

53
Octubre
2017

CUADERNOS 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:

Desde la publicación de la edición 52 de Cuadernos de Energía en julio de este año, nuestro sector está mostrando un gran dinamismo en el que la elaboración de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética está ocupando el epicentro de los debates, ya que constituirá un instrumento clave para garantizar la consecución de los compromisos de España ante la UE en materia de energía y clima en el marco del Acuerdo de París contra el calentamiento global.

Desde el mes de septiembre, un grupo de 14 expertos están trabajando intensamente en analizar posibles escenarios de transición energética que garanticen la competitividad de la economía, la creación de empleo y la sostenibilidad medioambiental. Adicionalmente, el Gobierno puso en marcha un proceso de consulta pública con el objetivo de que la elaboración de esta Ley cuente con la máxima participación de todos los agentes y sectores de la sociedad debido a su trascendencia para nuestro actual modelo de producción y de consumo.

A este tema, clave para el devenir energético de nuestro país, seguiremos dedicando espacio en nuestros Cuadernos, y para abrir esta edición, hemos querido continuar, al igual que en la edición de julio, con aportaciones que reflejen diferentes puntos de vista sobre esta trascendente Ley. Para ello, contamos con un primer artículo elaborado conjuntamente por **José María González Moya**, Director General de APPA (Asociación de Empresas de Energías Renovables) y **Juan Virgilio Márquez López**, Director General de la AEE (Asociación Empresarial Eólica), que bajo el título "Las renovables en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética", analizan el papel que juegan estas tecnologías en este ámbito y donde abogan, entre otros aspectos, por un diálogo franco y sincero entre los distintos actores del sector de la energía, unos objetivos y una estrategia suscritos por todos los grupos políticos, y un marco regulatorio que se mantenga estable en el tiempo que genere confianza y estabilidad.

También relacionado con la Ley, **Antoni Peris Mingot**, Presidente de SEDIGAS (Asociación Española del Gas) con el artículo "El gas natural, pieza clave en el *mix* energético y una solución a largo plazo", analiza los diferentes usos de esta fuente energética, incluyendo el transporte, usos térmicos y usos eléctricos y los beneficios que puede aportar de cara a los objetivos medioambientales a 2030 y para llegar a una economía baja en carbono.

A continuación, y también relacionado con la transición energética, **Alberto Amores González**, Socio de Monitor Deloitte, presenta el artículo "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" donde realiza una serie de recomendaciones para reducir las emisiones en este sector clave en el proceso hacia un modelo energético más sostenible. Entre otros aspectos, analiza cuáles son algunas de las políticas que deben ser puestas en marcha, cómo la digitalización y la penetración del transporte público determinarán los escenarios futuros de la movilidad de pasajeros, o el papel que jugará el vehículo eléctrico en los próximos años.

También en el bloque nacional y puesto que se cumplirán 20 años desde el inicio del proceso de liberalización de nuestros sistemas energéticos, hemos querido incluir un nuevo artículo sobre esta importante cuestión que ya ha sido abordado en anteriores ediciones. En esta ocasión, **Gaspar Ariño Ortiz e Iñigo del Guayo Castiella**, ambos Catedráticos de Derecho Administrativo, reflexionan sobre cuáles fueron los principios inspiradores de las reformas que tuvieron lugar en el sector eléctrico a raíz de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y cuál ha sido la suerte que han corrido esos principios desde su promulgación, concretamente los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

El último de los artículos de este bloque, elaborado por **el Club Español de la Energía (ENERCLUB)**, es un resumen de una Jornada que la Asociación organizó en Madrid en junio de este año. Con el título "Organismos reguladores de los mercados y su gobernanza", el evento reunió a importantes expertos en el ámbito de la regulación nacional e internacional, y se analizaron, entre otros aspectos, el Anteproyecto de Ley sobre Racionalización y Ordenación de los Organismos Supervisores de los Mercados y para la Mejora de su Gobernanza, lanzado por el Gobierno. Además, se debatió en torno a diversos modelos de gobierno posibles en las instituciones encargadas de velar por el buen funcionamiento de los mercados.

Pasando al bloque de Energía Eléctrica, **Julián Barquín Gil, Eduardo Moreda Díaz y Juan José Alba Ríos**, del Departament de Regulació de Endesa, analizan un tema candente para el futuro del sistema eléctrico español, y más concretamente el reto de fiabilidad del suministro en un sistema con una cada vez mayor penetración de renovables intermitentes (especialmente eólica y fotovoltaica). Bajo el título "La seguridad de suministro eléctrico durante la transición energética" se analizan cuatro aspectos principales que jugarán un papel importante en este cambio de sistema como son la operación de las renovables; la gestión de la demanda; el almacenamiento o la generación despachable.

También relacionado con las renovables, el siguiente artículo analiza las diferentes operaciones de capital riesgo en estas tecnologías, y expone cuál ha sido el perfil de los nuevos actores que han invertido en energías renovables en un clima de cierta inestabilidad regulatoria y cuáles han

sido las principales operaciones ocurridas en el sector. **Carmen Becerril**, Ex Directora General de Política Energética y Minas, **Marina Serrano**, **Carmen Reyna**, **Jorge Toral** y **Paula De Biase**, del Despacho de Abogados Pérez-Llorca han sido los autores de este interesante artículo.

Otro de los aspectos de gran actualidad relacionados con el sector eléctrico tiene que ver con el Bono Social, tema que ha sido abarcado por **Josep Codorniu Castelló**, Director de Servicio al Cliente de Gas Natural Fenosa en el que analiza el Real Decreto aprobado el pasado 6 de octubre que regula la aplicación del Bono Social de electricidad para los consumidores vulnerables, modificándose los criterios con respecto al anterior Bono Social. Además, describe el Plan que ha puesto en marcha Gas Natural Fenosa de vulnerabilidad energética.

En el bloque de Hidrocarburos, **Javier Rodríguez Morales**, Director General de ACOGEN, con el artículo “Cogeneración y transición energética en España: más industria, más mercados y más gas” presenta la situación actual de la cogeneración en 2017 en nuestro país, sus rasgos diferenciadores y estructurales propios respecto a actividades cogeneradoras en otros países europeos, y el importante papel que juega en la transición.

En el último artículo de esta edición de Cuadernos, continuando con los publicados en la anterior edición sobre combustibles alternativos en el transporte, **Clara Velasco Álvarez**, Subdirectora de Automoción GLP de Repsol, a través de un formato de preguntas y respuestas, describe el papel que el Gas Licuado del Petróleo, más conocido como Autogas, puede jugar como energía alternativa en el transporte, en un contexto de apertura del debate sobre movilidad en la UE, asociado a la Movilidad Sostenible.

Entre el 25 de julio y el 31 de agosto de 2017, se celebró en Avilés, la 39ª edición de los Cursos de la Granda, unos cursos que cada año, desde 1967, reúnen a destacados expertos de todos los ámbitos desde la economía, la teología, el arte, el derecho y, por supuesto, la energía. Dirigidos por el catedrático **Juan Velarde Fuertes**, estos cursos se han convertido ya en una tradición del período estival de la región para todos aquellos interesados en las ciencias del saber.

Desde hace dos años, el Club Español de la Energía es el encargado de coordinar y dirigir las Jornadas que sobre energía se imparten en el ámbito de los Cursos de la Granda y que se han hecho posibles gracias al patrocinio de Iberdrola. Cerca de 20 ponentes comparten con los asistentes sus conocimientos y describen cuál es el estado del arte de este apasionante mundo, desde los ángulos tecnológico, económico, geopolítico y regulatorio, e incluyendo todas las fuentes energéticas.

“Cambio Climático y Transición Energética” fue el título que llevó este curso sobre energía que se desarrolló en dos Jornadas. El profesor Velarde, en la sesión de Clausura, mencionó que consideraba imprescindible que las intervenciones realizadas a lo largo de esos dos días fuesen plasmadas en un documento escrito de manera que quedara constancia de las muchas y muy interesantes ideas que se compartieron entre ponentes y asistentes.

Desde el Club, recogiendo el testigo del Sr. Velarde, hemos pretendido en la separata que acompaña a esta edición de Cuadernos, describir de manera general cuáles fueron algunas de las cuestiones que se debatieron de manos de los participantes en la misma, a quienes agradecemos enormemente su participación en la propia Jornada y por su contribución a esta separata.

Juan Velarde Fuertes, Presidente de la Real Academia de Ciencias Morales y Políticas y Consejo del Tribunal de Cuentas; **Arcadio Gutiérrez Zapico**, Director General de Enerclub; **Isaac Pola Alonso**, Consejero de Empleo, Industria y Turismo; **Eduardo González Fernández**, Subdirector General de Coordinación de Acciones frente al Cambio Climático de la Oficina Española de Cambio Climático; **Rafael Gómez Elvira**, Director de Asuntos Europeos e Institucionales de OMIE; **Pedro Rivero Torre**, Presidente de Liberbank; **Javier Vega de Seoane**, Presidente del Círculo de Empresarios; **Eloy Álvarez Pelegry**, Director de la Cátedra de Energía, ORKESTRA; **Juan Carlos Campo Rodríguez**, Director de la Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón; **Pedro Miras Salamanca**, Presidente de CORES; **Antonio Erias**, Presidente de MIBGAS; **Pedro Iglesia Gómez**, Presidente y Director General de CARBUNION; **José María González Moya**, Director General de APPA; **Ignacio Araluce**, Presidente del FORO NUCLEAR; **Javier Saénz de Jubera**, Consejero Director General de EDP España; y **María Fernández Pérez**, Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC han sido las personas que han contribuido con sus artículos a esta separata.

Quisiéramos también agradecer su participación a aquellas otras personas que estuvieron en las Jornadas de la Granda, como **Conrado Navarro Navarro**, ExDirector de Relaciones Institucionales de Iberdrola, **Esther Alonso Álvarez**, ExPresidenta de AEGE y **Fernando Fernández Méndez de Andes**, Profesor de Economía del IE Business School, y que junto con los anteriormente mencionados hicieron posible que esta edición fuera de especial interés.

El Consejo Editorial de Cuadernos de Energía agradece a los autores por la contribución de cada uno de sus artículos, y espera que sean del máximo interés de todos los lectores.

Índice

Las renovables en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética José María González Moya. Director General de la Asociación Empresarial de Energías Renovables (APPA) Juan Virgilio Márquez López. Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)	5
El gas natural, pieza clave en el mix energético y una solución a largo plazo Antoni Peris Mingot. Presidente de la Asociación Española del Gas (SEDIGAS)	12
Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050. Recomendaciones para la transición Alberto Amores González. Socio de Monitor Deloitte	17
¿Qué fue de los principios inspiradores de la liberalización energética, veinte años después de su iniciación? Gaspar Ariño Ortiz, Iñigo del Guayo Castiella. Catedráticos de Derecho Administrativo	35
Organismos reguladores de los mercados y su gobernanza. 6 de junio de 2017. Resumen y conclusiones Club Español de la Energía (ENERCLUB)	43
La seguridad de suministro eléctrico durante la transición energética Julián Barquín Gil, Eduardo Moreda Díaz y Juan José Alba Ríos. Departamento de Regulación de Endesa	49
Reflexiones sobre las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en los últimos años Carmen Becerril. Ex Directora General de Política Energética y Minas Marina Serrano, Carmen Reyna, Jorge Toral y Paula De Biase. Pérez-Llorca	56
Plan de Vulnerabilidad Energética de Gas Natural Fenosa Josep Codorniu Castelló. Director de Servicio al Cliente de Gas Natural Fenosa	69

Cogeneración y transición energética en España: más industria, más mercados y más gas Javier Rodríguez Morales. Director General de la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)	76
El Autogas, solución de hoy para el público Eco Clara Velasco Álvarez. Subdirectora de Automoción GLP de Repsol	87

Las renovables en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética

José María González Moya

Director General de la Asociación Empresarial de Energías Renovables (APPA)

Juan Virgilio Márquez López

Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Las energías renovables y la Transición Energética. Antecedentes y situación actual

La Transición Energética es el principal reto económico, tecnológico y medioambiental de nuestro país. Las revoluciones económicas e industriales que viviremos en el siglo XXI: Big Data, Internet de las Cosas, Impresión 3D... necesitarán una energía sostenible para funcionar. La elección correcta de las fuentes energéticas lastrará o impulsará la competitividad, siendo la energía consumida uno de los principales insumos. Aplicando medidas de eficiencia energética y cambiando las prácticas de trabajo es posible ahorrar en el consumo de energía. Sin duda, una elección correcta de cuál será la energía del futuro y cómo gestionaremos esa energía será fundamental para nuestra competitividad futura.

La Transición Energética supone, además de un reto económico y tecnológico, un desafío medioambiental. Este año hemos vivido el máximo histórico de temperatura (47,3°C en Montoro, Córdoba) y 2016 fue el año más caluroso de la historia, siendo el tercer año consecutivo en el que se rompieron los récords. Teniendo en cuenta que tenemos registros

desde 1880, es curioso que el año pasado haya sido el más caluroso de los últimos 137 años. De los cinco años más calurosos de la historia, cuatro han sido en la última década: 2010, 2014, 2015 y 2016. El consenso científico es que el sistema climático terrestre está inequívocamente en calentamiento y que la probabilidad de que el hombre haya sido causante de este calentamiento es superior al 95%. Teniendo en cuenta que el "consenso científico" se alcanza cuando los países productores de combustibles fósiles también están de acuerdo, y sabiendo que nuestro consumo energético y sus emisiones están directamente relacionadas con el cambio climático, podemos concluir que un cambio en nuestros hábitos de consumo energético es absolutamente necesario.

Este cambio nos lleva a la situación actual, con unos compromisos de descarbonización y de introducción de energías renovables muy importantes para España. En el caso de las energías renovables, es conveniente echar un momento la vista atrás para saber cuál ha sido la historia de estas energías, lo que nos permitirá conocer cómo debería ser nuestro futuro y, sobre todo, cuál debería ser la hoja de ruta para lograr los objetivos de descarbonización.

Las energías renovables no son nuevas en nuestro país. No hace falta que nos vayamos a los ejemplos anecdóticos de que en el pasado casi todas las fuentes energéticas eran renovables. A finales del siglo XIX, la energía hidráulica para electricidad tuvo un importante desarrollo. No se trataba de los grandes pantanos, sino de pequeñas centrales minihidráulicas inicialmente vinculadas a la generación eléctrica para el alumbrado público y privado. Tanto es así, que el 80% de la electricidad generada en España era renovable antes de la Guerra Civil. El desarrollo industrial de nuestro país tras la posguerra, en las décadas 40, 50 y 60 se sostuvo, en su inmensa mayoría, gracias a las energías renovables.

Por lo tanto, cuando hablamos de objetivos ambiciosos de renovables para dar cabida a la Transición Energética, es importante recordar que no estamos inventando la rueda. España ya tuvo una generación renovable superior al 80% porque no debemos olvidar que dentro de las energías renovables están las más gestionables. Por supuesto, aquellas que han experimentado una mayor reducción de costes en los últimos años tienen un componente de variabilidad, pero un *mix* renovable equilibrado es perfectamente gestionable.

Entre los años 60 y 70, una vez agotadas las principales ubicaciones para la gran hidráulica, el ritmo de integración de renovables disminuyó. Las energías fósiles para generación eléctrica comenzaron a imponerse, dada la facilidad que había para poder construir centrales térmicas y la sencillez de transportar el recurso energético (carbón, petróleo, gas...) comparado con el recurso renovable. Sin embargo, en el año 73 se produjo la crisis del petróleo, en la cual todos los países se dieron cuenta de que la fuerte dependencia de unos combustibles que se encuentran concentrados en unos pocos países tenía un coste económico y político.

En España, tenemos una fuerte dependencia energética del exterior en comparación con otros países de nuestro entorno. Actualmente, la dependencia energética es superior al 70%, veinte puntos porcentuales superiores a la media europea (del orden del 53%). Esta dependencia lastra nuestra balanza comercial. De nuestro déficit comercial de 18.753 millones de euros, el 87% es déficit energético. Y es déficit de combustibles fósiles, porque las energías renovables presentan un saldo netamente exportador.

Las energías renovables han vivido en los años recientes cambios que difícilmente se entienden cuando se ven en perspectiva. Desde un apoyo decidido que permitió la integración ordenada de la eólica, errores regulatorios que nos llevaron a un exceso puntual de potencia solar, una moratoria debido a una injusta e irreal relación entre déficit y renovables y, en 2016 y 2017, la repentina subasta de más de 8.700 megavatios que deberán instalarse en un muy breve espacio de tiempo.

Al echar la vista atrás en la integración renovable, podemos ver que los excesos, tanto

en la integración como en la parálisis, no han sido estrategias adecuadas. La necesidad de planificación y de visión a medio y largo plazo es indiscutible para un sector pujante que se está desarrollando a una velocidad vertiginosa en todo el mundo.

Los 138,5 GW instalados a nivel mundial en 2016, un 55% de la nueva potencia instalada, suponen un mercado del que no podemos quedarnos al margen. Una motivación económica que debería añadirse a la necesidad de luchar contra el cambio climático.

La Transición Energética es una oportunidad para España

España, como otros países de nuestro entorno, se ha comprometido en la lucha contra el cambio climático y una Transición Energética hacia la descarbonización. El cambio de modelo en materia energética está además intrínsecamente ligado a la seguridad energética del país. El Gobierno de España aprobó en 2015 la Estrategia de Seguridad Energética Nacional, que establece entre sus objetivos: "El compromiso de España con el empleo de energías limpias se alinea con la Estrategia Energética de la Unión Europea y las iniciativas internacionales en la materia". Para España, uno de los desafíos más inmediatos es alcanzar el objetivo de la UE en materia de consumo de energía final con fuentes renovables, que en 2020 ha de alcanzar el 20%. Éste y otros objetivos son para España una apuesta por el incremento de la seguridad energética del país, y por la reducción de la dependencia energética, además de una oportunidad para el desarrollo económico, industrial y tecnológico dentro del nuevo escenario que la Transición Energética va a suponer para aquellos países que jueguen posiciones de liderazgo.

En este marco y contemplando los acuerdos internacionales de reducción de emisiones,

el Gobierno se ha comprometido a aprobar una Ley de Cambio Climático y Transición Energética antes de que acabe 2018. El planteamiento de una ley de Cambio Climático y Transición Energética debe ser el camino para abordar el cambio de modelo energético que queremos para el futuro y marcará la senda a recorrer para conseguir los objetivos de mayor presencia de energías renovables en nuestro *mix* energético.

Los retos son muchos, pero abordables con el consenso y la apuesta de las instituciones, empresas y la sociedad. AEE y APPA Renovables consideran necesaria una planificación para los próximos años que dé visibilidad y garantice un *mix* equilibrado con una mayor aportación de las energías renovables. La mayor presencia de renovables plantea el desafío de cómo afrontan los mercados eléctricos el hecho de que cada vez haya más penetración de las renovables, que a la vez que bajan los precios canibalizan sus propios ingresos. Habrá que buscar mecanismos para que la situación sea sostenible, que den señales a largo plazo a los inversores para atraer la inversión, como esquemas de contratos bilaterales a largo plazo o de cobertura de precios.

Por otro lado, no podemos perder tiempo y ser ágiles en aunar esfuerzos en una mayor electrificación de los usos finales energéticos y una mayor contribución de las energías renovables.

Los principales objetivos I+D para las energías renovables están orientados a entrar en escenarios cada vez más competitivos, a la reducción de costes, a la calidad del producto y su perdurabilidad, así como a la necesaria integración en red en condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad. En particular, la tecnología eólica ha avanzado mucho; tiene un desarrollo actual muy importante en *onshore* y una participación

significativa en los servicios de ajuste del sistema, pero además tiene retos futuros como en el campo *offshore*, que habrían de tenerse en cuenta en la planificación del *mix* energético del país a largo plazo. Lo mismo ocurre con otras tecnologías renovables, cuyos desafíos tecnológicos ya están identificados y se está en camino de cumplirlos.

La Transición Energética es también un estímulo para mantener la capacidad industrial española y diferenciar al sector renovable como parte de las industrias estratégicas del país en el futuro, tanto en lo referente al ámbito nacional como en el mercado global.

Propuestas para el sector eléctrico. ¿Cómo debe ser la Transición Energética?

La Transición Energética es una palanca clave para fortalecer la seguridad energética del país, lograr cumplir los objetivos ambientales y es, además, una obligación de cara a generaciones futuras. En España, la Transición Energética tiene que estar consensuada por todos los actores involucrados (Gobierno, comunidades autónomas, instituciones, partidos políticos, industria y consumidores). La sensibilización e interiorización de los objetivos de la Transición Energética, así como de las vías para alcanzar los mismos, son una condición necesaria para garantizar el éxito de las medidas y políticas implícitas.

La Transición Energética debe contemplar unos objetivos concretos y medibles, unas políticas proactivas que faciliten el cumplimiento de los objetivos, una regulación y fiscalidad que supongan las señales apropiadas para dar visibilidad a los inversores y confianza al mercado y, por último, no podemos olvidar la concienciación y parti-

cipación de la sociedad en el cambio a un modelo más responsable y sostenible.

Sin duda, los objetivos concretos que la Transición Energética debe plantear han de ser ambiciosos y abordables. En relación a la descarbonización, con una visión de integración de mayor potencia renovable, el sector eléctrico debería acercarse a un 80% de descarbonización para 2030 con todas las implicaciones asociadas y ser más ambiciosos en lo referente a una visión a 2040 de descarbonización 100%. En esta vía de mayor peso de las renovables en el sistema eléctrico español, al menos un 35% de la energía final tendría que ser renovable. Estos porcentajes plantean un escenario futuro posible y la tecnología renovable está preparada para responder competitivamente al desafío de crecimiento en un periodo de tiempo limitado.

En España, las renovables representan más del 45% de la potencia instalada y casi el 39% de la generación eléctrica en el país. Según datos de REE, en 2016, en el sistema peninsular, que supone cerca del 95% de la generación nacional, la cuota de renovables alcanzó casi un 41%. En los últimos diez años, las renovables han ido incrementando su relevancia en el conjunto de la generación eléctrica en el país y para los próximos diez años se espera un crecimiento aún mayor.

El actual modelo energético es incompatible con la salvaguarda del clima y la salud. Un modelo basado en combustibles fósiles es insostenible. El actual modelo tiene que ser revisado para mejorar la calidad de vida y proteger el medio ambiente. El cambio de modelo requerirá de tiempo de ajuste en el sistema. Por ello, la planificación no debe quedarse en 2030 y la visibilidad tiene que ir más allá de esta referencia temporal. Es preciso un alineamiento con los objetivos a 2050 y

la coordinación con otras políticas fundamentales como la calidad del aire, la protección de recursos hídricos, el desarrollo industrial, etc.

La visión a largo plazo comienza con medidas actuales porque las inversiones de hoy condicionan el 2050. Las energías renovables cuentan con la tecnología y la financiación necesarias, pero es imprescindible la puesta en marcha de políticas efectivas urgentes. El momento político es el adecuado: La planificación 2030-2050 es responsabilidad de los partidos políticos actuales y, si se dilatan las decisiones, no habrá margen de maniobra para revisar el modelo energético en 2030. El consenso político es una condición para garantizar la sostenibilidad del proceso en el tiempo, la confianza de la sociedad y de los inversores.

Además de las medidas políticas urgentes, el marco financiero y fiscal tiene que ser el adecuado, basado en el principio de "quien contamina paga". Las medidas de estabilización de los ingresos, también, es un indicador básico para que las empresas inversoras obtengan la financiación requerida.

En definitiva, la Transición Energética implica la participación de todos los sectores involucrados en el cumplimiento de una estrategia consensuada, previamente debatida y aprobada por la sociedad.

Papel de las distintas tecnologías renovables en nuestro *mix* energético

La integración de las renovables en el *mix* eléctrico español debe definirse, desde un punto de vista técnico, como exitosa. Una integración que ha sido referente a nivel mundial y donde el operador del sistema, Red Eléctrica de España, ha recibido habitualmente visitas de sus pares para estudiar cómo se ha llevado a cabo.

Los desafíos que el sector ha ido encontrando en el camino para integrar en el sistema eléctrico a las distintas tecnologías renovables se han ido solventando y las previsiones más optimistas se han superado con creces. Cuando comenzó a integrarse la eólica, se pensaba que no podría acoger nuestro sistema a más de 8.000 megavatios. Hoy contamos con casi el triple de esa potencia en nuestro *mix* y el suministro no se ha visto afectado por ello. Eólica, hidráulica, fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa... son muchas las tecnologías renovables que suministran electricidad a nuestro país, cada una de ellas con sus propias casuísticas, recursos, variabilidad y gestionabilidad distintas. Sin embargo, las energías renovables son complementarias y hemos sabido acogerlas con el esfuerzo de los distintos actores.

A pesar de estos éxitos, también hay puntos de mejora en la integración eléctrica de las renovables. La biomasa eléctrica, que podría aportar 8.000 MW de potencia firme y gestionable a nuestro *mix* eléctrico, no ha contado con subastas específicas más allá de la celebrada a comienzos de 2016. Las islas, donde tiene todo el sentido económico y medioambiental desarrollar las energías renovables, tienen una penetración muy escasa. Debemos aún mejorar esa integración renovable en el *mix*, si deseamos alcanzar con éxito los objetivos marcados.

El mayor reto para la integración de renovables está en los sectores difusos donde España está lejos de los objetivos marcados. El uso de energías renovables para usos térmicos, donde la biomasa térmica, la geotermia de baja entalpía o la solar térmica tienen mucho que decir, no se está desarrollando a la velocidad adecuada. De igual manera, las renovables en el transporte no están teniendo la penetración que deberían. La Planificación Energética

hacia recaer el peso de las renovables en transporte sobre el uso de biocarburantes. Si bien es cierto que se ha producido un importante aumento en la producción de biocarburantes, este crecimiento no ha sido homogéneo, estando fuertemente ligado al biodiésel y no al bioetanol.

Con el actual parque automovilístico, donde los vehículos eléctricos aún son una parte muy pequeña, la penetración de renovables está intrínsecamente ligada a la voluntad política para alcanzar los objetivos. Sí, como ha ocurrido, se elimina el objetivo obligatorio de biocarburantes en gasolinas, la consecuencia directa es la que hemos visto, con fuertes descensos de producción (-34% en 2016).

En el caso de las tecnologías térmicas, estas han experimentado un fuerte descenso en su conjunto, lastradas por la caída de la solar térmica, cuya vinculación a la nueva construcción es importante. La crisis experimentada por el sector inmobiliario nacional ha perjudicado enormemente a esta tecnología, que ha visto también como desaparecían los programas de apoyo de las Comunidades Autónomas.

No todos los ámbitos de los sectores difusos se circunscriben a los usos térmicos y el transporte. La generación eléctrica para autoconsumo, tanto de ciudadanos como de empresas, está en España ahora mismo sujeta a una parálisis debido a las expectativas de cambios regulatorios. La actual regulación dificulta la instalación de proyectos de autoconsumo. Lo que sí consiguió esta regulación fue una decisión unánime de todos los partidos políticos en su voluntad de modificarla y mejorarla, también el propio partido en el Gobierno. Sin embargo, a pesar de esta voluntad, el sector del autoconsumo sigue esperando un cambio regulatorio que aún no ha llegado.

Como vemos, en sectores difusos como la calefacción y el transporte, las distintas tecnologías renovables necesitan claramente una norma que acoja y regule la actividad para poder dar pasos decididos hacia los objetivos comprometidos. No solo es necesario para que las metas recaigan en el conjunto de la sociedad y no únicamente en el sector eléctrico, también es necesario que avancen los sectores difusos para que ciudadanos y empresas puedan beneficiarse de la reducción de costes y eficiencia que han conseguido las tecnologías renovables en la última década.

Medidas para la Transición Energética en el sector eléctrico

Las medidas a adoptar en el sector eléctrico con el objetivo de situar al sector renovable en condiciones de aportar todo su potencial para la consecución de los objetivos a largo plazo 2030-2050 deberían de ser adoptadas en menos de 4 años. En un esfuerzo de síntesis, se podrían dividir en siete temáticas: Marco regulatorio y planificación, mercado eléctrico, fiscalidad, nuevos mecanismos de financiación, desarrollo tecnológico, gobernanza y planificación energética.

1.- Marco regulatorio y planificación:

- Definir los objetivos vinculantes a 2030 para el sector eléctrico y el resto de sectores. Todos tienen que contribuir en igual medida y han de alcanzar un 80-95% de reducción de emisiones de CO₂ para 2050.
- Permitir la competitividad de la electricidad como vector de descarbonización reflejando su coste real mediante la eliminación en la factura eléctrica de los costes ajenos al suministro.
- Establecer medidas regulatorias que vayan encaminadas a la descarbonización total del sector eléctrico para 2040 y un 80% para 2030 y apoyar que se establezca un valor límite de

emisión (EPS) a las instalaciones de generación nuevas.

- En el sector eléctrico, establecer un marco estable para la instalación de la energía renovable necesaria para cumplir con los objetivos a nivel de EU para 2030 y 2050 con un calendario de subastas previsible en función de los objetivos que se vayan alcanzando, unos mecanismos estables de retribución incidiendo en la no revisión de los parámetros retributivos, en particular de la tasa de rentabilidad razonable, así como para las nuevas instalaciones se propone buscar nuevos esquemas retributivos y de subastas más sencillos. Los procesos administrativos se deberían agilizar con ventanilla única, y facilitar las inversiones en interconexión para asegurar la penetración de las renovables y la posibilidad de exportar excedentes. Por último, la planificación de la red de transporte y distribución tiene que ser acorde con los objetivos de despliegue de las renovables.

2.- Mercado eléctrico: En este contexto, se deberán establecer mecanismos de mercado que propicien señales de inversión a largo plazo para asegurar los objetivos de renovables y seguridad de suministro. Asimismo, se avanzará en la integración de los mercados y en la participación de las renovables en los mercados de ajuste. Regular la libertad de cierre de instalaciones de generación de acuerdo con las perspectivas económicas de los propietarios y un mecanismo de *Carbon Pricing*.

3.- Fiscalidad: En el marco fiscal, se deberá establecer una fiscalidad medioambiental que dé señales a los inversores para invertir en tecnologías limpias y eficiencia energética basada en el concepto de 'quien contamina, paga'. También se

debería eliminar la fiscalidad puramente recaudatoria sobre las renovables, como los cánones autonómicos a renovables y el impuesto de 7% a la generación eléctrica. Otras medidas serían modular los impuestos y cargos que soporta la electricidad y tener una fiscalidad que aplique a todos los sectores energéticos en función del impacto medioambiental.

4.- Nuevos mecanismos de financiación:

Utilización de tasas medioambientales para la financiación de proyectos menos competitivos económicamente, apoyo de líneas de financiación institucional blanda, y establecer un marco que favorezca el desarrollo de nuevos mecanismos de financiación verde.

5.- Desarrollo tecnológico

con un Plan Nacional de Electrificación del transporte, que se complemente con un mayor consumo de biocarburantes en el parque automovilístico existente. Adicionalmente, es necesario establecer un marco regulatorio que promueva la incorporación del almacenamiento, establecer mecanismos regulatorios, administrativos y económicos/fiscales adecuados. Asimismo, las actividades de I+D+i se han de fomentar para mantener el liderazgo tecnológico en la industria renovable.

6.- Gobernanza: medidas de coordinación entre todas las administraciones involucradas y con planes interministeriales, creación de un ente único independiente de gestión de Ley de Cambio Climático y Transición Energética con la obligación de rendir cuentas anualmente al Congreso, crear una normativa de seguimiento de objetivos de la planificación de descarbonización por sectores o tecnologías, y establecer medidas claras de corrección y resolución de potenciales desviaciones. Por último, establecer un fondo de Tran-

sición Energética financiado por medidas fiscales medioambientales para promover medidas de eficiencia energética y tecnologías renovables aún no viables comercialmente, pero de interés estratégico para el país (undimotriz, eólica marina, geotérmica, baterías, etc.).

7.- Planificación energética: Una Planificación Energética que incluya la puesta en marcha de nuevas instalaciones renovables con un calendario mínimo de dos años vista y que busque un aprovechamiento óptimo de los recursos infinitos e inagotables con los que contamos en nuestro país. Esta Planificación también tendría que tener en consideración el desarrollo del autoconsumo en nuestro *mix* energético.

La energía eólica. Aportación futura

Los últimos años han supuesto un periodo de freno para el sector. No obstante, la capacidad industrial de la industria eólica se ha mantenido de forma competitiva con más de 200 centros de fabricación en España y un empleo directo e indirecto aproximado de 20.000. España es el cuarto país exportador de tecnología eólica y el quinto por potencia eólica instalada.

Tras la celebración de las últimas tres subastas en España, el reto que la energía eólica tiene por delante es la instalación de más de 5.000 MW eólicos. La instalación de los proyectos supondrá inversiones superiores a los 4.500 millones de euros y la creación de empleo directo e indirecto durante la construcción y explotación.

La energía eólica, como el resto de las energías renovables, precisa de una planificación energética con los distintos actores alineados, que proporcione una seguridad

regulatoria y retributiva. La Transición Energética va a requerir de inversión continuada en el tiempo de miles de millones de euros anuales en energías renovables y eficiencia energética. Para que este tipo de flujos de inversiones sean posibles es necesario salvaguardar la confianza de las empresas.

Las instalaciones eólicas, así como del resto de tecnologías renovables, basan su competitividad en que no tienen coste de recurso (petróleo, gas, carbón) y no contaminan, mientras que su debilidad es el coste del capital para hacer la inversión inicial. Todo lo que afecte al coste del capital impacta sobre la viabilidad económica de las instalaciones.

Tomando como escenario de referencia el planteado por la Comisión Europea a partir

del Modelo PRIMES en el horizonte 2030, el cual asume un crecimiento muy moderado de la demanda eléctrica, la potencia eólica instalada en 2020 podría alcanzar los 28.000 MW en España. La potencia eólica aumentaría en 1.700 MW anuales de media entre finales de 2017 y principios de 2020, teniendo en cuenta las subastas de nueva potencia ya adjudicadas en 2016 y 2017 más el cupo eólico Canario, y en 1.200 MW al año de media hasta 2030 con objetivos de electrificación y descarbonización más ambiciosos que PRIMES.

Si se establecen las medidas necesarias, en 2030 la energía eólica contaría con una potencia instalada aproximadamente de 40.000 MW, que aportaría una serie de beneficios para el país en su conjunto respec-

to al PIB, emisiones de CO₂, empleo, disminución de importaciones de combustibles fósiles, etc. (Ver tabla 1).

Los últimos análisis presentados a nivel europeo sobre el futuro de la energía eólica apuntan en la misma dirección. La eólica europea tiene un enorme potencial de crecimiento a 2030. Según WindEurope, la eólica podría proporcionar el 30% de la demanda eléctrica de Europa en 2030 y el 16,5% en 2020. Esto incluiría también la repotenciación o ampliación de la vida de aproximadamente la mitad de la capacidad eólica existente en la Unión Europea, que va a llegar al final de su vida útil antes de 2030. Este crecimiento supondría evitar la emisión de 382 toneladas de CO₂ anualmente y permitiría a la industria

Tabla 1. Escenario Primes vs Escenario AEE 2020 y 2030

	Año de referencia 2015	2020		2030	
		Escenario PRIMES	Escenario AEE (con subastas)	Escenario PRIMES	Escenario AEE
Potencia Instalada (MW)	23.020	25.000	28.000	30.000	40.000
Potencia eólica a instalar anualmente (MW)		400	1.700*	500	1.200
Contribución anual al PIB (M €2015)	2.731	3.016	3.360	3.165	4.115
Empleo profesionales (sin contar los de la fase de construcción)	22.468	24.000	29.000	25.000	32.000
Energía generada (TWh)	48	56	63	72	110
% Generación anual con eólica	18,2%**	19,9%	22%	25%	33,6%
Emisiones evitadas de CO₂ (M toneladas) y % de reducción respecto a emisiones sector eléctrico en 2005	25 (M Ton) -22,5%**	30 (M Ton) -27%	33,4 (M Ton) -30%	35 (M ton) -31,5%	47 (M ton) -42,4%
Importaciones de combustible fósil evitadas (M Tep)	10	11	12,8	13	18

* El sector eólico tiene una cartera de proyectos, entre lo adjudicado en las subastas 2016-2017 y el cupo Canario, de 5.057 MW. Para la obtención de la potencia media anual, se ha dividido la potencia total en tres años, aunque la mayor parte de las instalaciones se harán en 2018-2019 para así cumplir con los requisitos temporales de las subastas y el cupo Canario. Destacar que los 500 MW de la subasta de 2016 tienen de plazo hasta el primer trimestre de 2020 para ponerse en marcha.

**Datos REE para 2015. El año 2005 se utiliza como año de referencia para las emisiones del sector eléctrico por ser parte del ETS.

eólica europea emplear a más de 500.000 personas.

Tenemos por delante grandes retos que responden a unas perspectivas positivas tanto a nivel nacional como internacional.

La energía eólica ha sido claramente destacada en las subastas celebradas en los últimos meses. El desafío es hacer posible que los proyectos estén listos en 2020, para lo que es necesario que los principales actores den respuesta a los proyectos: empre-

sas adjudicatarias de la subasta, fabricantes de aerogeneradores y componentes, bancos y fondos, infraestructuras de REE, entre otros. El sector eólico español está preparado para dar una respuesta competitiva al nuevo modelo energético.

Principales conclusiones

Si queremos llevar a cabo una Transición Energética exitosa debemos, antes que nada, pensar cuál debe ser nuestro objetivo y si estamos dispuestos a cumplirlo. Un 80% de descarbonización del sector eléctrico implica que debemos hacer un análisis cuidadoso para integrar tecnologías no gestionables con aquellas que sí lo son, buscando un modelo retributivo que permita a aquellas que aún no lo han conseguido recorrer su curva de aprendizaje. Sin excesos, pero con una hoja de ruta consensuada y viable.

En un futuro próximo, la disminución de consumo de energías fósiles e incremento de energías renovables en el *mix* energético se verá complementado por incentivos a las tecnologías que aún no han recorrido su curva de aprendizaje – cuyo escenario de adopción deberá ser coherente con su madurez y los objetivos marcados - y el desarrollo de soluciones de almacenamiento para mejorar la gestionabilidad de aquellas tecnologías que son más intermitentes.

En el caso de los sectores difusos, ya mencionados, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética debe establecer un marco estable y a largo plazo que garantice las inversiones de ciudadanos y empresas. Los sectores difusos deben ser abordados estableciendo las condiciones necesarias para que los distintos actores, de forma colectiva, caminen hacia los objetivos marcados.

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética debe ser una ley de consenso. Es absolutamente imprescindible un pacto político y social en el que los distintos actores estén de acuerdo en acometer los cambios que requiere nuestro modelo energético y donde no se cuestione algo que la comunidad científica ha demostrado: que el cambio climático está causado por la actividad humana con una certeza del 95%.

La velocidad a la que nos acerquemos al nuevo escenario energético que tengamos como objetivo debe ser constante. Las señales de aceleración y freno que hemos recibido en el sector renovable, cuando no recortes retroactivos, no son positivos para la industria nacional ni para el empleo.

Un diálogo franco y sincero entre los distintos actores, unos objetivos y una estrategia suscritos por todos los grupos políticos, un marco regulatorio que se mantenga estable en el tiempo, que genere confianza y estabilidad, con visibilidad a largo plazo para poder acometer las inversiones sería el marco adecuado para la Transición Energética.

Si seguimos estas recomendaciones, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética será una oportunidad para toda la sociedad, porque independientemente del sector económico al que nos dediquemos, la energía es fundamental para nuestro futuro y nuestra competitividad. ■

El gas natural, pieza clave en el *mix* energético y una solución a largo plazo

Antoni Peris Mingot

Presidente de la Asociación Española del Gas (SEDIGAS)

En la antesala de la Conferencia sobre Cambio Climático de Naciones Unidas de este año en Bonn (COP23), uno de los grandes retos que tiene nuestro país en los próximos meses es la **elaboración de la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética**, en la que el Gobierno lleva trabajando desde hace meses.

Según destaca la Organización Mundial de la Meteorología (OMM), la concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera aumentó el año pasado hasta un nivel récord en los últimos 800.000 años. Y el reto de la reducción de CO₂ en la atmósfera se complica cuando además la población urbana requiere de una mejora de la calidad del aire. Son dos objetivos, uno global y a largo plazo, y otro local y a corto plazo, que hay que combinar.

Debemos caminar con paso firme hacia un nuevo escenario que suponga una mejora tanto en el clima y como en los niveles de contaminación del aire, un modelo energético sostenible económicamente, que ayude a conseguir los objetivos contra el calentamiento global y que aumente la calidad del aire que respira-

mos. Un nuevo modelo energético que en el caso español, tiene su mirada puesta en Europa, concretamente en 2030, apuntando a una economía baja en carbono, y para ello **disponer de un *mix* energético limpio, económico y equilibrado es parte de la solución.**

Para ello el Gobierno puso en marcha este verano una comisión de expertos con el objetivo de sentar las bases de la futura *Ley española de energía y clima*. Una comisión de la que el sector gasista español expresó su sorpresa y desacuerdo en la configuración de la misma por no estar presente ningún experto en gas natural, puesto que entendemos que es fundamental poder contar con la visión de todas aquellas energías limpias que van a ocupar, ineludiblemente, un papel importante en la futura Ley.

Y en el camino para la consecución de nuestros objetivos medioambientales en el año 2050, **el gas natural constituye un actor principal en el campo energético, manteniendo la competitividad de nuestra sociedad, y por tanto, la sostenibilidad de los territorios.**

El gas natural en el transporte terrestre reduce hasta un 30% las emisiones de CO₂

Si nos fijamos en un tema crucial como es la contaminación atmosférica de los entornos urbanos, **el gas natural para uso vehicular es el combustible más eficiente, limpio y sostenible** ya que conjuga en equilibrio importantes ventajas medioambientales, a través de la reducción de emisiones tanto de CO₂ como de contaminantes y de una menor contaminación acústica.

Es significativo el dato que, según el Minetad, en 2015 el transporte, tanto terrestre como marítimo, fue el responsable del 48% de las emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores difusos en España. **La utilización del gas en el transporte terrestre reduce rápidamente hasta un 30% las emisiones de CO₂** respecto a otros combustibles.

Y teniendo en cuenta que **el origen de la contaminación ambiental procede principalmente del transporte, el gas se configura, como una alternativa real para los vehículos**, en la medida que reduce más de un 85% las emisiones de óxidos de nitrógeno, el 100% de las emisiones de

óxido de azufre y casi el 100% las partículas en suspensión. Además, los motores de gas natural producen hasta un 50% menos de emisión sonora que los motores diésel.

En España son más de 6.000 los vehículos que circulan con gas natural, fundamentalmente autobuses, camiones de recogida de residuos y taxis, y 22 provincias disponen ya de suministro de estaciones públicas, entre las que se encuentran Madrid, Barcelona, Sevilla y Valencia. En la Península Ibérica existen 63 (53 en España y 10 en Portugal) gasineras abiertas al público y otras 60 de empresas privadas, una cantidad insignificante si se compara con las 1.000 que existen en Italia, (uno de los países europeos que más ha apostado por esa tecnología).

En Madrid y con el aprobado Plan A, el Plan de Calidad del Aire y Cambio Climático, el número de autobuses urbanos con GNV es ya de 793 de un total de 1.900, pero no es suficiente. Hay comunidades autónomas que ya han establecido ventajas para los vehículos a gas natural. En Barcelona y Madrid hay un 75% de descuento en el impuesto municipal de circulación. En Madrid, existe una deducción en aparcamiento en la zona SER y la posibilidad de circular por el centro durante las restricciones por contaminación. En Catalunya, cuentan con un descuento del 30% en los peajes de la Generalitat y pueden circular por el carril VAO. **Pero debemos seguir trabajando para equipararnos a otros países con índices de penetración del gas en el transporte mucho más elevado** (el gas natural es utilizado por más de 20 millones de vehículos en el mundo).

Los buques con gas natural ayudan a mantener las ciudades portuarias con un aire más sano

También conscientes de la necesidad de mantener nuestros mares, costas y ciuda-

des portuarias limpias, es muy importante que los buques utilicen gas como combustible de propulsión así como en sus motores auxiliares para conservar estables sus bajos niveles de emisiones. Tanto para su propulsión en alta mar, como durante su estancia en el puerto, **los buques que utilizan gas natural para la alimentación de sus motores en cualquiera de sus formas están ayudando a mantener nuestras ciudades portuarias con un aire mucho más sano.**

Tengamos en mente, tal y como he dicho, que **el gas natural es la energía tradicional más respetuosa con la contaminación ambiental en comparación con otras** como los derivados del petróleo, el carbón o la biomasa.

