

51
Marzo
2017

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*



Consejo Editorial

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

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

Carmen Becerril Martínez
Directora Internacional, Grupo Acciona

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

Rafael García de Diego
Director de Asesoría Jurídica y Secretario del Consejo de Administración. Red Eléctrica de España

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

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

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

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

Jesús Navarro Gallel
Socio Director de Energía. Deloitte

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

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

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Estimados lectores:

Hemos dejado atrás el 2016, un año que ha sido atípico para España, concretamente en el ámbito político, y en el que, afortunadamente, hemos empezado a ver síntomas de recuperación económica, con un crecimiento del PIB del entorno del 3,2% y con un incremento de las inversiones en nuestro país por parte de agentes internacionales. En el terreno energético, en particular, se han producido avances que nos hacen afrontar este nuevo año 2017 con optimismo (aumento de la demanda energética, déficit de tarifa eléctrica que parece estar bajo control, primeros pasos del mercado organizado del gas, entre otros).

El año 2016 ha sido, además, un año de continuados debates sobre temas de gran trascendencia a nivel político e internacional, como el *Brexit* o el cambio en la Administración de EE.UU. En el ámbito energético, asuntos como la transición energética, los precios de la energía, las licitaciones de energías renovables, los avances en materia de digitalización, o el papel cada vez más importante del consumidor, han ocupado un espacio muy importante en las actividades de Enerclub e incluso de medios de comunicación. Podemos afirmar que el sector energético ha estado y está de plena actualidad.

Desde Cuadernos de Energía seguimos intentando aportar nuestro granito de arena en la puesta al día de esta actualidad, gracias a las contribuciones de los autores que amablemente nos explican los temas más candentes que atañen a nuestro sector.

Comenzamos la primera edición de Cuadernos de Energía de 2017, con un bloque de **ámbito global y europeo**, en el que hemos incluido cinco artículos.

El primero, centrado en Europa y más en concreto en el *Brexit*, aunque con trascendencia global, tiene como autores a **Malcolm Keay** y **David Robinson**, del *Oxford Institute for Energy Studies*. En su aportación explican las posibles repercusiones para la energía que pueden derivar de la salida del Reino Unido de la Unión Europea. Como indican sus autores, el resultado final es - en el momento de redacción del artículo - incierto y pasarán varios años antes de que el panorama esté claro. Centran su análisis fundamentalmente en la energía eléctrica, ya que consideran que es el vector energético que previsiblemente se verá más afectado.

El segundo de ellos está relacionado con una jornada celebrada en el ámbito de Enerclub. El 30 de enero de 2016, **Carlos Fernández Álvarez**, Analista Principal de Carbón (Agencia Internacional de la Energía) y autor de este artículo, presentó en nuestra casa por quinto año consecutivo el informe "*Medium-Term Coal Market Report 2016*", cuyas líneas maestras ha resumido para nuestra revista. La contribución del carbón al *mix* energético a nivel global, las tendencias de la oferta y del comercio internacional, los precios, y el reto de capturar y almacenar CO₂, son algunos de los temas analizados en este trabajo.

El tercer artículo de ámbito internacional es del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. El artículo corresponde con el resumen y conclusiones de la Jornada "*Energy: political economy and sustainable development*", celebrada en noviembre de 2016. En el evento, se analizaron dos temáticas centrales: por un lado, la economía política de los precios del petróleo y, por otro, la energía en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Además, se dieron a conocer las principales conclusiones del 23º Congreso Mundial de la Energía, celebrado en Estambul, y los principales resultados del proyecto "*World Energy Issues Monitor 2017*".

El cuarto es una contribución del **Centro para Soluciones de Energía de Deloitte**. Su análisis se centra en la trayectoria de crecimiento de las energías renovables variables en determinados Estados de EE.UU. y países que tienen las tasas más altas de penetración de estos recursos, así como en los beneficios y retos que plantean a los operadores. Explora, asimismo, las diferentes soluciones que se están aplicando, y el papel que las fuentes de energía distribuida gestionables pueden desempeñar en dichas soluciones.

Cerramos el bloque global y europeo, con un quinto tema que, como comentábamos, ha estado y seguirá estando muy presente en nuestros debates. Nos referimos a la transición energética. **Carlos Sallé**, Director de Políticas Energéticas y Climáticas de Iberdrola, y sus colaboradores nos presentan algunas reflexiones sobre la transición hacia un modelo energético y climático sostenible. Su análisis abarca el entorno internacional, europeo y nacional con el que se enfrenta la implementación del Acuerdo de París e incluye una guía de los distintos elementos que, bajo su punto de vista, deberían considerarse para una efectiva transición.

