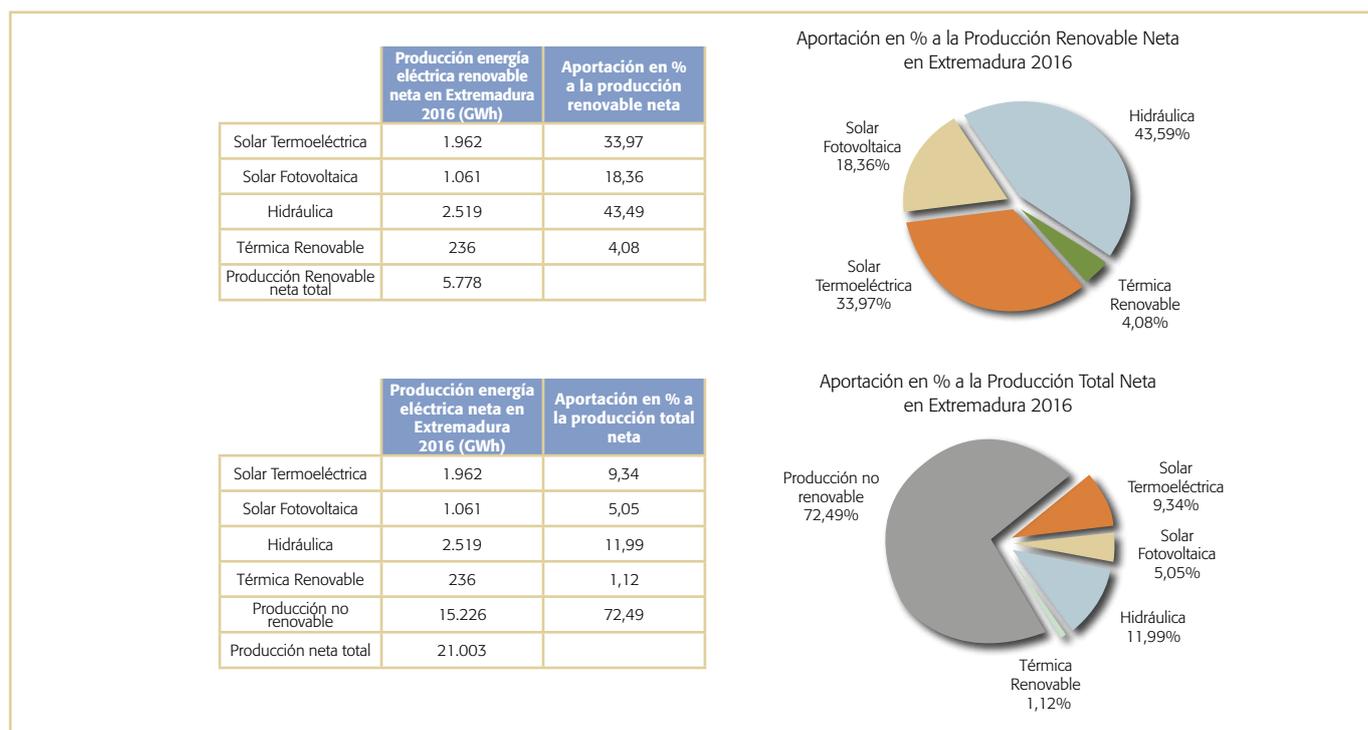
Figura 7.



Figura 8.



**Figura 9.**



nueve de ellas, se dispone de un sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas, que confieren a la instalación de una capacidad de gestión de su producción.

La producción de energía eléctrica correspondiente a esta tecnología que había experimentado un aumento progresivo desde el año 2009, hasta alcanzar, en el año 2015, un registro de 2.038 GWh, ha experimentado en este año 2016 un ligero descenso de su producción de un 3,7 % respecto al año 2015, en el que se han generado 1.962 GWh. A pesar de dicho descenso de la producción, este valor supone que, en el año 2016, el 33,97 % de la generación neta de energía eléctrica renovable en Extremadura haya sido obtenida a partir de instalaciones termosolares, y que su participación en el total de la producción eléctrica neta regional alcanzase en ese año un porcentaje del 9,34 %. Ello sitúa a esta tecnología en el segundo

lugar en cuanto participación en el total de la producción eléctrica neta regional renovable, tan sólo por detrás de la hidráulica.

Con respecto a las instalaciones **solares fotovoltaica**, desde el año 2006 hasta el año

2016, se pusieron en servicio en nuestra región un total de 589 instalaciones, alcanzando una potencia total instalada de 562,04 MW.