El gas natural en el sector marítimo se presenta como una oportunidad de desarrollo económico en la zona de puertos y áreas metropolitanas cercanas. En este sentido, además de ser utilizado para la propulsión de grandes buques, su aplicación también es posible en el sector pesquero, los remolcadores portuarios, así como los mismos servicios que ofrece el puerto; la gasificación de los puertos ofrece la oportunidad de mejorar la calidad ambiental y los servicios de los mismos. Otro ámbito relacionado sería el de los astilleros, que verían reanimada su actividad por la construcción y reparación de embarcaciones.

España dispone del 42% de la capacidad europea de almacenamiento de GNL

Además, con el impulso del gas almacenado en estado líquido (Gas Natural Licuado, GNL) para el transporte, **aprovechamos la posición líder de España a nivel europeo en el sector ya que nuestro país**

dispone del 42% de la capacidad europea de almacenamiento de GNL en plantas de regasificación, distribuida en sus 6 regasificadoras activas —el sistema gasista español cuenta con 7 regasificadoras, de las 23 que tiene Europa—. Además, goza de una doble vía de aprovisionamiento; durante el período de 2016, el 58% del gas que llegó a España lo hizo a través de gasoducto, mientras que el 42% restante, vía metanero.

Este último sistema permite recibir gas de cualquier lugar del planeta. Sin ir más lejos, **España recibió en 2016 gas de 7 mercados diferentes, entre los que destaca Nigeria, elemento que nos posiciona entre los países más diversificados de Europa.** En 2016, 190 buques descargaron en las regasificadoras españolas destacando el aumento del volumen descargado en las plantas de Sagunto y de Huelva.

Esta doble capacidad de aprovisionamiento y la diversidad de orígenes que permite la infraestructura de GNL, **configuran a España como el país de la UE con una de los niveles más altos de seguridad de suministro.**

El sistema gasista español posee una consolidada red de distribución de GNL por carretera, a través de cerca de 250 cisternas que pueden cargar en cualquier terminal de regasificación transportando este combustible por toda la península. Esta infraestructura, permite poner el GNL a disposición del usuario en cualquier punto y en cualquier puerto para el suministro directo del buque que lo precise. Aparte de las cisternas, las empresas españolas son líderes en tecnología de criogenia, elemento que viene a reforzar el desarrollo del mercado del gas natural y GNL en el ámbito de los buques y en puertos.

La situación geoestratégica de la península ibérica permite una intensa circulación de barcos entre el Océano Atlántico y el Mar Mediterráneo, elemento que favorece que los puertos de Algeciras, Valencia o Barcelona se encuentren entre los mejor posicionados en cuanto a tráfico a nivel mundial.

Hablamos de **aprovechar el gas natural para el transporte como herramienta de crecimiento económico y motor de empleo en España**. Por esta razón, es relevante fomentar el uso de fuentes de energía menos contaminantes en los buques durante su transporte y durante su estancia en nuestros puertos. La rebaja de las tasas portuarias en 2015 fue un paso importante en la buena dirección.

Las Administraciones deben contribuir a conseguir los objetivos marcados a nivel Europeo y Mundial de reducción de emisiones

Y tanto en el transporte por carretera como marítimo, los Gobiernos no deben relajarse en la ardua labor de **conseguir menores emisiones nocivas, menores emisiones de CO₂, menor ruido, y mayor economía de costes**, parámetros todos ellos que deberían inclinar a las Administraciones a introducir soluciones con combustibles alternativos que incluyan gas natural.

El **cambio de unas energías más contaminantes por otras puede ser escalonado**; no podemos ni debemos obligar a un cambio de modelo inmediato, pero sí debemos promover el cambio ya desde este mismo momento, valorando significativamente los planes individuales de las empresas para sustituir gasóleo por gas natural.

Pensamos que esta valoración debe estar contenida en las licitaciones públicas o pri-

vadas, e influir –de alguna manera– en la adjudicación final a las empresas ganadoras.

Las Administraciones Locales ya tienen planes desde hace tiempo para sustituir las calderas de carbón y gasóleo por calderas de gas natural, con el único objetivo de mejorar el medio ambiente. **Todas las Administraciones deben contribuir a conseguir los objetivos marcados a nivel Europeo y Mundial de reducción de emisiones.**

Y en su ámbito de responsabilidad de la gestión pública del transporte por carretera, la Administración debe contribuir e **impulsar el cambio del gasóleo por el gas natural en el transporte por carretera**, de una forma paulatina y secuencial; no solo por la reducción de emisiones contaminantes y de efecto invernadero, sino también **por la propia economía del producto, por la fiabilidad de la solución y por su disponibilidad inmediata**. Estos pasos nos llevarán de una manera paulatina al **tránsito natural hacia la economía baja en carbono que perseguimos.**

Cambiar a sistemas modernos de calefacción a gas natural es una forma rápida y barata de reducir las emisiones del sector residencial, a la par del confort y la reducción en la factura

En el sector residencial y terciario, **cambiar a sistemas modernos de calefacción a gas es una forma rápida y barata de reducir las emisiones del sector residencial hasta en un 55%**, según Eurogas, y las calderas de condensación presentan hasta un 65% más de eficiencia que sus tecnologías competidoras.

El gas es la tecnología tradicional más limpia porque, a nivel local y en el ho-

gar emite un 30% menos de emisiones de CO₂ que el petróleo y un 45% menos que el carbón. La sustitución de combustibles más contaminantes por gas es primordial para mejorar la balanza energética de España, ahorro para el consumidor y mejorar de la calidad del aire de las ciudades.

Y es que la exposición a largo plazo de las partículas suspendidas en el aire en concentraciones relativamente bajas demuestran que tienen efectos nocivos en la salud. Según un reciente estudio de la consultora KPMG, el gas natural es la energía más utilizada para calefacción en el sector residencial y doméstico. No obstante, tiene margen de crecimiento en las ciudades mediante la sustitución de combustibles más contaminantes por gas. **Una sustitución de todas las calderas de carbón en las ciudades españolas, y del 20% de las calderas de gasóleo C, por calderas de gas natural, reduciría las emisiones de todos los contaminantes**, especialmente las partículas y el azufre. Por el contrario, si se sustituyeran por biomasa, la calidad del aire empeoraría. **En relación justamente con la biomasa, el gas produce casi un 100% menos de emisiones sólidas a la atmósfera.**

El sector gasista está **trabajando para una mayor penetración en el ámbito residencial y terciario**. En éste sentido, el número de poblaciones españolas conectadas aumentó en 2016 hasta un total de 1.734. Esto significa la gasificación de 48 nuevas poblaciones en ese periodo. La cifra se sitúa en la línea de los crecimientos sostenidos y constantes de municipios que disponen de suministro de gas natural desde 2010. También pone de manifiesto una vez más el **potencial de crecimiento que el sector del gas tiene todavía en nuestro país**. Hay que tener en cuenta que aunque

cerca del 80% de la población española vive en municipios con gas natural, solamente el 31% de las viviendas cuenta con suministro de esta fuente de energía, siendo la media europea del 50%.

Por ello, hoy y en el futuro, cada día más, **cuando empleamos gas natural en nuestra caldera o calentador, estaremos empleando un recurso local y renovable**, que reduce nuestra huella medioambiental.

Los ciclos combinados, como garantes de la estabilidad del sistema eléctrico, deben ponerse en valor

Con todo, hay que tener en cuenta que en este *mix* energético las tecnologías renovables dependen de las circunstancias meteorológicas y, en ausencia de las condiciones adecuadas (viento, lluvia, sol), no están disponibles para abastecer el consumo eléctrico. Por este motivo, **es preciso contar también con fuentes de generación capaces de garantizar la continuidad del suministro**. Se trata de tecnologías que aportan estabilidad al sistema, ya que son capaces de asegurar el abastecimiento de energía en cualquier momento.

En este punto, **los ciclos combinados, como garantes de la estabilidad del sistema eléctrico, deben ponerse en valor**. El rol de estas infraestructuras gasis-tas está siendo esencial, como hemos visto en los últimos días de octubre con jornadas de altas temperaturas, para la seguridad de suministro eléctrico, es decir, **para que los ciudadanos y ciudadanas puedan seguir utilizando la electricidad sin ningún tipo de restricción gracias a su flexibilidad**. Por esa razón **la Comisión Europea posiciona al gas natural como el principal apoyo de las energías re-**

novables en su publicado Paquete de Medidas para la Energía Limpia de los Europeos-Winter Package, a sabiendas de que **el gas natural es una garantía constante de suministro eléctrico cuando las condiciones climatológicas impiden el funcionamiento de las energías renovables**.

Decir que sobre la reciente convocatoria pública para el Real Decreto por el que se regule el procedimiento de cierre de instalaciones de generación eléctrica, **el sector del gas valoró positivamente que se aborden medidas para garantizar la seguridad del suministro eléctrico**, estando convencidos que el gas natural puede contribuir, mediante las centrales de generación de ciclo combinado, a dicha seguridad. Sobre éste punto el sector espera un mecanismo de pagos, aprobado y aceptado por Bruselas, que retribuya la capacidad firme y flexible de los ciclos combinados.

El gas renovable fomenta la economía circular reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero

Y es que **el gas natural está llamado a representar un papel clave en la transición energética global hacia una sociedad baja en carbono**, en especial por la creciente inyección de gas de origen renovable en su infraestructura.

Esta simbiosis con la energía renovable se sustancia de dos modos. Por un lado por la hibridación entre tecnologías que emplean gas natural con otras que emplean fuentes de energía renovable (como es el caso del binomio "*solar térmico – gas natural*"), los equipos híbridos caldera de gas – bomba de calor eléctrica o las "*bombas de calor geotérmicas a gas*"). Por otro lado, por el origen renovable

del gas natural que circula por la red de transporte y distribución de gas natural.

Este gas renovable, el gas verde, tiene diferentes orígenes. Puede provenir del biogás obtenido en la fermentación anaeróbica de residuos agroalimentarios, de vertederos o de plantas de aguas residuales, o bien puede originarse en el proceso denominado "*power to gas*" (P2G), en la que los excedentes de producción eléctrica renovable que no se pueden almacenar se convierten en hidrógeno que se combina con CO₂ para conseguir metano. Incluso, podría obtenerse biometano por la gasificación de biomasa vegetal y evitar así la contaminación asociada a su combustión en calderas.

Respecto al primer método de obtención de gas renovable, el biogás enriquecido a biometano, representa el reciclaje de residuos y por tanto un factor de economía circular. En Europa ya están funcionando 400 plantas con una potencia total de 3.100 MW.

Así, **el uso del gas renovable generado a partir de desechos orgánicos locales proporciona importantes ventajas medioambientales tales como fomentar la economía circular reduciendo las emisiones de CO₂ equivalente en vertederos, en hasta 18Mt por bcm inyectado en red. El gas renovable ya es una realidad dado que es viable tecnológicamente y existe gran cantidad de materia prima. Su uso contribuye a mejorar la seguridad de suministro y a la independencia energética**. La UE incluye el gas renovable dentro de su estrategia de economía baja en carbono para lo que se está planteando el esquema de apoyo con el fin de ayudar al proceso de mejora tecnológica, hecho requerido para masificar su implantación. **En este sentido algunos países como Francia, Italia y Alemania han establecido distintos mecanis-**

mos para favorecer la investigación y construcción de plantas, por lo que esperamos que en España también podamos incorporar los elementos necesarios para apoyar el desarrollo de esta nueva tecnología renovable y competitiva. **Tal y como demuestra la experiencia europea, es necesario fijar unos objetivos políticos, estratégicos y medioambientales para el desarrollo de este gas.**

El gas natural es la única energía capaz de ser hoy pieza angular en el *mix* energético y una solución a largo plazo

Todas estas ventajas hacen que **la participación del gas natural en el futuro *mix* energético sea fundamental para alcanzar los objetivos derivados del 2030 y para llegar a una economía**

baja en carbono, permitiendo seguir introduciendo renovables en el sistema energético y desplazando a los combustibles fósiles. **Definir cómo queremos que sea nuestro nuevo modelo energético y que luego se traduzca en una Ley que aporte estabilidad es tarea de todos**, y hoy por hoy, el gas natural es la única energía capaz de ser pieza angular en el *mix* y una solución a largo plazo. ■

Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050

Recomendaciones para la transición

Alberto Amores González

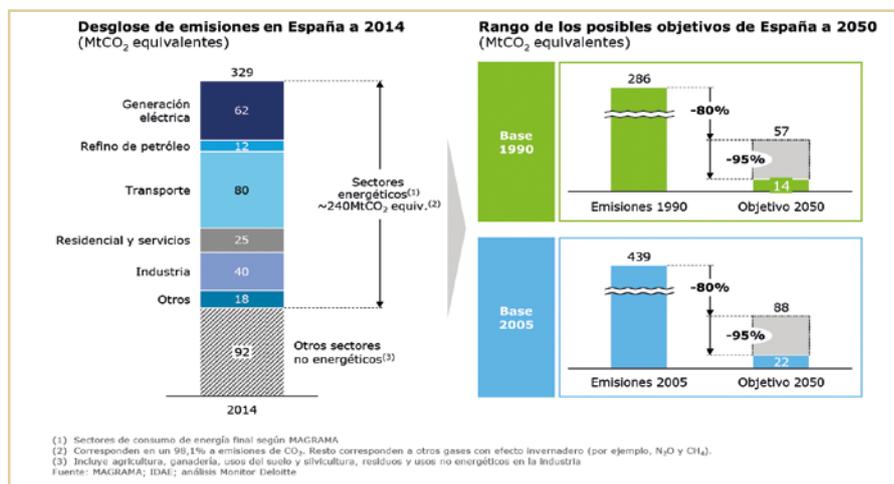
Socio de Monitor Deloitte

La descarbonización del transporte es clave para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones establecidos por la Unión Europea
La lucha contra el cambio climático y sus implicaciones en el sector del transporte en España

España debe reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre un 80 y un 95% hasta 2050 para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos por la Unión Europea. Esta reducción implicará pasar de emitir 329 MtCO₂ equivalentes en el año 2014 a emitir entre 14 y 88 MtCO₂ en 2050.

El transporte es un sector clave en el proceso de descarbonización del modelo energético. En España, el transporte es la actividad con mayor volumen de emisiones GEI; en 2014 emitió en torno a 80 MtCO₂ equivalentes (el 24% del total de las emisiones de la economía española). Durante los últimos 15 años, ha sido el sector de actividad que menos ha reducido sus emisiones GEI, un 8%, mientras que los otros dos grandes sectores emisores,

Figura 1. Objetivos de reducción de emisiones GEI en España en 2050 en función de la transposición de los objetivos europeos



la generación eléctrica y la industria, han reducido sus emisiones GEI un 31% y un 32% respectivamente, durante el mismo período.

Son necesarias políticas y objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos para el transporte

La Comisión Europea publicó en 2011 el Libro Blanco del Transporte¹ que estableció

unos objetivos de variación de las emisiones GEI para el sector del transporte, respecto a 1990, de un +8% en 2030 (que representa un -20% respecto a 2008) y de un -60% en 2050, así como un conjunto de iniciativas para la transformación del sector.

En comparación con la industria y la edificación, el transporte dispone de una mayor

¹ Libro Blanco del Transporte. Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible” (Comisión Europea, 2011).

madurez en las soluciones técnicas para su descarbonización, es más homogéneo en tipologías de activos y los ciclos de renovación de los mismos son más cortos. Por ello, son necesarios y posibles unos objetivos más ambiciosos de reducción de emisiones GEI de este sector, para compensar las barreras a la descarbonización de otros sectores y alcanzar los objetivos nacionales de reducción de emisiones.

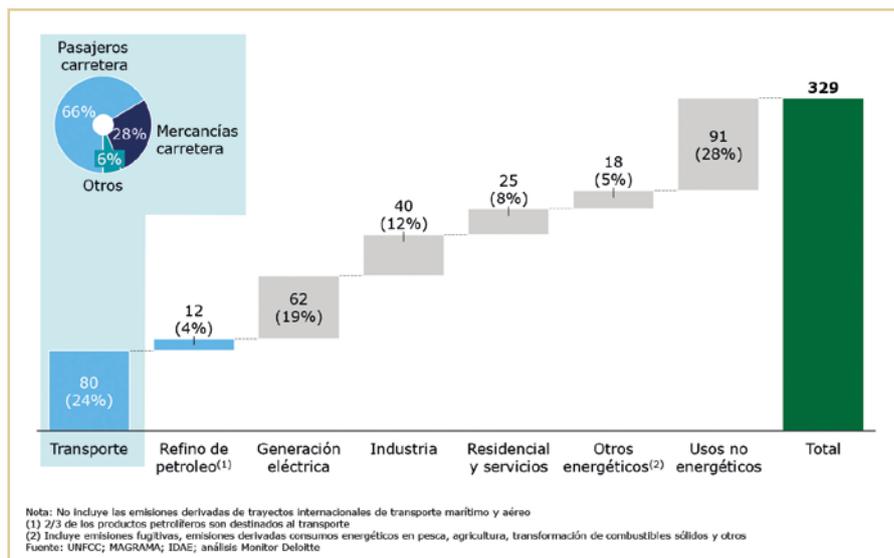
Las políticas actuales de reducción de emisiones en el transporte no garantizan la consecución de los objetivos a 2030, ya que las medidas de reducción de emisiones de nuevos vehículos no aseguran una descarbonización efectiva, y el uso de biocombustibles no genera una reducción real de las emisiones, medidas *well-to-wheel* y no son suficientes para alcanzar los objetivos a 2050. Por lo tanto, son necesarias políticas de reducción de emisiones más efectivas.

El modelo de transporte en España y su impacto en las emisiones GEI y de otros elementos contaminantes

De los 80 MtCO₂ equivalentes que emitió el transporte en el año 2014², el 94% fueron producidas por el transporte terrestre de pasajeros y de mercancías. El transporte de pasajeros (coche, autobús y tren, fundamentalmente) emitió 52 MtCO₂ (66% del total del sector transporte) y el transporte de mercancías 22 MtCO₂ (28% del total del sector transporte).

Además de las emisiones GEI, el actual modelo de transporte terrestre genera una concentración de emisiones de elementos contaminantes, tales como NOx, SOx, CO y partículas, en los grandes centros urbanos

Figura 2. Emisiones de gases de efecto invernadero por sector de actividad en España en 2014 (MtCO₂ equivalentes; %)



(el 35% de las emisiones de elementos contaminantes se realiza en el 5% de la superficie y afecta directamente al 60% de la población española). Otra fuente relevante de contaminación en áreas densamente pobladas es el consumo de combustible de los buques mientras están atracados en los puertos, que equivale a las emisiones de varios millones de vehículos (por ejemplo, en el caso del SOx, las emisiones en los puertos españoles equivalen a la circulación de más de 30 millones de vehículos).

La descarbonización del transporte requiere su completa electrificación y el desarrollo del ferrocarril de mercancías

Los análisis realizados permiten concluir que la aplicación de las medidas adecua-

das podría reducir los actuales 80 MtCO₂ emitidos por el sector transporte a 52-54 MtCO₂ en 2030 y a 5-8 MtCO₂ en 2050. Estos valores de emisiones GEI suponen, con respecto a 1990, una variación de entre -8 y -12% en 2030 y de entre -87 y -92% comparado con el objetivo establecido en el Libro Blanco del Transporte de +8% en 2030 y -60% en 2050. Para ello se debería conseguir:

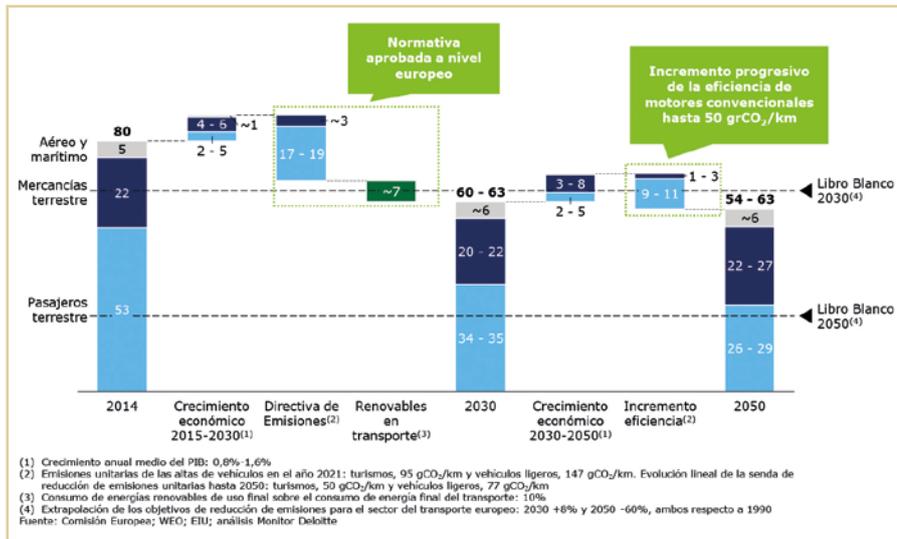
- **La electrificación del transporte de pasajeros:** en 2030 el 20-25% del parque de coches debería ser eléctrico (coche eléctrico e híbrido enchufable)³ y para 2050, más del 90%.
- **El cambio modal a ferrocarril y la electrificación del transporte de mercancías:** en 2030 el 15-20%⁴ de

² En el transporte aéreo y marítimo se incluyen únicamente trayectos entre dos puntos del territorio español

³ En este documento siempre que se menciona coche eléctrico se refiere a vehículos de pasajeros 100% eléctricos y a vehículos híbridos enchufables.

⁴ Expresado en t-km transportadas.

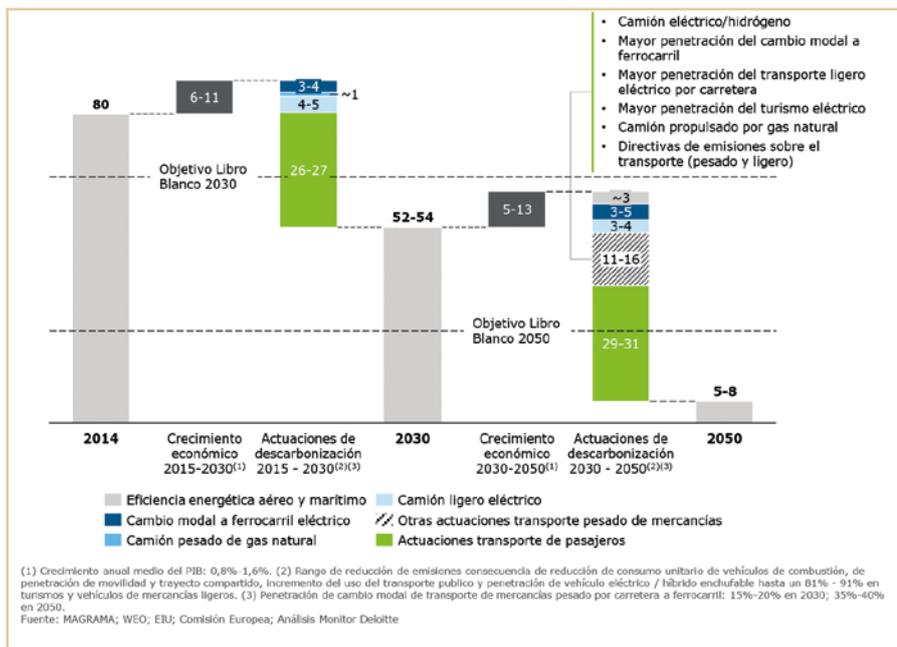
Figura 3. Impacto de la normativa aprobada o en desarrollo en la evolución de las emisiones GEI del transporte hasta 2050 (MtCO₂ equivalentes)



las mercancías deberían transportarse por ferrocarril eléctrico, el 3% por camión eléctrico ligero y el 30-35% por camión propulsado por gas natural. Para 2050 el transporte por ferrocarril eléctrico debería suponer el 35-40%, el camión eléctrico ligero el 13% y la práctica totalidad del resto de mercancías deberían trasportarse por tecnologías descarbonizadas aún no desarrolladas técnica y comercialmente, como por ejemplo el camión eléctrico pesado.

Para conseguir la efectiva implantación de estas medidas sería necesaria una inversión anual de entre 1.400 y 2.100 millones de euros hasta 2030 (en incentivos a la compra de coches eléctricos, instalación de infraestructura de recarga y desarrollo de la infraestructura ferroviaria para el desarrollo del ferrocarril de mercancías).

Figura 4. Reducción global de emisiones por sectores del transporte según actuaciones de descarbonización analizadas (MtCO₂ equivalentes)



Descarbonizar el transporte de pasajeros necesita un programa eficaz de incentivos y una red de infraestructura de recarga de acceso público
El coche particular es el medio de transporte de pasajeros más contaminante

En el año 2014 el tráfico de pasajeros por medios terrestres ascendió en España a aproximadamente 525 mil millones de pasajeros-km, que supusieron la emisión de 52 MtCO₂. El 86% de esta demanda de movilidad fue satisfecha por coches, que causaron el 94% de estas emisiones (49 MtCO₂). El 14% restante de los pasajeros-km fue transportado por autobuses y trenes, que emitieron el 6% de las emisiones GEI del transporte terrestre de pasajeros.

La digitalización y la penetración del transporte público determinarán los escenarios futuros de la movilidad de pasajeros

Actualmente se está produciendo una revolución en el transporte de pasajeros. El paradigma del vehículo de combustión interna, en propiedad, no conectado y conducido por una persona está evolucionando hacia el vehículo eléctrico, compartido, conectado y conducido de modo autónomo gracias a sistemas basados en inteligencia artificial. El nuevo paradigma es una realidad que cada día se hace más tangible. La penetración de la digitalización y el grado de colectivización del transporte son las dos principales incertidumbres que definirán el futuro de la movilidad de pasajeros. Para este estudio se han definido cuatro posibles escenarios futuros en función de la evolución de estos dos factores⁵ : “Todo cambia para que nada cambie”, “Movilidad basada en modelos de negocio colaborativos”, “Movilidad autónoma y compartida”, y “La colectivización “tradicional” del transporte”.

Estos escenarios tienen un impacto significativo en el número de vehículos del parque. En el escenario “Todo cambia para que nada cambie” necesitamos entre 23 y 24 millones de coches para cubrir las necesidades del 86% de la movilidad de pasajeros en el año 2050, mientras en el escenario más extremo, el de “Movilidad autónoma y compartida”, la utilización de cada vehículo se incrementa significativamente, lo que reduce el parque necesario hasta los 9-10 millones.

6 millones de coches eléctricos en España en 2030

En todos los escenarios analizados, la penetración de la movilidad eléctrica es un elemento imprescindible si se desea conseguir la descarbonización del transporte de pasajeros en 2050. Garantizar el cumplimiento

Figura 5. Fondos necesarios entre 2017 y 2030 para la descarbonización del transporte en España (millones de €)

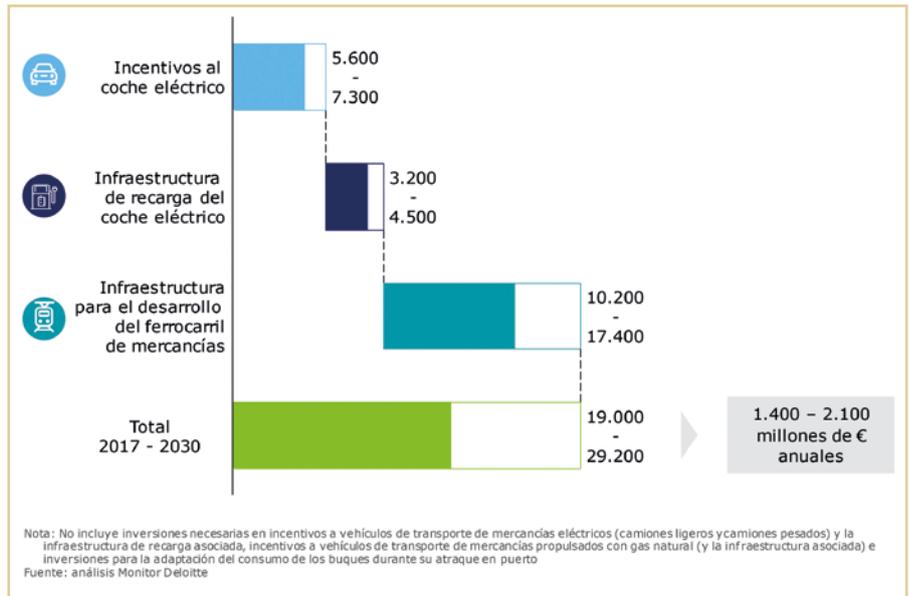
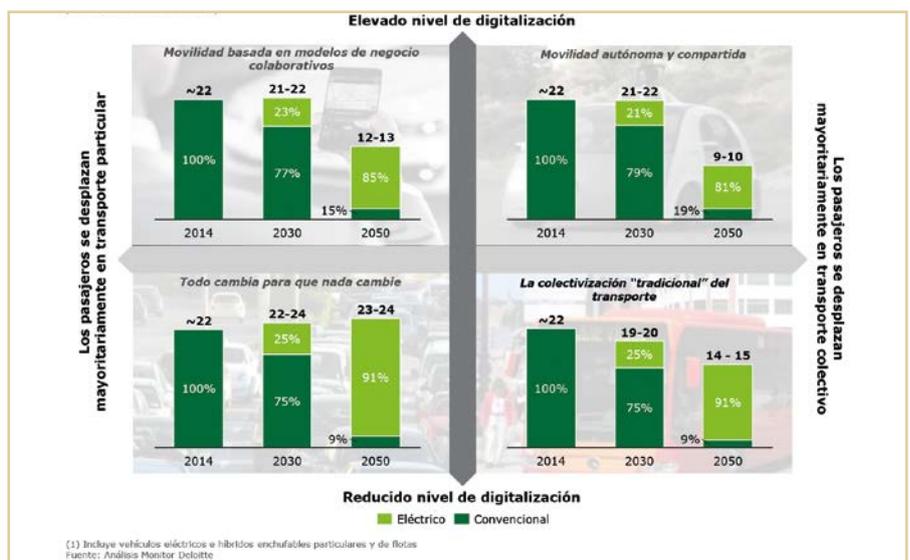


Figura 6. Parque de turismos en función del escenario de movilidad (millones de vehículos)



⁵ En todos los escenarios se ha considerado la misma evolución de la demanda total de movilidad de pasajeros (proyectada en función de la evolución estimada del PIB). Los escenarios se distinguen en función de la penetración del transporte público y de los modelos de transporte autónomo y compartido para cubrir esta demanda de movilidad.

de los objetivos de descarbonización requiere una elevada penetración del coche eléctrico: en 2025 debería haber un parque de entre 1,6 y 2 millones de coches eléctricos y estos deberían suponer un 30-35% en ventas; en 2030 se necesita un parque de entre 4,4 y 6 millones y que estos representen un 50-60% de las ventas. Si bien los diferentes tipos de vehículos (gasolina, diésel, gas natural, eléctricos y GLP) convivirán en 2030, no debería venderse ningún vehículo con motor de combustión interna a partir de 2040.

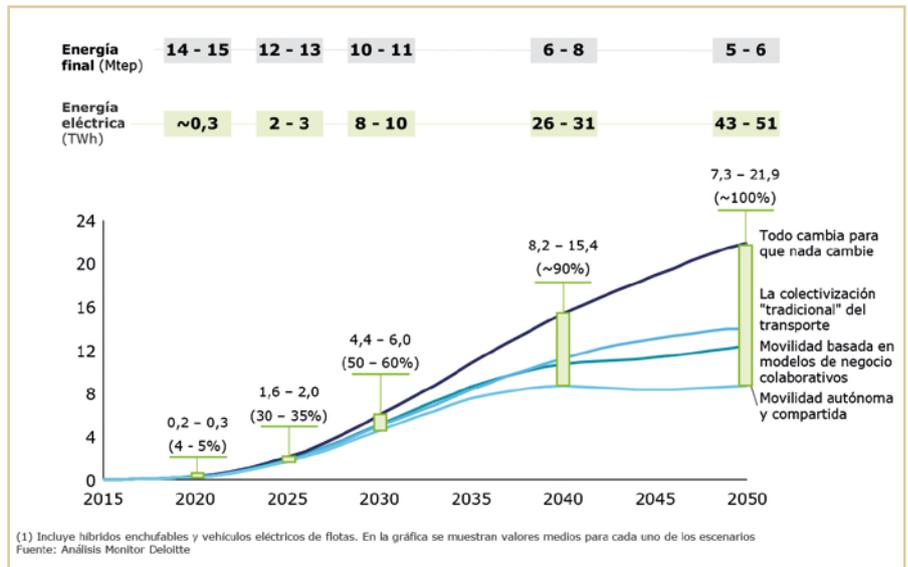
Aunque el transporte colectivo de pasajeros cubra únicamente un 14% de la demanda de movilidad en tres de los cuatro escenarios de la movilidad del futuro, debe participar activamente en el proceso de descarbonización: entre el 30 y el 35% de la flota de autobuses debería ser eléctrica antes de 2030, y prácticamente el 100% en 2050.

Con estos niveles de penetración de movilidad eléctrica, el transporte terrestre de pasajeros conseguiría reducir sus emisiones GEI a entre 30 y 33 MtCO₂ en 2030 y hasta menos de 4 MtCO₂ en 2050.

90.000 puntos de recarga de acceso público en 2025 y 145.000 en 2030⁶

Para conseguir el nivel necesario de penetración de la movilidad eléctrica, es fundamental que exista una infraestructura de recarga adecuada en términos de prestaciones (tiempo de repostaje) y disponibilidad. Ésta puede clasificarse en cuatro tipos en función de su utilización: particular, en vía pública, electrolinerías y flotas.

Figura 7. Evolución del parque de vehículos eléctricos⁽¹⁾ en España (Millones de vehículos, entre paréntesis % de ventas de vehículos eléctricos sobre el total)



- **Puntos particulares:** puntos de recarga situados en un garaje o vivienda privada, y que permiten la carga del coche durante la noche para las necesidades de uso diario. Se estima que serían necesarios unos 230 mil puntos en 2020, entre 1,2 y 1,6 millones en 2025 y entre 2,5 y 3,4 millones en 2030.
- **Electrolinerías⁸ semirrápidas y rápidas:** puntos de recarga situados en centros comerciales o de ocio, gasolineras, garajes públicos, autopistas y otras zonas de alta afluencia o circulación de vehículos, utilizadas principalmente para una recarga de ocasión o de emergencia. Las electrolinerías rápidas consiguen recargar el 80% de la batería en 20 minutos, mientras que las semirrápidas llegan a ese nivel de carga en unas 2 o 3 horas. Serían necesarias 11 mil electrolinerías en el año 2020, entre 40 y 50 mil en 2025 y entre 35 y 55 mil electrolinerías en 2030⁹.
- **Puntos de recarga en instalaciones para flotas de vehículos:** Serían ne-

⁶ A partir de 2030 se ha considerado que la evolución de la tecnología y de los hábitos de los consumidores introducen una elevada incertidumbre sobre el número de puntos de recarga que serán necesarios.

⁷ Se ha considerado que cada poste en vía pública cuenta con 2 conectores.

⁸ Se ha considerado que cada electrolinería cuenta con 2-4 conectores.

⁹ Actualmente en España existen más de 10.000 gasolineras. El número estimado a 2030 es superior debido a las mayores necesidades de uso de la infraestructura (tiempo de recarga, surtidores por gasolinera, autonomía de los vehículos).

cesarios unos 300 puntos en 2020, entre 400 y 1.700 en 2025 y entre 800 y 4.800 en 2030, en función de la penetración de transporte compartido en los escenarios analizados. Estos puntos de recarga darían servicio a flotas¹⁰ de vehículos compartidos y/o autónomos (tipo Car2Go, Emov, etc.).

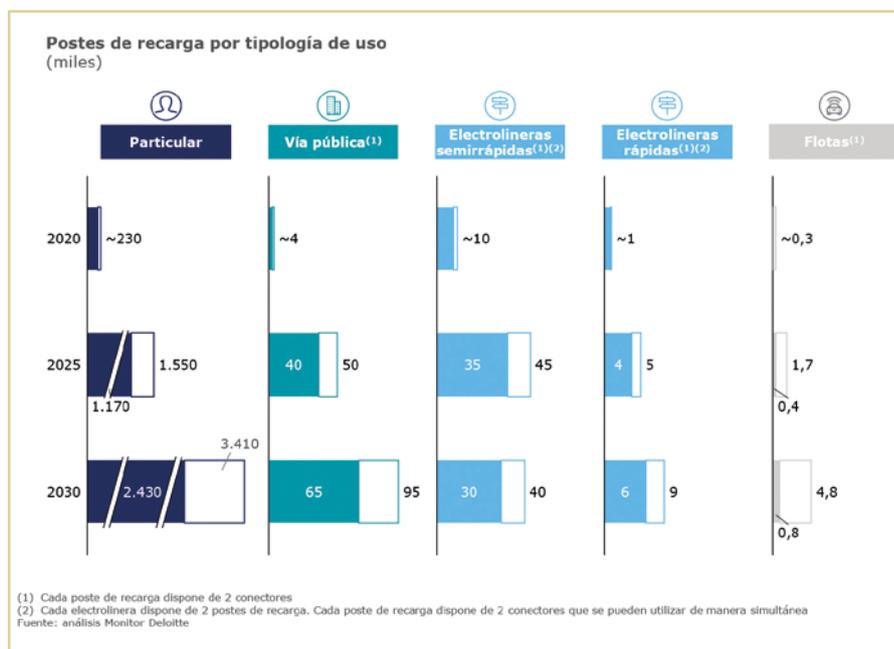
La infraestructura de acceso público (vía pública y electrolineras) es imprescindible para garantizar el despliegue masivo del vehículo eléctrico. Permite a los usuarios que aparcen en la vía pública asegurar la recarga de sus vehículos eléctricos para sus trayectos diarios y, además, posibilita la recarga de ocasión o emergencia para todos los propietarios de coche eléctrico.

El desarrollo del vehículo eléctrico en España es testimonial por la falta de incentivos e infraestructura adecuados

El coche eléctrico empieza a ser a día de hoy una realidad desde el punto de vista técnico, pero aún no presenta el nivel de adopción necesario para tener un impacto relevante en la reducción de emisiones. En Noruega y Holanda, por ejemplo, circulaban, respectivamente, 71.000 y 88.000 vehículos eléctricos, y estos representaron aproximadamente un 23% y un 10% de las ventas anuales de turismos en cada país en 2015. El desarrollo en España está muy por detrás de estos y de otros países europeos: el parque de vehículos eléctricos a finales de 2015 era de aproximadamente 6.500 coches y las ventas apenas supusieron un 0,2% en ese año.

El vehículo eléctrico se enfrenta a dos barreras principales: sus menores prestaciones frente

Figura 8. Evolución de la infraestructura de recarga eléctrica en España



a los vehículos convencionales (menor autonomía, mayor tiempo de recarga, menor número de modelos disponibles, mayor coste, escasa información sobre los beneficios) y la reducida disponibilidad de la infraestructura de recarga de acceso público.

Sin tener en cuenta los incentivos disponibles, los vehículos eléctricos en España son entre un 5% (en el caso de monovolúmenes y 4x4) y un 24% (en el caso de vehículos de pequeño tamaño) más caros, en términos de coste completo, que el convencional comparable. En el mejor de los casos, los incentivos y ayudas existentes permiten que un utilitario eléctrico sea un 3% más barato que uno convencional. Los programas de incentivos introducidos en España han sido insuficientes y con una eficacia limitada.

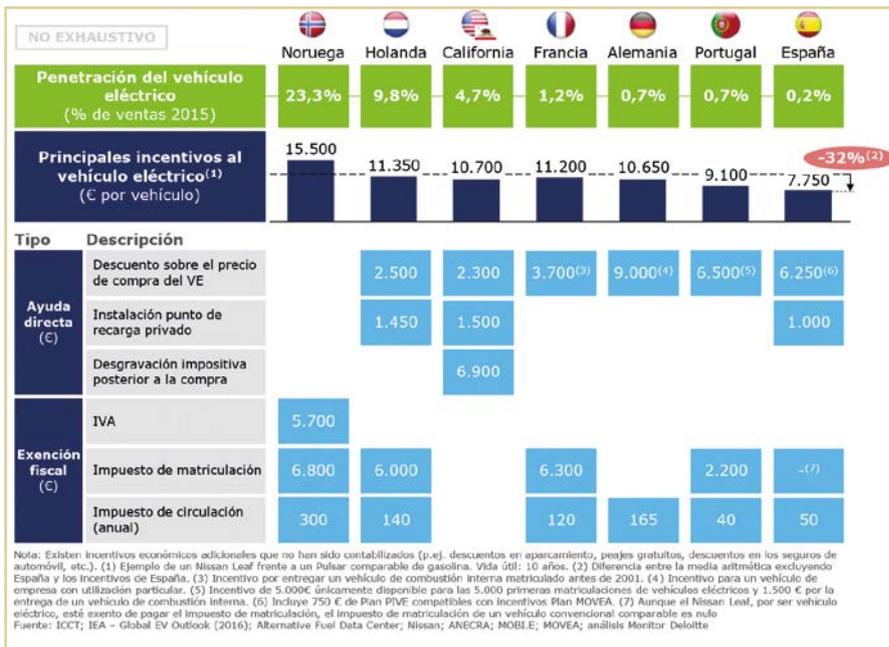
Todos los planes de incentivos desde 2009 apenas llegan a 40 millones de euros acumulados y son programas que se renuevan anualmente. En los últimos años, las ayudas se han agotado antes de la finalización del ejercicio, creando incertidumbres o limitando la visibilidad sobre el coste del vehículo eléctrico. A modo de comparación, los planes PIVE (incentivos para la renovación del parque de vehículos, principalmente utilizado para la adquisición de vehículos convencionales) han tenido una dotación económica de 1.115 millones desde 2012.

En los países con mayor penetración del vehículo eléctrico se han desarrollado programas de incentivos que han facilitado su desarrollo de forma más efectiva que en España:

¹⁰ Los vehículos de flotas utilizadas de modo particular (vehículos asignados a un único usuario) son consideradas como vehículos particulares, a los efectos de este estudio.

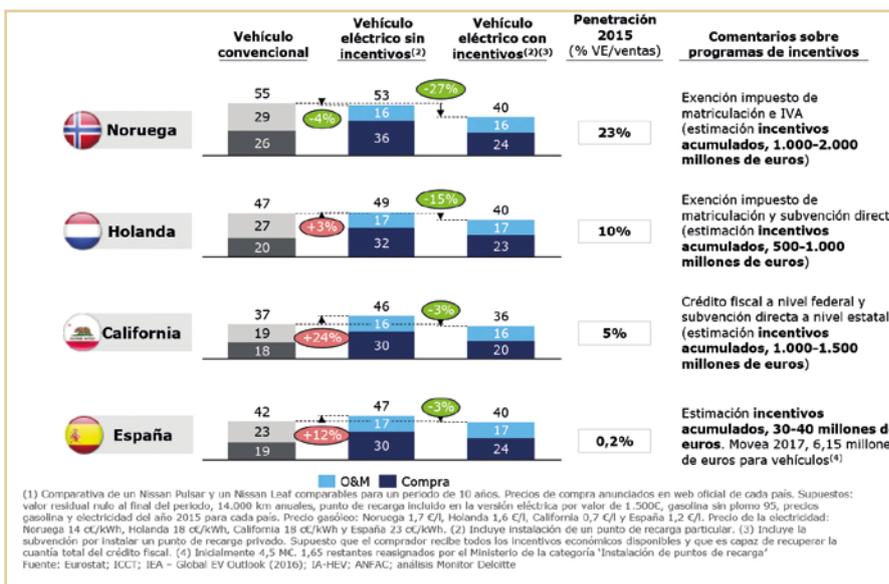
- La mayoría de los países con una elevada penetración del vehículo eléctrico han establecido ambiciosos objetivos de ventas (California: 1,5 millones de vehículos eléctricos en 2025; Francia: 2 millones en 2020), que han servido de guía para el desarrollo del resto de medidas.
- Considerando los incentivos, un vehículo eléctrico utilitario es entre un 15% y un 27% más económico en Noruega y Holanda que un vehículo convencional comparable, en términos de coste completo.
- Los esquemas de incentivos económicos son sostenidos a lo largo del tiempo y con una dotación económica relevante. Noruega dispone de una exención del impuesto de matriculación para los coches eléctricos desde 1990, que ha supuesto un importe superior a 1.000 millones de euros.