En el bloque de **ámbito nacional**, contamos en esta Edición con un artículo centrado en una temática crucial para el sector, la eficiencia energética. Realizado por **Rafael Sánchez Durán** de Endesa, el trabajo revisa, en un primer bloque, los 25 años de transición energética de nuestro país, evaluando la evolución de las principales magnitudes (población, PIB, energía primaria, emisiones, etc.) junto a indicadores de eficiencia energética, entre otros. Seguidamente, se centra en el estado de cumpli-

miento de los objetivos europeos de eficiencia, para concluir con unas reflexiones finales sobre las oportunidades existentes en esta materia.

Dos artículos componen el bloque del **sector eléctrico** de esta Edición de Cuadernos.

El primer artículo es autoría de **María Landeira Suárez, Mayte González Marcote y Constantino Lois Castro** de Gas Natural Fenosa Renovables. Trata, en concreto, sobre la primera repotenciación de un parque eólico en Galicia, el de Cabo Vilano, con la que se amplía su vida útil en, al menos, 20 años más. Además de una descripción detallada sobre las distintas fases de este proyecto, el artículo incluye un repaso de la evolución tecnológica de la energía eólica y explica los beneficios asociados a la repotenciación.

Miguel Duvison García, Director General de Operación, y **Tomás Domínguez Autrán**, Subdirector General de Operación, ambos de Red Eléctrica de España, son los autores del segundo artículo de este bloque, titulado "La reserva de potencia en el sistema eléctrico español". Comienzan subrayando la importancia de la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica, como requisito fundamental e intrínseco del servicio eléctrico de los países desarrollados. También hacen un repaso del *mix* de generación español y la contribución de cada una de las tecnologías a la garantía de suministro, para terminar subrayando el papel de la reserva de potencia en esta materia.

Dentro del bloque dedicado al **sector hidrocarburos** contamos con dos importantes aportaciones. La primera de ellas, autoría de **Antonio Erias Rey**, Catedrático de Universidad y Presidente de MIBGAS S.A, trata sobre el mercado organizado del gas natural en España, dando a conocer su realidad y apuntando sus líneas naturales de avance. Además, expone el marco jurídico que lo sustenta, así como su mecánica de funcionamiento y los productos y servicios que ofrece. Por último, explicita los resultados más relevantes alcanzados en 2016 y realiza una propuesta sobre las posibles líneas de avance en los próximos años.

La segunda es un análisis de **Mariano Marzo Carpio**, Catedrático de Recursos Energéticos en la Facultad de Ciencias de la Tierra, de la Universidad de Barcelona. Se centra en el retorno de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y su posible impacto sobre el mercado del petróleo. El Catedrático comparte su punto de vista sobre los nuevos objetivos de la Organización, el por qué de su cambio de estrategia, las dudas e incertidumbres en cuanto a la implementación de los acuerdos, la posibilidad de reactivación de la producción del shale en los EE.UU o el posible impacto sobre los precios del crudo en 2017.

Una edición más, cerramos Cuadernos de Energía con un artículo dedicado a las **Comunidades Autónomas** y, en concreto, a Castilla y León, realizado por **Ricardo González Mantero**, Director General de Energía y Minas de la Junta de Castilla y León. En él se detalla la situación del sector energético de la CC.AA y las principales líneas de trabajo en materia de política energética previstas para los próximos años, destacando como objetivo prioritario el desarrollo de una política energética que propicie el óptimo aprovechamiento de todas las capacidades del territorio autonómico y que sea convergente con las políticas diseñadas para los distintos sectores de la economía.

El Consejo Editorial agradece a los autores su amabilidad y esfuerzo, y desea a todos los lectores que encuentren sus artículos del máximo interés.