La producción de energía eléctrica correspondiente a esta tecnología alcanzó en el

**Figura 10.**



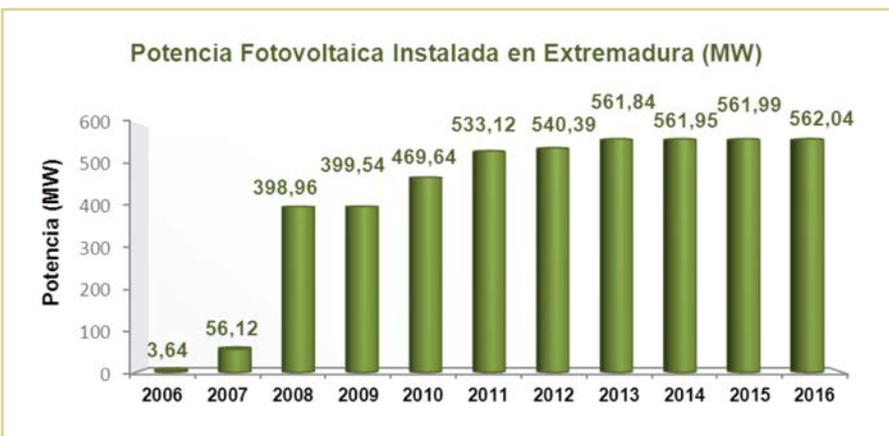
**Figura 11.**



**Figura 12.**



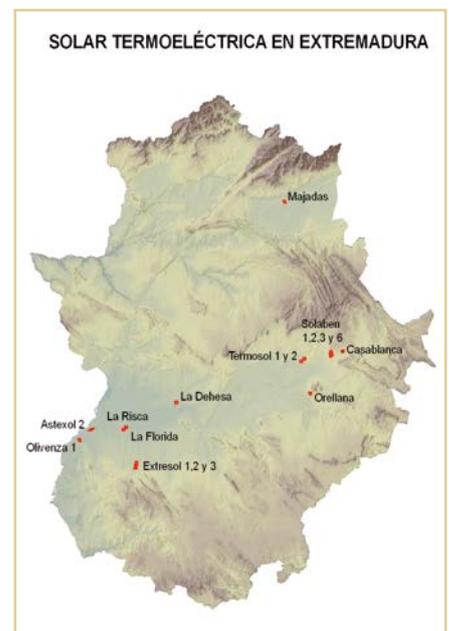
**Figura 13.**



año 2016 un registro de 1.061 GWh, lo que supuso un descenso de la producción del 4,51 % respecto al año 2015, en el que se generaron 1.111 GWh. A pesar de dicho descenso de la producción, este valor supone que, en el año 2016, el 18,36 % de la generación neta de energía eléctrica renovable en Extremadura haya sido obtenida a partir de instalaciones solares fotovoltaicas, y que la participación de esta tecnología al total de la producción eléctrica regional alcanzase el 5,05%.

De acuerdo con los datos mostrados, se observa que el mayor incremento, tanto en la potencia instalada, como en la producción correspondiente, se produjo entre los años 2007 y 2009, periodo en el que la política energética nacional promovía su desarrollo intensamente, fomento que ha ido atenuándose a lo largo de los años, produciéndose un incremento, tan solo de 0,2 MW desde el año 2013.

**Figura 14.**



### Autoconsumo

Por primera vez, en 2016 Extremadura publicó una convocatoria de ayudas para instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo, con una inversión de 4,4 millones de euros. Esta línea de ayudas puede considerarse coyuntural mientras se decide volver a la legislación anterior o derogar la norma que está lastrando gravemente el desarrollo de las energías renovables.

En total se han recibido más de un millar de solicitudes, siendo la solar fotovoltaica la tecnología más demandada, seguida de la biomasa, solar térmica, aerotermia, y geotermia. Y por último, hidrotérmica y biogás.

Con respecto a las **instalaciones hidráulicas**, en el año 2016 se contabilizaron 27 en servicio en Extremadura, alcanzando una potencia total instalada

Figura 15.

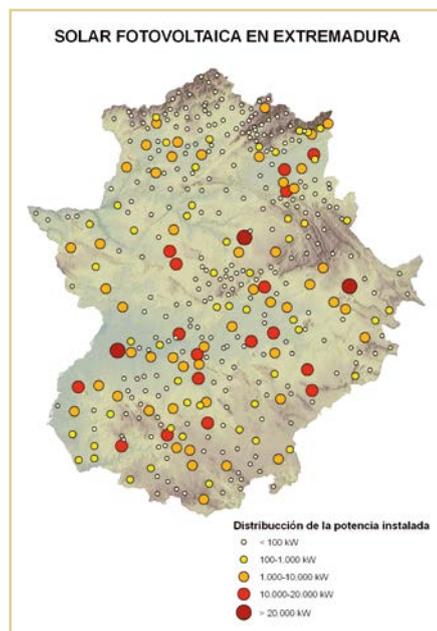


Figura 16.