Figura 9. Resumen de principales incentivos económicos al vehículo eléctrico



- Estos incentivos están dirigidos a los segmentos más relevantes del mercado, no solo a usuarios particulares, sino también a vehículos de flotas o usuarios profesionales.
- Las facilidades al uso del vehículo eléctrico (acceso a aparcamiento en el centro de las ciudades, aparcamiento gratuito, carriles prioritarios, etc.) son un incentivo muy atractivo, pero que únicamente funciona en las primeras etapas del despliegue, perdiendo su atractivo una vez el vehículo eléctrico se populariza.
- Los mecanismos de mandato y control son ambiciosos. Alemania, Noruega y Holanda están ya discutiendo la prohibición de ventas de vehículos convencionales en 2025-2030.

Figura 10. Costes totales de un vehículo eléctrico con respecto a uno convencional comparable⁽¹⁾ en 2015 (miles de euros)



Respecto a la infraestructura de recarga, en España no existe actualmente una red de recarga de acceso público (postes en vía pública y electrolineras) con la dimensión o la capilaridad necesarias para permitir la adopción masiva de la movilidad eléctrica. Esto es debido a la falta de rentabilidad para el inversor con los niveles actuales y previstos de penetración de vehículo eléctrico, y con las expectativas de grado de utilización de la misma. Las electrolineras sólo son rentables si asumimos un elevado margen en el precio de venta de la electricidad (300-400 €/MWh, lo que igualaría el coste de combustible por km al de un combustible fósil) y un número de recargas alto (por encima de 15 recargas diarias). La infraestructura de recarga en vía pública no es rentable en ningún caso bajo hipótesis razonables de inversión (poste: unos 4.000 euros, acometida: unos 8.000 euros), tasas de utilización (1-2 veces al día en los casos más optimistas) y márgenes de electricidad (hasta 50 €/MWh). A finales de 2015 había 1.700 puntos de recarga en España, algunos de los cuales no se encontraban operativos. En ese mismo año, en Noruega y Holanda había 7.000 y 18.000 puntos de recarga de acceso público, respectivamente, con un parque total de vehículos mucho menor.

La necesidad de la infraestructura de recarga de acceso público para el despliegue del vehículo eléctrico y su falta de rentabilidad en las condiciones actuales requiere de actuaciones en las diferentes etapas de su desarrollo.

- **Planificación:** los países analizados han establecido objetivos ambiciosos de infraestructura de recarga, por ejemplo, 7 millones de puntos de recarga en 2030 en Francia (incluyendo puntos de recarga particulares). Las Administraciones Públicas tienen un rol relevante en

este despliegue mediante licitaciones (Noruega) o autorizando a compañías eléctricas a desplegar la infraestructura en zonas clave (California).

- **Financiación:** las Administraciones Públicas han incentivado parcialmente el despliegue inicial de la infraestructura (ayudas de la UE con fondos públicos) o han definido mecanismos para la instalación de puntos de recarga y la recuperación de sus costes por parte de los distribuidores eléctricos, en determinadas áreas (California) o para el conjunto del país (Irlanda).
- **Instalación, propiedad y gestión** de los puntos de recarga: no existe un modelo único de propiedad y gestión de estos puntos, pero en todos los casos se ha asegurado la interoperabilidad física y de pago de los puntos de recarga de acceso público.

El autobús eléctrico está iniciando su desarrollo y se espera un crecimiento acelerado en los próximos años

El autobús eléctrico se encuentra en un nivel de madurez comercial inferior al de los coches eléctricos; sin embargo, los últimos avances tecnológicos permiten vislumbrar que su desarrollo se acelerará en los próximos años. Las principales barreras para la adopción de esta tecnología son las siguientes:

- La limitada autonomía en los sistemas actuales, basados en energía embarcada (pueden llegar a alcanzar más de 200 km), que está al límite de la necesaria para completar una jornada diaria media para un autobús urbano (entre 200-300 km) sin recargar la batería. La nueva generación de autobuses eléctricos, ya

iniciando su comercialización, permitirá autonomías de hasta 500 km con una carga única de la batería.

- La reducción de flexibilidad en los sistemas de recarga a lo largo del recorrido del autobús, ya que el autobús debe pasar por los puntos de recarga establecidos. Además, pueden existir barreras para instalar tomas de alta potencia en los centros urbanos de las ciudades por su elevado coste e impacto visual, aunque, por otro lado, esta misma infraestructura podría utilizarse para la recarga de otros vehículos eléctricos (particulares, flotas, etc.).
- Coste de inversión, que actualmente puede llegar a ser de hasta el doble que el de un autobús convencional o uno de gas natural.
- Necesidad de nuevas capacidades técnicas para los técnicos de las empresas municipales, para la implantación, operación y mantenimiento de autobuses urbanos eléctricos.

A pesar de estas barreras, y gracias a sus efectos positivos sobre la descarbonización y la reducción de emisiones de elementos contaminantes (SO_x, NO_x, etc.), se están estableciendo ambiciosos objetivos en diferentes ciudades, como Londres (el 100% de los nuevos autobuses municipales serán eléctricos a partir de 2018), París (el 80% de la flota de autobuses ha de ser eléctrica en 2025) o algunas grandes urbes en China (el 80% de los autobuses vendidos en 2020 han de ser de cero emisiones). En España, Madrid contaba en 2016 con autobuses eléctricos en dos líneas y un compromiso de adquirir entre 15 y 20 autobuses eléctricos anuales desde 2017 hasta 2020, y Barcelona está participando en proyectos de demostración de la viabilidad de esta tecnología.

Recomendaciones para el desarrollo de la movilidad eléctrica en el transporte de pasajeros

Las diferentes Administraciones Públicas en España deben acometer una serie de reformas e introducir planes de incentivos y de inversión que fomenten el desarrollo de una movilidad sostenible de pasajeros.

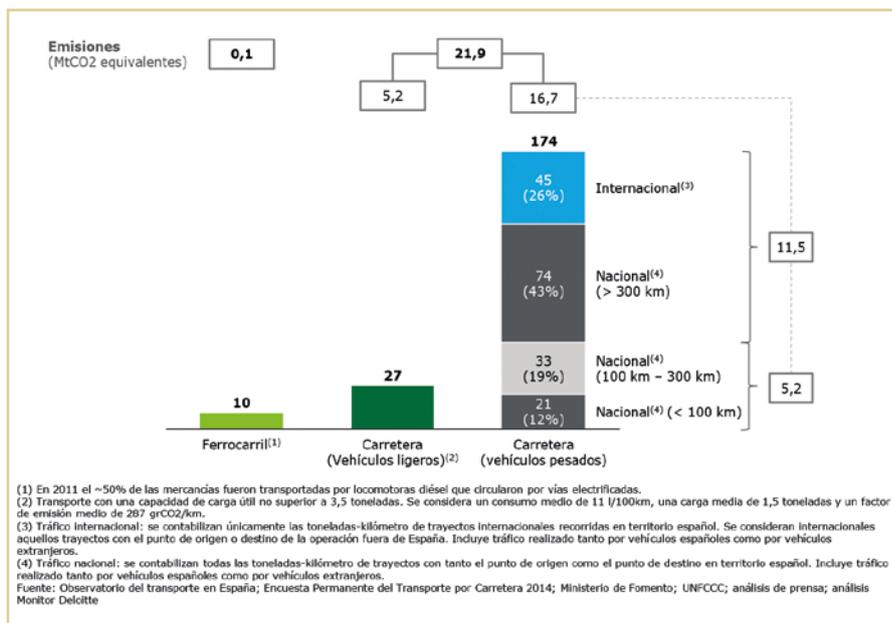
1. Crear un observatorio del vehículo eléctrico para la coordinación de las diferentes Administraciones Públicas, planificación y seguimiento de la penetración del coche eléctrico, y análisis de la efectividad de los programas de incentivos y fomento de la infraestructura de recarga de acceso público.
 2. Establecer objetivos a 2030 y desarrollar un plan de incentivos económicos a la adquisición de vehículos eléctricos:
 - Establecer un objetivo ambicioso de penetración del vehículo eléctrico que permita guiar y evaluar la eficacia de las medidas tomadas: 6 millones de vehículos en 2030.
 - Establecer exenciones de impuestos a la compra de vehículos eléctricos, hasta conseguir una reducción del 20% del coste completo frente a los vehículos convencionales (lo que significa actualmente una ayuda de en torno a 10.000 € por vehículo), durante los próximos 5 años, o hasta conseguir los objetivos de penetración establecidos. Posteriormente, y considerando que se espera una reducción del coste de los vehículos eléctricos que equipare sus costes con un vehículo convencional entre el 2020 y el 2025, estos incentivos deberían reducirse progresivamente hasta eliminarse
 3. Definir un calendario para restringir la compra y el uso de vehículos convencionales en grandes ciudades:
 - Eliminar los incentivos a la compra de vehículos convencionales.
 - Implantar el cierre gradual, a partir del año 2025, de los centros de las ciudades a la circulación de vehículos convencionales, y establecer, en todas las ciudades españolas, zonas urbanas de bajas emisiones que requieran del pago de una tasa para la circulación de vehículos convencionales. Para implantar estas medidas se podrían utilizar los distintivos ambientales desarrollados por la Dirección General de Tráfico (DGT).
 - Establecer un calendario de prohibición de venta de vehículos convencionales.
 4. Definir y desarrollar un modelo de despliegue de la infraestructura de recarga de acceso público:
 - Establecer objetivos de infraestructura pública de recarga por cada nivel de la Administración Pública, en función de sus competencias (ayuntamientos en la vía pública; Comunidades Autónomas y Ministerio de Fomento en autopistas y red secundaria) para conseguir:
 - Postes en vía pública: 4.000 postes en 2020, 50.000 en 2025 y 95.000 en 2030.
 - Electrolineras: 10.000 en 2020, 40.000 en 2025 y 50.000 en 2030.
- más allá de 2025. Se estima que serían necesarios unos incentivos acumulados de entre 2.300 y 6.200 millones de euros¹¹.
- El desarrollo de esta infraestructura tendría un coste de inversión total, hasta 2030, de 1.250-1.650 millones.
- Definir un modelo que asegure el despliegue de la infraestructura específica mientras exista falta de rentabilidad de la misma:
 - Ajustar la normativa relativa al acceso y conexión a la red eléctrica para que la nueva infraestructura necesaria para la alimentación de los puntos de recarga, incluyendo la conexión y el refuerzo de la red, sea responsabilidad de las empresas de distribución.
 - Dado que la Administración Pública puede no tener suficientes recursos para este despliegue, se requiere incentivar la participación de la iniciativa privada en el desarrollo de esta infraestructura, incluyendo el acceso a fondos de financiación para asegurar la rentabilidad mínima de las infraestructuras planificadas (teniendo en cuenta no sólo la inversión, sino también los costes de operación y mantenimiento, todo ello sujeto a requisitos de disponibilidad de la infraestructura).
 - Establecer licitaciones competitivas para el despliegue de puntos de recarga.
 - Establecer una alternativa en los emplazamientos donde el anterior mecanismo no asegure el despliegue del volumen mínimo de infraestructura: despliegue, operación y mantenimiento de los puntos de recarga por el distribuidor eléctrico y reconocimiento en su base regulatoria de activos, el denominado “modelo DSO”.
 - Eliminar las barreras administrativas actualmente vigentes para el gestor de car-

¹¹ Rango de incentivos acumulados derivado de la duración del período con incentivos: 5 o 8 años en función de si llegan a 2021 o 2024.

ga (por ejemplo, la exigencia de tener un objeto social relacionado con la venta y compra de energía eléctrica), y clarificar en qué situaciones se requiere esta figura (por ejemplo, eliminar la obligatoriedad si no existe facturación de energía eléctrica por la recarga).

- Establecer incentivos a la instalación de puntos de recarga en zonas de aparcamiento propiedad de agentes privados y lugares de elevada densidad de tráfico (por ejemplo, centros de trabajo, centros comerciales, centros de ocio, estaciones de servicio, etc.).
- Incentivar la interoperabilidad de la recarga, de modo que permita un uso sencillo por parte de todos los usuarios y la compatibilidad de medios de pago, independientemente del operador o del punto de recarga. Se debe fomentar el uso de métodos de pago estándar (por ejemplo, pago con tarjeta de crédito o a través del móvil).
- Simplificar los trámites administrativos con municipios, Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y otros agentes para la instalación de puntos de recarga.
- Facilitar la transferencia de la propiedad y la gestión de la infraestructura de recarga, que favorezca la instalación de infraestructuras por parte de diversos agentes (por ejemplo, hoteles, centros comerciales, centros de ocio, etc.) y la cesión de la gestión a compañías especializadas.
- Modificar las tarifas eléctricas para que reflejen adecuadamente los costes de acceso y uso de la red de distribución; la recarga en horas en que la red está poco utilizada debería pagar

Figura 11. Tráfico de mercancías por medio de transporte terrestre en 2014 (miles de millones de toneladas-km)



tarifas de acceso muy bajas. También deben introducirse tarifas eventuales con el correspondiente recargo en el término de potencia. Estas tarifas deben garantizar que no se discrimina entre usos de la energía y que se asegura la suficiencia económica del sistema.

5. Desarrollar mecanismos y políticas para que la Administración Pública asuma un rol ejemplarizante en la adopción y compra de coches eléctricos.
6. Establecer una estrategia para la transformación de la industria automovilística y sus industrias auxiliares.
7. Desarrollar campañas específicas de promoción de la movilidad eléctrica en flotas y asociaciones gremiales.

8. Desarrollar un plan específico para el desarrollo del autobús eléctrico en centros urbanos.

- Establecer un ambicioso objetivo de penetración de autobuses eléctricos en entornos urbanos (por ejemplo, que el 100% de las nuevas adquisiciones de autobuses en las grandes ciudades sean eléctricos para 2030).
- Fomentar el intercambio de conocimiento y capacidades entre empresas municipales de transporte a través de mecanismos de colaboración promovidos y coordinados por la Administración Central.
- Establecer incentivos a programas de I+D destinados al desarrollo y a la implantación de autobuses eléctricos urbanos.

Descarbonizar el transporte de mercancías requiere la electrificación del transporte ligero, el ferrocarril y el desarrollo de tecnologías aún no disponibles

Un 95% del transporte de mercancías en España se realiza por carretera

En el año 2014 se transportaron en el territorio español alrededor de 210 mil millones de t-km, que supusieron la emisión de 22 MtCO₂ equivalentes. De este volumen, el 95% fue transportado por carretera, tanto mediante vehículos de transporte pesado¹² (174 mil millones de t-km¹³) como por vehículos de transporte ligero (27 mil millones de t-km), que emitieron 16,7 y 5,2 MtCO₂, respectivamente.

Tres palancas para la reducción de emisiones en el transporte de mercancías

Hay diversos factores que están transformando el sistema logístico actual y las soluciones de transporte que lo integran. Destacan los desarrollos regulatorios y normativos (normativa de emisiones Euro VI¹⁴), los nuevos modelos de servicio y consumo (comercio electrónico) o el desarrollo de nuevas tecnologías en los vehículos (*platooning*, conducción autónoma). Sin embargo, estas tendencias no aseguran la casi completa descarbonización del transporte de mercancías, por lo que es necesario, además, un cambio de vector energético (de derivados del petróleo a electricidad o gas) para conse-

guir la descarbonización efectiva y completa del transporte de mercancías. Este cambio requerirá tres elementos principales:

- Cambio modal a transporte ferroviario: El ferrocarril tiene una elevada madurez tecnológica y permite un abatimiento completo de las emisiones (con tracción eléctrica y generación eléctrica 100% renovable), así como un incremento relevante de la eficiencia energética (x5 con respecto al camión convencional). En España, su nivel de desarrollo es muy inferior al de otros países europeos (representa el 5% del transporte de mercancías, frente al 20% en Alemania). La posible utilización del gas natural en el ferrocarril puede considerarse como energía de transición, dado que permite reducir emisiones de elementos contaminantes y un abatimiento parcial de las emisiones GEI.
- Camiones eléctricos: Podrían permitir la eliminación del 100% de las emisiones, pero tienen diferente grado de madurez dependiendo de su capacidad de carga. Por un lado, ya se comercializan en España vehículos eléctricos para el transporte ligero de mercancías (cargas entre 600 y 1.000 kg) y varias compañías están adoptando este tipo de vehículos para sus flotas. Por el otro, el transporte pesado de mercancías mediante camión eléctrico está todavía en las fases iniciales de su desarrollo.
- Camión de gas natural: Es una solución comercialmente viable hoy día, cuya principal ventaja es que reduce, hasta eliminar completamente, las emisiones

de SO_x y de partículas, y en gran medida, las de NO_x, lo que lo hace especialmente atractivo para su uso en zonas urbanas. Sin embargo, esta tecnología solo consigue reducir entre un 10 y 20%¹⁵ las emisiones de CO₂, por lo que, a efectos de la descarbonización del sistema energético español, se trataría de una tecnología de transición, mientras el resto de soluciones descritas se despliegan completamente.

Para reducir el 50% de las emisiones es necesario multiplicar por cuatro el porcentaje de las mercancías transportadas por ferrocarril en 2030 (y por ocho en 2050) y pasar a vehículo eléctrico ligero la práctica totalidad del transporte ligero de mercancías

Conseguir una reducción significativa de las emisiones del transporte de mercancías en 2050, para pasar de emitir 22MtCO₂ equivalentes en 2014 a emitir menos de 15-18 MtCO₂ en 2050¹⁶, requeriría:

- Asegurar que el camión ligero eléctrico capturase en 2030 entre el 20 y el 30% del tráfico ligero de mercancías (el 3% del total del tráfico de mercancías) y más del 90% en 2050.
- Promover los camiones pesados propulsados por gas natural para que transporten en 2030 entre el 30 y el 35% del tráfico total de mercancías.
- Conseguir que entre el 15% y el 20% del tráfico de mercancías se transporte

¹² Transporte pesado hace referencia a transporte de cargas mayores a 3,5 toneladas, mientras que el transporte ligero se refiere a cargas menores a 3,5 toneladas.

¹³ Estimación del tráfico realizado por las carreteras españolas de camiones pesados de cualquier nacionalidad.

¹⁴ Referida a límites para las emisiones de CO, NO_x, HC y partículas de vehículos vendidos en la Unión Europea.

¹⁵ LNG: an alternative fuel for road freight transport in Europe (CIRCE, 2015); Desarrollo del gas natural vehicular en España: análisis de beneficios y potencial contribución a la economía nacional (Gasnam, 2014).

¹⁶ En un escenario continuista, para 2050 el sector del transporte de mercancías emitiría 29-36 MtCO₂.

por ferrocarril de mercancías eléctrico en 2030 y, entre el 35 y el 40%¹⁷ en 2050.

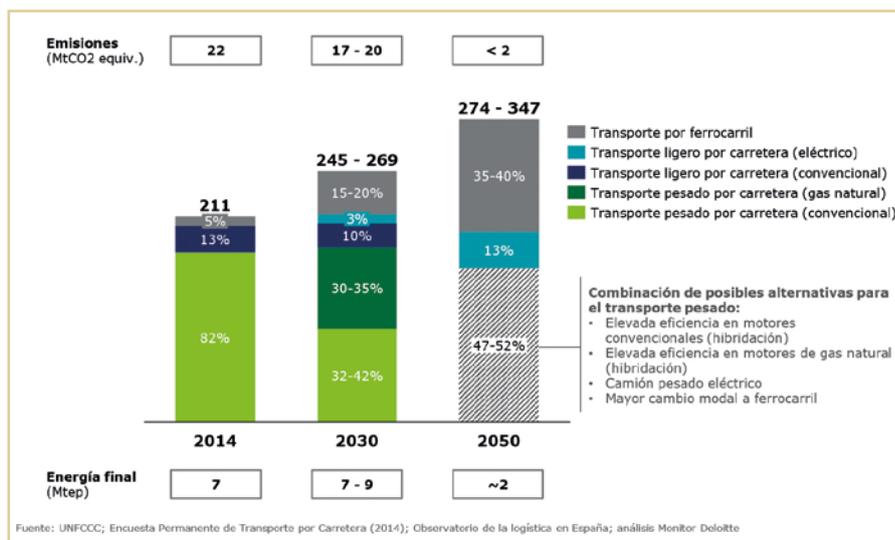
Para el año 2050, el ferrocarril de mercancías y el camión ligero eléctrico permitirían la descarbonización de aproximadamente el 50% del transporte de mercancías (llegando a unas emisiones de 15-18 MtCO₂). Conseguir reducir las emisiones hasta las 2 MtCO₂ necesarias requiere de nuevas tecnologías que hoy se encuentran en fase de desarrollo (por ejemplo, camión eléctrico con pila de hidrógeno o autopistas eléctricas con catenaria).

El ancho de vía ibérico, la ausencia de infraestructuras clave y de sistemas de planificación y gestión especializados y la alta competitividad de la carretera han frenado el desarrollo del transporte ferroviario de mercancías en España

La reducida cuota del ferrocarril en el transporte de mercancías en España es fundamentalmente consecuencia de tres barreras:

a) **El diferente ancho de vía del sistema ferroviario español con respecto al resto de Europa** obliga a que las mercancías que se transportan por ferrocarril a través de la frontera francesa cambien de vagón¹⁸, lo que implica tiempos de espera y sobrecostes relevantes. Esto supone una barrera especialmente importante para los transportes internacionales, que supusieron en el año 2014 45 mil millones de t-km transportadas por las carreteras españolas, el 26% de todo

Figura 12. Evolución del tráfico de mercancías por modo de transporte y emisiones abatidas a 2050 (miles de millones de t-km)



el tráfico pesado de mercancías por carretera.

- b) La **carencia de infraestructuras adecuadas y de sistemas de planificación y gestión** que permitan mejorar la competitividad del ferrocarril de mercancías.
- La dotación presupuestaria destinada al transporte de mercancías ha sido muy reducida, e insuficiente para adaptar la red ferroviaria (diseñada a principios del siglo XX) a la realidad actual del transporte de mercancías y de las necesidades de los clientes. En los últimos 4 años el presupuesto anual destinado especifi-

camente al desarrollo del transporte de mercancías ha sido de 50-150 millones de euros al año. Esto ha provocado una carencia de infraestructuras ferroviarias adecuadas:

- Falta de **accesos adecuados a puertos marítimos**, que impide en muchos puertos un trasvase eficiente de la mercancía desde el buque o zona de almacenamiento hasta el ferrocarril.
- Insuficiencia de apartaderos industriales** en grandes polígonos industriales y de terminales logísticas intermodales¹⁹ con la ubicación, las conexiones y la capacidad adecuadas.

¹⁷ Estimación del porcentaje de mercancías que el ferrocarril puede transportar en España a partir de un análisis de los trayectos de mercancías realizados por carretera (según la "Encuesta permanente de transporte de mercancías por carretera" del Ministerio de Fomento) y de las mejoras en la competitividad del ferrocarril asociadas a las recomendaciones desarrolladas en este estudio. Detalle metodológico en el anexo II del estudio.

¹⁸ La tecnología de cambio de ejes está disponible únicamente en un 1% de los vagones europeos.

¹⁹ Terminal en la que se produce la transferencia de la mercancía entre el camión y el ferrocarril.

Figura 13. Principales barreras de infraestructura existentes en el sistema ferroviario de mercancías español



- Inexistencia de **vías suficientes en las circunvalaciones de los principales centros urbanos** que permitan compatibilizar el tráfico ferroviario de pasajeros con el de mercancías, unido a una programación ferroviaria que prioriza el tráfico de pasajeros y las operaciones de mantenimiento sobre el tráfico de mercancías.
- Falta de líneas adaptadas a la **circulación de trenes de una longitud de al menos 750 metros** (longitud típica de los trenes de mercancías en otros países europeos).
- Ausencia de **alimentación eléctrica** en aproximadamente un 30% de la red ferroviaria utilizada por los trenes de mercancías. La alimentación eléctrica generalmente utilizada no está al nivel de tensión utilizado en la red europea (25kV).
- Los **gálibos** existentes en la gran parte de la red no permiten la circulación de trenes con contenedores de gran tamaño ni de sistemas de "autopista ferroviaria"²⁰.
- Sistemas de planificación y gestión del transporte ferroviario de mercancías:
 - Existe una falta de consenso en el desarrollo de dos actuaciones clave para el fomento del transporte de mercancías por ferrocarril: el Corredor Mediterráneo y el Corredor Atlántico²¹. Se han realizado numerosos estudios técnicos y económicos sobre estas infraestructuras, con soluciones técnicas, alcances y estimaciones económicas muy diferentes, y no se ha conseguido alcanzar un consenso técnico ni político que permita la implantación de las medidas necesarias

para el efectivo desarrollo de estos dos corredores.

- Para algunas actuaciones clave, cuya inversión ya ha sido aprobada, existen importantes retrasos en la ejecución de las obras (por ejemplo, algunos tramos concretos en el Corredor Mediterráneo).
- En ocasiones, el diseño técnico de nuevas infraestructuras no ha considerado su impacto negativo en el transporte de mercancías (por ejemplo, la construcción de tramos con rampas que dificultan el transporte de mercancías en la variante de Zaragoza o tramos con tres tipos de sistemas de suministro eléctrico que requieren el uso de locomotoras con tres sistemas de alimentación eléctrica en el tramo Barcelona-frontera francesa).
- La gestión de las terminales logísticas no está adaptada al negocio del transporte por mercancías, ni en sus horarios de funcionamiento, ni en las condiciones del servicio ofrecido a los operadores ferroviarios.

Como consecuencia de esta falta de infraestructura y de los sistemas de planificación y gestión existentes, así como de la sobrecapacidad existente en el sector, la productividad de los recursos (locomotoras, vagones y personal) es inferior a la de otros países, lo que condiciona su explotación eficiente. Por ejemplo, en otros países europeos, los km anuales recorridos por una locomotora son prácticamente el doble y la carga neta por tren un 15-60% superior.

c) **La elevada competitividad del transporte de mercancías por carretera en España:**

²⁰ La tecnología de cambio de ejes está disponible únicamente en un 1% de los vagones europeos.

²¹ Terminal en la que se produce la transferencia de la mercancía entre el camión y el ferrocarril.

- La carretera dispone de una **red más capilar que el ferrocarril** (en España hay 12 veces más km de carreteras que de vías férreas, mientras ese ratio en países como Alemania es de 6 veces).
- El alto grado de atomización del sector genera un elevado nivel de competencia, que se traduce, particularmente en épocas de exceso de oferta, en decisiones de los transportistas (normalmente autónomos) de extender la vida útil de los activos (camiones de mayor antigüedad) y reducir los costes de personal. Esta situación conlleva una reducción significativa en los precios ofertados por este medio de transporte.
- Las **diferentes tasas e impuestos** (impuestos a los combustibles, impuestos de matriculación y circulación, tasas por uso de infraestructura viaria) **aplicados al transporte de mercancías por carretera son inferiores a las aplicadas en otros países europeos comparables** (por ejemplo, un transportista británico o francés paga al año entre 10 y 20 mil euros más por estos conceptos que un español²²).

Estas barreras provocan que el coste teórico del transporte por ferrocarril se sitúe entre 41 y 53 €/1.000 t-km²³, mientras que el coste real del transporte por carretera está en torno a 35 €/1.000 t-km²⁴ e incluso por debajo, llegando puntualmente a los 20-30 €/1.000 t-km (cuando el coste teórico del transporte de mercancías por carretera, calculado por el

Ministerio de Fomento, se encuentra en torno a 45 €/1.000 t-km²⁵).

El desarrollo de los vehículos eléctricos para el transporte ligero de mercancías se enfrenta a barreras similares a las del coche eléctrico

Las barreras a las que se enfrenta la electrificación del transporte ligero de mercancías mediante vehículo eléctrico son similares a las existentes en el desarrollo del coche eléctrico: las menores prestaciones con respecto al camión ligero convencional y la falta de infraestructura de recarga. A pesar de ello, existen determinados factores que facilitan su penetración: en este sector las decisiones de compra están más justificadas por criterios económicos, y las rutas seguidas por los vehículos suelen ser más predecibles, lo que facilita la recarga en momentos y emplazamientos óptimos.

Recomendaciones para la descarbonización del transporte de mercancías

Se deben establecer políticas para impulsar el transporte ferroviario de mercancías: planificación y gestión de infraestructuras que exploten las ventajas económicas del ferrocarril e imputación al transporte por carretera las externalidades generadas y el uso de las infraestructuras viarias:

1. Realizar una planificación de infraestructuras ferroviarias destinadas específi-

mente al desarrollo del transporte de mercancías, en el horizonte de los próximos 15 años, que sea consensuada y acordada por los principales agentes (Administración Central, Comunidades Autónomas, Ayuntamientos clave, operadores ferroviarios, operador de infraestructuras). Esta planificación debe incluir un acuerdo que permita el desarrollo de los corredores clave para el transporte de mercancías en España en el corto plazo: el Corredor Mediterráneo y el Corredor Atlántico.

Se detallan a continuación una serie de actuaciones sobre las infraestructuras, que se estima que requerirían entre 10 y 17 mil millones de euros de inversión. De este modo, se podría reducir el coste de transporte de mercancías por ferrocarril hasta los 15-28 €/1.000 t-km:

- Actuaciones que permitan reducir o eliminar las necesidades de acarreo²⁶ en el transporte por ferrocarril, lo que conseguiría reducir el coste hasta 12 €/1.000 t-km:
 - Completar las conexiones con los principales puertos marítimos.
 - Desarrollar centros logísticos con las conexiones, el equipamiento y la capacidad necesarios. Estos centros deberían desarrollarse prioritariamente en los grandes centros de consumo, como en las principales ciudades o zonas industriales.
 - Incentivar la instalación de apartaderos en los principales centros de

²² Supone: distancia recorrida por locomotora: 70.000-80.000 km/año; personal de conducción: 5.000-40.000 km/año; carga por tren 400-500 t/tren; coste acarreo: 300 €/camión*día.

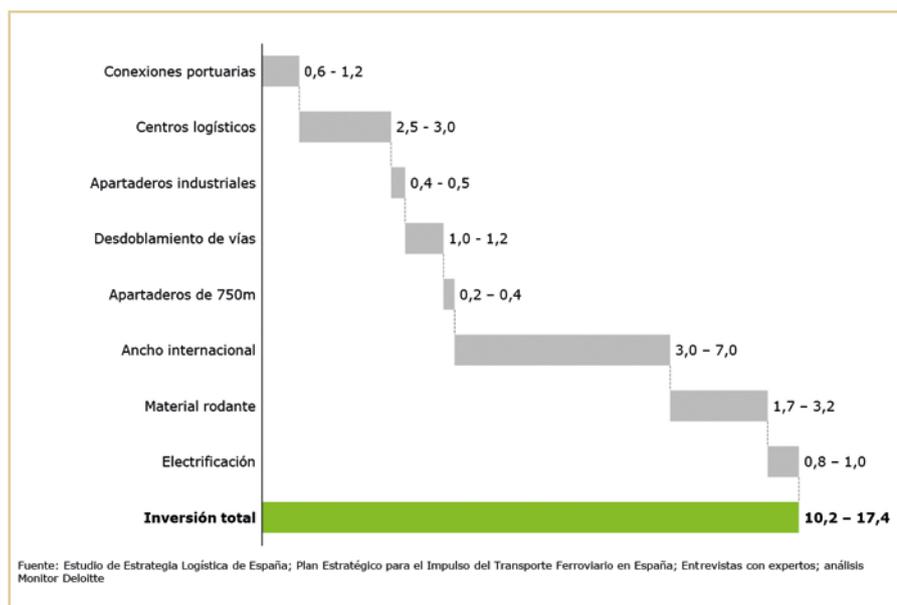
²³ Supone: distancia recorrida por locomotora: 70.000-80.000 km/año; personal de conducción: 5.000-40.000 km/año; carga por tren 400-500 t/tren; coste acarreo: 300 €/camión*día.

²⁴ Supone: salario total personal de conducción: 20.000 €/año; periodo amortización vehículo: 12 años.

²⁵ Supone: salario total personal de conducción: 43.000 €/año; periodo amortización vehículo: 8 años.

²⁶ Se denomina acarreo a la operación de transporte de la mercancía desde el punto de origen hasta el ferrocarril o desde el ferrocarril hasta el punto final de destino de la mercancía.

Figura 14. Inversiones en infraestructuras (miles de millones de euros)



producción y de consumo (por ejemplo, grandes fábricas o polígonos industriales). Se debe asegurar que los centros que se desarrollen en el futuro incluyan en su planificación la conexión con la red ferroviaria de mercancías.

- Actuaciones que permitan un incremento de la productividad de los recursos (locomotoras, vagones y personal de conducción), consiguiendo reducir el coste en 11-20 €/1.000 t-km:
 - Construir líneas adicionales para la circulación de los ferrocarriles de mercancías en las circunvalaciones de las principales zonas urbanas de Madrid y Barcelona, así como adaptar los intervalos de mantenimiento de infraestructura a la optimización de la circulación de trenes de mercancías.
 - Programar los intervalos de mantenimiento de la infraestructura ferroviaria para posibilitar la mayor circulación de trenes de mercancías, y flexibilizar los horarios de apertura de las termi-

nales logísticas para que se adapten a las necesidades reales de los operadores ferroviarios de mercancías.

- Adecuar el gálibo de la red básica ferroviaria para permitir la circulación de contenedores de mayor volumen y el desarrollo de autopistas ferroviarias.
- Adaptar las líneas férreas de la red principal para permitir la circulación de trenes de, al menos, 750 metros de longitud, lo que permitiría mayores economías de escala y reducir en 1-6 €/1.000 t-km el coste de transporte del ferrocarril de mercancías. Esta medida requiere básicamente de la construcción de apartaderos de esa longitud para que los trenes puedan apartarse de la vía en caso de adelantamiento o cruce.
- Electrificar las líneas férreas a la tensión utilizada comúnmente en otros países europeos (25kV), lo que conseguiría reducir en 1-3 €/1.000 t-km el coste de transporte del ferrocarril de mercancías.

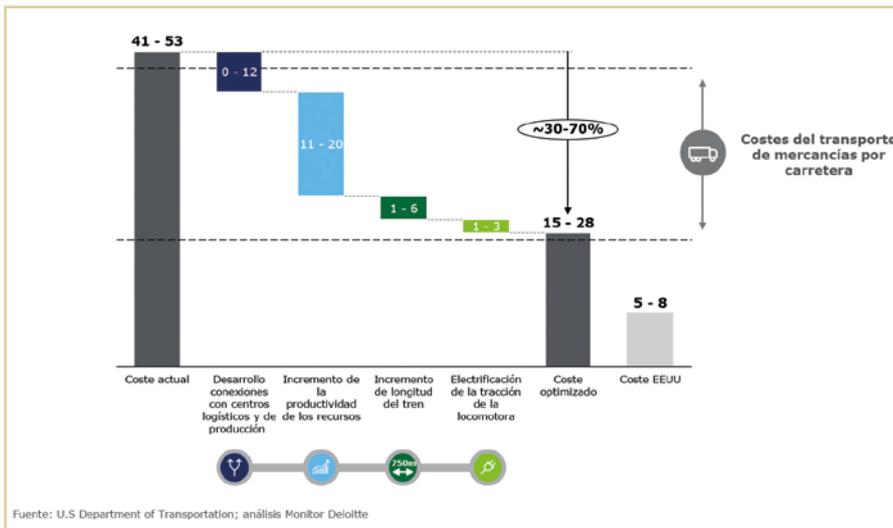
- Implantar el ancho de vía internacional en toda la red ferroviaria española, con un claro calendario de desarrollo, que permita a los diferentes agentes la adaptación progresiva de sus activos. Asimismo, establecer ayudas e incentivos a la adaptación de locomotoras y vagones al nuevo ancho de vía.

2. Imputar al transporte de mercancías por carretera los costes del uso de la infraestructura y de las externalidades medioambientales que genera. Esta imputación podría implantarse mediante impuestos específicos sobre los hidrocarburos, los impuestos de matriculación y circulación, o mediante mecanismos tipo Euroviñeta.

Para alcanzar los niveles necesarios de penetración del camión ligero eléctrico se requiere un sistema de incentivos a la adquisición y un modelo específico de despliegue para la infraestructura de recarga asociada:

- Establecer un plan específico para la penetración de camiones de transporte ligero de mercancías, que incluya un objetivo de penetración de este tipo de vehículos de aproximadamente 1 millón de vehículos en 2030:
 - Definir mecanismos de incentivo fiscal para la incorporación de camiones ligeros eléctricos en las flotas de empresas logísticas y empresarios autónomos durante los próximos 5 años.
 - Restringir progresivamente el tráfico de transporte ligero de mercancías con camiones convencionales en las proximidades o dentro de núcleos urbanos a partir del año 2020.
 - Definir un calendario para la retirada y prohibición de venta de vehículos de transporte ligero convencional.
 - Desarrollar mecanismos y políticas para que la Administración Pública asuma un rol ejemplarizante en

Figura 15. Reducción de costes de transporte por ferrocarril en un escenario de enfoque de la planificación y la gestión de las infraestructuras hacia mercancías (€/1.000 toneladas-km)



la adopción y compra de vehículos eléctricos.

- Desarrollar campañas específicas de promoción de la movilidad eléctrica para flotas de transporte de mercancías y asociaciones gremiales.
- Establecer un sistema de incentivos a la instalación de puntos de recarga rápidos en lugares de elevada intensidad o en espacios destinados a flotas de compañías, mediante el desarrollo de incentivos fiscales a la instalación de estas infraestructuras y otro tipo de medidas como:
 - Ajustar la normativa relativa a la conexión a la red eléctrica, para que la nueva infraestructura de red necesaria para la alimentación de la infraestructura de recarga sea responsabilidad de las empresas de distribución, mientras que el poste o estación de recarga sea un elemento propio del usuario o de los operadores de la recarga.
 - Establecer una alternativa (despliegue y operación de los puntos de recarga

por parte del distribuidor) en caso de que el mecanismo diseñado no asegure el despliegue del volumen mínimo de infraestructura de recarga de acceso público especialmente dedicada al tráfico de mercancías.

- Eliminar las barreras administrativas actualmente vigentes para el gestor de carga, como la necesidad de tener un objeto social relacionado con la venta y compra energía eléctrica.
- Incentivar la interoperabilidad total en el pago de la recarga y asegurar que se permite dicho pago por parte de cualquier usuario en cualquier punto de recarga.
- Simplificar los trámites administrativos con municipios, Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y otros agentes para la instalación de puntos de recarga, incluyendo los trámites para permisos, alta de suministro eléctrico, etc.
- Modificar las tarifas eléctricas para que reflejen adecuadamente los costes de

acceso y uso de la red de distribución; la recarga en horas en que la red está poco utilizada debería pagar tarifas de acceso muy bajas. También deben introducirse tarifas eventuales con el correspondiente recargo en el término de potencia. Estas tarifas deben garantizar que no se discrimina entre usos de la energía y que se asegura la suficiencia económica del sistema.

El desarrollo del camión impulsado por gas natural, como medida de transición, requiere de mecanismos que incentiven la construcción de infraestructuras de repostaje de este tipo de combustible y de medidas de fomento de la demanda de este tipo de vehículos.

Por último, serán necesarias actuaciones que permitan desarrollar proyectos de I+D de otras tecnologías de transporte pesado de mercancías que permitan descarbonizar completamente el transporte de mercancías (camión de hidrógeno, autopistas eléctricas, etc.).

La reducción de emisiones de elementos contaminantes por los buques atracados (NOx, SOx, etc.) es una actuación clave para reducir el impacto del transporte marítimo en las ciudades

Las emisiones de elementos contaminantes en los puertos españoles equivalen a la circulación de millones de vehículos convencionales

Durante el tiempo de atraque en puerto, los buques mantienen sus motores auxiliares en funcionamiento para generar la electricidad necesaria para alimentar sus sistemas internos. Este proceso provocó durante el año 2014 unas emisiones de

aproximadamente 0,5 MtCO₂ equivalentes, 9.000 toneladas de NOx (equivalente a la circulación de 1,2 millones de vehículos convencionales), 300 toneladas de SOx (equivalente a la circulación de 30 millones de coches, equivalentes en antigüedad, tipología y uso a coches medios del parque español), así como una gran cantidad de otros elementos contaminantes como CO, partículas, etc. Esto es debido a que el gasoil marítimo utilizado por los barcos durante su atraque en puerto tiene unas 5 veces más NOx y unas 100 veces más SOx que el diésel de coche. Estas emisiones afectan a zonas densamente pobladas o turísticas cercanas a las áreas de influencia de los principales puertos españoles.

Debido al relevante impacto sobre la salud y la calidad de vida de la población afectada, la Comisión Europea ha desarrollado una serie de normativas dirigidas a reducir estas emisiones. Entre ellas, cabe destacar la obligación progresiva de reducir el azufre contenido en el combustible que pueden utilizar los buques en atraque (actualmente es el 0,1% en masa), la obligatoriedad de que los países garanticen el suministro de GNL y de electricidad a los buques en atraque y el establecimiento de estándares que aseguren la interoperabilidad de conexión de sistemas de alimentación con combustibles alternativos en toda la Unión Europea.

Existen dos grandes alternativas para reducir las emisiones de buques atracados en puerto: uso de gas natural y suministro eléctrico

El uso de gas natural permite reducir emisiones de elementos contaminantes (100% de abatimiento de SOx y 90% de NOx) tanto en puerto como en navegación (imprescindible en zonas marítimas con restricciones sobre las emisiones, si no se poseen sistemas de limpieza de gases), pero evita únicamente

entre el 25 y el 40% de las emisiones de CO₂. Por su parte, el uso de electricidad consigue una descarbonización total, si es generada con un *mix* 100% renovable.

Barreras para el desarrollo del suministro de gas natural a buques

Las principales barreras para el desarrollo del uso del gas natural (GNL) en buques atracados son:

- Barreras a la implantación en puertos de sistemas de suministro de GNL a buques:
 - La complejidad técnica del suministro de GNL que puede requerir elevadas inversiones si no se tiene un acceso a la red de gas cercana (por ejemplo, regasificadoras).
 - El limitado número de puntos de suministro de GNL en los principales puertos, ya que no todos los países de la Unión Europea están apostando por las mismas tecnologías como herramienta para la descarbonización del transporte marítimo.
- Barreras a la adaptación de los buques al consumo de gas natural:
 - Las inversiones en la adaptación o sustitución de los motores de la flota existente son muy elevadas, y su rentabilidad depende de los mares que surque y del tiempo restante de vida útil.
 - Posibles problemas operativos en la transformación del buque por el mayor volumen de combustible a almacenar (casi el doble que con gasoil).

Barreras para el desarrollo del suministro eléctrico a buques atracados

A pesar de sus ventajas a la hora de reducir las emisiones GEI y de elementos conta-

minantes, la electrificación del suministro a buques atracados se enfrenta a una serie de barreras que dificultan su desarrollo:

- El coste de inversión es elevado y depende de las instalaciones ya existentes en el puerto y de la red eléctrica cercana, así como del tipo de buque a suministrar. La inversión total para instalar un punto de suministro a ferris/Ro-Ros, portacontenedores y cruceros es aproximadamente de 1,5-2,5, 1,5-3,5 y 2-4,5 millones de euros respectivamente.
- La utilización del punto de suministro por parte de los buques es reducida, pero debe abonar las tarifas de acceso a la red eléctrica completas, lo que dificulta la rentabilidad de estas inversiones con el sistema tarifario eléctrico actual.
- Debido a los dos factores anteriores, los costes de la infraestructura y la actual estructura de la tarifa eléctrica (que no refleja la estructura de costes del suministro eléctrico, al incluir sobrecostes y no asignar de manera óptima los costes en función de la utilización de la red), el coste de suministro eléctrico para un buque es, en general, superior al coste del combustible convencional (190-360 €/MWh frente a unos 235 €/MWh²⁷)
- El buque necesita una inversión para adaptar su consumo a este sistema (0,2-0,5, 0,4-0,6 y 0,75-1,5 millones de euros para un ferri/Ro-Ro, portacontenedor y crucero respectivamente).