Índice

Brexit: consecuencias para la energía Malcolm Keay y David Robinson. Oxford Institute for Energy Studies	5
Medium-Term Coal Market Report 2016 Carlos Fernández Álvarez. Analista Principal de Carbón de la Agencia Internacional de la Energía	12
Energy: Political Economy and Sustainable Development. Resumen y Conclusiones Comité Español del Consejo Mundial de la Energía	18
Gestión de fuentes de energía variable y distribuida. Una nueva era para la red Centro para Soluciones de Energía de Deloitte	26
Reflexiones sobre la transición hacia un modelo energético y climático sostenible Carlos Sallé. Director de Políticas Energéticas y Cambio Climático de Iberdrola S.A.	45
25 Años de Energía y Economía. Primera parte: eficiencia energética Rafael Sánchez Durán. ENDESA	57
Parque eólico Cabo Vilano, primera repotenciación en Galicia de uno de los primeros parques eólicos gallegos María Landeira Suárez, Mayte González Marcote, y Constantino Lois Castro. Gas Natural Fenosa Renovables	71
La reserva de potencia en el Sistema Eléctrico Español Miguel Duvison García. Director General de Operación de Red Eléctrica de España Tomás Domínguez Autrán. Subdirector General de Operación de Red Eléctrica de España	80
El mercado organizado de gas natural en España: situación y elementos relevantes en su desarrollo Antonio Erias Rey. Catedrático de Universidad. Presidente de MIBGAS S.A.	88

El retorno de la OPEP y su posible impacto sobre el mercado del petróleo en 2017 Mariano Marzo Carpio. Departamento de Dinámica de la Tierra y del Océano, Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Barcelona	111
La energía en Castilla y León Ricardo González Mantero. Director General de Energía y Minas de la Junta de Castilla y León. Director del Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN)	120

Brexit: consecuencias para la energía

Malcolm Keay y David Robinson

Oxford Institute for Energy Studies

Marzo de 2017

Este breve artículo expone las opiniones de sus autores sobre las posibles repercusiones para la energía que se derivan de la salida del Reino Unido de la Unión Europea – con la advertencia de que se trata solo de sugerencias provisionales¹. El resultado final es en este momento incierto – y pasarán varios años antes de que tengamos el panorama claro. El presente documento se centra fundamentalmente en el Reino Unido. Como la Unión Europea rechaza iniciar negociaciones hasta que el Reino Unido dé la notificación oficial de su retirada conforme al artículo 50 del Tratado de Lisboa (programada para el 29 de marzo), la postura oficial de la UE es todavía menos conocida que la del Reino Unido. Además, enfocamos el análisis en la electricidad porque es el vector energético que previsiblemente se verá más afectado.

Planteamiento general del Brexit y la energía

Las líneas generales del planteamiento del gobierno del Reino Unido están bastante claras. En el momento de elaborar este documento (marzo de 2017), son tres los puntos de referencia principales: el discurso de la primera ministra el 5 de octubre de 2016 ante el congreso del Partido Conservador, su discurso en Lancaster House de 17 de enero de 2017, y el Documento oficial sobre el 'Brexit'². Estos puntos dejan claro que el asunto predominante (al igual que con el propio debate sobre el referéndum) será el de la **soberanía** – 'recuperar

el control'. La cuestión de la soberanía tiene dos elementos principales: el control sobre la inmigración; y abandonar la jurisdicción del Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

La primera ministra ha reconocido como necesario el resultado de que el Reino Unido se retire de los acuerdos comerciales con la UE actualmente en vigor – el Mercado Único, la Unión Aduanera y la actual zona de libre comercio (el Espacio Económico Europeo (EEE), que amplía el libre comercio a algunos países, como Noruega, situados en la periferia de la UE). No hay duda de que continuará habiendo comercio con Europa,

pero de una envergadura inferior a la que habría habido sin el Brexit.

La incógnita se mantiene en cuanto a cuál será el régimen de comercio aplicable. El Reino Unido pretende negociar su propio acuerdo de libre comercio específico, que podría conllevar algún tipo de unión aduanera respecto a sectores concretos. Está por ver si eso es posible en el marco temporal de dos años previsto para las negociaciones oficiales sobre la salida, pero hay motivos para pensar que será difícil lograrlo, habida cuenta de la postura de los 27 Estados miembros restantes de la UE, la UE 27. Los objetivos de este grupo de

¹ Este artículo se basa en un Documento de investigación de OIES de próxima aparición elaborado por Malcolm Keay y David Robinson, *Managing Electricity Decarbonisation: learning from experience – the cases of the UK and Spain*, EL 23, marzo de 2017.