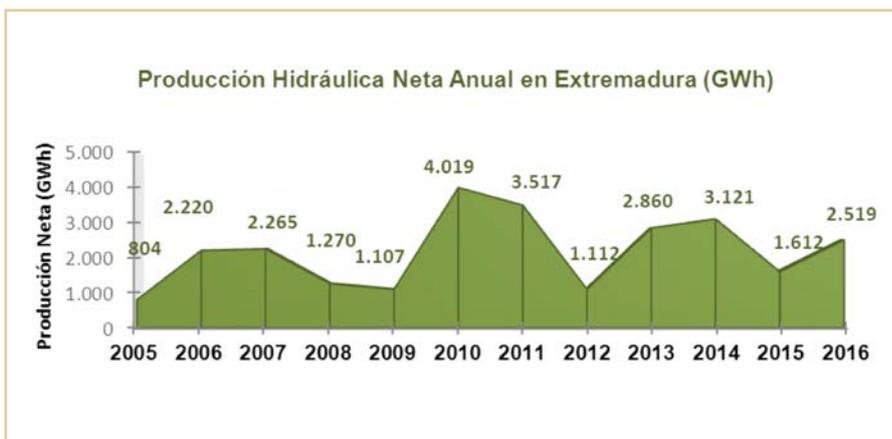
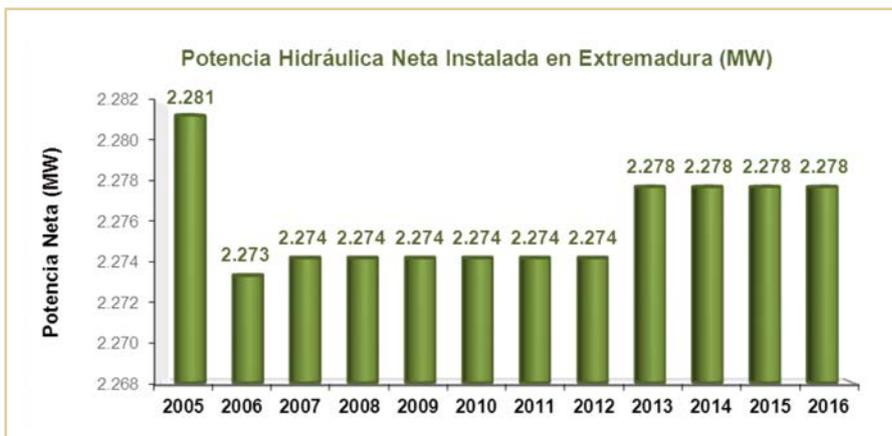


Figura 17.



de 2.277,8 MW. La producción neta de energía eléctrica correspondiente a esta tecnología alcanzó en el año 2016 un registro de 2.519 GWh. lo que supuso un incremento de la producción del 56,27 % respecto al año 2015, caracterizado por la baja hidraulicidad experimentada, en el que se generaron 1.612 GWh.

Dicho crecimiento registrado con respecto al año anterior, es el mayor del conjunto de tecnologías que forman el *mix* energético extremeño (renovable y no renovable). Y cabe resaltar que dicho valor supone que,

en el año 2016, el 43,59 % de la generación neta de energía eléctrica renovable en Extremadura haya sido obtenida a partir de instalaciones hidráulicas, y que su participación en el total de la producción eléctrica neta regional alcanzase en ese año un porcentaje del 11,99 %. Ello sitúa a esta tecnología en el primer lugar en cuanto participación en el total de la producción eléctrica neta regional renovable, siendo por tanto, la generación hidráulica la tecnología que más aporta a la producción de energía eléctrica de origen renovable en nuestra región en el año 2016.

**Figura 18.**

**Figura 19.**


La tecnología **térmica renovable** está representada por 4 instalaciones actualmente en servicio en Extremadura, alcanzando una potencia total instalada de 37,1 MW. Concretamente, tres instalaciones corresponden a la tecnología de la biomasa eléctrica, con una potencia total instalada de 36,3 MW, y una instalación de biogás con una potencia de 0,8 MW.