Existen determinados tipos de buques con mayor potencial en los que realizar las inversiones necesarias para el consumo de energía eléctrica. Estos buques serían fundamentalmente ferris, Ro-Ros, cruceros y portacontenedores, ya que son los buques que emiten un mayor volumen de elemen-

tos contaminantes, recorren rutas más regulares y predecibles (por ejemplo, algunos ferris recorren siempre el mismo trayecto entre dos puertos) y realizan escalas con una mayor frecuencia.

Existen numerosos ejemplos de adopción internacional de medidas para reducir las emisiones

En el caso del GNL, ya existe una flota internacional de unos 80 buques propulsados por GNL²⁸. Respecto al suministro de electricidad, esta tecnología se ha desarrollado principalmente en dos zonas geográficas: la costa oeste americana y el norte de Europa. Como ejemplos, en el puerto de Rotterdam se ha instalado capacidad de suministro a buques de 3,5 MW, en el puerto de Amberes 1MW, o en el puerto de Seattle 13 MW. En 4 de los 20 principales puertos de mercancías del mundo ya hay instalado algún sistema de suministro eléctrico para buques atracados (Los Angeles, Rotterdam, Hamburgo y Amberes).

Recomendaciones para la reducción de emisiones por parte de buques atracados

Para fomentar el uso del GNL como combustible en los buques atracados se debería:

- Desarrollar una planificación de las inversiones a realizar para instalar en los principales puertos españoles (especial-

mente aquellos localizados en grandes rutas internacionales) sistemas de suministro de GNL a buques, adoptando en cada uno de ellos la solución económicamente más óptima.

- Incentivar las inversiones, por parte de armadores, para la adaptación de los buques al consumo de GNL, mediante exenciones fiscales a la inversión o ayudas directas.

El desarrollo del suministro eléctrico a buques en atraque requiere:

- Elaborar una planificación para llevar a cabo el desarrollo de las infraestructuras necesarias en los puertos, priorizando aquellos en los que sería más adecuada la instalación de sistemas de alimentación eléctrica a buques atracados, y estableciendo un calendario de despliegue que servirá de guía a los diferentes agentes.
- Incentivar las inversiones para desarrollar las infraestructuras portuarias necesarias:
 - Para aquellos puertos definidos como prioritarios, incluir las inversiones necesarias dentro de un plan de infraestructuras portuarias que permita la adecuada planificación y gestión de estas inversiones.
 - Ajustar la normativa relativa al acceso y la conexión a la red eléctrica, para

que toda la nueva infraestructura de red necesaria sea responsabilidad de las empresas de distribución, mientras que los puntos de conexión en los puertos sean elementos propios de los operadores de éstos.

- Modificar las tarifas eléctricas para que reflejen adecuadamente los costes de acceso y uso de la red de distribución; la recarga en horas en que la red está poco utilizada debería pagar tarifas de acceso muy bajas. También deben introducirse tarifas eventuales con el correspondiente recargo en el término de potencia. Estas tarifas deben garantizar que no se discrimina entre usos de la energía y que se asegure la suficiencia económica del sistema.

Todas estas medidas permitirían reducir los costes que se aplicarían a la venta de energía eléctrica a los buques, lo que permitiría que fuese una opción más atractiva para los armadores, a la vez que harían posible rentabilizar la inversión en el puerto.

Además de las actuaciones descritas, se pueden establecer ayudas económicas específicas para la adaptación de los buques al consumo eléctrico mientras permanecen atracados, como reducir el impuesto especial de electricidad o establecer incentivos fiscales sobre las inversiones necesarias para la adaptación. ■

²⁷ Precio en energía final incluyendo tasas portuarias.

²⁸ DNV GL.

¿Qué fue de los principios inspiradores de la liberalización energética, veinte años después de su iniciación?

Gaspar Ariño Ortiz, Iñigo del Guayo Castiella

Catedráticos de Derecho Administrativo

Planteamiento

Hace ahora veinte años se aprobó la Ley núm. 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que quedó derogada (salvo algunos preceptos), por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Las importantes reformas introducidas por la LSE de 1997 en el sector eléctrico tuvieron su continuidad, en el sector del gas natural, por la Ley núm. 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta LSH de 1998 sigue en vigor, pero ha sufrido profundos cambios, durante estos años, derivados de las treinta leyes o reales decretos-ley que la han modificado. En este trabajo queremos examinar cuáles fueron los principios inspiradores de aquellas reformas y cuál ha sido la suerte que han corrido esos principios. Ambas leyes se refieren a que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica o de gas natural han de ejercerse bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia. Y se proclamaba el principio de libre competencia empresarial respecto de todas las actividades de la cadena eléctrica y gasista.

Uno de los principios inspiradores de mayor calado fue la sustitución del antiguo marco

jurídico del servicio público, por uno nuevo en el que las empresas prestan un servicio de interés (económico) general, pero sujetas a regulación. Las reformas llevadas a cabo en estos años son coetáneas a la incorporación y consolidación del concepto de "regulación" en el ordenamiento jurídico. Esto significa que el poder público actúa sobre las industrias energéticas, no ya como protagonista, sino como árbitro, de forma heterónoma. La regulación debería suponer un cambio más profundo del que se aprecia en el comportamiento de los poderes públicos cuando toman decisiones sobre la industria eléctrica o del gas natural. Por desgracia, no ha calado todavía, en una parte importante de la comunidad de los juristas de derecho público, el sentido nuevo de la regulación (como algo distinto de la mera aprobación de normas), de manera que las decisiones no están orientadas por el auténtico marco jurídico de las actividades reguladas.

Este trabajo trata de identificar cuáles son las características de las actividades reguladas, en qué consiste la nueva regulación (por oposición a la antigua, de corte keynesiano) y trata de mostrar los principales problemas que se aprecian en la regulación de

los sectores energéticos. Uno de ellos es el riesgo regulatorio. Bajo el régimen del servicio público, las empresas gozaban de una mayor seguridad frente a los cambios normativos, a cambio de soportar unas cargas que provocaban claras ineficiencias. En la nueva regulación, parece, a veces, que sólo ha desaparecido aquella mayor seguridad, pero que las empresas siguen soportando intervenciones más propias del marco jurídico antiguo.

Poco a poco debe ir abriéndose paso una nueva cultura regulatoria, que implica que los poderes públicos ajusten sus decisiones sobre los sectores energéticos a los objetivos que todo sistema energético debe alcanzar: hacer asequible a los usuarios unos suministros energéticos eficientes, en términos de precios y/o costes, sin poner en riesgo la seguridad del suministro y atendiendo a las exigencias derivadas de los compromisos de lucha contra el cambio climático (sustentabilidad). Esta cultura regulatoria debe implicar que se escuche a todas las partes implicadas (empresas y consumidores), con el consiguiente abandono del ordeno y mando, a favor del diálogo, la transparencia y la participación. Por último, esta nueva cultura exige un equilibrio entre

la imprescindible seguridad regulatoria con una regulación flexible, acomodada a los rápidos cambios que se producen en los sectores energéticos.

Las actividades reguladas: características

Las actividades energéticas reguladas, hoy calificadas como de interés general y antes llamadas “servicios públicos” tienen carácter estratégico, pues mediante ellas se satisfacen necesidades vitales de las personas y sobre ellas se asienta en gran medida la economía productiva (la agricultura, la industria, el comercio, los servicios). Casi desde su nacimiento, a mediados del siglo XIX, fueron actividades intervenidas, tuteladas, programadas y en algunos casos –muchas asumidas por los poderes públicos. Reúnen algunas características técnicas y estructurales que conviene recordar:

- a) Se prestan habitualmente sobre infraestructuras de red, en la mayor parte de los casos redes continuas (como las redes eléctricas o gasistas). La red es el lugar donde descansa el mercado (sin ella no habría mercado). Por eso tiene que ser, cuando es única, de uso común, con derecho de acceso de terceros.
- b) Normalmente, exigen cuantiosas inversiones, que requieren largos plazos de amortización y, una vez hecha la inversión inicial, el coste adicional o “marginal” de suministrar una nueva unidad será bastante pequeño, lo que ofrecerá grandes economías de escala y una tendencia natural al monopolio/oligopolio, protagonizado por grandes empresas.
- c) Son esenciales para la vida de las personas y de la sociedad, lo que exige garantía de prestación continua, universal siempre que sea posible.

Por estas y otras razones, el Estado las asumió como propias durante mucho tiempo, reservándolas al sector público (artículo 128 de la Constitución española). Pero en los últimos veinte años el panorama ha cambiado por completo. El Estado se está retirando en todo el mundo de la gestión empresarial, en la que ha demostrado ser muy ineficiente. Por otro lado, muchas de las razones que en su momento aconsejaron la nacionalización han desaparecido; y el extraordinario gasto social que pesa de modo creciente sobre las Haciendas Públicas ha obligado a éstas a acudir al capital privado para que venga a aliviarle de este peso. La solución se impuso por sí sola: si los servicios públicos requieren grandes inversiones, si hay capital disponible en los mercados internacionales y escasea en cambio el capital público, la salida era obvia: admitir ahorro privado y empresas capitalistas para la prestación de los servicios públicos, regulando éstos de modo que cumplan con su fin. Un servicio público es, en esencia eso: **un capital adelantado** que se pone al servicio de la comunidad, gestionado por su dueño bajo la supervisión continua de la autoridad pública. En este tipo de empresas (privadas) los dueños del capital controlan la gestión, pero los objetivos de la empresa –que como en toda empresa consisten en generar valor y obtener beneficios– tienen que hacerse compatibles con la satisfacción de las necesidades sociales esenciales que el servicio viene a cubrir. Se da así, en ellas, una cierta contradicción entre la función-objetivo de unos (los capitalistas, ganar dinero) y otros (la comunidad –el Estado–, satisfacer necesidades sociales). Para resolver esta continua tensión interna, o bien se diseña normativamente un “estatuto del servicio” con los derechos de los usuarios y las obligaciones del gestor, que se fijan y supervisan por la autoridad pública; o bien se pacta una relación entre el titular del capital y la comunidad (representada por el

Estado) en un **contrato de gestión** de servicios (concesión, licencia singular o como se llame). Esta relación genera una continua interdependencia entre las partes titulares del contrato, lo que exige por parte de ambas un constante espíritu de cooperación y buena fe. Después de todo, el Estado ha cedido la titularidad de la actividad, pero sigue manteniendo la **responsabilidad** sobre las prestaciones, que siguen siendo esenciales para la vida de la población.

La nueva regulación: estabilidad y variabilidad

La transformación de antiguos monopolios en actividades competitivas ha sido una operación difícil. Ha exigido un cambio profundo en el modelo de regulación. Las tres tareas básicas del regulador de hoy son éstas: 1) creación y defensa de una competencia efectiva en el sector, 2) solución de controversias entre los agentes que operan en él y 3) protección y garantía de los usuarios. A esto sirve la regulación: a la creación y defensa del mercado, asignando obligaciones y derechos a los distintos sujetos que están en el sector.

Es una tarea nada fácil, exige precisión, no se puede operar en ella con el cuchillo del carnicero, sino con el bisturí del cirujano. El regulador tiene que re-crear (es decir, volver a crear) mercado donde éste no existía (en la mayor parte de los casos no ha existido nunca, como sucede con las grandes industrias de red). Ahora bien, esto no es algo que se consiga por Decreto. La conversión en mercados competitivos de antiguos monopolios como la electricidad o el gas, no es algo que se produzca de golpe por muchas leyes que se aprueben.

Es preciso llevar a cabo reformas estructurales; se necesita que entren nuevos operadores, que cambien las reglas del juego, que

se establezca una serie de obligaciones y derechos para el uso de instalaciones esenciales (redes, sistemas de almacenamiento y otras infraestructuras, que pasan a ser de uso común) y toda una serie de medidas adicionales cuyo asentamiento se producirá progresivamente. Este cambio no es un acto, sino un proceso, que exige tiempo y tiene que estar dirigido, monitorizado, supervisado y, cuando sea necesario, corregido por una autoridad reguladora a quien se confía esta tarea. **El objetivo inicial de estos entes reguladores es, por ello, la gestión de los procesos de transición a la competencia de sectores tradicionalmente monopolísticos.**

Cuando se estudia la historia de estos cambios en los sectores regulados, se ve que éstos han tenido que ser muchos, continuos y profundos; y la regulación ha tenido también que ser adaptada, una y otra vez, a realidades que eran objeto de cambios continuos, a veces tecnológicos y a veces de los mercados. La normativa, por este motivo, se ha visto modificada continuamente, especialmente en el sector de la energía, como fruto de la competencia. Esto entraña un gran problema, porque en buena teoría la regulación tiene que aportar claridad y previsibilidad a la evolución de estos sectores, tiene que facilitar la realización de planes de negocio y promover la inversión en ellos, tiene que definir el “tablero de juego” de una manera clara y estable, de modo que los operadores puedan confiar. Pero al mismo tiempo la regulación tiene que adaptarse a una realidad cambiante.

Los cambios regulatorios tienen necesariamente que acompañar a la evolución de los sectores para que los objetivos finales que se buscan (la competencia efectiva, la continuidad de los servicios, la prestación universal, la calidad y eficacia, etc.) se hagan realidad. Para ello, la regulación tiene

que ser un “continuum”, está integrada por normas y actos, de supervisión y control, de inspecciones y sanciones. La función “reguladora” se caracteriza, justamente, por reunir en una sola mano un conjunto de facultades que habitualmente están dispersas. Por un lado facultades normativas complementarias a la ley, de carácter económico o técnico; por otro lado, potestades de pura administración (como conceder licencias o aprobar tarifas) y finalmente, potestades cuasi jurisdiccionales, de resolver conflictos y asignar derechos y obligaciones. Todas ellas se encomiendan al regulador para que su actuación, que es –repito– un “continuum” en la búsqueda de un resultado, sea coherente y eficaz. Esto es lo que permite caracterizarla como una función distinta de la ordinaria “función administrativa”, porque la suma de esas tareas constituye una actuación singular que tiene que ser llevada a cabo por un solo órgano. Nótese que el regulador reúne en una sola mano, aunque sea en grado subordinado, los tres poderes del Estado: normativo, ejecutivo y judicial (o cuasi judicial). Y no deja de sorprender que este tipo de organismo, con un alto grado de discrecionalidad, independiente y tan singular, haya tenido su origen y se haya desarrollado precisamente en los Estados Unidos, modelo y arquetipo constitucional de la división de poderes. Es ésta una prueba contundente de su necesidad (y del pragmatismo norteamericano).

Y es que, en efecto, no hay un manual al que se pueda acudir para configurar y recrear los mercados en los distintos sectores. Es verdad que el modelo responde a unos principios comunes de las industrias de red, que hemos explicado ampliamente en otros lugares. Pero cada sector tiene sus peculiaridades y las soluciones no son siempre trasplantables de uno a otro. Por eso, la regulación (y los reguladores) son y deben ser sectoriales. A pesar de las buenas inten-

ciones con que los reguladores siempre se comportan (al menos, en la gran mayoría de los casos), se producen con frecuencia efectos negativos que aquéllos no previeron. Es que la regulación consiste siempre en un delicado equilibrio entre libertad e imposición (de cargas y limitaciones) para defender el mercado y asegurar al mismo tiempo el servicio público. Una de las claves del éxito está, sin duda, en la libre iniciativa y la competencia, pero al mismo tiempo hay que asegurar el servicio para todos. La regulación es como un aparato de precisión, como uno de aquellos antiguos relojes suizos que daban siempre la hora exacta y exigían comprobaciones y limpiezas periódicas; y un buen relojero (es decir, un buen regulador) debe comprobar la hora de vez en cuando, con el meridiano correspondiente.

El riesgo regulatorio, un gran peligro

Diseñar una buena regulación, que supone mantener constantemente en equilibrio fines contradictorios de las empresas, especialmente en los sectores estratégicos recientemente privatizados, no es fácil. Esto es especialmente necesario cuando además de liberalizar se privatizan antiguas empresas públicas, normalmente monopolísticas, que operaban en el sector. Al privatizar, se llama en muchas ocasiones al capital internacional para que invierta en el país, sector y empresa de que se trate; y el inversor analiza su inversión en función, entre otras cosas, de la regulación bajo la cual habrá de actuar en el futuro la empresa que invierte.

Ocurre, sin embargo, que la **regulación suele incorporar algunas incógnitas e incertidumbres, que componen lo que conocemos como “riesgo regulatorio”**. He aquí alguna muestra de las mismas:

1ª) La regulación incorpora en muchas ocasiones ambigüedad, calculada o no. Así, con frecuencia se establece que el nivel de competencia para que se activen o desactiven determinadas facultades del regulador en el mercado de que se trate (eléctrico, gasístico, de combustibles, etc.) debe ser “suficiente”. Pero ¿cuándo es “suficiente”? ¿cómo estimamos el mercado relevante a efectos de suficiencia?; si hacemos comparaciones –hoy, que el *benchmarking* está tan de moda- ¿con qué países hemos de hacerlas? Otro tanto cabe decir de conceptos frecuentemente utilizados en la regulación como “facilidades esenciales” o “precios asequibles”. ¿Quién aprecia o cómo se declara el carácter esencial de una instalación? ¿Cuál es el nivel de asequibilidad de un precio? Todo esto es algo muy difícil de fijar normativamente y hay que dejar un espacio abierto a la discrecionalidad (técnica) del regulador, lo que –dicho sea de paso- conlleva algunas exigencias en cuanto a la selección de éste.

2ª) La regulación se establece en normas de mínimo rango, que son fáciles de cambiar. El miedo de los responsables políticos de la regulación a verse atados en sus propias medidas suele llevarlos a esquivar las normas parlamentarias –o a redactar proyectos de ley muy genéricos- prefiriendo adoptar las verdaderas decisiones a través de normas meramente administrativas e, incluso, a través de instrucciones, circulares, directrices, recomendaciones y demás formas de orientación de las conductas de los operadores, que son fáciles de cambiar e incorporan la mínima responsabilidad; eso que se llama ahora *“soft law”*. La falta de seguridad jurídica así creada reduce enormemente la previsibilidad en el sector, lo que es un obstáculo para la inversión.

3ª) Se puede abusar de la discrecionalidad del regulador, con efectos claramente perniciosos. La regulación se construye como hemos dicho, en muchas ocasiones, sobre decisiones discrecionales de los reguladores, lo que tiene varios efectos perniciosos: el poder político, para no perder el control de estas decisiones discrecionales, trata de influir sobre él reduciendo su independencia; éste se acostumbra a no dar razón de sus decisiones; los empresarios operadores del sector tratan de “capturar” su voluntad –a veces por medios muy censurables- ya que no pueden razonar técnicamente frente a la pura discrecionalidad del poder regulador. Frente a todo ello, al regulador hay que exigirle que ejerza el *“rule making”*, es decir, que dicte normas generales, en lugar de resolver caso por caso (vid. lo que se dice más adelante sobre este punto).

4ª) A veces, los criterios de los reguladores y la regulación cambian bruscamente. Hemos dicho que para que el sector sea previsible, la regulación tiene que ser estable, aunque no estática (si las circunstancias cambian, hay que cambiarla, explicando cómo y por qué). Pero ello no siempre ocurre ni mucho menos. La experiencia muestra que en muchas ocasiones los reguladores cambian de criterio, en materia de tarifas, concentraciones o derechos de acceso, sin que se sepan muy bien las razones.

Otros riesgos son la politización de las decisiones, su captura por uno u otro grupo de presión o de influencia, la burocratización. El conjunto de todos ellos puede alcanzar niveles muy significativos, que redundarán en claro perjuicio de empresas y usuarios e incluso de la economía general del Estado que lo tolera. El riesgo regulatorio puede

convertirse en “riesgo país” elevándose los costes de la inversión en él. El riesgo regulatorio se puede cuantificar en estos casos, y sus efectos negativos para el país pueden llegar a ser muy elevados.

Para suavizar las más notorias manifestaciones del riesgo regulatorio existen diversas técnicas. Muchas de ellas son de índole jurídico-formal, y consisten en elevar el rango de la regulación “antes de” solicitar inversiones internacionales, llegándose en ocasiones a compromisos de rango constitucional. Otras veces se ofrece la garantía de una Ley y en ocasiones la inversión se somete a arbitrajes internacionales, garantizándose así el cumplimiento de las normas y contratos. Con todo ello se trata de atraer inversiones al país o al sector de que se trate.

El regulador, la clave del sistema. Política y regulación

La clave del buen funcionamiento de las reformas –y del sistema- es el regulador. Su tarea es difícil y encaja mal en el tradicional modelo de Administración napoleónica que tenemos en la mayoría de los países latinos: una Administración unitaria, lineal, jerárquica. Los entes reguladores son otra especie de Administración. No pueden ser considerados un instrumento más del poder ejecutivo, sujeto a sus instrucciones. No deben figurar en las Comisiones reguladoras cargos natos que puedan ser “representantes” del Gobierno. La confianza del Gobierno en el órgano o ente regulador es, de ordinario, conveniente, pero no resulta precisa para el ejercicio de su función. En especial, cuando la política industrial del Gobierno entra en potencial conflicto con las normas reguladoras del mercado es comprensible que el punto de vista del regulador pueda no ser del agrado del Gobierno. Por desgracia, no se puede servir a dos señores (a la Ley al Gobierno).

Ello nos lleva a formular algunas conclusiones sobre la relación entre política y regulación. Los poderes públicos elaboran las pautas políticas con las que se fijan objetivos de gobierno; ahora bien, estas preferencias del Gobierno deberán ajustarse y enmarcarse en el marco legal e institucional que preside la actividad del regulador, pues éste sólo puede implementar aquellas operaciones o actuaciones que estén ajustadas a la ley (como es propio de todo Estado de Derecho). Los políticos definen qué hay que hacer, es decir, qué sería lo deseable, según su ideología o su programa de gobierno; el regulador prescribe cómo hacerlo legalmente, si es que ello es posible de acuerdo con las reglas. La decisión política es judicialmente irrevisable; la instrumentación legal es plenamente revisable por los jueces. La regulación resulta así garantía de legalidad de las políticas públicas, frente a las preferencias partidistas, el amiguismo o la corrupción. Naturalmente, el poder político siempre podrá cambiar la ley, dentro de los límites constitucionales y de los tratados internacionales que se hayan suscrito; en Europa, los Tratados de la Unión Europea y el Tribunal de Justicia de la Comunidad constituyen límites al poder legislativo nacional. Pero cambiar la ley significa romper el consenso en el que se asienta el sistema y la política de Estado. Los electores juzgarán entonces.

Esta separación –y al mismo tiempo articulación– entre política y regulación es la que reclama para el regulador un estatuto de independencia funcional. El alto grado de discrecionalidad que ya hemos dicho acompaña a estas decisiones y el hecho de afectar a importantes intereses económicos hace muy poco aconsejable dejar el proceso regulador en manos del Gobierno, porque ello permitiría a éste mezclarse continuamente en el mundo de los negocios. Y la liberalización consiste precisamente

en lo contrario: en separar las decisiones empresariales de los intereses, siempre cortoplacistas, de los Gobiernos. Por ello es necesaria la independencia del regulador que es garantía de objetividad, racionalidad, imparcialidad y defensa del sistema.

Los peligros que acechan al regulador

El primer peligro que rodea al regulador es el derivado de la importancia de sus decisiones. Son sectores estratégicos, esenciales..., con extraordinario impacto en la vida de las gentes y en el funcionamiento de la economía. Es decir, de gran importancia para los políticos. Por ello, los Gobiernos, demasiado a menudo, no respetan las reglas propias de los grandes sistemas de servicio público y caen en la tentación de mezclar sus objetivos políticos y sociales –muy legítimos, pero ajenos al servicio– con las regulaciones del sector. Pretenden, por ejemplo, crear empleo, combatir la inflación, proteger a los desheredados o promover el desarrollo regional a costa del equilibrio financiero de las empresas gestoras de los servicios. Esto es un grave error. Se obtienen magros resultados en el corto plazo, único que preocupa a los políticos, a costa de la buena marcha a largo y medio plazo, de las empresas y el sistema.

El mejor ejemplo de ello ha sido en España el sector eléctrico. El modelo de regulación establecido en la norma era –y es– bastante bueno, dotado de instrumentos muy sofisticados para introducir en él competencia. Pero los sucesivos Gobiernos fueron cargando al sector, por ley, con deudas derivadas de sus decisiones políticas: la protección al carbón nacional, pese a los sobrecostes que genera; las deudas del parón nuclear, que afectó a varios proyectos en marcha con cuantiosas inversiones ya realizadas; la concesión de primas sustan-

ciosas y tratamiento privilegiado a las energías renovables, eólica y fotovoltaicas sobre todo; y la de mantener artificialmente baja la tarifa a la que podían acogerse los usuarios domésticos, porque la competencia no actuaba como un efectivo medio de control de precios. Todo ello dio lugar, a continuas subidas de precios –que no se podían contener del todo– y a un llamado “déficit de tarifa”, que es una deuda de la comunidad con las empresas eléctricas, que éstas hacen constar en su balance como un activo a plazo y alcanza, cuando se escriben estas líneas, la astronómica cifra de 25.000 millones de euros; deuda que el pueblo español tendrá que pagar a lo largo de los próximos 15 ó 20 años. Éste es el fruto de una mala regulación, de la que las empresas pueden salir indemnes pero no el pueblo español, que ha visto incrementarse la tarifa de la luz en más de un 80% durante los últimos 15 años. Otras veces, la interferencia todavía va más allá y afecta a los reguladores mismos; los cambios de Gobierno provocan cambios y reformas legales en los estatutos de los organismos reguladores, que permiten, a pesar del estatuto de inamovilidad de sus miembros, la remoción de aquéllos que no sintonizan con el nuevo Gobierno. En España hemos sufrido este problema en los cambios de Gobiernos de los últimos 20 años. Esto es la prostitución del sistema y es de esperar que se acabe con esto de una vez.

Los errores en la aplicación de los principios

Ya hemos dicho que el gran peligro de la regulación –el primer y gran error a evitar– es la interferencia de los Gobiernos en la labor del regulador. En efecto, los Gobiernos, demasiado a menudo, no respetan las reglas propias de los grandes sistemas de servicio público y caen –como ya he dicho– en la tentación de mezclar con él sus objetivos

políticos y sociales. Otras veces tratan de proteger aparentemente a los usuarios de hoy –que son sus electores- a costa de los ciudadanos del mañana, que verán entorpecidos y degradados los servicios que reciben, pero el “culpable” ya no estará allí. Otra actitud que conviene evitar en la regulación es el maximalismo, que conduce a múltiples errores como los siguientes:

a) Facilidades excesivas a la entrada

de nuevos operadores, forzando a los operadores establecidos en el mercado a ofrecer servicios a precios inferiores al coste marginal de los mismos (por ejemplo, interconexión, acceso a redes, compartición de infraestructuras, compras al por mayor a precio regulado, o los llamados “*gas release programs*”, cesión forzosa de contratos de suministro de gas a terceros). Éste ha sido un error en el que se ha incurrido en la regulación de transición desde el monopolio a la competencia. Tanto en los Estados Unidos como en las Directivas comunitarias europeas se impuso un sistema de acceso fácil y barato a las redes de los *incumbents*, lo que provocó una rápida reducción de los márgenes, que a los que primero afectó fue a los nuevos entrantes (con menos capacidad de resistencia que los *incumbents*) lo que provocó la ruina en breve plazo de muchos de ellos (prestadores de servicios sin red) y un efecto disuasorio, en todos, respecto de nuevas inversiones, innovación y oferta de nuevos servicios. Fue el triunfo del “revendedor”, que ha tenido muy poco recorrido. Los mercados se abrían falsamente y duraban poco, si los nuevos entrantes no invertían.

b) Han sido frecuentes las regulaciones asimétricas, aquéllas que imponen obligaciones mucho mayores a unos competidores que a otros. Es la llama-

da discriminación positiva, que pudo tener sentido en el proceso de transición y apertura de los mercados, favoreciendo a los nuevos entrantes frente a los ya instalados, que se ven obligados a abrir sus redes, compartir sus infraestructuras y ofertar servicios al por mayor a precio regulado, todo ello a favor de los recién llegados. Se suponía que con esas ayudas serían éstos capaces, durante un tiempo –unos años- de asentarse en el mercado y competir en condiciones de igualdad. Fue la famosa “escalera de inversión” (que se esperaba de los nuevos) prevista por el regulador, pero que nunca se hizo una realidad acorde con las previsiones. Pues bien, esas “regulaciones asimétricas”, si tuvieron algún sentido en los comienzos, cada día lo tienen menos y a medida que el proceso de liberalización avanza, son gravemente dañinas porque también disuaden la inversión, mandan señales equivocadas al mercado, protegen y amparan la ineficiencia y retrasan considerablemente el desarrollo de nuevos servicios (el *incumbent* no invierte porque el regulador puede impedirle rentabilizar su inversión; y el nuevo entrante tampoco, porque le resulta más fácil y rentable aprovecharse de la inversión ajena si el regulador le da acceso a ella). Es mejor negocio dejarse llevar por el regulador; en el sector eléctrico, ha sido el caso de la protección excesiva a las energías renovables y su acceso preferente a las redes, con expulsión del mercado de las energías convencionales, cuyas empresas además soportaban la ayuda a las primeras a través de las primas y subvenciones que engrosaban el déficit de tarifa.

c) Otro maximalismo teórico consiste en **absolutizar las tesis** e intentar hacer llegar la competencia hasta el último rin-

cón y el último cliente. En algunos sectores esto es posible pero en otros es un error. Hay que plantearse con realismo cuál es la competencia posible y practicable en cada sector y en cada una de las industrias de red. En sectores como el eléctrico, la competencia al por menor es difícil e innecesaria (más aún, es falsa e ineficaz); en este sector es viable y deseable la competencia al por mayor y en contratos bilaterales, pues genera precios competitivos y ahorros en los consumos, pero es muy costoso, cuando no imposible, llevar ofertas competitivas a cada hogar o a cada pequeño comercio. La experiencia británica, que es la que ha llevado el modelo a sus extremos, así lo demuestra. Lo que parecía un beneficio, resulta una carga y genera mayor inseguridad para el consumidor.

d) Consideración estática de la competencia.

La competencia en sectores regulados no debe ser analizada con el mismo prisma y bajo los mismos criterios que se suelen utilizar para enjuiciar los problemas de competencia en otros productos y servicios: en bebidas refrescantes, productos alimenticios, hoteles, maquinaria herramienta o cosméticos. En los sectores regulados, más importante que las cuotas de mercado, estáticas, son las barreras de entrada y salida y la rivalidad entre operadores, actuales o posibles. La innovación y la amenaza de entrada de nuevos competidores, cuando no hay grandes barreras de entrada hace a estos sectores muy contestables; y aunque en un momento determinado se dé en ellos una cierta concentración y altas cuotas de mercado –muy superiores a las prescritas por el índice HHI- la competencia puede ser efectiva y desarrollar los mismos efectos. En el sector eléctrico, en cambio por sus características técnicas y económicas, la entrada

es más difícil y aunque la competencia será siempre entre pocos, la regulación tiene que complementar el buen funcionamiento de los mercados en diversas formas en las que ahora no podemos entrar. En definitiva, los análisis de competencia en sectores regulados deben ser siempre dinámicos, mirando el largo plazo, y estar complementados por medidas regulatorias.

e) Obligaciones desproporcionadas de servicio universal. Estos sectores (gas y electricidad) son servicios esenciales sobre los que descansa la vida de las gentes. En el viejo modelo de regulación de los servicios públicos, la igualdad y universalidad de estas prestaciones venía asegurada, sin merma del equilibrio financiero de las concesiones, por un régimen tarifario del tipo *cost-plus* y numerosas subvenciones cruzadas entre las diversas prestaciones y los diversos grupos sociales. Por el contrario, en un régimen de servicio público competitivo, ello es imposible por dos razones: 1) porque cada servicio/prestación debe soportar sus propios costes específicos, si ha de competir lealmente con los demás operadores; y 2) porque las subvenciones cruzadas están prohibidas. Ahora bien, hay que seguir garantizando a toda la población un estándar mínimo de prestaciones a un precio asequible, cualquiera que sea el coste de aquéllas. Este servicio universal bajo "tarifa social" forma parte de las obligaciones de estas compañías. Pero alguien debe

pagarlo (*there is no free lunch*) y para ello hay que establecer dos cosas: 1) un nivel de prestación, fijado por ley, que tiene que ser el mínimo necesario para cubrir las necesidades básicas de la población (no pueden pretenderse altos niveles de servicio); y 2) un sistema de financiación equitativo en el que el "coste social" se distribuya entre todos los operadores, en proporción al volumen de negocio que cada uno mantenga en el sector. Lo que vaya más allá de esto, resultará lesivo para el sistema.

f) La correcta definición de los mercados relevantes es fundamental y a veces se cometen errores en este campo. Es claro que en Europa se está avanzando en la unidad de mercado y, cada vez más, el mercado de productos y servicios es y será europeo. Pero en las industrias de red existe una limitación, porque el mercado está en la red y no existen en todos los sectores redes transeuropeas operables y gobernables, capaces de transportar en condiciones competitivas los productos y servicios que sobre ellas circulan. En algunos casos como las telecomunicaciones y el audiovisual las redes son verdaderamente europeas, por cables o por ondas, por radio o por satélite, pero en otros sectores como la electricidad o el gas las redes transeuropeas son escasas, de escasa capacidad y hay además pérdidas por la distancia, por lo que estamos todavía lejos de un mercado europeo (el mercado sólo lle-

ga donde llega la red). Está, en cambio, internacionalizado y abierto el mercado de empresas a nivel europeo por la libre circulación de capitales y el derecho de establecimiento que consagran los artículos 43 y 56 del Tratado y, por ello, dadas las economías de escala que se dan en estos sectores, es poderosa la tendencia a la concentración de empresas y la integración de servicios (empresas multiutilities). Hay aquí una cierta contradicción en la que no podemos ahora entrar.

g) Finalmente nos referimos al uso incorrecto **del benchmarking**. Es habitual en los últimos tiempos –y lo será cada vez más, a medida que se haga efectiva la globalización de los mercados– acudir a la "competencia por comparación" para regular algunas actividades que, en cada sector, conservan, aún después de la liberalización, características de monopolio natural (acceso a redes, fenómenos de interconexión, utilización de *essential facilities*, tarifas de distribución, etc.). Pues bien, con frecuencia se llega en estos análisis a conclusiones muy equivocadas, porque se comparan realidades muy diferentes (países con diferente configuración geográfica, con distinta densidad de población, con distintos niveles de utilización del servicio, etc.) que no pueden en modo alguno tener costes asimilables. El *benchmarking* es útil y debe hacerse, para saber dónde estamos, pero no puede tener siempre carácter prescriptivo.

Reflexiones conclusivas

Las reformas iniciadas en 1997 y 1998 han contribuido a modificar profundamente los sectores de la electricidad y del gas natural. Bajo el impulso de las reformas promovidas en el seno del Mercado Interior de la Energía, el legislador español llevó a cabo aquellas reformas bajo el influjo de un cierto optimismo, con un indudable componente ideológico. En la medida en que en ambos sectores existe hoy competencia y en la medida en que la competencia es el modo óptimo de asignación de los recursos, el balance de aquellas reformas es positivo. Existen, por supuesto, variadas circunstancias que ensombrecen ese balance. A esas sombras hemos dedicado principalmente estas páginas.

En estos veinte años, tanto los reguladores como los operadores han ido alcanzando la convicción de que frente a la proclamación de la libre competencia en todas las fases de la cadena energética, lo cierto es que la competencia sólo es posible en algunos ámbitos, como la producción y la comercialización. Por el contrario, las redes no pueden sino gestionarse de modo monopólico y la competencia debe operar, sobre las redes, como un sustitutivo de la competencia entre redes. Esto ha conducido al reforzamiento de la distinción de dos grupos de actividades: las reguladas y las liberalizadas. A cada uno de esos dos grupos se corresponde un régimen jurídico distinto. Como corolario de la comprensión de que la regulación pública debe operar principalmente sobre las redes, han acontecido en estos veinte años dos desarrollos, sólo aparentemente contradictorios: por un lado, se ha reforzado el concepto de transportista y distribuidor único y, por otro lado, se han perfeccionado las dos principales técnicas de regulación de las redes, como son la separación de actividades (o *unbundling*) y el acceso de terceros a la red (*third party access*). Cuando se examinan los tres paquetes normativos europeos (1996/1998, 2003 y 2009), así como el llamado **paquete de invierno** (2016), se descubre que los principales cambios han consistido en el reforzamiento de esas dos instituciones.

Una de las principales sombras del proceso de liberalización radica en la escasa competencia existente en los mercados minoristas, en contraste con la competencia alcanzada en los mercados mayoristas o *pool*. Quizás sea llegado el momento de acomodarse a la realidad, es decir, de aceptar que el suministro al por menor, dado que está estrecha e indisolublemente ligado a una red física, tiene un horizonte limitado en lo que a la competencia se refiere. Aquello que sí parece inaplazable es la purificación del sistema de fijación de precios y tarifas del pequeño consumidor, para que se aproxime, cada vez más, al precio real de la energía. Curiosamente, el elemento sostenibilidad (fundamento de toda política energética, junto a la seguridad y la competencia) empuja en ese sentido, y la progresiva extensión de las fuentes renovables de energía contribuirá a que las tarifas dejen de soportar costes regulatorios inapropiados.

En definitiva, pensamos que los principios inspiradores de las reformas han llevado el sector eléctrico y el gasista a un punto muy diferente, y mucho mejor, de aquel en el que estaban hace veinte años. Tratándose de industrias altamente sensibles a los cambios tecnológicos, deben ser objeto de continua y prudente regulación, para adaptarse a las nuevas circunstancias. Y se ha de luchar por clarificar aquellos aspectos que ensombrecen este positivo balance. ■

Organismos reguladores de los mercados y su gobernanza

6 de junio de 2017

Resumen y conclusiones

Club Español de la Energía (ENERCLUB)

Introducción y sesión inaugural con la intervención del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital

La regulación es el instrumento que sirve de conciliación entre las políticas y el libre funcionamiento de los mercados. Ambos deben considerarse como fuerzas complementarias, en lugar de opuestas, si bien equilibrar cada decisión de manera que se respete el ejercicio de potestades regulatorias con la libertad propia de los mercados en competencia no es tarea sencilla.

En este contexto, el papel del Regulador y el poder ejercer correctamente sus funciones resulta fundamental. Así se reconoce en las Directivas Europeas del Mercado Interior de la Energía de 2009, comúnmente conocidas como el Tercer Paquete.

España fue uno de los países pioneros en Europa en la implantación de órganos reguladores, a través de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE, 1994) y de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 1998).

Posteriormente, con la Ley 3/2013, se creó la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia (CNMC). A través de esta Ley, la CNE y varias autoridades de regulación sectorial, incluyendo la energética, quedaron integradas en una sola. Así, la CNMC quedó constituida como el organismo público con personalidad jurídica propia, independiente del Gobierno, encargado de velar por la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos.

Tres años después, el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad lanzó a consulta pública, hasta el 17 de marzo de 2017, el **Anteproyecto de Ley sobre Racionalización y Ordenación de los Organismos Supervisores de los Mercados y para la Mejora de su Gobernanza**. En un contexto de evolución permanente de los mercados, el objetivo de esta norma, de acuerdo con el propio Gobierno, es el de reordenar la arquitectura institucional de la defensa de la competencia y la supervisión en el ámbito económico y financiero en España, con el fin de mejorar el sistema de gobernanza económica.

La nueva norma plantea el cambio de la CNMC y la separación de las funciones de competencia de las de los sectores regula-

dos. En concreto, propone la creación de cuatro Autoridades Administrativas Independientes (AAI), como son las de Competencia; Supervisión y Regulación de los Mercados; Seguros y Planes de Pensiones; y Protección de los Usuarios de Servicios Financieros y de los Inversores Financieros.

De forma adicional, y entre otras medidas, se desarrollaría un nuevo mecanismo para el nombramiento de los órganos de gobierno de las entidades supervisoras, integraría al Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y el Banco de España continuaría realizando su labor de supervisión de la solvencia de las entidades de crédito.

De acuerdo con la propia norma, las modificaciones propuestas pretenden así adaptarse a los evoluciones permanentes de la estructura de los mercados y las prácticas mercantiles, obteniendo el mejor modelo de gobierno posible en las instituciones encargadas de velar por el buen funcionamiento de los mercados, promover la existencia de competencia efectiva en los mismos y asegurar así la eficaz protección de los derechos de los consumidores y usuarios, sin olvidar la protección del medio ambiente.

Con la finalidad de contribuir al debate en torno a las posibles implicaciones de las medidas propuestas en el Anteproyecto de Ley, especialmente en lo que al sector energético se refiere, el Club Español de la Energía celebró una Jornada de mañana, con el patrocinio de Endesa, en el que algunos de los mayores expertos en la materia, tanto a nivel nacional como internacional, compartieron con los asistentes sus puntos de vista sobre la temática.

En la sesión inaugural del evento se tuvo el honor de contar con la intervención de **Álvaro Nadal Belda, Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital.**

El Ministro comenzó refiriéndose a la complejidad de la gobernanza y a la importancia del reparto de responsabilidades en una política tan fundamental y de tan largo plazo como es la energética. También se refirió, en sus primeras palabras, a la necesidad de la regulación para mitigar los fallos de los mercados pero también los del sector público, así como a la importancia de un sistema de control.

A continuación, hizo una reflexión sobre la larga historia de los organismos reguladores en España, y recordó que la CNMC se creó como un modelo integrado con el objetivo de que la visión de competencia siempre prevaleciera sobre la sectorial. El Gobierno propone ahora, por el consenso político que se ha establecido, una diferenciación total. En este sentido, aseguró que ningún modelo es perfecto, ya que todos tienen ventajas e inconvenientes y, en referencia a la CNMC, afirmó que “las decisiones tomadas por este organismo, han sido consideradas en general de un alto valor”.

Según indicó el Ministro, en el debate sobre organismos reguladores tenemos que huir de posturas extremas. Además, es muy impor-

tante conjugar ideas políticas, administrativas y académicas, ya que “en el punto medio siempre está la virtud”, sin olvidar la búsqueda de una visión global de la economía y que los diferentes actores cooperen entre sí.

Terminó su intervención afirmando que hay que desarrollar ideas y poderes que se compensen y contar con la capacidad de combinarlos para tomar la mejor decisión posible. Los reguladores deben tener la capacidad de diálogo y de toma de decisiones, pero no les podemos pedir que participen en el debate político. El organismo regulador tiene que ser el espejo del Gobierno y del Parlamento, y el Parlamento debe ser el gran controlador de los órganos reguladores. “De esta forma, contaremos con un modelo regulador exitoso”.

A continuación, se incluye un resumen de los principales mensajes destacados en las diferentes sesiones de la Jornada.

Los organismos reguladores y las Directivas europeas

La normativa europea, desde las primeras directivas de liberalización hasta el Paquete de Invierno “Energía limpia para todos los europeos” publicado el 30 de noviembre de 2016 y actualmente en tramitación, establece la obligatoriedad de la existencia de organismos reguladores nacionales. La legislación, además, profundiza en la independencia y el fortalecimiento de sus competencias constituyéndose como un elemento imprescindible para alcanzar el Mercado Interior de la Energía (MIE).

Su existencia se justifica en la necesidad de separar la política de la regulación; proteger, por un lado, a los consumidores y, por otro, a los inversores; y reducir los costes de capital de las industrias reguladas mediante la reducción del riesgo regulatorio.

El citado Paquete de Invierno, que incluye un total de ocho propuestas legislativas y marca la necesidad de una adaptación institucional, abarca una gran variedad de materias. En particular, incluye la propuesta de Reglamento de Gobernanza de la Unión Energética que afecta a las Autoridades Nacionales Reguladoras (ANRs). En este ámbito, se podría considerar como un desarrollo del Tercer Paquete, donde se especificaban los objetivos y los principios básicos de un organismo regulador:

- Competencias: responsabilidades regulatorias completas.
- Poder de tomar decisiones finales que solo pueden ser objeto de revisión por los tribunales competentes.
- Tener suficientes recursos para llevar a cabo las competencias asignadas.
- Independencia de los poderes políticos (mandatos irrevocables), e independencia presupuestaria.
- Transparencia: control financiero independiente y publicación de las consultas públicas.

Estas competencias, se refuerzan con el Paquete de Invierno. En concreto las nuevas funciones que la propuesta de nuevo Reglamento asigna a las ANRs se resumen a continuación, destacando principalmente la fijación de tarifas, la mejora del funcionamiento de las interconexiones y las relacionadas con los consumidores.