² 'The United Kingdom's exit from, and new partnership with, the European Union' - <https://www.gov.uk/government/publications/the-united-kingdoms-exit-from-and-new-partnership-with-the-european-union-white-paper/the-united-kingdoms-exit-from-and-new-partnership-with-the-european-union--2>

países son diferentes de los objetivos del Reino Unido:

- **Los principios básicos** y, en concreto, las ‘cuatro libertades’ que subyacen al concepto de libre comercio de la UE. Como entre las cuatro libertades se incluye la libertad de circulación de personas, podrían plantearse objeciones de principio básicas a un acuerdo de libre comercio que no contemple tales disposiciones.
- **El precio de salir.** Varios líderes de la UE han dejado claro que salir tiene que tener un precio o, expresado más diplomáticamente, que ningún estado debe estar en una posición mejor fuera que dentro de la UE. Es innegable que en las opiniones de varios políticos pesa el hecho de que en 2017 se celebran elecciones en Francia y Alemania. Los gobiernos no quieren dar alas a los partidos euroescépticos.
- **No se podrá ‘elegir a la carta’.** Muchos políticos de la UE (como el negociador del Parlamento Europeo Guy Verhofstadt³) también han puesto de manifiesto que no se podrá ‘elegir a la carta’ – quedarse en los temas que se consideren favorables y salir de los otros, que es precisamente lo que el Reino Unido pretende. La pertenencia a la UE es un todo: los derechos están indisolublemente unidos a las obligaciones.
- En cualquier caso, la UE parece **poco propensa a celebrar grandes acuerdos comerciales.** Las negociaciones de la Asociación Transatlántica de Comercio e Inversión han encallado después de varios años; incluso el acuerdo comercial con Canadá (el Acuerdo económico y comercial global UE/Canadá o AECG)

que es el menos problemático, estuvo a punto de naufragar después de negociarse durante casi una década, por culpa de las objeciones de la región belga de Walonia. Hay que tener en cuenta que la totalidad de los 27 Estados miembros (y en algunos casos gobiernos de índole regional) tendrán que dar su consentimiento a un nuevo acuerdo comercial con el Reino Unido, por lo que el camino está sembrado de dificultades.

- Por último, la UE se enfrenta a una **crisis existencial.** Los problemas del euro, la capitalización de los bancos y el rechazo a la austeridad se han enquistado. Lo que es más importante, el referéndum del Brexit y el resultado de las elecciones estadounidenses podrían ser indicativos de un giro en la opinión contrario al espíritu subyacente a la UE. En términos generales, la UE es sinónimo de un enfoque tecnocrático, racional, basado en normas e internacionalista; el binomio Brexit/Trump puede suponer el comienzo de una era marcada por el populismo y las emociones, con predominio de los intereses especiales y el nacionalismo. Enfrentada a esta amenaza, la UE podría verse más preocupada por mantener su cohesión interna que por sus relaciones con el Reino Unido.

Por tanto, los autores del presente informe vemos improbable que en el plazo de dos años previsto en el artículo 50 pueda alcanzarse un acuerdo de libre comercio específico entre la UE y Reino Unido.

Además, incluso si se logra un acuerdo, pasarán seguramente algunos años antes de que sus repercusiones sobre la **energía** se pongan de manifiesto; los problemas son complejos, pero probablemente no ocupan

un lugar prioritario en la agenda política. El resultado más probable es que se registre un prolongado período de incertidumbre. Se corre el riesgo de que un importante volumen de inversiones energéticas se aplase hasta que el asunto se aclare, con posibles implicaciones para la seguridad energética y los objetivos de cambio climático.

El documento oficial sobre el Brexit apenas sí despeja las incertidumbres. El único párrafo de fondo sobre la cuestión energética general reconoce la importancia del comercio de energía, pero prácticamente se limita a señalar que ‘todas las opciones están sobre la mesa’:

“8.28 En materia de energía, la legislación de la UE contempla el comercio coordinado de gas y electricidad por medio de las interconexiones existentes entre los Estados miembros, como con Irlanda, Francia, Bélgica y los Países Bajos. También existen planes para nuevas interconexiones eléctricas entre el Reino Unido y Estados miembros de la UE y del EEE. Estos planes coordinados de comercio energético sirven para asegurar precios más bajos y una mayor seguridad en el suministro tanto al Reino Unido como a los Estados miembros de la EU, ya que mejoran la eficiencia y fiabilidad de los flujos de interconexión, reducen la necesidad de contar con energía eléctrica nacional de apoyo y ayudan a equilibrar los flujos de electricidad, ahora que aumenta el nivel de generación eléctrica intermitente procedente de energías renovables. Por lo que se refiere a la relación futura con la UE en materia de energía, estamos abiertos a todas las posibilidades, especialmente para evitar perturbaciones en el mercado eléctrico único de la isla de Irlanda, del que tanto Irlanda del Norte como Irlanda dependen para un

³ <http://www.bbc.co.uk/news/uk-politics-38810162>

suministro eléctrico económico, sostenible y seguro.”