La producción de energía eléctrica correspondiente a esta tecnología alcanzó en el

año 2016 un registro de 236 GWh, lo que supuso un aumento de la producción del 18,21 % respecto al año 2015, en el que se generaron 199 GWh. Este valor supone que, en el año 2016, el 4,08 % de la generación neta de energía eléctrica renovable en Extremadura haya sido obtenida a partir de instalaciones térmicas renovables, y que su participación en el total de la producción eléctrica neta regional alcanzase en ese año un porcentaje del 1,12 %.

Finalmente, a pesar de que la generación térmica es la tecnología que menos aporta a la producción de energía eléctrica de origen renovable en nuestra región, el crecimiento registrado con respecto al año anterior, que fue del 18,21 %, es el segundo del conjunto de tecnologías que forman el *mix* energético extremeño (renovable y no renovable), tan solo por detrás de la hidráulica.

Teniendo en cuenta que este análisis que recoge aspectos que tienen que ver, exclusivamente, con energía eléctrica, el valor que se considera es el que resulta de la relación que existe entre el valor de la producción de energía eléctrica regional procedente de fuentes de energías renovables y la demanda de electricidad regional en b.c.

Cabe recordar, respecto de la producción de energía eléctrica regional procedente de fuentes de energías renovables que, de acuerdo con lo contemplado en la Directiva 2009/28/CE, en su artículo 5, la contribución de la electricidad generada en centrales hidroeléctricas que ha de ser considerada es la correspondiente a la media de los últimos 15 años. Así, el valor medio de la producción hidroeléctrica en Extremadura en los últimos 15 años es de 2.205 GWh, frente a los 2.519 GWh realmente producidos en el año 2016 (producción neta).

Teniendo en cuenta lo anterior, la cuota de cobertura de la demanda de electricidad a partir de fuentes renovables, en los términos que contempla la Directiva de Energías Renovables, alcanzó en nuestra región, en el año 2016, un 110,24 %, destacando el notable incremento experimentado de este parámetro con respecto al 2009, que se cifra en un 156,22 %, tal como muestra la tabla que se muestra a continuación. ■

**Tabla 1.**

	Potencia (MW)		Producción Neta (GWh)		2016/2015 (%)	Participación en la producción neta (%)		Participación según régimen (%)		Cobertura de la demanda (b.c.) (%)	
	2015	2016	2015	2016		2015	2016	2015	2016	2015	2016
Nuclear	2.017	2.017	16.072	15.175	-5,58	76,16	72,25	99,57	99,67	332,37	306,14
Térmica No Renovable (Cogeneración)	20,741	20,741	70	51	-27,19	0,33	0,24	0,43	0,33	1,44	1,02
No Renovable	2.037,87	2.037,87	16.142	15.226	-5,68	76,49	72,49			333,81	307,16
Solar Termoeléctrica	849	849	2.038	1.962	-3,70	9,66	9,34	41,09	33,97	42,14	39,59
Solar Fotovoltaica	561,99	562,04	1.111	1.061	-4,51	5,27	5,05	22,40	18,36	22,98	21,40
Hidráulica	2.278	2.278	1.612	2.519	56,27	7,64	11,99	32,49	43,59	33,33	50,81
Térmica Renovable	37,1	37,1	199	236	18,21	0,94	1,12	4,02	4,08	4,12	4,75
Renovable	3.725,87	3.725,92	4.960	5.778	16,48	23,51	27,51			102,57	116,56
Generación neta			21.102	21.003	-0,47					436,38	423,72
Saldo intercambios			-16.223	-15.962	-1,61	Saldo intercambio / Generación neta (%)					
						-76,88	-76,00				
Demanda (b.c.)			4.836	4.957	2,51						

**Tabla 2.**

	Cumplimiento de la Directiva de Energías Renovables		
	2016	2009	2016/2009 (%)
Producción de energía eléctrica procedente de fuentes de energías renovables (GWh)	5.464	2.066	164,49
Demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)	4.957	4.802	3,23
Cuota de energía eléctrica procedente de fuentes renovables sobre el consumo de energía en b.c. (%)	110,24	43,02	156,22

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 54, Año XIII, Madrid Febrero 2018

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



**54**  
Febrero  
2018

**GARRIGUES**



**CLUB ESPAÑOL  
DE LA ENERGÍA**

**Deloitte.**

Hermosilla, 3  
28001 Madrid  
Tel.: 91 514 5200  
Fax: 91 399 2408  
[www.garrigues.com](http://www.garrigues.com)

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta  
28046 Madrid  
Tel.: 91 323 7221  
Fax: 91 323 0389  
[www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1  
Torre Picasso. 28020 Madrid  
Tel.: 91 514 5000  
Fax: 91 514 5180  
[www.deloitte.es](http://www.deloitte.es)