Nuevas funciones:

- Serán responsables de aprobar las metodologías y las tarifas de redes de transporte y distribución.
- Deberán implementar las directrices comunitarias y códigos de red a nivel nacional o de manera coordinada en el ámbito regional o comunitario.
- Se les asigna la supervisión de los Centros Operativos Regionales en colaboración con ACER.

- Asegurarán el máximo uso de la capacidad disponible de las interconexiones.
- Desarrollarán los estándares de seguridad de suministro de manera transparente.
- Deben aprobar los pagos compensatorios entre agregadores y definir los requerimientos técnicos de la participación de la demanda.
- Supervisarán los TSOs y DSOs.

El reglamento, además, refuerza **la independencia** de las ANRs.

La propuesta **no se pronuncia**, sin embargo, **sobre el diseño institucional**, destacando que corresponde a los Estados miembros (EE.MM) determinar el modelo de organismo en función de su política legislativa nacional.

Diseño y funciones del regulador

Principios básicos y otras premisas

Cada uno de los modelos de Regulador existentes (Unisectorial; Multisectorial; o Convergente) tienen sus virtudes y aspectos mejorables.

En cualquier caso, lo importante no es sólo el modelo sino también para qué se va a utilizar (competencias), y que esté **bien diseñado** para conseguir los objetivos perseguidos. Cómo se configuran los organismos reguladores es muy importante porque determinan la calidad regulatoria de un país; ayudan a la seguridad jurídica, evitan el riesgo regulatorio y la judicialización de determinados aspectos.

En este sentido, cabe recordar los **siete principios desarrollados por la OCDE que pueden orientar en la mejora del diseño de los reguladores económicos**¹. Dichos principios se complementan y se refuerzan entre sí:

1. Papel del Regulador: claridad de objetivos y funciones.
2. Modelo de toma de decisiones.
3. Prevención de la influencia indebida y mantener la confianza en el ámbito regulatorio.
4. Rendición de cuentas y transparencia.
5. Implicación de las partes interesadas (*engagement*).
6. Financiación y recursos humanos.
7. Evaluación [*input-process-output-outcome*].

Además, para que los EE.MM puedan alcanzar sus objetivos de política energética de forma eficiente, según se puso de manifiesto durante la jornada, la estructura de una buena ANRs **necesitaría cumplir con los siguientes requerimientos**:

- Cooperar a nivel europeo (*task forces* de ACER & CEER, grupos de trabajo, ...).

- Estar en posición de negociar con homólogos a nivel europeo.
- Ser suficientemente rápido en la toma de decisiones y fijar las prioridades correctas. (Hay que tener en cuenta que una jerarquía con múltiples niveles, como es el caso en muchas autoridades multisectoriales, a menudo ralentiza la toma de decisiones).
- Tener el personal adecuado actuando a nivel europeo (buenos negociadores que sean capaces de posicionar los intereses nacionales).

Sobre la base de estos principios y premisas, los Gobiernos deben plantearse qué tipo de Regulador quieren dependiendo de sus especificidades nacionales, y teniendo en cuenta que cada Regulador tiene sus propias características. En la figura 1, se muestran a modo de ejemplos las diferentes características de un Regulador sectorial y una autoridad de competencia.

Figura 1: Características de las agencias: Regulador sectorial (ex ante) vs Autoridad de competencia (ex post).

Regulador sectorial	Autoridad de competencia
<ul style="list-style-type: none"> • Está sujeto a múltiples objetivos tanto de funcionamiento competitivo de los mercados como medioambientales y de seguridad de suministro. • Tiene personal especializado con conocimiento del diseño y las reglas de los distintos mercados de gas y electricidad. • Tiene contacto frecuente con las empresas del sector tanto en foros públicos como privados (reuniones bilaterales). • Es responsable de la regulación del acceso a los segmentos de la red que son monopolio natural (transmisión y distribución). • Interactúa con otros reguladores sectoriales como ACER y CEER. 	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo focalizado en asegurar el funcionamiento competitivo de todos los mercados en la economía. • Personal especializado con conocimientos de los procedimientos y la normativa de competencia. • No tiene contacto frecuente con ningún sector en particular. • No tiene responsabilidades de regulación en redes. • Interactúa con otras autoridades de competencia de la UE.

¹ "OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy: The Governance of Regulators" (2014). "The Governance of Regulators: Being an Independent Regulator" (2016). "The Governance of Regulators: Creating a culture of Independence" (2017).

Una autoridad común (sectorial y competencia) tiene pros y contras. Como ventajas, se podrían citar: la posibilidad de aprovechar las sinergias de una organización común (recursos humanos, informática, presupuesto, conocimientos y experiencia compartidos), así como una buena cooperación y equilibrio entre "reguladores" y "economistas de mercado". Como inconvenientes, se podría mencionar la implicación de mayores recursos dedicados a la decisión y costes de coordinación, y el hecho de que si una organización llega a hacerse demasiado grande/diversa puede llegar a dificultar el ejercicio de sus funciones.

Recomendaciones para el nuevo modelo

Partiendo del modelo planteado por el Gobierno, consistente, como se indica en el apartado introductorio, en la creación de cuatro Autoridades Administrativas Independientes (Competencia; Supervisión y Regulación de los Mercados; Seguros y Planes de Pensiones; y Protección de los Usuarios de Servicios Financieros y de los Inversores Financieros), durante la Jornada se destacó la importancia de hacer una reflexión profunda cuyo punto de referencia debería ser los paquetes de liberalización comunitarios y las especificidades de la regulación española.

Los debates giraron en torno a dos aspectos principalmente: por un lado, la **independencia del Regulador**, y por otro, la **coordinación entre la autoridad de competencia y la de mercados**.

Respecto al primero punto, se subrayó la necesidad de potenciar y garantizar la *independencia del Regulador*, tanto frente al Gobierno como al sector regulado (las empresas), así como desde el punto de vista financiero. Una independencia real y cualitativa depende de la capacidad de los miembros de las instituciones de serlo, de ahí la importancia

de la reputación profesional de las personas y de los sistemas de elección.

Sobre los nombramientos, se puntualizó la importancia de contar con un sistema que garantice la idoneidad, la competencia y solvencia de los miembros. Se considera indispensable que el perfil de los reguladores sea eminentemente técnico (con amplios conocimientos sobre la estructura, el diseño, el alcance del sector) y con capacidad de gestión, además de tener neutralidad de juicio.

También se hizo mención a aspectos organizativos internos, como la necesidad de contar con mayor flexibilidad en la gestión de los RRHH. En concreto, se indicó que la existencia de diferentes regímenes de personal (funcionarios, personal laboral) genera distorsiones, y la importancia de prestar especial atención al personal laboral que conforma los equipos técnicos.

En cuanto a la *coordinación competencia /mercados*, según se explicó, existen distintas y múltiples posibilidades (sistema de informes cruzados como existía antes en España, los sistemas de doble control en EE.UU), concluyendo en la relevancia de que se debata, se encuentre el mecanismo idóneo y se regule esta coordinación.

En concreto, se habló sobre la posibilidad de volver al sistema de informes cruzados citado, de disponer de un órgano mixto para la resolución de conflictos, o de explorar un mecanismo parecido al existente para la coordinación de la autoridad nacional de la defensa de la competencia y la autonómica.

Otro aspecto relevante sobre el que se debatió estaba relacionado con la idea de **ampliar y reforzar las funciones del Regulador**. A lo largo de la Jornada, muchos ponentes subrayaron la importancia de aprovechar la reforma para completar las competencias re-

gulatorias atribuidas, al menos en el ámbito de la energía, a la autoridad de regulación de los mercados. En este sentido, algunos ponentes en particular se refirieron a la fijación de tarifas.

También se trató el tema de la **coordinación a nivel europeo**. En este sentido, se recordó que el modelo europeo exige interlocución entre las ANRs para cumplir con sus objetivos, y que ello sólo se puede conseguir con organismos reguladores independientes y que tengan todas las funciones que dictan las directivas. El Paquete de Invierno genera una base jurídica uniforme que permite una cooperación regulatoria más estrecha entre las ANRs, desarrollar mejores prácticas y aprender unas de otras. Destaca en especial la labor de la *Agency for the Cooperation and Energy Regulators (ACER)*, así como del *Council of European Energy Regulators (CEER)*.

Se concluyó recordando que cualquier cambio de modelo debe tener en cuenta los costes de transición. Además, se remarcó la importancia de que, sea cual sea el modelo elegido, no se escatime ni en medios ni en recursos ya que la apuesta por instituciones es clave del bienestar, y la calidad de un país la marca la calidad de sus instituciones.

Modelos comparados de reguladores energéticos

Europa

Teniendo en cuenta que la comparativa de diferentes órganos reguladores no es fácil, porque aunque todos tienen en común las normas y directrices europeas, la arquitectura jurídica y administrativa de cada país es diferente, a continuación se incluye un análisis de ANR europeas respecto a las siguientes áreas:

- **Poderes:** En 5 de 29 países (UE 28 + Islandia), las decisiones de las NRAs es-

tán sujetas a la aprobación o pueden ser revocadas por el Ministerio.

- **Independencia:**
 - Las NRAs de 5/29 países todavía pueden recibir instrucciones externas sobre decisiones reglamentarias.
 - En 11 países, la NRA requiere la aprobación gubernamental del presupuesto o el gobierno puede limitar la tasa regulatoria.
- **Transparencia:**
 - Las cuentas de la mayoría de las NRAs están sometidas a control ex-post.
 - La mayoría también tiene claras normas para la consulta pública.
- **Competencias** (fijación de tarifas y capacidad normativa)
 - Solo 6 países tienen competencias para establecer la metodología de la estructura tarifaria y aprobar las tarifas.
 - 26 reguladores tienen competencias en la provisión de servicios de balance aunque la mayoría solo para la aprobación de la metodología.
 - Todos los reguladores excepto uno pueden modificar las condiciones de acceso a infraestructuras transfronterizas establecidas por el gestor de la red de transporte (TSO, *Transmission System Operator*)
 - En cuanto al grado de participación en el proceso legislativo parlamentario, la gran mayoría de las NRAs desempeña un papel en el proceso. La mayoría tienen un papel consultivo, pero 7 tienen también un derecho de iniciativa legislativa

Según se concluyó, en Europa existe un grupo de reguladores fuertes, que siguen el modelo canónico (cumpliendo los principios básicos indicados anteriormente) y que están asociados a los países que más han tenido que ver con la construcción del MIE; y por otro lado, también existe una serie de reguladores que tienen un modelo adaptativo con un diseño

específico dependiendo del país y que está presente mayoritariamente en los países de más reciente incorporación. Los países que tiene este último modelo, sin embargo, están en proceso de transformación y mejora.

A continuación, se detallan algunas de las características de los modelos alemán e italiano que fueron analizados en la Jornada:

Alemania

La autoridad regulatoria alemana se llama BNetzA, es una autoridad federal independiente en el ámbito de las competencias de Ministerio de Economía y Energía y el Ministerio de Transporte e Infraestructura Digital. Se trata de un Regulador específico del sector encargado de garantizar una competencia efectiva en los sectores de redes (telecomunicaciones y correos desde 1998, electricidad y gas desde 2005, y ferrocarriles desde 2006). Cuenta con un total de aproximadamente 3.000 empleados, de los cuales 500 corresponden al sector energético.

Aunque es un organismo independiente, el Ministerio puede darle directrices generales, que deben hacerse públicas, pero no interfiere. Las decisiones de BNetzA están sujetas a supervisión por parte de tribunales independientes. Además, debe hacer rendición de cuentas al Parlamento (*Beirat*) y coordinarse con la autoridad de competencia (*Cartel Office*).

Entre sus competencias, destacan las relacionadas con la competencia efectiva, el acceso no discriminatorio a la red y el control *ex ante* de las tarifas de la red. Estas competencias se ven ampliadas tras la transposición del Tercer Paquete de 2009, y la enmienda de la Ley de la industria de la energía de 2011, entre otros ámbitos, en el seguimiento de los mercados mayoristas y minoristas, en términos de independencia y mayor protección de los consumidores.

Italia

La Autoridad Reguladora Italiana de Electricidad, Gas y Agua (*Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*), separada de la de competencia, es el organismo regulador independiente de los mercados energéticos y los servicios integrados de agua. Se creó en 1995, con el principal objetivo de proteger los intereses de los usuarios y consumidores, promover la competencia y garantizar servicios eficientes, competitivos y de calidad.

Las principales competencias normativas de la Autoridad se refieren a la definición y mantenimiento de un sistema tarifario fiable y transparente - conciliando los objetivos económicos de los operadores con los objetivos sociales generales, y promoviendo la protección ambiental y el uso eficiente de la energía -. Además, entre sus competencias destacan la definición de estándares de calidad del servicio y la definición de un marco destinado a la protección y el empoderamiento de los consumidores. Así mismo, el Regulador también proporciona asesoramiento e informes especializados al Gobierno y al Parlamento sobre los sectores regulados y formula recomendaciones para futuras políticas.

Consciente de los profundos cambios que afrontan los sectores regulados, así como de su impacto en la regulación, la Autoridad italiana ha trabajado - y sigue haciéndolo - adoptando un doble enfoque: por un lado, la identificación de proyectos piloto para probar las posibles consecuencias sobre la regulación de la introducción de nuevas tecnologías y, por otro, la implementación de cambios en la regulación utilizando los resultados de los proyectos mencionados, pero manteniendo el sistema regulatorio en sí mismo lo más estable posible. Todas las decisiones se toman después de un procedimiento de consulta pública.

Iberoamérica

En Iberoamérica, la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE) que se constituyó formalmente el 17 de marzo de 2000 en la ciudad de Buenos Aires (Argentina), ha realizado un trabajo muy importante en el que el Regulador español ha tenido oportunidad de participar activamente. Sus principales objetivos son: Intercambio de experiencias y conocimientos en la regulación de los sectores de la energía; Formación y capacitación de personal en todos los niveles a través de cursos de regulación energética; y Cooperación en actividades de interés

común, incluso en los campos de investigación y desarrollo.

Existe un índice, denominado Gilardi, a través del que se puede medir el nivel de fortaleza institucional de las agencias reguladoras, tomando valores de 0 a 1. Se conforma de 21 indicadores agrupados en 5 categorías (estatus del jefe de la agencia, estatus de los miembros de la junta directiva, relación con el gobierno y el Parlamento, fortaleza financiera y organizacional y competencias regulatorias). De la lectura de este indicador aplicado a los reguladores nacionales iberoamericanos y de la documentación sobre el tema, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- No reproduce el modelo canónico de independencia de los NRAs a causa de la "adaptación" local, en algunos casos.
- No obstante, los valores obtenidos reflejan una mejora del grado de independencia.
- La difusión del modelo regulatorio a través de las plataformas supranacionales de NRAs es un instrumento que ha demostrado ser muy útil. Es importante que participen activamente las NRAs.
- La liberalización del sector y el respeto a una regulación *market approach* son elementos decisivos en la independencia de las NRAs. El caso de México es un excelente ejemplo de mejora regulatoria.

Conclusiones

A lo largo de la Jornada, se puso de manifiesto la importancia de los organismos reguladores como instituciones encargadas de velar por la convivencia de actividades reguladas y liberalizadas, el correcto funcionamiento de los mercados, garantizando la mínima distorsión de la competencia y asegurando la protección de los derechos del consumidor.

Contar con reguladores bien diseñados y de calidad es clave para el funcionamiento de los mercados, y el desarrollo de políticas energéticas y climáticas integradas. Además, su existencia es una necesidad ineludible de las Directivas europeas e imprescindibles para la consecución del Mercado Interior de la Energía.

En España nos encontramos en un momento de intensos debates en torno a la reforma de nuestro modelo de gobernanza regulatorio, en los que se está planteando el cambio de la CNMC y la diferenciación total entre las actividades de la defensa de la competencia y de regulación de los mercados.

Los debates están en gran medida centrados en la idoneidad para nuestro país del nuevo modelo planteado y en las múltiples posibilidades de coordinación entre las actividades de competencia y la de los mercados. No obstante, quedó patente, que cada modelo tiene sus virtudes y aspectos mejorables, siendo lo más importante no tanto el tipo de modelo si no para qué se va a utilizar (sus contenidos: competencias).

En este sentido, sería deseable que la reforma se aprovechara para profundizar en las funciones del Regulador, en base a las directrices europeas, las características de nuestros sistemas energéticos y nuestras necesidades industriales. Además, se hizo especial hincapié en la necesidad de potenciar y garantizar la independencia del Regulador y de velar para que éste ejerza sus competencias con imparcialidad y transparencia, destacando cómo la reputación profesional de las personas que lo componen es una de las principales características que definen esta independencia.

También se puso de manifiesto la nueva realidad del sector energético, donde se están produciendo grandes cambios (penetración cada vez mayor de energías renovables, nuevo papel del consumidor, nuevas tecnologías conectadas como el almacenamiento de electricidad, nuevos modelos de negocio), y donde los límites sectoriales se difuminan. En un mundo tan cambiante, diseñar la regulación para alcanzar los objetivos tradicionales (de sostenibilidad, seguridad y competitividad) y equilibrarlos con la protección del cliente, es una tarea tan apasionante como difícil. ■

La seguridad de suministro eléctrico durante la transición energética

Julián Barquín Gil, Eduardo Moreda Díaz y Juan José Alba Ríos

Departamento de Regulación de Endesa

El futuro del sistema eléctrico español

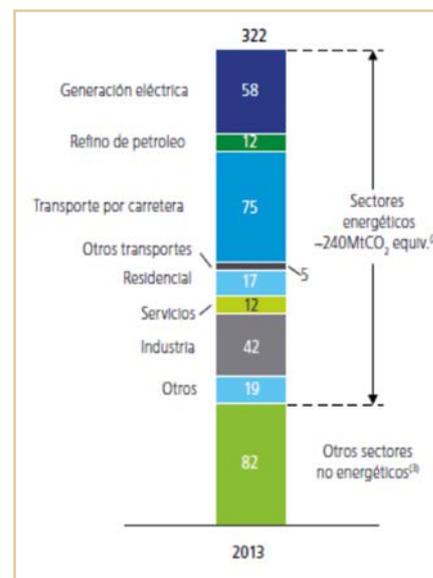
España, junto al resto de Estados miembros de la Unión Europea, se encuentra en un proceso de transición hacia una economía con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La figura 1 muestra las emisiones GEI de la economía española durante 2013. Los objetivos europeos, recogidos en los acuerdos de París, requieren que en 2050 Europa haya reducido sus emisiones de GEI entre un 80% y un 95% respecto a las emisiones de 1990, lo que se traduce en unas emisiones de entre 14 y 57 millones de toneladas de CO₂. Dadas las dificultades en la descarbonización de sectores no energéticos, tales como la agricultura, es evidente que este objetivo implica la casi completa descarbonización del sector energético.

Es importante señalar que el principal responsable actual de las emisiones de GEI no es la generación eléctrica, sino el transporte, y más específicamente el transporte por carretera (y las actividades de refino asociadas). Las emisiones debidas a la industria son también muy relevantes. El papel no dominante del sector eléctrico se explica por

la evolución del *mix* de los últimos lustros, que ha permitido substituir generación fósil por renovable al tiempo que se mantenía la producción hidroeléctrica y nuclear. Más aún, se espera que esta tendencia se mantenga en el futuro, debido a las reducciones de coste de las energías renovables, que incentivan una mayor penetración. En efecto, aunque posiblemente se esté entrando en una época con un ritmo más pausado en las reducciones de coste e tecnologías como la fotovoltaica, se espera que éstas continúen, impulsadas por el desarrollo de la industria, especialmente fuera de Europa e independientemente de las políticas de la Unión Europea. Así pues, las emisiones del sector eléctrico se encuentran ya en una senda firme de reducción, siendo la duda el ritmo concreto al que tendrán lugar.

El problema ahora, y de manera aún mayor en el futuro, radica en la reducción de emisiones en el resto de los sectores energéticos. Las palancas para actuar son principalmente dos. Una es una mayor eficiencia, especialmente en los usos finales de la energía. La segunda es la electrificación del sistema energético, aprovechando las bajas emisiones actuales del sector y las aún menores futuras. Adicionalmente, el uso de

Figura 1. Emisiones de GEI en España durante el año 2013. Millones de toneladas equivalentes de CO₂.



electricidad es, con pocas excepciones, más eficiente que el de vectores alternativos.

Por ejemplo, pensemos en cuál es la forma energéticamente más eficiente de usar gas natural para calefacción doméstica. Una posibilidad es utilizar una caldera de con-

densación moderna, con una eficiencia de un 110%. La eficiencia es mayor del 100% porque se aprovecha el calor de condensación del vapor de agua producido durante la combustión del gas natural. Consideremos ahora una vía alternativa: quemar gas natural en una central de ciclo combinado (eficiencia 60%), transportar la electricidad hasta los hogares (eficiencia 90%), y hacer funcionar con ella una bomba de calor (eficiencia 350%). La eficiencia del proceso ($60\% * 90\% * 350\% = 190\%$) es casi el doble de la de la caldera de gas natural. La clave es la muy alta eficiencia de la bomba de calor eléctrica, que funciona extrayendo calor del ambiente: cada kWh de electricidad permite extraer otros 2,5 kWh del aire que rodea la vivienda.

Otro ejemplo: comparemos un coche con un motor de gasolina con una alternativa eléctrica: un coche eléctrico que obtiene su energía de una central eléctrica de fuel. El rendimiento de un coche convencional está en torno a un 25%. La alternativa central de fuel (eficiencia 40%) más transporte eléctrico (eficiencia 90%) más coche eléctrico (eficiencia 90%) da una eficiencia total del $40\% * 90\% * 90\% = 32\%$, de nuevo claramente superior, debido a la muy alta eficiencia del vehículo eléctrico, que se beneficia de un motor inherentemente mucho más eficiente y de estrategias como el frenado regenerativo imposibles en un coche con motor fósil.

Dos comentarios adicionales. El primero es que las aplicaciones tradicionales no van a mejorar dramáticamente su rendimiento. Sin duda, habrá mejoras técnicas, pero tanto las calderas como los motores de combustión interna están al límite de sus posibilidades. El segundo es que las cifras de eficiencia de las alternativas eléctricas son una clara subestimación. La razón es que se han calculado suponiendo que se usa

el mismo combustible que en la alternativa fósil tradicional. No hay ninguna razón por la que esto tenga que ser así. La electricidad para el coche eléctrico puede provenir no de una central de fuel, sino de un ciclo combinado más eficiente. Incluso mejor, ser electricidad renovable.

En suma, la estrategia ganadora pasa por una profunda electrificación del sector energético, apoyándose en un *mix* de generación descarbonizado. Dicho esto, existen aplicaciones para las cuales la electricidad puede no ser una alternativa viable. El uso de biomasa y biocombustibles puede ser aquí una alternativa eficiente. Por ejemplo, combustibles para aviación, navegación o ciertos tipos de transporte terrestre pesado; calor de alta temperatura para la industria o calefacción en zonas rurales (sin problemas de emisiones de partículas o de otros contaminantes locales).

No obstante, este papel central de un sistema eléctrico con muy elevada penetración de renovables intermitentes (especialmente eólica y fotovoltaica) plantea ciertos problemas, por fortuna resolubles. Es de particular importancia, y de hecho el foco de este artículo, que el suministro eléctrico sea fiable.

Pensar la fiabilidad en un sistema renovable

En el año 2016 la producción peninsular española de electricidad sin emisiones GEI supuso el 63,7% del total (14,6% hidráulica, 26,2% otra renovable, 22,9% nuclear). Para cumplir los objetivos se necesita pasar en el largo plazo a un sistema sin emisiones GEI en un 95%, es decir, un incremento de algo más de treinta puntos porcentuales en la cuota de la generación sin emisiones sobre el total de la generación. Este incremento será esencialmente renovable (no

se plantea la construcción de nuevas nucleares, y los recursos hidráulicos están casi agotados). Así pues, hay que doblar holgadamente la generación renovable. De hecho más, ya que conforme se incrementa la electrificación lo hará también la demanda de electricidad.

La mayor parte de esta electricidad renovable será intermitente: viento y sol. Es decir, estamos ante un sistema eléctrico donde las fuentes intermitentes serán hegemónicas. La gestión de este sistema será muy diferente a la de los sistemas térmicos tradicionales. Este paso, que es parte de la transición energética, puede ya verse en sus fases iniciales en el sistema español.

El cambio del *mix* de generación lleva aparejado también un cambio profundo en la forma de conceptualizar el sistema. Tradicionalmente el sistema eléctrico se concebía como una entidad "vertical", conectando la generación "aguas arriba" con la demanda "aguas abajo". Sin embargo, la demanda futura va a ser de una naturaleza muy diferente. El despliegue de contadores inteligentes, actualmente en curso, permite proporcionar precios horarios (y potencialmente también tarifas de red horarias) y proporciona los medios y los incentivos para una gestión sofisticada de la demanda, desplazando usos durante horas de precios caros o redes congestionadas a otras horas con energía más barata y redes menos utilizadas. La generación distribuida (y en especial la fotovoltaica) y el almacenamiento distribuido (muy ligado a la penetración del coche eléctrico) posibilitan e incentivan que los consumidores se comporten de forma sofisticada e incluso generen energía para ellos y para el sistema en general. Estos aspectos se tratarán más abajo en detalle. Baste decir aquí que la conceptualización del sistema necesita ser más "horizontal": la red es lo que une usuarios que inyectan o

retiran electricidad. Fiabilidad significa que deben poder hacerlo, si lo desean, con seguridad a un coste razonable. En el nuevo mundo, el valor de formar parte de un sistema no es menor que en el antiguo. Mayor si cabe, aunque también distinto ...

El cambio de sistema necesita de acciones en un gran número de frentes, entre los que existen numerosas relaciones y sinergias. No obstante, a fin de ordenar la discusión, consideramos cuatro aspectos principales:

1. Operación de las renovables
2. Gestión de la demanda
3. El almacenamiento
4. La generación despachable

Haciéndose mayores: la operación de las renovables

La seguridad del sistema eléctrico requiere que en todo momento las inyecciones y de-tracciones de energía eléctrica estén equi-libradas. Es este requerimiento técnico el que crea la necesidad de que el Operador del Sistema cuente con recursos suficientes para equilibrar el sistema en todo momento, adquiridos a través de los mercados de reserva y de desvíos. En un mundo en que las renovables intermitentes son domi-nantes, ellas deben proporcionar una parte importante de estos servicios. Esto significa que deben estar en condiciones de bajar la generación cuando hay excesos de la mis-ma, y subirla cuando falta.

En principio, avances en las técnicas de predicción y control hacen estas tareas via-bles. De hecho, generadores eólicos y en especial fotovoltaicos pueden disminuir su generación de forma extremadamente rá-pida y fiable. Subirla requiere producir por debajo de la potencia máxima que podrían dado el recurso disponible en cada mo-mento (viento o sol). La precisión de las

predicciones de generación intermitente ha mejorado mucho en los últimos años, lo que facilita grandemente esta tarea.

Proporcionar estos servicios requiere que los generadores intermitentes reciban seña-les no distorsionadas sobre el valor relativo de la energía y de los servicios de ajuste. Por ejemplo, en circunstancias de producción intermitente muy elevada, incluso con ver-tidos, el valor de la energía es bajo o nulo, pero el valor de la regulación para asegurar el equilibrio es significativo. En estas cir-cunstancias los generadores intermitentes escogerían proporcionar servicios de re-gulación, no haría falta ninguna regulación específica que les obligara a ello.

Hoy en día, y posiblemente todavía durante parte del futuro, los generadores renovables reciben ayudas e incentivos para garantizar que se invierte en ellos. La naturaleza de estas medidas de apoyo ha sido objeto de intenso debate. La Comisión Europea, en sus directrices sobre ayudas de estado, favorece esquemas que minimicen las dis-torsiones de los precios. En particular, no se muestra partidaria de esquemas *feed-in-tariff*, que pagan una cantidad fija por kWh producido, y hacen el precio de la energía invisible a los generadores renovables.

España ha sido pionera en el estableci-miento de una regulación eficiente. Los generadores renovables son responsables de los desequilibrios que causan al siste-ma y, en el caso de los generadores eóli-cos, pueden participar en los mercados que los resuelven. Las ayudas e incentivos no remuneran la energía (kWh) producida (lo que distorsionaría la señal de precios del mercado), aunque en otros aspectos debe ser mejorada. Sin embargo, muchas de las medidas necesarias deben ser extendidas a las tecnologías restantes y, sobre todo, a la generación propiedad de los consumido-

res, tal como se discute en la siguiente sec-ción. El objetivo final es que, en un sistema en el que va a ser dominante, la generación intermitente debe ser también responsa-ble y tener el derecho a y la obligación de participar plenamente en la operación del sistema.

Saliendo del armario: la gestión de la demanda

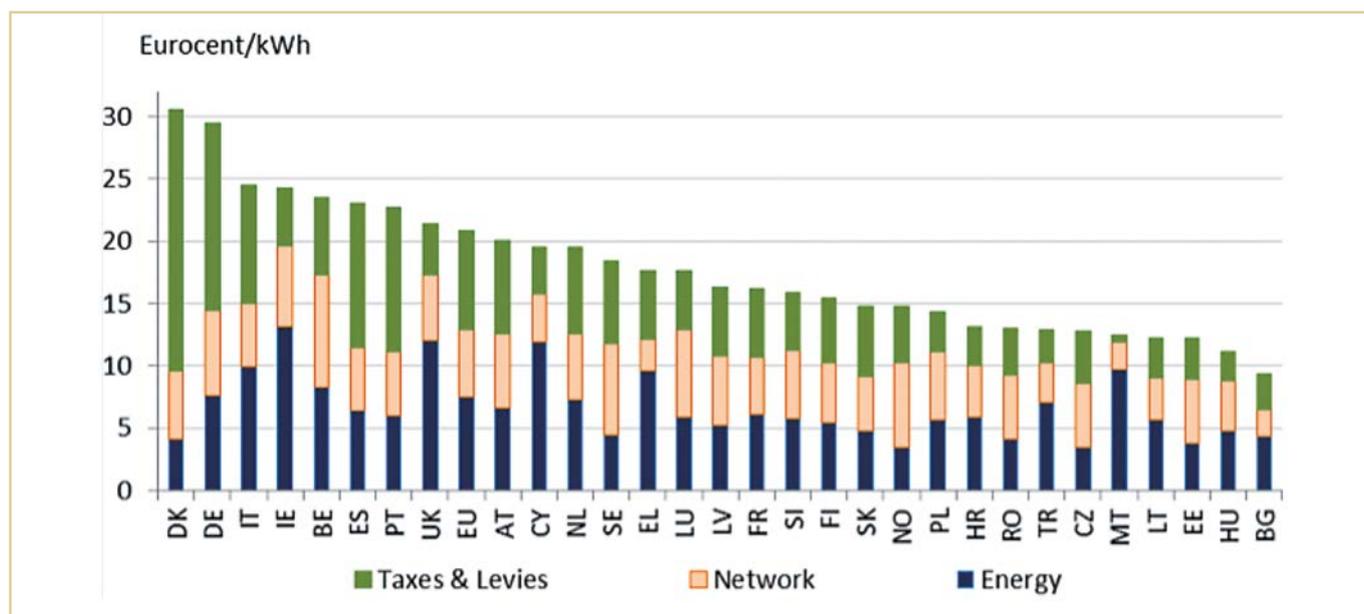
La gestión de la demanda es un tema recu-rrente en las discusiones del sistema eléc-trico en el que, sin embargo, los avances han sido escasos. No obstante, tecnologías modernas, como los contadores intelligen-tes o la generación y almacenamiento dis-tribuidos tienen el potencial de cambiar en poco tiempo esta situación.

Al hablar de “salir del armario” dos temas surgen: el dar visibilidad a lo que no lo tenía, y el discutir qué incentivos había a no aflo-rar. En el caso de la demanda, el principal motivo económico que dificulta el despe-gue de su gestión es el precio de la elec-tricidad, cargado de impuestos y con una estructura inadecuada.

Comencemos con los impuestos. La electri-cidad, siendo un bien esencial, soporta im-puestos y tasas como ningún bien de lujo. La figura 2 indica los precios en Europa. Espa-ña está entre los países donde es más cara, pero la razón no es que tenga costes parti-cularmente altos de producción o de red (de hecho, son más bajos que la media) sino la muy elevada carga fiscal y parafiscal.

Esta carga fiscal del 50% tiene importantes implicaciones. Por una parte, y quizá sea lo más importante, favorece alternativas más sucias y menos eficientes sobre la electri-cidad. Por ejemplo, una cocina de gas sobre una eléctrica, el uso de fuel-oil contaminan-te sobre climatización eléctrica (muy barata

Figura 2. Precios de la electricidad doméstica en Europa



cuando hay gran generación renovable) y otras aplicaciones en los sectores domésticos, en los servicios, la industria y el transporte.

Una gran parte de esta carga parafiscal está ligada a los costes de transición, y en particular a los subsidios comprometidos con las energías renovables. Es imperativo que estos costes sean repartidos entre todos los vectores energéticos en vez de ser mayoritariamente pagados por el consumidor eléctrico. Ello requiere el desarrollo de una metodología consistente. El objetivo es no crear distorsiones evitables en la señal de precio.

Además de las distorsiones entre energías, la elevada fiscalidad genera distorsiones dentro del propio sector eléctrico. Un caso claro es la autogeneración. Si un consumidor genera su propia energía podría esperar ahorrarse la carga impositiva asociada a comprarla a algún otro. Este es el incentivo

perverso principal. La regulación actual del autoconsumo lo corrige, pero al precio de ser complicada e intrusiva.

Conforme se vayan desarrollando el almacenamiento y la gestión de la demanda apoyada en la digitalización de hogares y empresas, el impacto de estas distorsiones no hará más que aumentar, así como las dificultades de corregirlas mediante regulaciones que han de ser cada vez más complejas e intrusivas. La única solución pasa por una fiscalidad razonable y establecida con criterios homogéneos para todos los vectores energéticos. Entre estos criterios homogéneos ha de figurar en lugar prominente el de "quien contamina paga". En resumen, una reforma fiscal verde.

Además de estas cargas fiscales y parafiscales, los usuarios de los diferentes vectores energéticos deben pagar en función de su uso las infraestructuras que requieren: las redes de carreteras, gas y electrici-

dad. Para las carreteras un impuesto sobre los combustibles (el impuesto de hidrocarburos) recauda ya una cantidad similar al del coste de la red viaria existente. No obstante, es claro que este impuesto habrá de ser modificado o complementado conforme el vehículo eléctrico vaya desplazando al fósil.

En este sentido los peajes de acceso, que deben cubrir el coste de la red eléctrica, han de ser reformados. Una red eléctrica fiable es obviamente fundamental para garantizar la seguridad del suministro. Los peajes de acceso han de incentivar, por tanto, un uso eficiente de la misma. Las actuales tarifas, constantes o poco variables en el espacio y en el tiempo, no proporcionan señales de uso de red. Estas señales son necesarias para incentivar que se consuma en las horas en las que la red está más descargada. Esto es importante en general, pero aún más cuando se considera la penetración del vehículo eléctrico. La extensión del ve-

hículo eléctrico no plantea problemas importantes desde el punto de vista de la generación, debido entre otras cosas a su muy alta eficiencia. Sin embargo, podría requerir inversiones en redes de distribución. Estas inversiones podrían ser muy pequeñas si el horario de carga de los coches fuera el adecuado, por ejemplo, durante la madrugada. Comentarios similares pueden hacerse para otras medidas de electrificación.

En concreto, la figura 3 muestra la estructura de la tarifa actual de 3 períodos junto a una tarifa eficiente que refleja el uso real de la red. La tarifa eficiente desincentiva el uso de red en las horas de punta, esencialmente las horas de vigilia de los laborables. El desincentivo es particularmente marcado durante las horas de superpunta, y se modula con la estación (más baja e primavera y otoño, sin calefacción ni aire acondicionado).

El almacenamiento

Un sistema dominado por energías intermitentes tiene un perfil de generación que no tiene por qué adaptarse al de demanda.

Tanto la mayor flexibilidad de la generación intermitente como la de la demanda, tratadas en los dos puntos anteriores, contribuyen a paliar significativamente el problema, pero no son suficientes. Una tercera pata es la extensión del almacenamiento.

En este sentido, el espectacular descenso actual del coste de las baterías de litio es una magnífica noticia. Ilustra un bucle virtuoso: una mayor penetración del coche eléctrico incentiva la reducción de costes de las baterías que, a su vez, facilitan un sistema eléctrico más eficiente y con menos emisiones. En un futuro, las propias baterías de los coches, cuando estén aparcados, podrían ser un recurso importante del sistema. Pero aun cuando así no fuera, baterías baratas especialmente desarrolladas para usos eléctricos jugaran sin duda un papel importante.

El despliegue de estos sistemas de baterías permitirá usar la generación solar durante la noche, y facilitará en gran medida el balance generación-demanda del sistema. En efecto, las baterías son sistemas extremada-

mente flexibles, mucho más que cualquier planta térmica. Permiten también controlar eficazmente las tensiones, y abordar otros problemas técnicos del sistema.

Sin embargo, las baterías no son la solución cuando se trata de gestión de energía estacional, más allá de unos pocos días, ni aunque su coste bajara en un orden de magnitud o más. Serán necesarios sistemas de almacenamiento estacionales, con un coste por kWh mucho más bajo, aunque a cambio tengan peor respuesta dinámica (por ejemplo, ritmos más bajos de carga y descarga). El bombeo y, más en general, el uso inteligente del sistema hidroeléctrico ha cumplido históricamente esta misión (con una respuesta dinámica excelente, además), pero el potencial de desarrollo adicional es limitado. Nuevas tecnologías, como la conversión de electricidad en gases combustibles como el hidrógeno o incluso el metano (P2G) podrían ser una solución, quizá contribuyendo a la supervivencia a largo plazo de la industria gasista. También habrá que explorar la viabilidad del almacenamiento térmico a gran escala, en aire comprimido o en otras tecnologías.

Figura 3. Tarifas de acceso actual y eficiente

MES	MES DIA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	MES	MES DIA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23																		
Enero	1 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Enero	1 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2																					
	1 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		1 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3																	
Febrero	2 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Febrero	2 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2																					
	2 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		2 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3																
Marzo	3 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Marzo	3 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2					
	3 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		3 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3														
Abril	4 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Abril	4 L	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3						
	4 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		4 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3										
Mayo	5 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Mayo	5 L	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
	5 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		5 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3						
Junio	6 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Junio	6 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	6 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		6 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3						
Julio	7 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Julio	7 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	7 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		7 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3							
Agosto	8 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Agosto	8 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	8 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		8 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3						
Septiembre	9 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Septiembre	9 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	9 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		9 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3							
Octubre	10 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Octubre	10 L	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
	10 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		10 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3				
Noviembre	11 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Noviembre	11 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	11 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		11 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3						
Diciembre	12 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	Diciembre	12 L	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	12 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2		12 F	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3				

La próxima década puede caracterizarse por el desarrollo de estos sistemas de almacenamiento. En este sentido, es muy posible que recuerde las décadas pasadas, las de la reducción muy marcada de costes de generación renovable. Es imposible ahora decir qué tecnologías de almacenamiento resultarán ser más exitosas, ni cuáles serán las más convenientes para el sistema. Como es habitual en el sector eléctrico, probablemente la elección óptima será una combinación, un *mix* de almacenamiento. En cualquier caso, es necesario no olvidar las lecciones del pasado, y desarrollar estas tecnologías sin incurrir en costes de difícil justificación.

Generación despachable

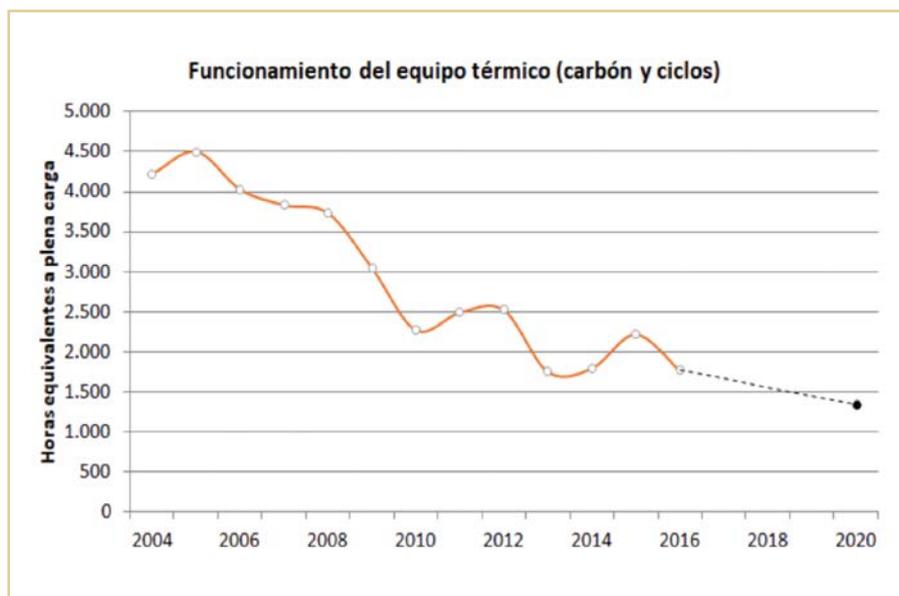
Una mayor flexibilidad de la generación intermitente, demanda más flexible y almacenamiento de corto y largo plazo pueden en un futuro garantizar de forma conjunta el suministro eléctrico en todo momento. Sin embargo, durante la transición, estas palancas no estarán disponibles o lo estarán de forma parcial. En este período es necesario contar con las plantas despachables ya existentes, y en particular con la capacidad fósil de carbón y gas natural. El objetivo no es producir mucha energía con estas plantas, es garantizar el suministro cuando no haya viento ni sol. En suma, el producto principal de estas plantas no es tanto la energía como la capacidad o, de forma más precisa, la potencia firme (la potencia que puede dar una planta con un grado muy elevado de fiabilidad).

Este papel cada vez más importante de las plantas fósiles como garantía o seguro es una continuación de las tendencias actua-

les. La figura 4 muestra la evolución en los últimos años de las horas de operación medias de este equipo. Dada la evolución de la demanda y las previsiones de entrada de nueva renovable es probable que en el año 2020 estas horas no lleguen a las 1.500, y se sigan reduciendo en la década de los 20. Por otra parte, hasta que no se desarrollen las alternativas de firmeza mencionadas arriba, y especialmente la respuesta de demanda y almacenamiento estacionales, estas plantas seguirán siendo necesarias. La figura 5 muestra posibles escenarios de evolución del índice de cobertura (el cociente entre la potencia firme del sistema y la punta de demanda) calculado según la metodología de Red Eléctrica de España¹. REE considera que el sistema es seguro si el valor del índice supera 1,1.

El mensaje de las gráficas es claro: si se mantiene el parque actual es posible garantizar la seguridad del suministro durante toda la transición. El equipo fósil, que ya opera (y, por tanto, emite mucho menos que en el pasado), continuará reduciendo sus emisiones, pero estará allí en las ocasiones en que fuere necesario. Sin embargo, el cierre del carbón nacional es problemático a partir de la segunda mitad de los 20, y el de la nuclear requeriría directamente la construcción de nueva capacidad firme. Hasta que no se disponga de las tecnologías arriba mencionadas, esta capacidad serán centrales de gas, que incrementarán las emisiones y la dependencia energética, y dañaran la balanza comercial. Además, habrá sin duda tensiones cuando se discuta el cierre de estas plantas mucho antes del fin de su vida

Figura 4. Horas de operación de las plantas fósiles

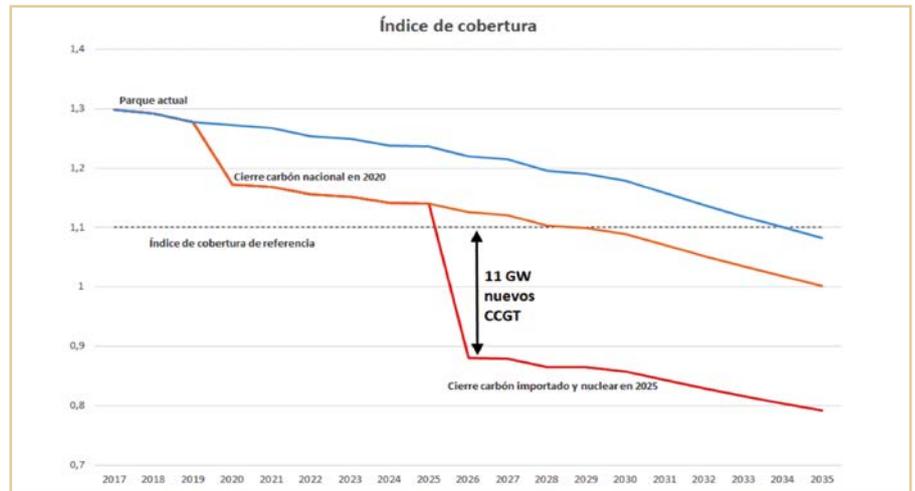


¹ Se ha considerado un incremento anual de demanda eléctrica del 1,8% por la electrificación de los usos finales de la energía, fundamentalmente transporte y calor/frío, para poder cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ en los sectores difusos en el año 2030 (-26% sobre 2005). La entrada considerada de capacidad renovable es del orden de 3,7 GW/año, llegando a un 32% de renovable en 2030.

económica, lo que deberá ser el caso si se es serio en lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de descarbonización en 2050.

Así pues, es necesaria una gestión prudente del parque existente, que asegure que, al tiempo que su producción disminuye, su capacidad permanece hasta que sea posible retirarla. En buena lógica, si se quiere capacidad, es capacidad lo que hay que comprar. Es decir, hay que establecer un mercado de capacidad apropiado, que sea compatible con la regulación europea. Esto requiere que sea competitivo, tecnológicamente neutral y abierto a la capacidad extranjera, especialmente en Portugal y Francia.

Figura 5. Escenarios de evolución del índice de cobertura



Conclusiones

La descarbonización del sistema energético es nuestro gran desafío generacional, el marco en el que las actividades del sector se van a desarrollar durante las próximas décadas. Este proceso debe involucrar a toda la sociedad y a todos los sectores energéticos, sin excepción. El sector eléctrico, debido a la naturaleza de las principales fuentes de energía baja en carbono, aumentará su importancia en este período, de forma que no es exagerado hablar de la venidera “edad dorada” de la electricidad.

Sin embargo, esta capacidad técnica puede volverse una maldición si la fiscalidad y regulaciones actuales no se adaptan a las nuevas tecnologías. En particular, hay que ser consciente de la obsolescencia del concepto del consumidor cautivo: ahora pueden elegir entre el suministro por el sistema, la autogeneración (fotovoltaica, pero también con gas natural o derivados del petróleo) o el uso de distintos vectores energéticos en sus usos finales. Por tanto, la fiscalidad de las distintas fuentes de energía debe abordarse de forma coordinada. La práctica actual de cargar el coste de la transición, predominantemente eléctrica, en las espaldas del consumidor eléctrico es ineficiente e injusta y, si no se corrige, lo será aún más en el futuro.

Una forma de financiar la transición de forma eficiente y justa sería mediante la creación de un Fondo para la Transición Energética, de forma similar a como se ha propuesto en otros países como Francia. El Fondo recibiría aportaciones del sector eléctrico (p. ej. los impuestos de la Ley 15/2012 y los ingresos por la subasta de derechos de emisión del ETS), y también de sectores difusos (p. ej. un cargo general asociado al CO₂ para combustibles de automoción y calefacción, e impuestos ligados a las emisiones de partículas, NO_x y SO₂ de estos combustibles). Quizá también de los Presupuestos del Estado. En cualquier caso, el Fondo financiaría las medidas de apoyo a las energías renovables y, en general, a la transición energética. Se conseguiría así que todos los vectores energéticos contribuyeran, y que lo hicieran según metodologías comparables y armonizadas.

La Comisión de expertos para la Transición Energética recientemente nombrada ofrece una oportunidad para discutir estos problemas y proponer soluciones eficaces. Conviene no engañarse en la dificultad del cambio, pero tampoco olvidar nunca ni su necesidad ni las oportunidades que ofrece para mejorar el medio ambiente, la sociedad y la economía españolas. ■

Reflexiones sobre las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en los últimos años

Carmen Becerril

Ex Directora General de Política Energética y Minas

Marina Serrano, Carmen Reyna, Jorge Toral y Paula De Biase

Pérez-Llorca

Empujados por las sucesivas modificaciones del marco retributivo de las renovables en los últimos años, muchos promotores de proyectos en España se han visto incapaces de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, lo que ha propiciado operaciones corporativas y de refinanciación. En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos. En el presente artículo expondremos cuál ha sido el perfil de los nuevos inversores y cuáles han sido las principales operaciones ocurridas en el sector, así como la evolución de los productos de financiación asociados (e.g. mayor deuda corporativa frente al Project Finance, y ratios de financiación menores). Así mismo, repasaremos el contexto internacional y la evolución regulatoria que han propiciado estos movimientos inversores.

Introducción: contexto internacional

El año 2015 marcó un hito importante en el **desarrollo de las energías limpias en el mundo**. La firma del Acuerdo de París por 196 países sentó las bases del compromiso mundial para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El citado Acuerdo de París, superando las mejores expectativas, entró en vigor en noviembre de 2016 cuando se cumplió la condición de haber sido ratificado por más del 50% de los países firmantes que representaban más del 55% de las emisiones totales. A día de hoy, el 73% de los países (144), que repre-

sentan el 84% de las emisiones totales, han formalizado su compromiso con este Acuerdo. En definitiva, se pone de manifiesto la sensibilidad existente en cuanto a la necesidad de impulsar una economía baja en carbono.

El compromiso de cada país se concreta en realizar una declaración de su contribución nacional (INDC, *Intended Nationally Determined Contributions*). Teniendo en cuenta que más de dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero tienen su origen en el consumo de energía, los compromisos están esencialmente enfocados a definir la modernización de los sistemas energéticos, con un particular impulso al desarrollo de las energías renovables.

Se estima que hacer realidad el compromiso de reducción de emisiones para que la temperatura del planeta no supere los 2°C a finales de este siglo, exigirá que dos tercios de la energía que se consuma en el mundo tenga origen renovable en el año 2050, lo que supondrá una ingente inversión tanto en nuevas instalaciones como en el desarrollo y abaratamiento de distintas tecnologías. Entre tanto, cabe mencionar que el año 2015 fue el de mayor inversión histórica en renovables con un total de 349.000 MM US\$. En el año 2016, la inversión total en estas tecnologías se ha reducido aproximadamente un 18% hasta 287.500 MM US\$¹, aunque con una cifra de potencia instalada similar a la del año anterior, como consecuencia de las im-

¹ Bloomberg New Energy Finance: Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

portantes bajadas de precio experimentadas en los últimos años por tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica.

En paralelo a los compromisos de los Estados para llevar adelante políticas de transición energética, asistimos también a un significativo cambio de mentalidad en muchas corporaciones que, expresamente, manifiestan su voluntad de contar con suministro energético de origen renovable como Amazon, Google, Microsoft...por mencionar algunos ejemplos significativos. Volúmenes importantes de energía que buscan la firma de contratos de suministro de energía a largo plazo a precio cierto.

Todos estos movimientos determinan un progresivo interés de los inversores en este tipo de activos. Se estima que en el año 2016 se produjeron aproximadamente operaciones de adquisición por un total de 117.500 MMUS\$ a nivel mundial, frente a los 97.000 MMUS\$² del año 2015, de los cuales 72.700 MM US\$ fueron adquisición de proyectos y 33.000 MM US\$ fueron operaciones de M&A, cambiándose progresivamente el perfil de los inversores.

Sin embargo, la situación varía sensiblemente en cada una de las regiones del planeta. Teniendo en cuenta el alcance del presente artículo, hemos de centrarnos en la situación europea para revisar luego en profundidad la actividad de este sector en España.

En **el caso de Europa**, la inversión en el año 2016 alcanzó los 70.900 MM US\$, liderado por Reino Unido con 25.000 MMUS\$ y Alemania con 15.200 MMUS\$³,

sobre todo como consecuencia de los desarrollos en eólica marina.

En la Unión Europea, la producción renovable en el año 2015, según EUROSTAT, alcanzó el 16,7% de toda la energía final consumida y un 29% de la generación eléctrica. Su futuro inmediato viene determinado por el compromiso de los países miembros de que en el año 2020, al menos el 20% de la energía consumida sea de origen renovable.

Importante destacar como la voluntad, en el ámbito europeo, de liderar la transición energética, se ha concretado en noviembre del año 2016 con la presentación por la Comisión Europea del documento denominado "*Clean Energy for all Europeans*", más conocido como "*Winter package*". Un conjunto de 13 normas que pretenden hacer realidad una ambiciosa agenda para el año 2030 que se concreta en los siguientes objetivos: reducir las emisiones un 40% respecto al año 1990, objetivo vinculante a nivel de país, alcanzar una producción renovable del 27% y una reducción en el consumo de energía primaria del 30% respecto a 2005 (particularmente importantes las políticas de eficiencia energética en el conjunto).

Estas previsiones determinan un claro apetito inversor hacia el entorno renovable europeo tomando en consideración tres elementos esenciales a la hora de valorar el riesgo y conseguir financiación:

- (i) la estabilidad macroeconómica;
- (ii) el compromiso de los países miembros con modelos regulatorios estables; y

- (iii) la reducción progresiva del coste de la electricidad procedente de estas fuentes de energía mejorando su competitividad.

Por lo que respecta a **España**, el desarrollo de instalaciones renovables se ha visto condicionado por los cambios regulatorios que se establecieron en los años 2013 y 2014 que han determinado que en los últimos cinco años, prácticamente no se haya incorporado nueva potencia renovable en el sistema eléctrico.

Destacar que la participación renovable en la energía final consumida en España en el año 2016, según Red Eléctrica de España, se estima en el 16,2%, representando el 39,6% de la generación eléctrica.

España, en tanto que miembro de la Unión Europea y de acuerdo con los compromisos adquiridos, ha de alcanzar un 20% de la energía final de origen renovable en el año 2020. Dada la preponderancia del sector eléctrico para alcanzar este objetivo, se estima que en los próximos cuatro años será necesario incorporar al menos 5.000 MW nuevos.

A la hora de abordar el atractivo que las instalaciones renovables han tenido en España para los inversores que han protagonizado las principales transacciones en los últimos años, es preciso comentar la problemática derivada de la mencionada legislación del año 2013. Como veremos en detalle en la siguiente sección de este artículo, esta nueva normativa, deroga el modelo de "*feed-in-tariff*" y "*feed-in-premium*" que había estado vigente desde el año 1998, sustituyendo

² Bloomberg New Energy Finance: Los datos hacen referencia a transacciones tanto en instalaciones de producción como industriales, nuevas o ya operativas.

³ Bloomberg New Energy Finance: Los datos de inversión hacen referencia a capital movilizado no sólo en nuevas instalaciones sino también en operaciones de adquisición de activos operativos, gasto público y privado en I+D e inversiones en instalaciones industriales.

yéndolo por el cálculo de una “rentabilidad razonable” reconocida a las instalaciones en funcionamiento a partir de una inversión estándar definida por el Gobierno. Este modelo puso en difícil situación a muchos inversores, que habían entrado en el mercado renovable con altos apalancamientos, en buena parte de los casos con “*project finance*”, abriéndose numerosas oportunidades para nuevos inversores que ya podían formular la transacción estimando flujos con el nuevo modelo retributivo.

Aproximación al marco regulatorio en España: el régimen retributivo específico y las subastas

Como venimos apuntando, entre los años 2013 y 2014, España implementó un nuevo régimen jurídico y económico para el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Desde la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, resulta de aplicación el denominado régimen retributivo específico (“**RRE**”). El RRE está regulado en la LSE, el Real Decreto 413/2014 y en las órdenes ministeriales que contienen los parámetros retributivos a aplicar para cada periodo regulatorio.

Conceptualmente, el RRE se articula como una retribución regulada, que retribuye, ya no la producción, sino la inversión y la operación de los proyectos. La finalidad del RRE es que los proyectos de renovables puedan competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y que los ingresos regulados, sumados a los ingresos de mercado, les permitan alcanzar una rentabilidad razonable.

En concreto, de acuerdo con el nuevo marco regulatorio, las instalaciones podrán

percibir durante su vida útil regulatoria una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo (retribución a la inversión) y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo (retribución a la operación). Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación la norma considera una instalación tipo, para la que se determinan los ingresos estándar por la venta de energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial referido a una empresa eficiente y bien gestionada. La mayor parte de los parámetros retributivos, que permiten definir cada instalación tipo, pueden revisarse cada periodo regulatorio de seis años de duración (y, entre ellos, la tasa de retorno que permite alcanzar la rentabilidad razonable del proyecto).

En este contexto, debe destacarse que la LSE, en su artículo 14.7, establece que el otorgamiento del RRE para nuevos proyectos ha de realizarse mediante procedimientos de concurrencia. Es decir, toda la nueva capacidad del sistema eléctrico procedente de fuentes renovables que requiera retribución adicional al precio del mercado con cargo al sistema, sólo podrá obtenerla, en su caso, a través de la participación en las subastas que el Gobierno decida convocar.

Debe señalarse en todo caso, que los promotores que decidan construir y poner en marcha instalaciones, acudiendo únicamente al mercado eléctrico y renunciando por tanto a percibir ingresos regulados, pueden hacerlo sin necesidad de participar en las subastas que analizamos en este apartado.

Así, las subastas se han articulado como un instrumento para determinar, en un proceso competitivo, qué nuevas instalaciones tienen derecho a percibir los ingresos regulados, pero no como un paso previo necesario en todo caso para la puesta en marcha de nuevas instalaciones.

Respecto del modelo de subastas escogido por el legislador español para el fomento de las energías renovables, es conveniente hacer una reflexión dadas sus singularidades. La metodología empleada en España es una excepción en relación con la mayoría de sistemas, que se basan en la garantía de un precio por energía producida y vertida a la red. Por un lado, la mayoría de los países de la Unión Europea basan sus procedimientos de licitación en una subvención por la electricidad efectivamente producida, situando los proyectos en un tramo superior al del precio del mercado. Este es el caso de Alemania, Reino Unido, Italia o Países Bajos. La otra opción mayoritaria es la licitación de contratos de compraventa de energía o PPA, por sus siglas en inglés, por medio de los cuales el vendedor se compromete a inyectar un volumen constante de energía a la red, mientras que el comprador (la entidad pública convocante de la subasta) se compromete al consumo de dicha energía por un precio determinado a largo plazo (20-30 años). Una vez terminado el PPA el dueño de la instalación podrá seguir explotándola ofreciendo la energía producida al mercado. El modelo de fomento de las energías bajo licitaciones de PPA se encuentra muy explotado en países no europeos, este es el caso de Argentina, México, Brasil, China o Sudáfrica.

En relación con lo expuesto, puede afirmarse que es una consideración generalizada de los agentes del sector eléctrico que el modelo de subasta español es muy com-

plejo y resultaría más claro y acorde con los objetivos de fomento de las energías renovables que se pujase por el precio del kWh producido o que se implementara un modelo de PPAs de largo plazo (20-30 años). Además, un modelo de PPAs permitiría abaratar sustancialmente los costes financieros de los proyectos, lo cual contribuiría a fomentar ofertas muy competitivas esto es, a abaratar el precio del kWh, como ya ha ocurrido en otros países.

En realidad, el modelo de subasta escogido responde a la necesidad de encajar nuevos proyectos en el régimen retributivo del RRE, es decir, en un modelo que se basa en instalaciones tipo y en términos de retribución a la inversión y a la operación, no por unidad de energía producida.

A estas consideraciones se une la crítica de una cierta inseguridad jurídica a la que se enfrentan quienes acuden a una subasta en España. Entre otros, debe recordarse que los parámetros retributivos se revisan al finalizar un periodo regulatorio y entre los parámetros a revisar se encuentra la tasa de rentabilidad que permite alcanzar la rentabilidad razonable de un proyecto. Así, quienes acuden hoy a una subasta, con la obligación de poner en marcha un proyecto antes de 2020, lo cierto es que desconocen cuáles serán los parámetros retributivos que les resultarán de aplicación a partir del 1 de enero de 2020, fecha en la que comienza el segundo periodo regulatorio del RRE.

Dicho lo anterior, puesto que la presión competitiva ha sido grande y los descuentos ofrecidos han sido los máximos posibles en las tres subastas celebradas, no parece que a aquellos agentes que han participado les haya preocupado esta incertidumbre, a la vista del enorme volumen de potencia ofertada en las mismas.

Análisis de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables: transacciones sobre activos en funcionamiento

Las sucesivas modificaciones del régimen retributivo regulado de las instalaciones renovables han servido de caldo de cultivo para la proliferación de operaciones sobre activos en funcionamiento, en las que el capital riesgo extranjero ha tenido un gran protagonismo.

En particular, la significativa minoración en la rentabilidad de los proyectos de instalaciones renovables ha hecho que muchos de sus titulares no puedan hacer frente a los compromisos adquiridos con entidades financieras y ante tales dificultades hayan decidido vender sus activos.

Hemos visto así en los últimos años como fondos de capital riesgo han adquirido cada vez más proyectos, entrando en el mercado nuevos actores que pudieron venir a España en un momento en que los proyectos salían al mercado a precios muy competitivos. En este sentido, el perfil del titular de una instalación renovable en España ha ido mutando desde una dispersión de inversores –con especial presencia de inversores nacionales– a una mayor concentración de inversores, con un perfil más internacional y con mayor apetito de riesgo. Estos inversores además tienen la capacidad para obtener financiación corporativa en mejores condiciones, lo que mejora las tasas de rentabilidad del capital a los proyectos en funcionamiento.

El crecimiento de las operaciones de capital riesgo en el sector de las energías renovables en España durante los años 2014, 2015 y 2016

El mercado de las renovables en España está viviendo una carrera imparable de

operaciones corporativas que, en poco tiempo, ha cambiado gran parte del mapa empresarial del sector. Se está produciendo un incremento importante en cuanto al número de inversiones en activos energéticos, no sólo en energías renovables. En total, se ha registrado un volumen de casi 10.000 millones de euros desde 2015, donde las grandes eléctricas y fondos internacionales han tenido un papel predominante.

Los fondos de inversiones y las compañías nacionales e internacionales han unido sus capacidades operativas y financieras para participar en el proceso de consolidación de activos renovables en operación en España. En la actualidad, estamos viendo que los fondos de capital privado gozan de un gran apetito inversor y están llevando a cabo muchas de las grandes operaciones de este mercado, creando grandes corporaciones cuya finalidad es aglutinar activos de diferentes tecnologías, tamaños y ámbito geográfico.

Como mostraremos a continuación, se ha producido un crecimiento notorio en el número de operaciones de capital riesgo dentro del sector de las energías renovables desde el año 2014, donde las operaciones de energía suponían un 16%, hasta el año 2016, donde representan casi un 50%.

Las figuras que se incorporan al final de este capítulo muestran las operaciones que se han llevado a cabo durante los años 2014, 2015 y 2016. En ellas vemos cómo, no sólo el número de operaciones, sino también su volumen, ha ido creciendo a lo largo de estos 3 años, pasando de 10 operaciones en 2014 a 22 operaciones en 2015 y 33 en 2016, con volúmenes de 1.259,7 millones de euros en 2014, 1.817,06 millones de euros en 2015 y 4.297,25 millones de euros en 2016.

El creciente interés del capital institucional extranjero en el sector de las energías renovables

Como hemos anticipado, el sector de las energías renovables se enfrenta a un aumento de inversiones protagonizadas por fondos de capital extranjero, por lo que el capital español ha quedado relegado a un segundo plano en algunas de las principales operaciones de los últimos años.

Según el informe *Business and Finance Outlook 2016* de la OCDE, la financiación de plantas eólicas en Europa estaba en 2010 en manos de empresas del sector en un 62% de los casos, cinco años después, ese porcentaje ha bajado al 39% en favor de un espectacular crecimiento de inversores institucionales (citan fondos de infraestructuras, seguros o proyectos industriales).

De manera coincidente, en España, las principales inversiones y operaciones relativas a los años 2014, 2015 y 2016 han sido llevadas a cabo por grandes fondos que percibían un mercado inestable donde poder aprovechar sus amplios recursos económicos.

Algunos de los ejemplos más relevantes en nuestro país han sido, por ejemplo, el caso de Cerberus, fondo estadounidense que hace dos años se convirtió en uno de los inversores más destacados de las energías renovables al adquirir Renovalia, operación que se cerró por algo más de 1.120 millones. Desde ese momento, Cerberus ha ido aumentando su cartera de 600 MW con otros parques eólicos y fotovoltaicos. El capital riesgo estadounidense ha estado igualmente representado por Centerbridge y la gestora de fondos Qualitas Equity Partners con la operación de venta de Vela Energy, o por Oaktree Capital Management con la compra de Eolia a finales de 2015. KKR

adquirió en el año 2015 –por un importe aproximado de 750 millones de euros– el 80% de Gestamp Asetym Solar, uno de los líderes especializados en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas solares. Fruto de esta alianza nació X-Elio, que aspira a pasar de 300 MW a 2.500 MW antes del año 2020. Igualmente cabe destacar la alianza entre KKR y Acciona Energía Internacional, relativa no obstante a activos fuera de España.

Las transacciones por tipo de tecnología

Como se puede observar en las figuras de este capítulo, el segmento fotovoltaico es el que más movimiento ha tenido debido a la atomización del sector y a la reforma del marco regulatorio. Esta consolidación de la tecnología fotovoltaica se está trasladando a gran velocidad hacia la energía eólica.

Tanto el sector fotovoltaico como el eólico están creciendo a gran velocidad debido, en gran medida, a la liquidez existente, a la mayor facilidad al crédito de los inversores y a los bajos tipos de interés que han reducido, en general, los retornos esperados aumentando las inversiones en activos de rentabilidad sostenible.

A pesar de que el volumen de operaciones se concentra principalmente en las energías eólica y fotovoltaica, han ido surgiendo otras energías alternativas como la biomasa o la hidráulica, que aun mostrando los inversores un potencial interés en ellas cuando surgieron, han quedado relegadas a un segundo plano con el paso del tiempo, con una o dos operaciones relevantes por año.

Las figuras siguientes muestran un desglose de operaciones por tipo de tecnología y su evolución.

Figura 1.

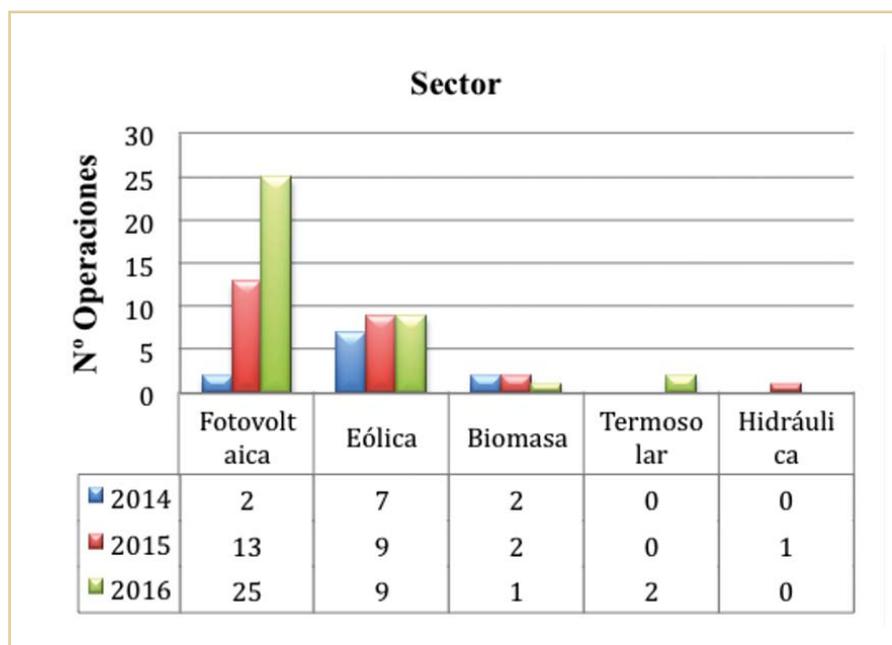
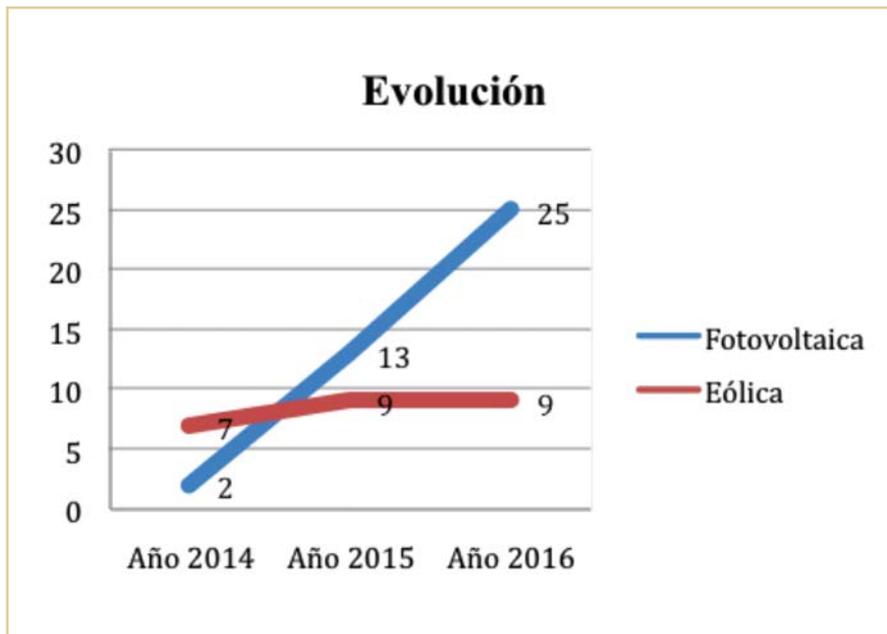


Figura 2.

Financiación de proyectos: del *Project finance* a la financiación corporativa

Históricamente, era habitual que la construcción y operación de proyectos de energía renovable se financiara mediante préstamos cuya devolución dependía de los ingresos de mercado y regulados de cada proyecto (financiación de proyectos o *Project Finance*).

Sin embargo, cada vez más vemos como en las financiaciones y operaciones de refinanciación predomina la financiación corporativa, es decir, financiación externa obtenida directamente por los promotores y sus accionistas o socios. Incluso inversores institucionales que han aglutinado un ele-

vado número de proyectos en su cartera, emiten bonos para mejorar el coste de su financiación.

Además, cabe llamar la atención sobre el hecho de que mientras que antes la financiación ajena representaba hasta un 90% sobre la inversión total del proyecto, dejando apenas un 10% a la participación de fondos propios, ese ratio ha descendido y se prevé que continúe haciéndolo, como consecuencia de los cambios regulatorios que han llevado a unos menores ingresos de los proyectos.

Así, no es de extrañar que en las próximas operaciones de financiación o refinanciación veamos que la financiación ajena no

alcance más del 60% de la inversión total del proyecto, al menos, a la vista de los resultados de las recientes subastas que han tenido lugar.

Contexto de refinanciación en proyectos de energías renovables

Como indicábamos anteriormente, las financiaciones de proyecto se caracterizan por ser financiaciones en las que los flujos que generan las sociedades del proyecto son relativamente predecibles. Alrededor de estos flujos se construye un caso base y se determina el plazo de devolución de la financiación.

Las sucesivas modificaciones del régimen especial desde 2010 y, de manera definitiva, tras la sustitución del régimen especial por el RRE a partir de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, han llevado a una disminución de los ingresos recurrentes de los proyectos, traduciéndose en dificultades para cumplir con los ratios financieros establecidos en los documentos de la financiación y con el calendario de pagos. En consecuencia, en los últimos años hemos asistido a un incremento en las operaciones de refinanciación en el sector de las renovables, destinado principalmente a:

- (i) Ajustar el calendario de amortización;
- (ii) Adaptar el caso base a las nuevas proyecciones; y
- (iii) Adaptar los términos económicos a las condiciones de mercado actuales.

Conclusiones

Desde los años 90 España ha ido aprobando sucesivas normas que promovían el desarrollo de instalaciones renovables en España. El auge, posiblemente, llegó en el año 2007. En ese momento, el llamado régimen especial garantizaba una prima sobre el precio de la energía eléctrica vendida en el mercado, lo que ofrecía considerables tasas de retorno a los proyectos.

Sin embargo, a partir del año 2010 se producen importantes cambios normativos que reducen cada vez más los ingresos regulados de los proyectos, hasta que en los años 2013 y 2014 se aprueba un nuevo modelo, el régimen retributivo específico, que provoca que la rentabilidad de los proyectos existentes descienda significativamente.

En este contexto, ante las dificultades que muchos promotores se encontraron a la hora de cumplir con sus calendarios de pagos bajo la financiación de sus proyectos, han proliferado las operaciones corporativas y de refinanciación de proyectos.

En lo que a operaciones corporativas se refiere, destaca la entrada en nuestro país de inversores institucionales extranjeros, en muchos casos fondos de capital riesgo o fondos de inversión, que han sabido aprovechar un clima de cierta inestabilidad regulatoria para hacer inversiones a precios competitivos.

Asistimos en los últimos años, igualmente, a un crecimiento notable de las operaciones de refinanciación. Cabe destacar en este sentido dos extremos. El primero de ellos, cómo la estructura de la financiación que antes se basaba habitualmente en un *project finance*, ha pasado a ser en su mayor parte deuda corporativa. En segundo lugar, si antes era común ver ratios de financiación ajena del 90% sobre el total de la inversión del proyecto, es previsible que dichos ratios se vean rebajados al entorno del 60% con la nueva regulación y a la vista del resultado de las subastas celebradas.

En efecto, en España se ha implementado un sistema de subastas para la adjudicación de potencia con derecho a retribución regulada. En este sentido, cabe señalar que los procedimientos concursales han proliferado como forma de impulso de las energías renovables a nivel global, demostrando haber conseguido configurarse como el instrumento normativo más eficiente para su desarrollo.

El atractivo de las subastas en España está demostrando ser notable, provocando que cada vez haya más agentes dispuestos a presentar ofertas en estos procesos. Hasta la fecha se han celebrado tres subastas que han adjudicado el desarrollo de 8.737 Mw.

No obstante, los agentes del mercado eléctrico demandan reglas de la subasta dotadas de mayor sencillez. Se plantea la necesidad de definir un modelo homologable a los de la mayoría de los países que apuestan por sistemas competitivos como forma de fomento de las energías renovables, con el fin de eliminar las incertidumbres que despierta un sistema rígido y complejo como el actual.

La mejora de los mecanismos que regulan las subastas en línea con otros países de nuestro entorno debe contribuir a establecer un clima de seguridad jurídica que favorezca la instalación en España de energías renovables cada vez más eficientes en la senda del cumplimiento de los objetivos europeos en materia de cambio climático. ■

Apéndice – Tablas**Operaciones corporativas destacadas en el sector de las energías renovables desde 2014 que afectan a activos españoles y a promotores españoles en el extranjero****Tabla 1. Año 2014⁴**

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
FCC Energía, S.A.	Plenium Partners Asset Management, SGEER	771 M EUR	Eólica	421,8 MW
Ence Energía y Celulosa, S.A. (adquisición del 5% del capital)	Amber Capital	35 M EUR	Biomasa	Ence genera 1.500.000 millones de kWh/año (en 2014)
Nova Feina S.L. (empresa española con plantas fotovoltaicas en los municipios italianos de Montalvo de Catro y Castel Giorgio)	Plenium Partners, S.L. SUSI Partners AG	7 M EUR	Eólica	6 MW
Pisco Windpark, S.A. (Parque Eólico do Pisco, S.A.)	Kendall Develops, S.A.	N/P	Eólica	50 MW
Ingelia, S.L. (adquisición de un 10% de Ingelia)	CPL Industries (participada mayoritariamente por la firma británica de private equity Vision Capital)	0,5 M EUR	Biomasa	N/P
Gecal Renovables, S.A. (adquisición de participación mayoritaria)	Springwater Capital	7,2 M EUR	Eólica	N/P
Acciona Energía Internacional	Kohlberg Kravis Roberts & Co LP (junto con sus filiales, KKR)	397 M EUR	52 parques eólicos 2 plantas fotovoltaicas 1 planta termosolar	2.300 MW
Parc Eolic Veciana Cabaro, S.L.	Avenue Capital Group LLC; Exus Management Partners S.L.	42 M EUR	Eólica	29.27 MW
Parque Eólico Magaz, S.L.	Renovis Energias S.L.	N/P	Eólica	30 MW
San Martín de la Vega (parque fotovoltaico en Madrid) de Soventix GmbH	Vela Energy, S.A. (constituida por la joint venture entre Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. y Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	2.3 MW

⁴ Fuentes.- Importes aproximados obtenidos a través de notas de prensa, noticias publicadas en internet o información no confidencial revelada por asesores.

Tabla 2. Año 2015

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
Sistemas Energéticos Almodovar del Río, S.L.U.	Warwick Capital Partners LLP	40 M EUR	Fotovoltaica	10 MW
BSQ Solar, S.L.	Sociedad para el Desarrollo Industrial de Castilla-la Mancha, S.A. (Sodicaman)	0,26 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Gestion y Mantenimiento Eólico del Norte, S.L. (Tres Picos)	Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu)	5 M EUR	Eólica	2,4 MW
Eólica Mirasierra, S.L.	Cefiro Energia, S.L. (vehículo de Corporación Masaveu)	60 M EUR	Eólica	44 MW
Banco de Sabadell, S.A. (Planta fotovoltaica Villacarrillo)	N/P	N/P	Fotovoltaica	1,89 MW
Fotovoltaica La Gamonosa, S.L.	Vela Energy, S.L. (Centerbridge Partners)	N/P	Fotovoltaica	1,9 MW
5 plantas fotovoltaicas en España	Warwick Capital Partners LLP	80 M EUR	Fotovoltaica	N/P
X-Solar (antigua Gestamp Asetym Solar, S.L.)	KKR	736 M EUR	Fotovoltaica	300 MW
Móstoles District Heating, S.L.	Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A.; Veolia Environnement, S.A.	20 M EUR	Biomasa	12 MW
Parque Solar Caudete, S.L.U.	Vela Energy Holdings, S.L.U. (filial de Vela Energy, S.L.)	N/P	Fotovoltaica	1,7 MW
Biomasa Forestal, S.L. (adquisición del 35% de su capital social)	Xesgalicia S.G.E.I.C., S.A. (a través de su vehículo Impulsa Ferrol Fund y Grupo García Forestal)	1,7 M EUR	Biomasa	N/P
Eólica Sierra Sesnández SL.; Parque Eólico Magaz, S.L.; Parque Eólico Loma del Capón, S.L.; Parque Eólico Cova Da Serpe S.L.	Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L.	175 M EUR	Eólica	105 MW
AES-RS Solar Spanish Holdings 2, B.V. (propietaria de 9 plantas fotovoltaicas en España)	Vela Energy, S.L.	58 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Parque Eólico Pujalt, S.L.; Parque Eólico Turó del Magre, S.L.	Renovalia Energy, S.A.; Exus Management Partners, S.L.	98 M EUR	Eólica	70 MW

Tabla 2 (continuación). Año 2015

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
Gecal Renovables, S.A.	Gas Natural Fenosa	260 M EUR	Eólica Fotovoltaica	201,3 MW
Parque fotovoltaico situado en Madridejos (Toledo), propiedad de Acacia Instalaciones Fotovoltaicas, S.L.	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	8 MW
Fotowatio Renewable Ventures, S.L.	Abdul Latif Jameel Energy Limited	N/P	Fotovoltaica	3.800 MW/hora (cartera proyectos en Australia, Uruguay y Brasil)
Decavent (adquisición de un 40% de la compañía)	EDP – Energías de Portugal	N/P	Eólica	125 MW
Silver Ridge Power España, I.B.V., S.L.	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners y Centerbridge Partners)	N/P	Fotovoltaica	N/P
Hidrodata, S.A. (adquisición del 25% de su accionariado)	HG Capital; Plenium Partners	N/P	Eólica Hidráulica	N/P
Parc Eòlic Mudéfer, S.L. (empresa propietario de los parques eólicos Mudéfer I y Mudéfer II)	Fersa Energías Renovables, S.A.	3,1 M EUR	Eólica	57,6 MW
Eolia Renovables de Inversiones S.C.R., S.A.	Oaktree Capital Management	280 M EUR	Eólica Fotovoltaica	583,6 MW

Tabla 3. Año 2016

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
Morón Fotovoltaica (Sevilla) Anemoi Cantillana (Sevilla) Mesa de Ocaña (Toledo) Reestructuración plantas fotovoltaicas	Platina Partners	N/P	Fotovoltaica	20 MW
Olivento, S.L. (Portfolio de 14 parques de energía eólica)	Plenium Partners Asset Management, SGECR	528 M EUR	Eólica Fotovoltaica	422 MW
Ávila Sur Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Ávila) Totana II Sun Solar, S.L. (Planta fotovoltaica de Murcia)	Fortress Investment Group LLC	11,6 M EUR	Fotovoltaica	4 MW
Renovalia Energy, S.A.	Renaletto Servicios y Gestiones, S.L.; Cerberus Capital Management LP	1.000 M EUR	Eólica (10 p.e.) Fotovoltaica (7) Termosolar (1)	600 MW
Extrasol 2, S.L. Extrasol 3, S.L.	Saeta Yield, S.A.	119 M EUR	Termosolar	100 MW
Bora Wind Energy Management, S.L.	Corporacion Masaveu S.A.; Korys; Exus Management Partners SL	500 M EUR	Eólica	330 MW
Ecoiberia Solar, S.L.	Warwick Capital Partners, LLP; Plenium Partners, S.L.	N/P	Fotovoltaica	10 MW
Casaquemada (PF en Sonlúcar Mayor, Sevilla); Las Cabezas (PF en Cabezas de San Juan); Copero (PF en Dos Hermanas); Linares (PF en Jaén)	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	57,2 M EUR	Fotovoltaica	8,48 MW
T-Solar Global, S.A. (adquisición del 50% de su capital social)	Grupo Isolux Corsan S.A.	N/P	Fotovoltaica	N/P
Greenergy Renovables, S.L. (ampliación de capital; emisor)	Daruan Venture Capital, S.C.R. (empresa holding; comprador)	3 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Eólica Sorihuela S.L.	Fenie Energía, S.A.	16 M EUR	Fotovoltaica	11,69 MW
Andasol 1 (PF en Aldeire, Granada) Andasol 2 (PF en Aldeire, Granada) Refinanciación	Antin Infrastructure Partners; Deutsche Asset Management (parte de Deutsche Bank Group)	316 M EUR	Fotovoltaica	100 MW
Parques Eólicos de Vilanueva Sociedad Limitada	Plenium Partners; Cubico Sustainable Investments Limited	34 M EUR	Eólica	66,7 MW

Tabla 3 (continuación). Año 2016

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
Red de Calor de Soria, S.L.	Axis Participaciones Empresariales, S.G.E.I.C., S.A.; Suma Capital, S.G.E.I.C., S.A.	20 M EUR	Biomasa	N/P
Solarpack Corporación Tecnológica, S.L. (adquisición de una participación minoritaria)	Ardian	27,72 M EUR	Fotovoltaica (4 plantas en Chile y Perú)	46 MW
Infracapital Solar (portfolio de plantas fotovoltaicas en España)	Renovalia Energy, S.A.	100 M EUR	Fotovoltaica	40 MW
Abengoa (financiación)	Centerbridge Partners, LP; Hayfin Capital Management; KKR; Vårde Partners; Oaktree Capital Management	1.169,6 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Earth and Wind Energías, S.L.; Sariñena Solar, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Articulada, S.L.; Promociones Fotovoltaicas Azara, S.L.	Renovalia Energy, S.A. (Matriz: Cerberus Capital Management)	150 M EUR	Fotovoltaica	36,4 MW
Planta Fotovoltaica Corvera; Planta Fotovoltaica La Herrera	Vela Energy, S.L.	45 M EUR	Fotovoltaica	13 MW (6 de ellos pendiente de aprobación)
Planta Fotovoltaica Inverland (Valdecaballeros, Badajoz) Reestructuración financiera de este proyecto por parte de su propietario, Abraxa.	Abraxa Integrated Financial Services Solutions, S.G.E.C.R. (Grupo LongSol)	N/P	Fotovoltaica	5,2 MW
15 instalaciones fotovoltaicas (Castilla-La Mancha)	Everwood Fotovoltaica I SICG, S.A.; Everwood Capital S.G.E.I.C., S.A.	N/P	Fotovoltaica	50,9 MW
7 plantas fotovoltaicas (plantas Project Rioja, Erbi Solar, Inmodo y Coronil)	Fortress Investment Group LLC	N/P	Fotovoltaica	N/P
Planta fotovoltaica en Miralcamp (Lleida, España) de Solmir, S.L.	Vela Energy, S.L. (controlada por Qualitas Equity Partners, S.G.E.I.C., S.A. / Centerbridge Partners LP)	N/P	Fotovoltaica	0,1 MW
La Castilleja Energía, S.L. (propietaria de Parque Solar La Castilleja situado en Córdoba)	Greentech Energy Systems	3,7 M EUR	Fotovoltaica	9,8 MW
Grupo T-Solar Global, S.A.	I Squared Capital	120 M EUR	Fotovoltaica	N/P

Tabla 3 (continuación). Año 2016

Target	ECR	Importe	Tecnología	MW
Grupo T-Solar Global, S.A.	I Squared Capital	120 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Soldwindet El Conjuero, S.L., (propietaria de un parque eólico en Granada de 36 MW)	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	2,7 M	Eólica	36 MW
Parque Eólico Ausines, S.L.	Sinia Renovables (firma de private equity propiedad del Banco Sabadell)	50 M EUR	Eólica	1,8 MW
Gransolar (GRS)	Accionistas Particulares; Diana Capital, SGEER, S.A. (Global)	22,5 M EUR	Fotovoltaica	N/P
Enervent, S.A. (adquisición de un 26%)	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	1,1 M EUR	Eólica	35,64 MW
Enervent, S.A. (adquisición de un 3%)	Siroco Capital Sociedad de Capital Riesgo, S.A.	0,13 M EUR	Eólica	35,64 MW
Asset Energía Solar, S.A.	Plenium Partners	N/P	Fotovoltaica	21,5 MW
Cubierta Solar Onda B, S.L.	Perwyn	N/P	Fotovoltaica	1,6 MW
Global Energy Services, S.A. (GES)	CL Grupo Industrial - Cristian Lay, S.A.	N/P	Fotovoltaica	N/P

Plan de Vulnerabilidad Energética de Gas Natural Fenosa

Josep Codorniu Castelló

Director de Servicio al Cliente de Gas Natural Fenosa

El Gobierno aprobó el pasado 6 de octubre un Real Decreto que regula la aplicación del bono social de electricidad para los consumidores vulnerables, modificándose los criterios con respecto al anterior Bono Social.

El nuevo Bono Social eléctrico, establece diferentes categorías de consumidor vulnerable en función de umbrales de renta, y establece para cada una un descuento en la factura del 25% o 40%. Se establecen además unos límites máximos de consumo eléctrico a los que será aplicable el descuento con la finalidad de asegurar la eficiencia en el consumo energético.

Consumidores vulnerables (descuento 25%) son aquellos que cumplen los siguientes requisitos:

- La renta anual de la unidad familiar sea inferior a unos determinados umbrales, que varían en función del tamaño del hogar. El umbral se incrementará para los casos de personas con discapacidad y víctimas de violencia de género o de terrorismo.
- Los hogares formados por pensionistas con pensiones mínimas y todas las familias numerosas también serán considerados consumidores vulnerables.

Consumidores vulnerables severos (descuento 40%) serán aquellos cuya renta familiar sea inferior a la mitad de los umbrales establecidos para los vulnerables. Además, aquellos consumidores vulnerables severos a los que la Administración pague al menos el 50% de sus facturas se considerarán **consumidores en riesgo de exclusión social** y deben ser considerados suministro esencial.

Aquellos consumidores que actualmente ya disponen del bono social lo podrán mantener durante seis meses; pasado este plazo, deberán acreditar que cumplen los nuevos requisitos para que se les aplique el descuento correspondiente en su factura. Los consumidores podrán presentar su solicitud para acogerse al bono social y la documentación acreditativa por diversos medios: por teléfono, en la web de la empresa comercializadora; en las oficinas de la empresa; por fax, por correo postal o por email a la dirección que señale el comercializador. Para agilizar la comprobación de los requisitos de renta, se dispondrá de una aplicación informática para verificar la información disponible en la Agencia Tributaria.

Según la ONU, la pobreza convive diariamente con 836 millones de personas en el mundo. Entre sus manifestaciones se incluyen el hambre, la malnutrición, el acceso limitado a la educación o a otros servicios básicos, como la luz, el gas o el agua. Esta última vertiente es lo que llamamos "pobreza energética". En España, a pesar de no

existir consenso en cuanto a los indicadores que cuantifican la pobreza energética, una referencia es el último estudio sobre pobreza energética de la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA), de 2016, que cifra en 5,1 millones en nuestro país (el 11% de los hogares), las personas incapaces de mantener su vivienda a una temperatura ade-

cuada en invierno. Esto significa un incremento del 22% en tan solo dos años, y nos sitúa por encima de la media europea que está en un 10,2%. Según la Asociación de Ciencias Ambientales, en España más de 3 millones de personas retrasa el pago de sus facturas energéticas y 1,2 millones dedican el 20% de sus ingresos a dichos pagos.

Este es un problema social que toca en la espina dorsal de nuestro negocio y que se ha agravado en España en los últimos años a raíz de la crisis económica y financiera.

Las directivas de la Unión Europea contemplan que la pobreza energética se financie a través de los Presupuestos Generales del Estado, o a través de las facturas. La transposición de estas directivas ha tenido diferentes interpretaciones. De este modo, países como Austria, Bélgica o Hungría han adoptado un modelo basado en la información y la concienciación, sensibilizando a la sociedad y formando a los profesionales que trabajan con el colectivo vulnerable. Otros, como Reino Unido o Francia afrontan la situación desde los Presupuestos Generales o el sistema tarifario. Algunos, como Escocia, empiezan a desarrollar un marco regulatorio al respecto. En el caso de España, la opción para los clientes vulnerables es el conocido Bono Social eléctrico que protege actualmente a familias con todos los miembros en situación de desempleo, pensionistas con prestaciones mínimas, familias numerosas y viviendas con potencia contratada inferior a 3kW. Actualmente se están revisando los criterios de elegibilidad, para que puedan reflejar mejor las situaciones de vulnerabilidad. Además, el coste es financiado por todas las comercializadoras, tras años en los que era soportado únicamente por las compañías verticalmente integradas.

Gas Natural Fenosa es una compañía energética, que destaca por la integración del gas y la electricidad, líder en la comercialización de gas natural en España y presente en más de 30 países, siendo un actor relevante en Latinoamérica. En Gas Natural Fenosa trabajamos con el compromiso de contribuir positivamente a las sociedades donde estamos presentes, atendiendo sus necesidades energéticas con produc-

tos y servicios de calidad, respetuosos con el medio ambiente y que posibilitan un progreso sostenible. Y es gracias a nuestra política de responsabilidad corporativa que esto se materializa en el día a día de la Compañía.

En este compromiso de apoyar a las regiones en las que realizamos nuestra actividad empresarial, como compañía energética, queremos ayudar a mejorar la situación de las personas que viven en riesgo de exclusión, entre los que están aquellas familias en situación de vulnerabilidad energética, entendida ésta como la incapacidad de satisfacer una cantidad mínima de servicios de energía para sus necesidades básicas.

Es por esto que en enero de **2017 impulsamos el Plan de Vulnerabilidad Energética**, que incorpora nuevas medidas y refuerza las líneas de trabajo que ya existían para dar una respuesta proactiva y enfocada a la generación de soluciones para el colectivo vulnerable. El Plan pretende reforzar el modelo de competitividad sostenible y responsable de la Compañía y posicionar a la empresa como un referente ante la lucha contra la pobreza energética, velando por una mejor coordinación entre las partes para identificar y dar una respuesta conjunta a los casos de vulnerabilidad energética.

Nuestro plan no solo muestra un compromiso real en línea con nuestra visión de la responsabilidad corporativa, sino que también busca contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible marcados por la ONU, unos objetivos que hemos asumido como propios. Es, además, un elemento clave para contribuir a alcanzar la meta establecida en 2030 de garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos, y de duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

Plan de Vulnerabilidad Energética de Gas Natural Fenosa

El Plan de Vulnerabilidad de Gas Natural Fenosa está fundamentalmente dirigido a personas que se encuentran en situación de "pobreza energética", entendida como la incapacidad de un hogar para satisfacer un mínimo de servicios energéticos. Esto se refleja en la imposibilidad de afrontar el pago de los suministros y, en cuestiones estructurales, como el mal estado de la vivienda en términos de aislamiento térmico, o el uso de sistemas deficientes de calefacción. Esta situación de desigualdad energética en España se refleja también en otros indicadores socio-demográficos. Andalucía, Castilla-La Mancha, Extremadura y Murcia son las cuatro regiones con mayor incidencia de pobreza energética. De la misma forma, los indicadores de gasto señalan que existe más riesgo en zonas rurales, en personas de nivel educativo inferior, en desempleados, o en personas mayores.

La razón que nos ha llevado a trabajar intensamente con este colectivo es clara: como una de las empresas energéticas de referencia en España, creemos que somos un actor clave y fundamental para trabajar en erradicar la vulnerabilidad energética de nuestro país. Si bien las empresas energéticas no podemos ser la solución al problema, debemos contribuir a paliar los efectos del mismo, y esforzarnos por mejorar la coordinación entre las partes, con especial foco en el intercambio de información con los Servicios Sociales, puesto que permite la identificación de los clientes vulnerables.

Gas Natural Fenosa ha sido la primera energética española que ha desarrollado un plan para luchar contra esta problemática social. Aunque llevamos trabajando a favor de la vulnerabilidad energética desde 2014, con actuaciones de prevención, mediante

la firma de convenios con gobiernos locales y regionales, y actividades de sensibilización con la participación en foros y mesas sobre pobreza, con el Plan de Vulnerabilidad hemos intensificado estas actuaciones, implantándolas en todo el territorio nacional desde enero de 2017.

Así, el Plan de Vulnerabilidad Energética, aprobado por el Consejo de Administración de la compañía e impulsado desde la alta dirección de la misma, tiene como objetivo reforzar y sistematizar la gestión de los clientes vulnerables y ayudar a los Servicios Sociales y entidades del Tercer Sector de nuestro país en su labor con estos colectivos. La compañía ha destinado una inversión anual de 4,5 millones de euros y un equipo de 60 empleados para implementar las iniciativas del plan; un conjunto de más de 20 medidas tanto de carácter operativo como social. Se han reforzado las estructuras de Servicio al Cliente y de la Fundación Gas Natural Fenosa, estableciéndose además un Comité de Dirección que velará por el cumplimiento del plan. En este sentido, se ha creado la Unidad de Atención a la Vulnerabilidad, un área específica dentro de la compañía para atender a todos aquellos casos de clientes que puedan encontrarse en situación de vulnerabilidad. Dentro de la compañía, el Grupo de Gestión de Colectivos Especiales hace un seguimiento específico de estos clientes.

Como parte de las **medidas operativas**, se ha desarrollado la atención a la vulnerabilidad en todos los ámbitos, habilitando canales específicos:

- **Teléfono para clientes vulnerables:** el 900 724 900 es gratuito, y está disponible las 24 horas todos los días de la semana. En sus primeros meses de actividad, desde el pasado enero, se han atendido llamadas de 50.000 clientes en

temas relacionados con la vulnerabilidad. Además, hemos llamado proactivamente a todos aquellos clientes que ya teníamos protegidos para llevar a cabo una revisión de sus contratos y facturas. Con este asesoramiento se pretende conseguir, en la medida de lo posible, un ahorro para estos clientes. Más allá de crear un teléfono específico, todos los canales de atención de los que ya disponía la compañía (como pueden ser los centros de atención presencial) están sensibilizados y formados para poder asesorar a los clientes vulnerables.

- **Canales de atención para los Servicios Sociales:** la compañía ya disponía de un correo para el intercambio de información con los Servicios Sociales municipales, y con el nuevo Plan se ha reforzado este con un teléfono gratuito. En lo que va de año, entre ambos canales se han atendido más de 25.000 comunicaciones.
- **Atención al Tercer Sector:** las ONGs, Fundaciones, y otras entidades sin ánimo de lucro, también juegan un papel importante en cuestiones de vulnerabilidad, y a raíz del Plan, la compañía está intensificando la colaboración con estas entidades, como se explica más adelan-

te. También se han habilitado un teléfono gratuito y un email para intercambiar información con el Tercer Sector, y poder resolver dudas sobre los proyectos en los que trabajamos conjuntamente.

Además de los canales de atención, se está haciendo un esfuerzo constante por adaptar la operativa de la compañía a las necesidades de los clientes vulnerables. En este sentido, se ha planteado una **política de fraccionamiento** específica para este colectivo, que permite flexibilizar los pagos pendientes hasta en dos años, sin cuota inicial ni intereses. También se han aumentado las **comunicaciones con los clientes** en los casos de impago, con el objetivo de informarles sobre las ayudas disponibles, y ponerlas a su disposición.

Convencidos de la importancia de trabajar de manera conjunta, hemos ampliado nuestra **participación en mesas, foros y grupos de trabajo** sobre pobreza energética, y seguimos firmando **acuerdos para la protección de clientes vulnerables**, que nos permitan agilizar la gestión de estos casos. Además, Gas Natural Fenosa sigue impulsando un **registro único** compartido que nos ayude a todos los implicados a unificar criterios para poder ser

¿Cómo se realiza el asesoramiento a clientes vulnerables?

La clave del asesoramiento es conocer la situación del cliente, tanto a nivel contractual como en cuanto a la situación de sus suministros, el equipamiento de la vivienda y los hábitos de consumo. Esto nos permite:

- Revisar y adecuar la tarifa y potencia contratadas, para conseguir un ahorro en factura, y asesorar al cliente sobre sus hábitos de consumo para mejorar la eficiencia
- Orientar al cliente sobre el Bono Social eléctrico, si cumple requisitos para ser beneficiario, ya que, actualmente, supone un descuento del 25%
- En el caso de que haya servicios de mantenimiento contratados, informar al cliente sobre las coberturas que suponen, y valorar un posible cambio

Medidas operativas

Josep Codorniu, director de Servicio al Cliente: *"La compañía siempre ha sido sensible al tema de la vulnerabilidad energética. Hemos incorporado medidas nuevas y reforzado lo que ya hacíamos. La prioridad es asegurar que los clientes que se encuentran en situación de vulnerabilidad tengan el suministro garantizado y que les podamos ayudar con todas las herramientas de las que dispone la compañía para que puedan salir de esta situación. Los servicios sociales nos informan de casos de clientes, que también pueden llegarnos directamente a través de los canales de atención. Una vez hecha esta detección preventiva, ponemos a disposición del cliente todas las medidas necesarias para facilitarle el pago".* Las medidas son:

- Asesoramiento proactivo de condiciones contractuales y nuevas políticas de fraccionamiento de recibos, eliminando la cuota inicial y ampliando el período de devolución hasta dos años.
- Ampliación de los términos de la gestión de pagos y comunicaciones a los clientes que se encuentran en situación de impago.
- Puesta en marcha de una unidad específica de Atención a la Vulnerabilidad, así como un Grupo de Gestión de Colectivos Especiales.
- Líneas de teléfono gratuitas para atender a clientes en situación de vulnerabilidad (900 724 900) y para los servicios sociales municipales (900 104 559).
- Apoyo a los servicios sociales, porque es el ámbito en el que recae la mayor parte de la labor de ayuda al público más vulnerable.
- Formación para sensibilizar a los equipos y empresas colaboradoras sobre posibles situaciones de vulnerabilidad.

más ágiles y efectivos en la identificación y seguimiento de aquellas personas que se encuentren dentro de los parámetros de pobreza energética.

Adicional a la vertiente operativa, nuestro Plan de Vulnerabilidad incluye un conjunto de **medidas sociales** lideradas por la Fundación Gas Natural Fenosa en colaboración con entidades del Tercer Sector y las administraciones públicas. Destaca la creación de la **Escuela de Energía**, que nace con la misión de formar y sensibilizar en temas energéticos especialmente relacionados con la vulnerabilidad a personas que trabajan día a día con este colectivo, para darles apoyo en su lucha contra la vulnerabilidad. Entre los "alumnos" de la Escuela hay trabajadores sociales tanto de la administración pública como de entidades de acción social, centros cívicos, miembros del tejido asociativo, coordinadores de asociaciones, ONGs y Fundaciones, pero también se ha abierto la posibilidad a profesores de escuelas en territorios con especial riesgo, trabajadores sociales que actúen

en los domicilios de clientes, e incluso al propio colectivo vulnerable. Se trata de una Escuela itinerante que, imparte sus talleres en toda España y, en la medida de lo posible, adapta sus contenidos a las necesidades de cada taller, siempre con una premisa común: dar un enfoque lo más práctico, útil y ameno posible. En cuatro meses ya han pasado por nuestra Escuela de Energía más de 100 personas, a las que hemos formado en temas tan diversos como:

- la factura energética, y sus principales conceptos, para poder conocer las posibilidades de optimización.
- el estado de la vivienda de cara a la eficiencia energética.
- el uso de la energía en el hogar y los hábitos para un consumo más eficiente que derive en ahorro.
- El Bono Social y otras ayudas disponibles.

Además, para poder coordinar las iniciativas sociales y ponerlas en marcha con los colectivos más desfavorecidos, la Fundación ha firmado **convenios con Cáritas y Cruz**

Roja, que se empiezan a materializar en proyectos de colaboración a nivel nacional, como es el **voluntariado corporativo** con usuarios de estas entidades a los que se da un asesoramiento energético. Gas Natural Fenosa ya contaba con un programa que permitía a los empleados participar como voluntarios en diferentes acciones. Con la puesta en marcha del plan, el voluntariado corporativo amplía su ámbito de actuación para ayudar al colectivo vulnerable en cuestiones energéticas. La solidaridad y el compromiso es lo que mueve a nuestros voluntarios, a los que se les da la oportunidad de asesorar directamente a personas en situación de vulnerabilidad energética en temas como la contratación, la facturación, la mejora de condiciones, el ahorro y la eficiencia energética dentro del hogar. Para esto, los voluntarios (tanto de la compañía como de las entidades con las que colaboramos), cuentan también con el apoyo formativo de la Escuela de Energía.

La Fundación, que siempre ha trabajado en pro de la eficiencia energética, impulsa tam-

bién medidas de **rehabilitación de viviendas de colectivos vulnerables**. Según los expertos, mejorar la eficiencia energética de las viviendas y apostar por la sensibilización social para impulsar hábitos de ahorro energético, son medidas que pueden contribuir a reducir el impacto de la pobreza energética sobre la sociedad. El 80 por ciento de los 25 millones de viviendas que hay en España carece de un aislamiento adecuado. El 70 por ciento de las pérdidas de energía se produce a través de la fachada o cubierta que, si están mal aisladas, permiten el traspaso de frío y calor entre el interior y el exterior de las viviendas, no protege eficazmente del ruido exterior y puede ser causa de infiltraciones de agua y condensaciones en paredes y techos. Un adecuado aislamiento del edificio puede reducir el consumo energético en hasta un 40 por ciento y mejora considerablemente el confort, bienestar y habitabilidad de las viviendas. De la mano de Margarita de Luxan, arquitecta, catedrática de la Universidad Politécnica de Madrid y con amplia experiencia en cuestiones de eficiencia energética, la Fundación Gas Natural Fenosa ha realizado un estudio de "rehabilitación exprés". El resultado son más de

70 medidas de rehabilitación de bajo coste que supondrán mejoras en las viviendas y, por tanto, un incremento en la calidad de vida de los clientes vulnerables. Se trata de una publicación con un enfoque práctico y muy didáctico, en el que se explica en detalle cada medida, así como los materiales y pautas necesarios para implementarla.

Como parte de las medidas enfocadas en la colaboración con el Tercer Sector, se abrió una **línea de ayudas económicas para entidades sociales** que trabajan con colectivos vulnerables y los canales de atención que hemos mencionado.

Gracias a este conjunto de medidas, operativas y sociales, a día de hoy podemos afirmar que el 94% de nuestros clientes en el territorio español se encuentran protegidos para que en ningún caso se vean privados de sus necesidades energéticas.

Carácter social del plan de vulnerabilidad

El impacto social del Plan de Vulnerabilidad puesto en marcha por Gas Natural Fenosa

es notorio, puesto que las medidas contemplan un ecosistema integral que va más allá del propio negocio y los clientes de la compañía, involucrando a otros agentes como la administración pública, el Tercer Sector, y los propios empleados y empresas colaboradoras. El impacto social del plan se articula en 4 aspectos clave:

Ayudamos a reducir la desigualdad de aquellas personas que sufren pobreza energética

El principal objetivo del Plan de Vulnerabilidad Energética es garantizar el suministro de energía mediante la localización y ayuda a familias que se encuentren en situación de pobreza energética, a raíz de la cual se pueden poner en marcha todas las líneas de ayuda. Generamos cambios que benefician a colectivos desfavorecidos de la sociedad.

Nos posicionamos como agente catalizador de la lucha contra la pobreza energética en España

Mediante convenios con las administraciones públicas y ayuntamientos, se identifica a las personas en riesgo de vulnerabilidad energética para ayudarlas mediante el aná-

Medidas sociales

Martí Solà, director general de la Fundación Gas Natural Fenosa, sobre el papel de la Fundación en este Plan de vulnerabilidad: *"Hemos creado un proyecto estratégico para paliar y reducir la pobreza energética en nuestro país. Los empleados también podrán colaborar en este proyecto a través de un voluntariado corporativo, trabajando conjuntamente con las entidades que proporcionan atención directa a los clientes vulnerables. En este proyecto es muy importante la formación, y por eso es esencial la nueva Escuela de Energía, en la cual explicaremos hábitos de consumo eficiente en el hogar para ahorrar en la factura, tanto de luz como de gas. Otro objetivo de esta nueva escuela es mejorar el confort de las viviendas"*. Las medidas sociales se centran en:

- Fomentar convenios con entidades sociales que trabajen con personas vulnerables, para que puedan desarrollar iniciativas de eficiencia energética y seguridad en los hogares de este colectivo.
- Apertura de una Escuela de Energía que permite formar en temas energéticos a todos los agentes implicados.
- Activación de un programa de voluntariado corporativo energético en colaboración con diferentes entidades.
- Puesta en marcha de un proyecto de rehabilitación exprés, que permite hacer mejoras de bajo coste en el interior de las viviendas y mejorar la eficiencia energética de colectivos vulnerables.
- Línea de teléfono gratuita para entidades del Tercer Sector (900 444 000) que desarrollen acciones contra la pobreza energética.

lisis conjunto de la información con la que contamos, llevando así a cabo una labor social conjunta entre los organismos públicos, el Tercer Sector y nuestra empresa para poder garantizar que las diferentes actuaciones se ponen al servicio de aquellas personas que más lo necesiten.

Apoyamos a entidades e instituciones que velan por los derechos de personas en riesgo de exclusión social

A través de la Fundación, dotamos económicamente a las entidades del Tercer Sector, lanzando una línea de ayudas para aquellas que trabajan con personas vulnerables, con el objetivo de que tengan recursos adicionales para desarrollar iniciativas de eficiencia energética y seguridad en los hogares. Además, a través de la citada Escuela de Energía se apoya a estos actores a nivel formativo, y se asesora y forma al personal de los Servicios Sociales en vulnerabilidad energética.

Unimos el esfuerzo de nuestros empleados para dar el mejor servicio a los clientes que más lo necesitan

La Fundación impulsa, coordina y financia también el programa de voluntariado corporativo solidario. Este programa ya ha dado sus primeros pasos con muy buena acogida y una perspectiva ilusionante; únicamente en la prueba piloto, 10 voluntarios asesoraron a más de 30 familias sobre 50 contratos de energía. En poco tiempo estará desplegado a todos los empleados de la compañía y todo el territorio nacional. Además, la compañía quiere extender el compromiso con los clientes vulnerables también a las empresas colaboradoras, con proyectos como la detección proactiva de situaciones de riesgo de exclusión por parte del personal de operaciones. La participación de nuestros empleados y colaboradores no solo es fundamental para el programa, es también una forma de aumentar su

orgullo de pertenencia a la empresa y su compromiso e implicación con la misma. Toda la actividad se difunde mediante comunicación interna, *workshops* y otras acciones de sensibilización.

Carácter innovador del Plan de Vulnerabilidad

Gas Natural Fenosa busca la innovación en todos los ámbitos que abarca la empresa, siendo la responsabilidad corporativa uno de los más importantes. El Plan de Vulnerabilidad Energética es un proyecto que nace de la necesidad de ayudar a personas en situación de pobreza energética y se posiciona como el primero de estas características en el territorio español. El proyecto no solo es innovador por tratar de paliar la pobreza energética del país, sino que lo es también por sus características como iniciativa de RSC. No hay ninguna compañía en el sector que disponga de un plan con una dotación económica igual, un modelo de gestión transversal que garantice su implantación en el día a día de la organización, y que además esté perfectamente coordinado con la Fundación y disponga de un programa de voluntariado para sus empleados.

El Plan es pionero en su conjunto, pero también lo son muchas de las medidas que en él se recogen. Iniciativas como la Escuela de Energía, el estudio de medidas de bajo coste para implantar en viviendas vulnerables o la creación de una Unidad de Atención a la Vulnerabilidad con el objetivo de hacer un seguimiento de todos aquellos casos de clientes que puedan encontrarse en situación de riesgo, dan muestra del carácter innovador del mismo.

Es, además, la primera vez en el país que una compañía energética se presenta como el punto de unión entre los diferentes elementos que conforman la red de ayuda a la

pobreza energética. El registro único compartido que estamos intentando conformar promueve un arco de eficiencia para la ayuda y la colaboración mutua entre los principales elementos implicados nunca visto.

Valor empresarial del Plan de Vulnerabilidad Energética

El impacto del Plan de Vulnerabilidad Energética en términos empresariales se apalanca en dos ejes clave, fundamentalmente de carácter intangible, pero de alto valor estratégico:

- **Mejora de la relación con grupos de interés clave y control de riesgos de reputación**

Las medidas del Plan nos permiten seguir mejorando nuestro trato con los clientes, lo que ineludiblemente conlleva a la fidelización de los mismos en el largo plazo. De la misma forma, nos ayuda a construir relaciones de confianza con grupos de interés clave para la estrategia empresarial, como la administración pública y las entidades del Tercer Sector. Asimismo, todos los compromisos adoptados en el Plan constituyen una vía de gestión y control del riesgo reputacional, en la medida en que elimina los casos en los que alguna familia vulnerable vea interrumpidos los suministros energéticos en su hogar.

- **Mejora de la imagen social y de la percepción de Gas Natural Fenosa como empresa responsable y comprometida socialmente.**

El cumplimiento de los compromisos adquiridos nos permite gozar de una mayor confianza social y percepción de buen ciudadano corporativo, en línea con nuestra visión y valores. Pretendemos, por tanto, demostrar nuestro empeño en el cumplimiento de nuestros compromisos generales en materia de sosteni-

bilidad recogidos en nuestra Política de Responsabilidad Corporativa: excelencia en el servicio, compromiso con los resultados, gestión responsable del medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, cadena de suministro responsable, compromiso social e integridad y transparencia.

Para dar seguimiento a las medidas del plan se creó el Comité de Dirección de Vulnerabilidad y el Comité Operativo de Pobreza Energética, en el que participan miembros clave de la compañía de las áreas implicadas (Servicio al Cliente, Fundación, Comunicación, Regulación, Servicios Jurídicos o Sistemas, por mencionar algunas). Este Comité es clave para hacer realidad el Plan en la operativa de la Compañía: coordina propuestas de actuación, impulsa el propio plan, y hace seguimiento regulatorio y de novedades sobre Pobreza.

El Plan de Vulnerabilidad Energética está completamente alineado con la misión corporativa de la compañía, que expresa nuestro objetivo de atender las necesidades energéticas de la sociedad ofreciendo productos y servicios de calidad respetuosos con el medio ambiente; y con los valores que guían nuestra forma de actuar: orientación al cliente, compromiso con los resultados, sostenibilidad, interés por las personas, responsabilidad social e integridad. Está también estrechamente relacionado con nuestro *core business*. La pobre-

za energética es un problema que afecta directamente al sector en el que trabajamos como empresa y el grupo de interés que lo sufre son quienes más nos importan: nuestros clientes.

El impacto del Plan de Vulnerabilidad de Gas Natural Fenosa en datos

Las medidas puestas en marcha y los esfuerzos de Gas Natural Fenosa contra la pobreza energética en España también se reflejan en números. Desde 2014 hemos evitado el corte de energía a más 29.000 familias en situación de pobreza energética de más de 1.500 poblaciones de todo el país, cuya situación nos ha sido trasladada desde las administraciones.

Hasta la fecha, hemos firmado ya 20 convenios en 13 Comunidades Autónomas entre las que se encuentran los gobiernos y algunos ayuntamientos de Cantabria, Galicia, Castilla y León, Castilla la Mancha, Comunidad de Madrid, Extremadura, Andalucía, Comunidad Valenciana, Cataluña, Navarra, La Rioja, Aragón y el País Vasco. Anclada en los acuerdos que actualmente tenemos y en la cooperación e intercambio de información con los Servicios Sociales municipales, nuestra política proactiva contra la pobreza energética cubre y protege a más del 94% de nuestros clientes en España, tal como mencionamos anteriormente.

Gracias a este refuerzo de los canales de intercambio de información con las administraciones, desde enero de 2017 se han detectado ya otras 16.000 familias que pudieran estar en situación de vulnerabilidad energética. Esta comunicación fluida unida a nuestra proactividad a la hora de asesorar a los clientes en situación de vulnerabilidad también nos ha permitido incrementar, en este último año, la aplicación del bono social a colectivos de especial riesgo como desempleados o pensionistas.

El apoyo de Gas Natural Fenosa desde la Unidad de Atención a la Vulnerabilidad también arroja datos positivos ya que, desde el mes de enero de este año se han atendido 50.000 llamadas de personas que pudieran estar en situación de riesgo de vulnerabilidad. A todo ello hay que sumar la actuación de los empleados a partir del programa de Voluntariado Energético: los trabajadores de Gas Natural Fenosa han asesorado a unas 30 familias en alrededor de 50 contratos, y otras cuestiones clave para el ahorro energético y hábitos de consumo así como información sobre ayudas sociales (bono social, tramitación de vulnerabilidad o tarifas especiales) en cada caso concreto. Por otro lado, la Escuela de Energía de la Fundación Gas Natural Fenosa ya ha celebrado los primeros talleres dirigidos a familias vulnerables con el fin de asesorar y mejorar la calidad de vida de las personas en situación de vulnerabilidad energética con muy buenos resultados y gran acogida de los mismos. ■

Cogeneración y transición energética en España: más industria, más mercados y más gas

Javier Rodríguez Morales

Director General de la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)

La transición energética global es un sumatorio de procesos regionales, nacionales y locales, caracterizados por situaciones de partida a las que se dota de una visión y planificación para proyectar una senda propia de futuro. España, con su economía, demografía y geografía propias y con sus disponibilidades de recursos e infraestructuras, emprende así un ejercicio de transición que debe aspirar a alcanzar sus propias soluciones y enfoques de evolución, aplicando medidas y vectores de desarrollo capaces de generar bienestar económico y social, logrando al mismo tiempo cumplir y contribuir a los objetivos y políticas nacionales en la Unión de la Energía en Europa. En suma, una transición diseñada como un traje a medida con escenarios de ajuste a 2020, 2030 y 2050.

Una visión bien construida de la transición energética en nuestro país está llamada a dotarse de rasgos de pragmatismo, tempo, sosiego, orientación a la competitividad de la economía y la industria, potenciación de la viabilidad y actividad futura de las empresas, eficacia y otras virtudes asociadas a lograr sostenibilidades crecientes. Para ello, es esencial establecer una planificación y regulación eficaces que potencien sinergias

horizontales y verticales de carácter estructural asociadas a la innovación y madurez tecnológica, a la nueva fiscalidad sistémica y al mayor desarrollo del papel de los mercados y el empoderamiento de los consumidores.

Cogeneración industrial en España, calor y energía eficiente

La cogeneración -tras más de 30 años de operación en España en los que ha jugado un significativo y activo papel, siendo sobre todo eficaz para contribuir decisivamente al desarrollo de diferentes objetivos nacionales, en el ámbito de las políticas industriales, energéticas y ambientales-, afronta ahora una nueva etapa de transición en la que su futuro, al igual que el de otras actividades energéticas, vendrá determinado por la capacidad de seguir proporcionando saldos positivos al país, contribuciones tangibles a los escenarios de coste-beneficio y cumplimiento de objetivos sobre los que se establecerán las decisiones de su marco regulatorio específico a nivel nacional en confluencia con Europa.

La cogeneración es parte de la solución a los retos de transición energética que

afrontamos en España, una solución en relación abierta e incluyente con la industria, la energía y la descarbonización competitivas de la economía. Nuestra cogeneración actual atesora rasgos diferenciadores y estructurales propios respecto a actividades cogeneradoras en otros países europeos, fundamentalmente como actividad intrínsecamente pareja y asociada a la industria nacional y también al gas.

Los cogeneradores somos esencialmente industria intensiva en calor, energía que necesita seguir siendo generada en forma de calor y electricidad de la manera más eficiente, de forma que nuestras industrias continúen siendo competitivas y sostenibles en sus procesos manufactureros. Los cogeneradores también somos transformadores de gas natural, un 40% del gas natural que emplea la industria nacional se transforma en cogeneración. La industria es, por tanto, el agente de unión entre la cogeneración y el gas, un combustible limpio, eficiente, de alcance global, con enorme potencial en cambios tecnológicos decisivos y un factor a gran de escala en la descarbonización de la economía.

La cogeneración es imprescindible para reforzar la visión y el protagonismo que debe

adquirir la industria y el gas en la transición energética y la acción por el clima, así como para lograr políticas y acuerdos con escenarios realistas que integren los necesarios aspectos de desarrollo, competitividad económica, empleo y bienestar asociados a la mayor actividad industrial que España necesita.

Objetivos: mantener, desarrollar y descarbonizar

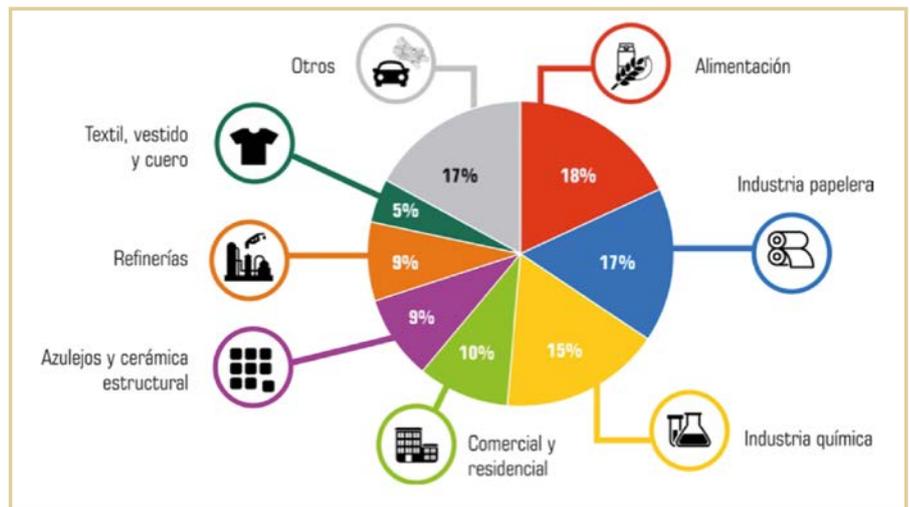
Desde ACOGEN, la Asociación Española de Cogeneración que agrupa a 153 grupos industriales presentes en la actividad de cogeneración en unos 600 emplazamientos, tenemos tres objetivos determinados y en secuencias progresivas, imprescindibles para mantener, desarrollar y potenciar el papel de la cogeneración en la transición energética:

1. **Mantener** la continuidad de las cogeneraciones en funcionamiento al alcanzar su actual vida útil regulatoria.
2. **Desarrollar** el potencial existente de nuevas cogeneraciones y modificaciones sustanciales a 2030.
3. **Descarbonizar** al límite la cogeneración a 2050.

Regulación, mercados y tecnología

Para lograr estos tres objetivos para la cogeneración, que han de alcanzarse progresivamente y que pasan inexorablemente por el logro del primero, conviene establecer plazos y periodos temporales que deben concurrir en consonancia con la evolución y el contexto industrial, energético y ambiental. Estos objetivos -mantener el parque cogenerador actual, desarrollarlo y descarbonizarlo- requieren respectivamente, como instrumentos motores para su logro, de la regulación, los mercados y la tecnología.

Figura 1. % Parque cogeneración por sectores industriales



2017: Regular para asegurar la continuidad de las cogeneraciones actuales

Así, la continuidad de las cogeneraciones actuales depende de que en el muy corto plazo se adopte una solución regulatoria que permita dar seguridad a su operación durante la próxima década. El final de la vida útil regulada de una gran parte de las cogeneraciones actualmente en funcionamiento se producirá de forma gradual, creciente y concentrada en el periodo 2018-2025. Dado que los mercados no cuentan con las condiciones que permitan a las cogeneraciones competir en igualdad con otras tecnologías y empresas cuando las plantas alcanzan su vida útil, deberán establecerse las acciones regulatorias pertinentes que doten de certidumbre a la actividad cogeneradora, evitando así la parada de sus instalaciones.

Las industrias necesitan soluciones que permitan planificar su actividad

Las industrias asociadas a la cogeneración deben decidir las inversiones necesarias para la

continuidad de las plantas al alcanzar su vida útil con una antelación de al menos tres o cinco años. Dotar de un nuevo ciclo de vida a las cogeneraciones actualmente en funcionamiento requiere de importantes planes inversores en consonancia con los planes productivos de las industrias a las que prestan servicio y de los procesos de decisión en sus organizaciones. Los plazos de suministro y ejecución de los proyectos en las plantas de cogeneración se sitúan en unos dos años.

España no ha desarrollado suficientemente lo dispuesto en la Ley 24/2013

La ausencia total de desarrollo del marco previsto en la Disposición Adicional 20 de la Ley 24/2013 tras cinco años desde su promulgación, dificulta hoy que los cogeneradores puedan plantear en sus empresas cualquier tipo de estudio o planificación sobre posibles inversiones o decisiones a realizar para dar continuidad a la operación de sus cogeneraciones al alcanzar su vida útil. Y esta incertidumbre tiene sin duda efectos sobre la posición de competitividad y futuro de las propias industrias en las que las

cogeneraciones prestan servicio, industrias que están sujetas a la competencia internacional en los mercados de exportación y a la competencia de asignación de inversiones y producción en los contextos empresariales multinacionales.

Tramitando la Unión de la Energía

Más allá de la inexistencia en España de un marco que asegure la continuidad de las plantas de cogeneración, existe una fuerte incertidumbre asociada al estado actual de la regulación que impulsará la transición energética y la Unión de la Energía en Europa para el periodo 2020-2030. Están en proceso de desarrollo, trámite y aprobación procesos regulatorios -con sus objetivos y planes de acción-, sistémicos y de interconexión a múltiples niveles, que conllevan una enorme incertidumbre sobre los resultados y volatilidades previsibles en la evolución estructural de los mercados energéticos. La cogeneración puede dotar de estabilidad a las industrias españolas en este periodo clave de transición.

Extender la vida útil de las cogeneraciones hasta el año 2030

Hoy, en un contexto como el español y en pleno desarrollo de la Unión Europea de la Energía, es una prioridad nacional dotar de certidumbre y plazo de adecuación a la próxima década a las situaciones de cada unidad de cogeneración-industria. Las soluciones regulatorias están al alcance de la mano: hay que dar seguridad a la actividad de cogeneración para que pueda evolucionar de forma acompañada con las oportunidades y desarrollos que irán progresivamente experimentando los mercados hasta el año 2030. Es una necesidad urgente para nuestra actividad industrial y sus demandas energéticas. Es una decisión vital para el futuro que está ya hoy abierta en las empresas.

2020-2030: Adaptación a los nuevos mercados energéticos resultantes de la Unión

La adaptación de las cogeneraciones actuales a la operación y competencia en los nuevos escenarios y posibilidades que resultarán de los mercados energéticos europeos de la próxima década, marcarán las inversiones de modificación sustancial de las instalaciones y permitirán desarrollar el potencial de nuevas cogeneraciones identificado en los mapas de calor hasta el año 2030, en sintonía con las contribuciones a los objetivos nacionales de eficiencia energética y descarbonización.

Nuevas oportunidades en los futuros mercados energéticos de la UE

Las inversiones y desarrollos tecnológicos de digitalización y sistemas de gestión en las cogeneraciones y sus consumidores industriales, requieren para su planificación y decisión de implantación de menores riesgos y mayor experiencia en el funcionamiento de los mercados en su configuración futura. Ello vendrá impulsado por la implementación y experiencia en el funcionamiento acoplado y con mayor homogeneidad de los mercados eléctricos en Europa -diarios, intradiarios en continuo y productos de ajuste-, de los mecanismos de capacidad, de asignación de capacidades e interconexión y de otros vectores regulatorios conformadores de las diferentes actividades de la cadena de suministro eléctrico, tales como el papel de los consumidores activos y los procesos de confluencia regional.

La cogeneración, parte esencial del desarrollo de los mercados energéticos en España

El desarrollo del *Gas Target Model* europeo con la interconexión creciente de mercados

organizados de gas y dotación de mayores infraestructuras de interconexión, así como de procesos de confluencia regionales y nuevos vectores de comercio internacional, potenciarán en la transición energética el papel del gas del que la cogeneración es parte esencial en España.

A lo largo de los próximos diez años, los cogeneradores españoles deberán tomar importantes decisiones para mantener su actual capacidad de producción, lo que les llevará a acometer importantes inversiones de reposición así como inversiones sustanciales con cambio de modelo productivo, que servirán para impulsar en mayor medida y de manera acompañada la competitividad energética de sus industrias.

El nuevo modelo productivo de la cogeneración pasará por dotar de mayor flexibilidad, dinamismo y gestión a su operación en los mercados en la Unión de la Energía a través de fuertes inversiones en renovación tecnológica y digital.

Descarbonizar al límite la actividad con la cogeneración para 2050

La cogeneración ya aporta contribuciones muy significativas a la descarbonización de nuestra economía y sus sistemas energéticos, pero el objetivo es descarbonizar la actividad de cogeneración y elevar su contribución para el año 2050. Esta descarbonización al límite está asociada a las oportunidades que los desarrollos tecnológicos nos brindarán en los próximos años y muy especialmente al papel del gas. El gas es un vector clave en la descarbonización al año 2050 y la cogeneración es el socio más eficaz para ello.

Economía circular

Por un lado, los desarrollos asociados a la Economía Circular son una gran oportuni-

dad para la cogeneración desde el ámbito de aprovechamiento de calores residuales y transformación de residuos, singularmente con el biogás. Por otro lado supone también un reto el progresivo desarrollo de las actuales tecnologías de captura de CO₂, ya en uso en algunas de nuestras cogeneraciones, aprovechando las mayores ventajas asociadas a hacerlo en la generación distribuida y a la utilización o transformación de los productos resultantes en el ámbito local y de proximidad.

El vector gas en la descarbonización

El gas está en el centro de la descarbonización de nuestra economía. Las posibilidades tecnológicas son enormes, desde las tecnologías de gasificación de residuos, el desarrollo del *renewable gas, power to gas* y la obtención de metano sintético que pueden hacer del gas un combustible renovable en derecho propio.

Aunque resulta evidente y manifiesta la dificultad de descarbonizar el calor asociado a las demandas industriales, y hacerlo de manera competitiva, la cogeneración comparte con el gas enormes sinergias

para lograr este objetivo, como son las asociadas a sus características de generación distribuida, situación en los emplazamientos industriales y en las inmediaciones de otros consumidores y aportar tecnologías maduras y adaptables a diferentes orígenes y propiedades combustibles.

El gas es hoy el combustible limpio y por excelencia de las industrias, sobre el que pivota la competitividad energética internacional de los costes energéticos industriales. Y, sin duda, el gas seguirá brindando en el futuro un papel director en la descarbonización al límite y en ello la cogeneración seguirá siendo parte esencial como lo es en la actualidad y lo será hasta el horizonte al año 2050.

La cogeneración en “la transición energética a más”

Desde el acuerdo y coincidencia general que sobre la importancia vital de mantener y aumentar nuestro tejido industrial nacional, la visión que la cogeneración aporta sobre las prioridades a considerar en la transición energética en España se centra en lograr un cambio de modelo para una “transición energética a más”:

- **MÁS INDUSTRIA**, con mayores demandas energéticas, inversión y generación de actividad económica y empleo
- **MÁS EFICIENCIA**, contribuyendo al objetivo de España 2030 con Ahorros de Energía Primaria
- **MÁS DESCARBONIZACIÓN** para el calor de la industria, contribuyendo al objetivo de reducción de emisiones
- **MÁS COMPETITIVIDAD** para todo el sector industrial y energético

Industrias intensivas en calor

La energía es una prioridad para los consumidores industriales. La industria necesita y debe ser protagonista relevante de la transición energética. La industria consume 30% de la electricidad y más del 60% del gas natural de la demanda nacional, entre otros productos energéticos.

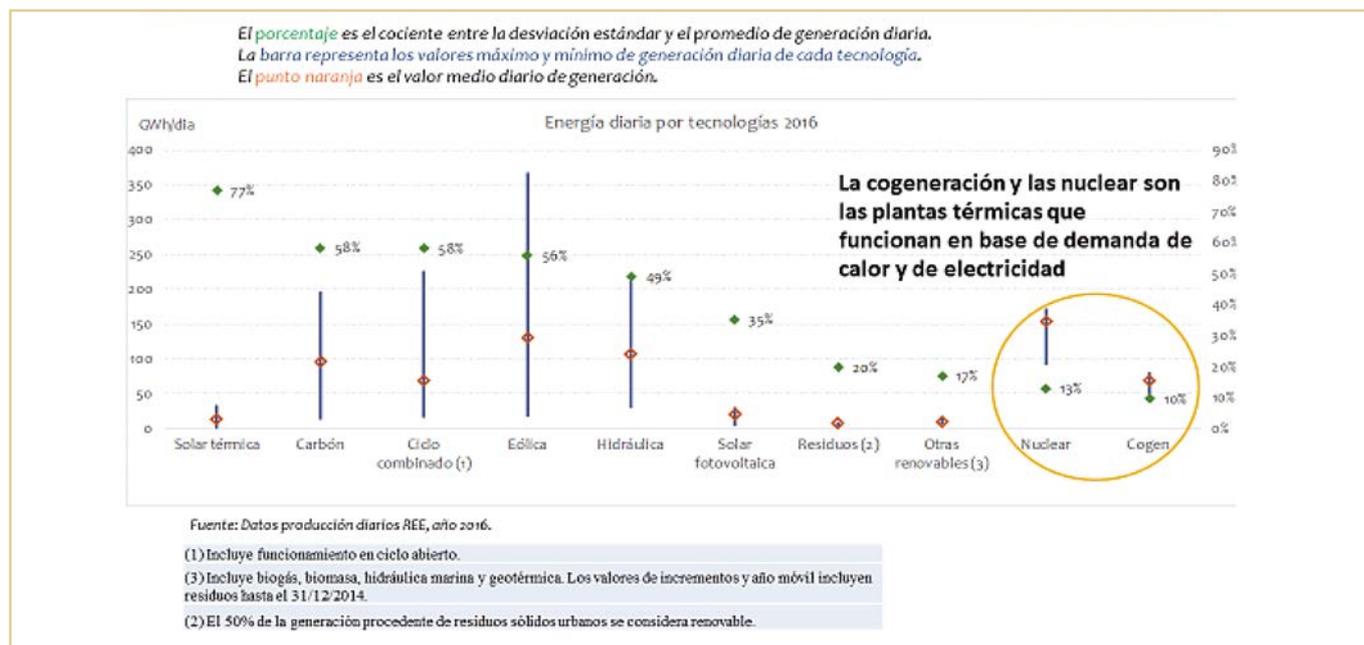
En el porfolio de actividades industriales –extractivas, alimentación, textil, química, minerales no metálicos, metalurgia, siderurgia, refino, etc.–, existen industrias que son intensivas en energía y dentro de ellas se puede desagregar su intensidad energética en industrias electrointensivas, industrias intensivas en calor y muchas en ambos (a la vez intensivas en electricidad y calor). Potenciar una visión de desarrollo y competitividad asociada a la industria es la mejor fórmula para aportar progreso a la evolución energética del país, algo imprescindible puesto que un tercio de la energía nacional se emplea en procesos industriales, siendo el 75% en forma de calor y el 25% como electricidad.

Una parte muy significativa de las demandas energéticas tienen lugar en industrias intensivas en calor en las cuales está arraigada la cogeneración, ya que en España la identidad de un cogenerador se corresponde con la de un industrial. Por el lado demanda, las industrias con cogeneración emplean el 5%

Figura 2. Visión “transición energética a más”



Figura 3. Disponibilidad y estabilidad de las tecnologías España 2016



de la electricidad del país y el 20% del calor, sin duda una parte significativa de la energía final nacional donde el calor supone el 49% del total. También, las industrias cogeneradoras generan el 10% de nuestra electricidad nacional, empleando el 25% de la demanda total de gas y produciendo el 20% del PIB industrial, siendo por tanto pilares fundamentales de la actividad económica y del empleo. Por todo ello, en España la cogeneración está en la base del sistema eléctrico, del sistema gasista y de la industria, es decir en el motor de la economía.

¿Por qué elegir cogeneración?

La cogeneración suscita en la Transición Energética excelentes razones para su elección desde la política energética y ambiental y desde la política industrial. Todas ellas concatenadas y sinérgicas:

1. Ahorro de energía primaria: En 2016, la cogeneración ahorró un 1,5% del consumo nacional de energía primaria, me-

yorando la balanza de importaciones y la competitividad de nuestra economía. La eficiencia es prioritaria en la Transición Energética y la cogeneración es la medida a mayor escala para lograr los objetivos nacionales de eficiencia energética; es potente, a medida, madura y sobre todo eficaz, una medida clave en las políticas energéticas de futuro.

2. Descarbonización y ahorro de agua: El parque actual de cogeneración evita la emisión de 3-7 millones de toneladas de CO₂ anuales, por ello la cogeneración es una herramienta central en la descarbonización de la economía industrial y en el logro de los objetivos nacionales. También el ahorro anual de agua debido a la cogeneración se sitúa en unos 30-35 Hm³/año, cantidad superior al equivalente de consumo anual de una población de 700.000 habitantes.

3. Energía distribuida y estabilidad en redes y mercados: Las características de la

electricidad producida con cogeneración, distribuida en los propios puntos de consumo y sus inmediaciones y con garantía de potencia, proporcionan ahorros de pérdidas de energía en las redes e infraestructuras energéticas y contribuyen a la seguridad de suministro, dotando también de mayor resiliencia y calidad de suministro a las áreas cercanas a las industrias. La cogeneración contribuye sustancialmente a la estabilidad y operación de los sistemas y mercados energéticos (ver figura 3).

4. Incremento de la competitividad industrial: La cogeneración eficiente es una palanca de competitividad de los sectores industriales más exportadores frente a sus rivales europeos. La actividad de producción de energía eléctrica supone en las industrias cogeneradoras unos ingresos del orden de 2.000 millones de euros anuales, entre un 8 y un 10% del valor de su producción industrial que supone el 20% de nuestro PIB industrial manu-

facturero del que un 50% corresponde a exportación. Es clave reseñar que el incremento de competitividad que produce la cogeneración alcanza no sólo a los cogeneradores sino a toda la industria y a los consumidores a través de la estabilidad y menores precios que proporciona en los mercados mayoristas y en otros escenarios de grandes costes de oportunidad asociados a una hipotética sustitución de la cogeneración en los mercados.

En síntesis, la cogeneración es una herramienta de eficiencia energética, descarbonización y competitividad industrial, que además realiza aportaciones tangibles a los sistemas, redes y mercados energéticos, razones que ameritan una consideración propia en las políticas y medidas acordes con los objetivos en el desarrollo del proceso de transición energética.

El hecho de que las aportaciones y costes de la cogeneración sean reconocidas por la Unión Europea, que en el ámbito de la eficiencia energética le otorga un tratamiento propio equiparable al que se promueve de fomento de las renovables, supone un reconocimiento y una oportunidad para España consecuente con la importancia que se otorga a la cogeneración a nivel europeo, donde produce el 12% de toda la electricidad y el 15% de todo el calor del continente.

Análisis coste-beneficio del parque de cogeneración actual

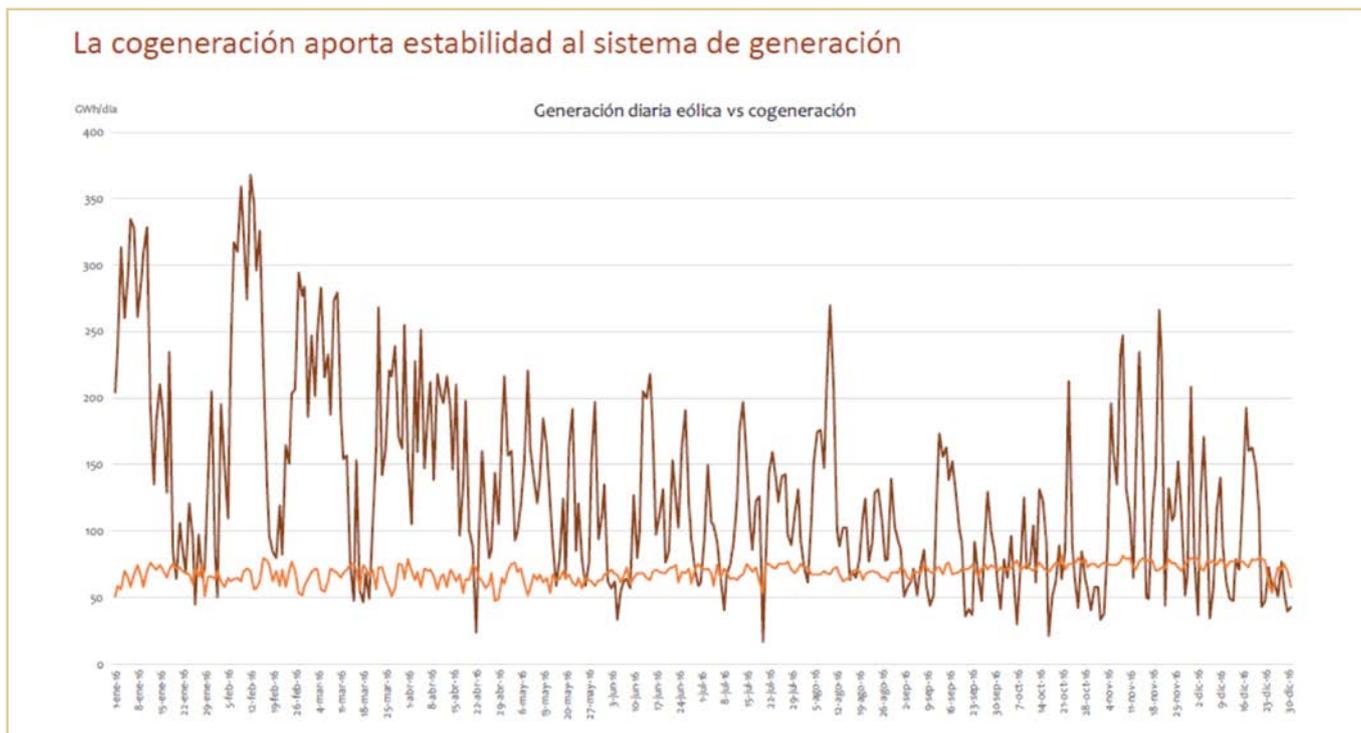
Evaluar acertadamente las contribuciones de la cogeneración a la eficiencia energética nacional, a la descarbonización y la competitividad de nuestra economía, y las previsible mayores aportaciones de futuro que podría brindar en la reindustrialización

y evolución eficiente de los sistemas y mercados energéticos, es clave para impulsar medidas regulatorias que aseguren su futuro.

Los análisis coste-beneficio están en la base de los escenarios y decisiones que sobre las políticas y medidas de transición energética se tomarán en los próximos años.

Para la cogeneración resulta esencial que en el desarrollo de los análisis de coste-beneficio y de sus escenarios dinámicos se abarquen en profundidad los impactos positivos sobre el Medio Ambiente y el desarrollo industrial, así como que se haga especial hincapié en el impacto potencial sobre el precio de la energía para usuarios domésticos e industriales y, en consecuencia, sobre la competitividad de la economía española.

Figura 4. Disponibilidad y estabilidad de las tecnologías



Cerrar, mayores costes que mantener

De las conclusiones de los diferentes análisis que hemos realizado -y que se ponen a disposición del Gobierno y de la sociedad en general-, se extrae como primera conclusión angular que para el sistema energético español, el cierre de las cogeneraciones supondría mayor coste que mantener su operación. Cuesta menos mantener en operación la cogeneración y seguir aprovechando sus contribuciones que dejarla cerrar y tener que pagar más cara la energía. Los análisis coste-beneficio de la cogeneración en España se fundamentan en la visión y razones expuestas anteriormente y proporcionan una visión de conjunto a agregar de los distintos escenarios a evaluar:

1. **Las aportaciones actuales** en términos económicos del parque de cogeneración considerando los ahorros de energía primaria, de emisiones y la generación distribuida, son netamente superiores al coste regulado de la cogeneración (ver figura 4).
2. **El coste de oportunidad** si la cogeneración cierra y es sustituida por otras tecnologías conlleva pérdidas de ahorros con incremento balanza importaciones, de emisiones y graves afectaciones a la estabilidad de los sistemas y mercados energéticos (ver figura 5).
3. **Los escenarios** -hipotéticos- de afectación al precio del mercado eléctrico

por sustitución de la cogeneración por otras tecnologías, conllevan subidas y sobrecostes anuales para los consumidores que alcanzan hasta cuatro veces el actual coste regulado de la cogeneración. En síntesis, el precio del mercado mayorista bajo diferentes escenarios, tanto de niveles de precios medios de mercado diario como de grado de sustitución de la electricidad de cogeneración, subiría entre 4-11 €/MWh, con un sobrecoste anual de entre 1.000-2.700 millones de euros (ver figura 6, pág siguiente).

4. **La competitividad industrial** que impulsa las exportaciones de más del 50% de los productos industriales fabricados con cogeneración (20% del

Figura 5. Coste para el país del cierre de la cogeneración

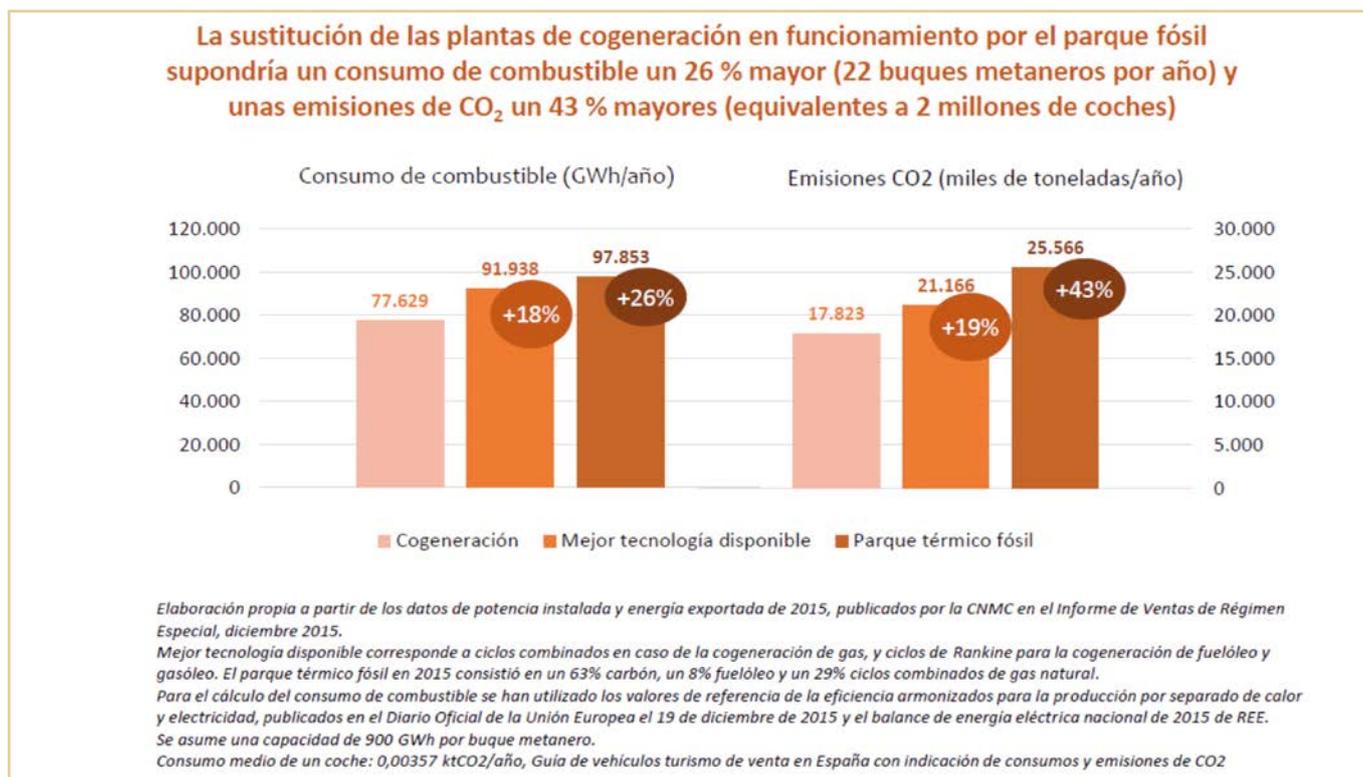
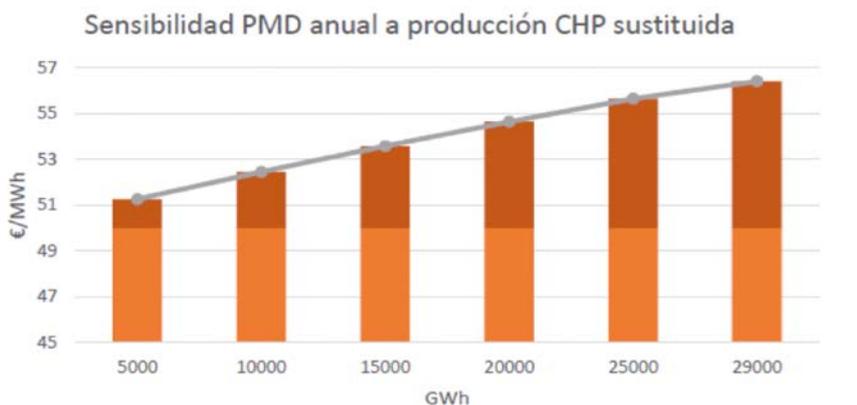


Figura 6. La sustitución de la cogeneración por otras tecnologías térmicas provocarían un incremento en el precio del mercado diario español



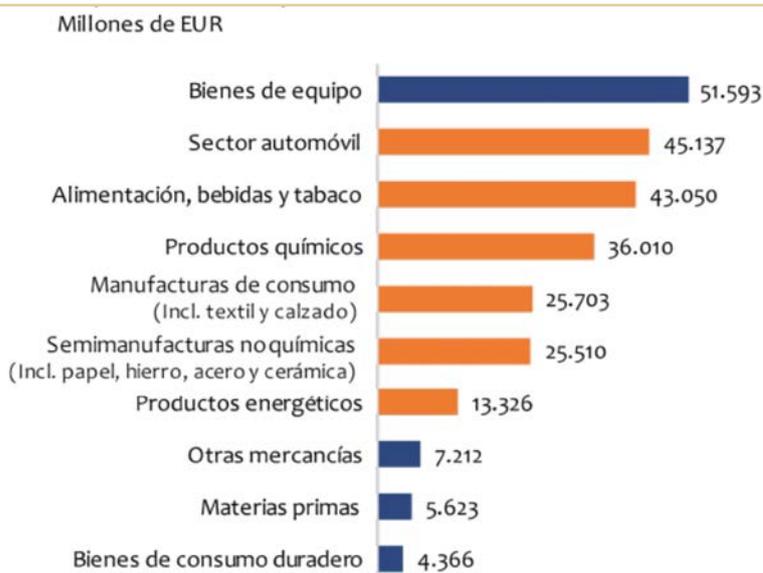
Sensibilidad Precio Mercado Diario anual ES VS sustitución producción cogeneración (PMD base, 50 €/MWh)

Metodología:
 • Sensibilidad del Precio de Mercado Diario anual español, supuesta sustitución creciente de la energía vertida a red por cogeneración por ciclo combinado.

PIB industrial) se vería gravemente comprometida con el cierre de sus cogeneraciones, conllevando pérdida de actividad y posición en los mercados, beneficios empresariales y empleo industrial. También las repercusiones de su hipotética sustitución se notarían intensamente a través de los mercados en toda la industria y los consumidores (ver figura 7).

5. Cumplimiento de objetivos 2020 y 2030 de eficiencia energética, cambio climático y reindustrialización. En España, los objetivos de eficiencia energética a 2020, y sus crecientes y mayores compromisos con Europa a 2030, precisan, en primer lugar, mantener la contribución actual de la cogeneración. También, para lograr los necesarios incrementos anuales en el ahorro de energía, la

Figura 7. Exportaciones por sectores en 2016



Elaboración propia a partir del Informe Mensual del Comercio Exterior. Diciembre de 2016. Ministerio de Economía, Industria y Competitividad

aportación de la cogeneración resulta del todo imprescindible y altamente eficaz. En nuestro país, la cogeneración está localizada mayoritariamente en la industria intensiva en energía que tiene funcionamiento continuo durante el año, con pocos paros. Además las ventajas que aporta la cogeneración en las industrias también pueden y deben ser aprovechadas en los edificios, en los sectores terciarios y de servicios.

A 2030 sumar 250 MW más en la industria y 1.550 MW en edificios

Según fuentes oficiales del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en España existe un potencial de 3.600 MW de nuevas oportunidades de eficiencia con cogeneración. Es razonable desarrollar

cuanto menos el 50% del potencial identificado hasta 2030, unos 250 MW en la industria y 1.550 MW en edificios. Si se instalan esos 1.800 MW de cogeneración, en conjunción con las modificaciones de las instalaciones actuales, se ahorrará adicionalmente el 2,6% del consumo total de gas natural del país, un ahorro adicional del 0,5% del consumo de energía primaria y hasta 2 millones toneladas de CO₂.

Desde el punto de vista de la economía y financiación de los recursos para alcanzar los objetivos de eficiencia y clima, los ahorros logrados en cogeneración son altamente competitivos frente a la multiplicidad de otras medidas de eficiencia energética y climáticas. La cogeneración se sitúa en los primeros lugares del orden de méritos

de los diferentes portfolios de medidas por su relación coste-beneficio y por su factor de gran escala.

Análisis situación evolutiva: necesidad de aportar seguridad a la continuidad e inversiones en las cogeneraciones en funcionamiento

Tal y como se ha expuesto anteriormente, el primer y urgente objetivo de la cogeneración en España es aportar seguridad a la continuidad de las cogeneraciones actualmente en funcionamiento. En la situación actual, si no hay una extensión del marco o una renovación de su vida útil, las instalaciones pararán al alcanzar su vida útil de 25 años con graves afectaciones al sistema y a las industrias.

La situación de la cogeneración en España se muestra en los gráficos adjuntos que detallan la potencia activa que alcanza los 25

Figura 8. Los objetivos españoles de eficiencia energética son generar 571 ktep de ahorros adicionales hasta 2020. La nueva cogeneración aportaría un ahorro de 650 ktep

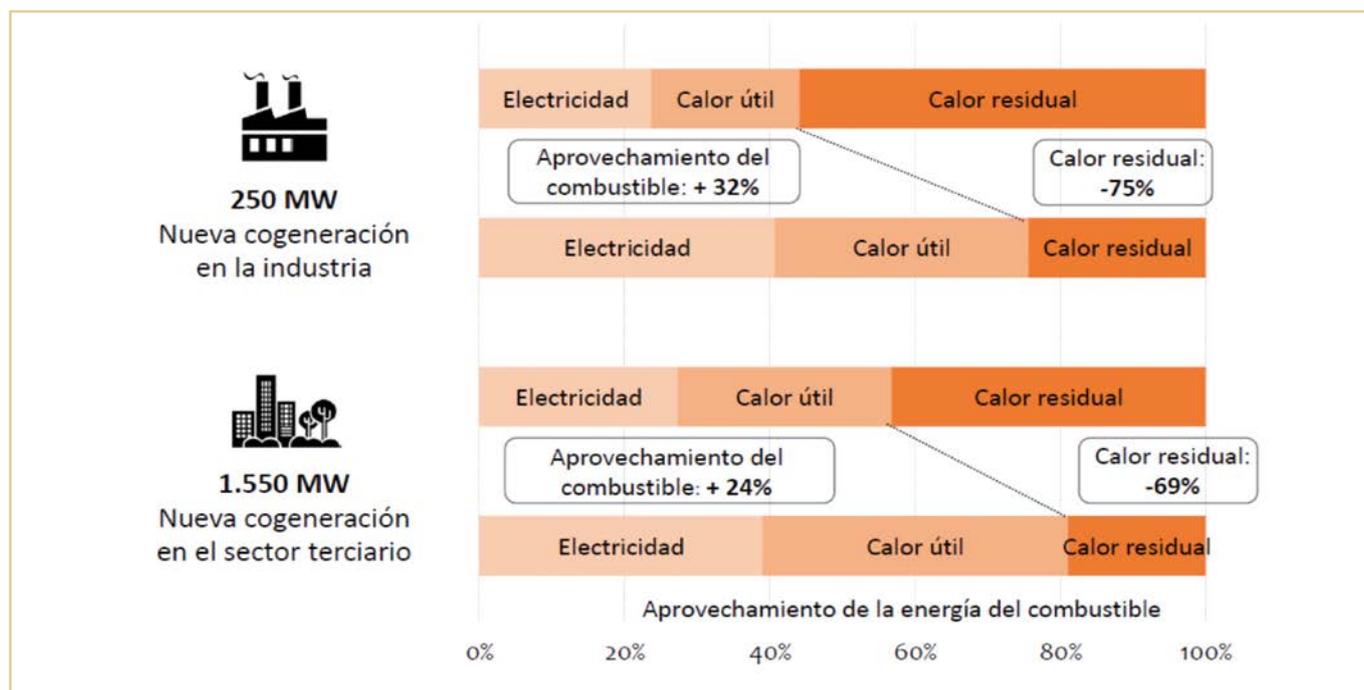
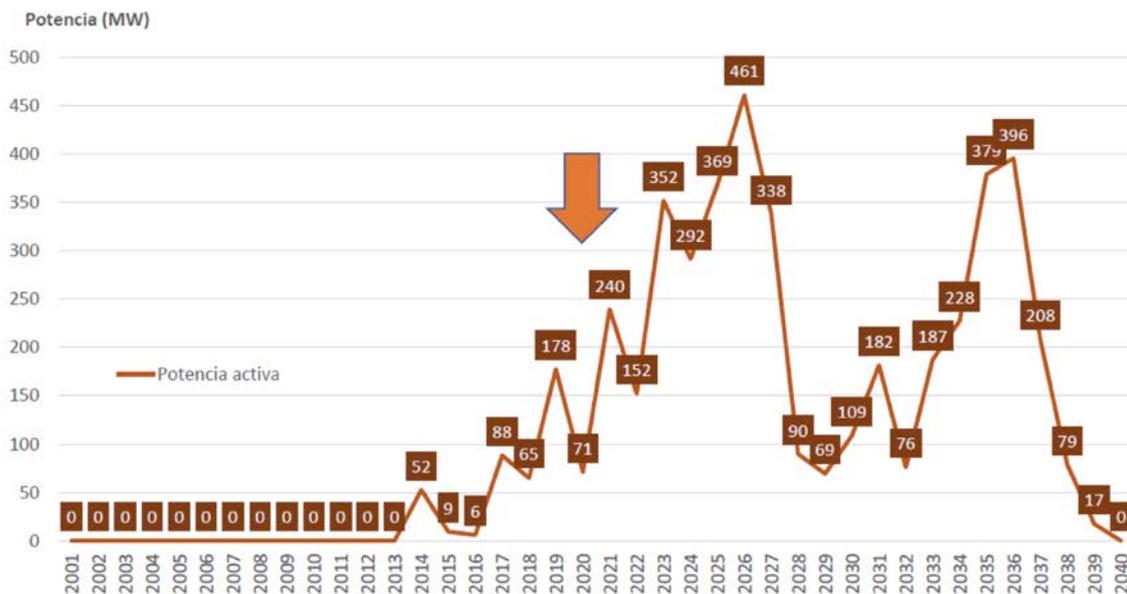
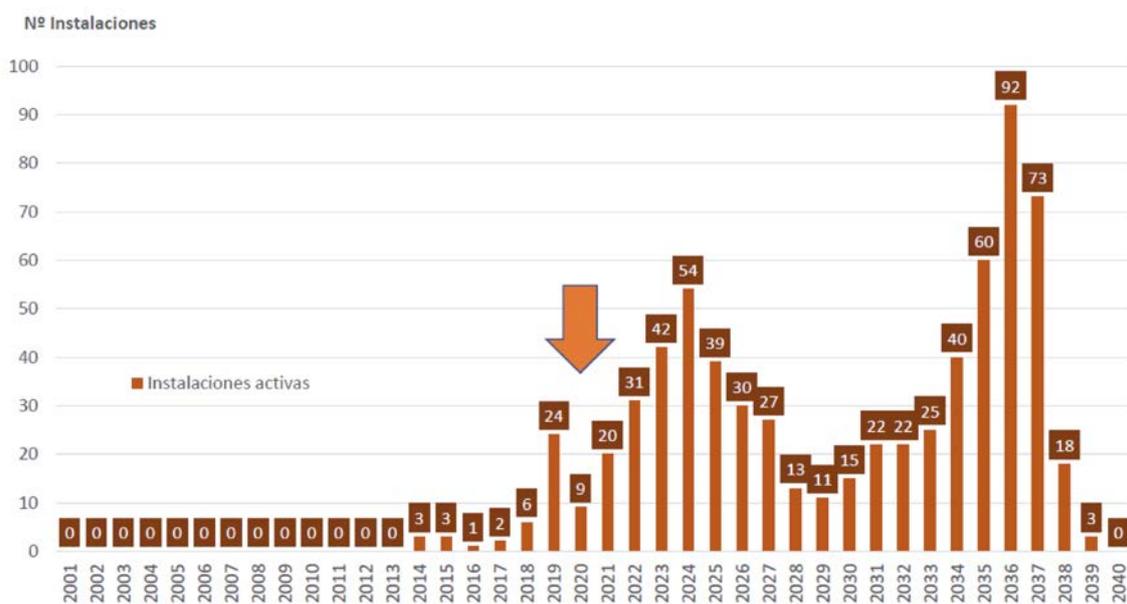


Figura 9. Potencia activa que llega a 25 años cada año



Elaboración propia a partir de los datos publicados por la CNMC en el Informe de Ventas de Régimen Especial, diciembre 2015.

Figura 10. Nº instalaciones activas que llegan a 25 años cada año



Elaboración propia a partir de los datos publicados por la CNMC en el Informe de Ventas de Régimen Especial, diciembre 2015.

años de vida útil regulatoria cada año, así como el número de instalaciones.

El análisis de los datos muestra que:

- Ya en 2017, hay 48 industrias -469 MW- pendientes de invertir en una renovación tecnológica
- En los próximos 5 años, más de 250 industrias -con 1.500 MW de cogeneración- habrán de invertir en renovación

tecnológica y tomar decisiones sobre su continuidad

- Durante la siguiente década, el 60% de la potencia activa del sector alcanzará su vida útil y requerirá inversiones tecnológicas

En las industrias tenemos una máxima que se aplica al buen gobierno: *“las decisiones no se toman cuando se quiere sino cuando se puede”*. Ahora que estamos en posi-

ción para impulsar el futuro de la transición energética en España, deberíamos priorizar y adelantar el aseguramiento -mediante soluciones regulatorias- de aquellos pilares que, como la cogeneración, son estratégicamente imprescindibles y necesarios para fijar el rumbo a un futuro mejor. Un futuro hacia una transición energética que con cogeneración será a más: más industria, más mercado y más gas.

Conclusiones

- La **cogeneración** es imprescindible para dotar de visión y protagonismo a la industria y al gas en la transición energética –“a más”- que España necesita: **más industria, más mercados y más gas**.
- Los cogeneradores tenemos 3 objetivos:
 1. **2017. Mantener** la continuidad de las cogeneraciones en funcionamiento al alcanzar su actual vida útil regulatoria.
 2. **2030. Desarrollar** el potencial existente de nuevas cogeneraciones y modificaciones sustanciales para el año 2030.
 3. **2050. Descarbonizar** al límite la cogeneración a 2050.

Su consecución requiere, como instrumentos motores, de regulación, mercados y tecnología.

- **2017:** Es prioritario regular ahora para dar seguridad a la continuidad de la unidad cogeneración-industria en la próxima década:
 - *Las industrias necesitan soluciones ya que permitan planificar su actividad.*
 - *España no ha desarrollado suficientemente lo dispuesto en la Ley 24/2013.*
 - *Europa está aún en fase regulatoria tramitando la Unión de la Energía.*
 - Dar certidumbre a la vida útil de las cogeneraciones hasta el año 2030 para poder planificar y acompasar su evolución e inversiones es una prioridad urgente para evitar paradas progresivas y grave afectación a la industria y a los consumidores.
- **2020-2030:** Los mercados energéticos resultantes de la Unión requerirán que la cogeneración acometa fuertes inversiones de adaptación y desarrollo de su operación para dotarse de flexibilidad, dinamismo y gestión a través de fuertes inversiones en renovación tecnológica y digital.
- **Descarbonizar al límite la cogeneración a 2050** se logrará con mayor tecnología asociada al impulso de la Economía Circular y al vector gas.
- En la transición energética, la cogeneración suscita excelentes razones de política energética, ambiental e industrial para su elección y desarrollo, Fundamentadas en los análisis coste-beneficio que aporta al país, a sus sistemas energéticos, industrias y consumidores.
- El análisis de la situación actual de la cogeneración en 2017 y su mantenimiento a 2030 y 2050 concluye que es necesario, prioritario y conveniente **aportar seguridad regulatoria a la continuidad de las cogeneraciones actualmente en funcionamiento en España.** ■

El Autogas, solución de hoy para el público Eco

Clara Velasco Álvarez

Subdirectora de Automoción GLP de Repsol*

El momento actual económico y social es de cambio, y muy rápido gracias a la intervención de las Tecnologías de Información y Comunicación (TICs), al impacto de las emisiones de gases efecto invernadero, así como las emisiones locales de NOx y partículas, atendiendo al cumplimiento normativo, donde adaptarnos al nuevo escenario no siempre es fácil, y donde lo que debe primar es la Sostenibilidad del planeta en pro de las generaciones futuras.

Ya es un hecho que estamos inmersos en la Cuarta Revolución Industrial, caracterizada en su máximo exponente por la Economía Colaborativa; nos adentramos en la Industria Conectada 4.0.

La economía colaborativa implica una serie de premisas que precisan una gestión del cambio en los dirigentes de las Compañías, en los usuarios, en las Administraciones Públicas, en la Sociedad en general. Los *Stakeholders* actuales deben entender la maximización de oportunidades que lleva consigo conectar sectores para mejorar el incremento de los negocios y la rentabilidad de los mismos.

Un caso claro lo vemos en el sector de Automoción, cada vez más interconectado con sectores clave como el Energético, las TICs, las Infraestructuras, entre otros; y en este progreso, la MOVILIDAD es fundamental, y más concretamente la Movilidad Sostenible.

La Cadena de Valor del sector Automoción se encuentra en proceso de vertebración, un momento de cambio e integración con otros sectores, donde las Energías Alternativas toman un papel relevante en esta integración dado que el marco regulatorio ambiental actual es de obligado cumplimiento. Ya no hay vuelta atrás, la sostenibilidad de los recursos naturales es la base del desarrollo económico en ciernes.

En este contexto, el Clúster AUTOGAS debe ser y es actor activo para asegurar el futuro de las generaciones futuras.

Y una sociedad económica alineada con estas exigencias debe apostar por el Talento y el I+D y la Innovación.

Cada día más, las Compañías invierten en INNOVACIONES TECNOLÓGICAS y en I+D+I, atendiendo a:

1. La PERSONALIZACIÓN;
2. La EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MEDIO AMBIENTE, los VEHÍCULOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS (VEA);
3. La CONDUCCIÓN AUTÓNOMA CONECTIVIDAD y TICs (*Car to Car, Car to Environment*);
4. La SEGURIDAD (activa y pasiva) y el CONSUMO EFICIENTE con el uso de MATERIALES LIGEROS (Composites, Plásticos ligeros y Fibra de Carbono).

Y, en definitiva, se impone la Fábrica del Futuro o *Factory of the Future* (FoF), siguiendo las directrices de la Unión Europea en el Horizonte 2020, cuyos objetivos se enmarcan en alcanzar el 20% del PIB industrial.

De igual forma, las INNOVACIONES también deben focalizarse en los MERCADOS LOCALES, ya que los ámbitos de consumo están evolucionando con la misma rapidez que los entornos industriales. Estas innovaciones se sitúan en:

1. La experiencia del Cliente, *Customer Care to Customer EXPERIENCE*;

*Repsol es miembro fundador del Clúster de Autogas

2. La MOVILIDAD y la CONECTIVIDAD, como Canales de comunicación;
3. Los PUNTOS DE VENTA, y los Puestos de presencia digitales y de atención al cliente (Redimensionamiento);
4. La Vigilancia en la POSTVENTA, entendida como el momento de la preventa. El Cliente sigue siendo el mismo, la fidelización y la satisfacción del Cliente asegura su continuidad.

En definitiva, el Ciclo de Vida del CLIENTE para ofrecerle los servicios que demanda en función de sus necesidades.

El momento es crucial: de las Necesidades del CLIENTE a las Soluciones de la FÁBRICA. Un sistema *pull* que recoge información del usuario y lo traslada a la producción, allá donde es más eficiente y eficaz producir lo que el Cliente demanda.

¿Dónde nos encontramos?

Nos encontramos condicionados por unos ASPECTOS SOCIALES que no son ajenos al desarrollo de los mercados cada vez más globalizados, y que debemos atenderlos. Estos se listan a continuación:

- SUPERPOBLACIÓN. Un planeta cada vez más poblado, distribuido heterogéneamente.
- PAÍSES EN DESARROLLO. Unos países en vías de desarrollo para alcanzar cotas de bienestar equiparables entre ellos.
- MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO. La contaminación y las emisiones y su control y reducción son la base del futuro de los recursos naturales.
- EFICIENCIA ENERGÉTICA. Los recursos naturales son limitados y el uso y consumo responsables son la exigencia del momento.

- SOSTENIBILIDAD DEL PLANETA. El paso de las generaciones actuales tienen la responsabilidad de asegurar un mundo sostenible y que perdure con el tiempo para las generaciones futuras.

- GENERACIONES *MILLENIALS*: DE LA PROPIEDAD AL *SHARING*. Las nuevas generaciones de consumidores nos están dejando nuevas formas de actuación, nuevos comportamientos, y maneras de entender cómo se van a desarrollar conceptos como la propiedad y su evolución al *sharing*.

- RAPIDEZ DE RESPUESTA: TICs Y CONECTIVIDAD. Todo fluye a gran velocidad, no nos da tiempo a interiorizar el presente y ya estamos recibiendo el futuro inmediato; y todo ello gracias a la Tecnología de Información y Comunicación (internet, apps, dispositivos electrónicos, otros) y a la conectividad con la que contamos en un mundo globalizado.

- AUTONOMÍA: POBLACIÓN MAYOR Y EN CRECIMIENTO. La esperanza de vida va en aumento y gracias a la Sociedad de bienestar actual nuestros mayores cuentan con excelente salud para seguir disfrutando de la vida y con necesidad de moverse, con autonomía; de ahí también la oportunidad que suponen los vehículos autónomos para ellos.

- SEGURIDAD Y ACCIDENTABILIDAD. Accidentes cero es una de las máximas de la DGT y está poniendo todo su esfuerzo y recursos técnicos, económicos y humanos para que esa máxima se cumpla lo antes posible.

- DISTRIBUCIÓN EQUITATIVA Y TRANSPORTE ÚLTIMA MILLA. Hoy más que nunca se hace necesario acercar los productos al punto de consumo, y además,

en el contexto actual de cumplimiento de la normativa medioambiental de control de las emisiones en las almendras de las ciudades, esto es, transporte de la última milla en condiciones ambientalmente correctas. Y todo ello sin olvidar la importancia que tiene asegurar una distribución equitativa entre la población de consumo.

El camino

Todos los análisis conducen a que el modelo más Sostenible pasa por disponer del VEHÍCULO AUTÓNOMO, CONECTADO Y CON ENERGÍA ALTERNATIVA (Autogas, Gas Natural, Eléctrico, Pila de Hidrógeno, Bio-combustible).

La respuesta

Son muchas las actuaciones que se están poniendo en marcha desde los diferentes *Stakeholders* involucrados en asegurar la Sostenibilidad del Planeta para las Generaciones futuras, desde las Administraciones Públicas, las Empresas, industrias y distribución, Consumidores y Usuarios, entre otros. Entre estas actuaciones destacan todos esos planes que los Gobiernos Autonómicos, y las Municipalidades vienen redactando y poniendo en marcha en los distintos ámbitos territoriales, tales como:

1. PLANES URBANOS DE MOVILIDAD
2. PLANES DE CALIDAD DEL AIRE Y AMBIENTALES

Un NUEVO MODELO DE MOVILIDAD URBANA se impone en las CIUDADES del futuro, las *SMART CITY*: Ciudades Inteligentes. Sin embargo, ya no podemos hablar de Ciudades del futuro sino del presente, todo está fluyendo a tal velocidad y con tanta contundencia que ya no hay vuelta atrás en la implementación de este nuevo

modelo de negocio entorno a la Movilidad Sostenible.

Cuál es la oportunidad

Se abre una excelente oportunidad a la hora de desplegar este nuevo modelo de movilidad urbana para las Energías Alternativas. Y en este contexto ponemos el foco en el AUTOGAS.

Las limitaciones

Las Energías Alternativas vinculadas a los vehículos se encuentran inmersas en un marco de referencia que aseguren el cumplimiento de la normativa ambiental, con una serie de palancas, y también limitaciones, en su despliegue y utilización; listamos a continuación alguna de estas cuestiones:

- **RESTRICCIONES A CIRCULAR POR LAS ALMENDRAS DE LAS CIUDADES.** Motivado por los episodios de contaminación que se suceden en las ciudades, por las elevadas temperaturas y las escasas precipitaciones, los Gobernantes de los Ayuntamientos y Municipalidades favorecen el uso de vehículos con combustibles Eco, a saber, Autogas, Gas Natural, Eléctrico, Pila de Hidrógeno, Biocombustible. Su objetivo se centra en conseguir un entorno saludable para los habitantes y asegurar el cumplimiento de los Planes de Calidad del Aire existentes.
- **ASEGURAMIENTO DE LA NEUTRALIDAD TECNOLÓGICA.** Los Gobiernos se están centrando en garantizar la neutralidad tecnológica respecto a los combustibles Eco (Autogas, Gas Natural, Eléctrico, Pila de Hidrógeno, Biocombustible), de tal forma, que sea el usuario el que decida que motorización es la más conveniente en función de sus necesidades de uso y disfrute.

- **EL MEDIO AMBIENTE Y EL GLAMOUR.** Las normativas ambientales y las prácticas ambientalmente correctas son una máxima para los Gobernantes y así ha sido desde hace más de una década cuando se puso de manifiesto la necesidad de ratificar el Protocolo de Kioto acerca de Gases de Efecto Invernadero; en aquel momento, la electrificación de los vehículos se contemplaba como la mejor alternativa. Hoy nos encontramos en un momento en el que las innovaciones tecnológicas son una realidad y están plenamente implementadas en materia de energías alternativas para los vehículos, y no sólo se habla del vehículo eléctrico, sino también de otros combustibles Eco, tales como, Autogas, Gas Natural, Pila de Hidrógeno, Biocombustible, que garantizan el nivel de emisiones a la atmósfera y la calidad del aire en las zonas urbanas, principalmente.

- **EL AUTOGAS NO ES CONOCIDO.** El Autogas es una alternativa energética ambientalmente correcta de hoy para los vehículos en uso. A pesar de los esfuerzos actuales por dar a conocer este combustible ECO no están siendo suficientes, ya que el consumidor final (particular y profesional) no manifiesta ser conocedor del mismo.

- **LA HISTORIA DEL TAXI EN COMBUSTIBLES, LA BOMBONA.** El gas, la electricidad tienen larga historia en su aplicación en los vehículos, sin embargo, es actualmente cuando se está poniendo de manifiesto su interés como combustibles Eco para asegurar una calidad del aire saludable en las ciudades, momento que hay que seguir trabajando de manera proactiva en beneficio del Autogas como fuente de oportunidad.

- **EL DIÉSEL-GATE.** El episodio vivido recientemente acerca del Diésel en Europa y EEUU marca un antes y un después sobre los carburantes y se despierta una mayor conciencia medioambiental en su uso y aplicación en los vehículos, hito que ya no tiene vuelta atrás y que los Gobernantes de todos los territorios, en mayor o menor medida, están poniendo en práctica de manera inminente, dando pasos en favor de un planeta sostenible y un uso racional de los recursos naturales, pensando en las generaciones futuras.

La respuesta

El escenario que se nos muestra con el despliegue de un nuevo Modelo de Negocio asociado a la Movilidad Sostenible pone al Autogas en una posición inmejorable para ser la respuesta a las necesidades actuales de los diferentes *Stakeholders*, ya sean Gobernantes, Empresas que cuentan con sus políticas de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) o los Usuarios, particulares o profesionales, por las siguientes razones.

1. **AUTOGAS, EL ECO COMBUSTIBLE DE HOY:** es una solución disponible ya;
2. **INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE (ESTACIONES DE SERVICIO):** la red de puntos de repostaje es extensa por todo el territorio nacional y europeo. Actualmente se cuentan con cerca de 25.000 puntos de suministro en Europa y en España con casi 600 puntos de repostaje. Actualmente se puede cruzar toda la península utilizando sólo Autogas;
3. **UN CARBURANTE AL ALCANCE DEL USUARIO:** El Autogas está siendo integrado y presentado a los usuarios como un carburante más en su día a día. Empresas Operadoras como Repsol, que están apoyando la expansión de este carburante con más de la mitad de los

puntos de suministro de Autogas en España, han integrado el Autogas junto con el resto de carburantes en sus estaciones de servicio, facilitando así su accesibilidad y experiencia de usuario.

4. LOS PLANES DE AYUDA GUBERNAMENTALES (MOVEA y PRO-MOVEA): los planes de potenciación para la adquisición de vehículos menos contaminantes contemplan el Autogas, entre otras alternativas. Adicionalmente, el Gobierno ya no se plantea planes PIVE tal y como se han conocido hasta ahora.;
5. GENERAR CONFIANZA POR SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE: el Autogas

comienza a ser conocido como una solución que no supone ningún riesgo para el usuario y el medio ambiente;

6. SOLUCIÓN TÉCNICA Y TECNOLÓGICA: es una solución fiable y contrastada tras décadas de uso por parte de conductores profesionales (fundamentalmente el sector del taxi) que ya lo usaba incluso cuando la red de suministro era muy escasa;
7. LA TRANSICIÓN SE ESTIMA EN 30 AÑOS; el Autogas es la solución de hoy, una solución de transición hacia otras Energías Alternativas y combustibles Eco, en el proceso de descarbonización que está exigiendo la UE en sus políticas

ambientales; aunque este proceso de transición se estima un periodo largo, unos 30 años;

Creemos por todo ello que estamos ante la oportunidad para el AUTOGAS: ser LÍDER DE OPINIÓN entorno a los Vehículos con Energías Alternativas (VEA), de la mano de su **CLÚSTER AUTOGAS**, entidad sin ánimo de lucro, constituida para promover el uso y consumo de manera sostenible del Autogas, y representada por toda la cadena del valor del sector Autogas: Compañías Energéticas, Fabricantes de Vehículos, Transformadores, Empresas de Renting, entre otros. ■

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 53, Año XIII, Madrid Octubre 2017

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



53
Octubre
2017

GARRIGUES



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

Deloitte.

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

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

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