Por tanto, existe la posibilidad de que, en materia de comercio en general y del de energía en particular, no se alcance acuerdo alguno en muchos años. Como se expuso anteriormente, es muy probable que las negociaciones no se concluyan en el período de dos años posterior a la notificación por el Reino Unido de su intención de abandonar la UE al amparo del artículo 50 del Tratado de Lisboa; podría incluso ser difícil celebrar acuerdos provisionales (ya que estos pueden conllevar la aceptación entre tanto de los cambios que se produzcan en la legislación de la UE y la jurisdicción del Tribunal de Justicia de la Unión Europea). La primera ministra ha dejado claro que prefiere no alcanzar un acuerdo antes que lograr un mal acuerdo. Si ese (no alcanzar un acuerdo) fuese el resultado, la previsión normal es que, tras el período de dos años, el Reino Unido revierta al régimen de la Organización Mundial de Comercio (OMC). Sin embargo, la energía es un caso aparte – las normas de la OMC apenas se refieren a la energía. El principal acuerdo internacional que rige la energía es el Tratado sobre la Carta de la Energía, que fundamentalmente constituye ‘derecho indicativo’ (en inglés, ‘soft law’) – es decir, contiene sobre todo declaraciones de intenciones y propósitos más que obligaciones vinculantes. Las incertidumbres son por tanto numerosas.

Pese a ello, los autores de este informe no prevemos que se tomen medidas para imponer aranceles al comercio energético, ya que no está claro que le convenga a nadie. Las principales cuestiones derivadas del Brexit que directamente incidan sobre la energía se referirán seguramente a los mercados y la seguridad energéticos, las *Home Nations* de Irlanda del Norte y Escocia, y la normativa y los estándares de productos.

Como se analizó más arriba, también podrían producirse importantes consecuencias indirectas derivadas del aplazamiento de inversiones. Por otra parte, no hay que descartar consecuencias de índole más general sobre la evolución de la política energética y medioambiental (sobre todo para la estrategia de descarbonización), o derivadas de posibles cambios acaecidos en otros ámbitos, como son las restricciones a la libre circulación de trabajadores. El comercio de materiales atómicos también podría plantear problemas. Estas cuestiones – y las consecuencias del Brexit para la UE-27 en materia de energía – se analizan a continuación.

Mercados y seguridad energéticos

En algunos ámbitos (como el del petróleo) Europa es parte de un mercado global y es improbable que el Brexit tenga mayores consecuencias. Sin embargo, por lo que se refiere al gas y la electricidad, la Unión Europea ha avanzado hacia mercados únicos para toda la Unión, con unas estructuras y normativa propias. Es un proceso que está bastante avanzado, aunque todavía no ha concluido del todo.

Electricidad. Por lo que se refiere al **mercado único de la electricidad**, aunque existe un ‘acoplamiento de mercados’ generalizado que une a los mercados nacionales, se aplica principalmente al mercado ‘diario’ (en inglés ‘day ahead market’), sin que todavía haya llegado a otros mercados, como los mercados de gestión de los desvíos a muy corto plazo (en inglés, ‘balancing markets’) o los mercados de capacidad. Puede afirmarse que en la actualidad el Reino Unido no se adecua plenamente al ‘modelo objetivo para la electricidad’ (en inglés ‘electricity target model’) – no cuenta con un mercado diario lo suficientemente desarrollado para proporcionar el precio de

referencia que el modelo exige. Después del Brexit es improbable que el Reino Unido tenga demasiado interés por culminar dicho proceso, y podría no estar dispuesto a adherirse a cambios futuros, como los derivados de la nueva propuesta de diseño de mercado de ámbito de la UE presentada a finales de 2016.

El resultado previsible es que, aunque el comercio de electricidad continuará después del Brexit, lo hará, como en el supuesto del comercio en general, a un nivel más reducido de lo que hubiera sucedido en otro caso, y que el Reino Unido no esté plenamente integrado en el mercado único europeo de la electricidad. Por tanto, la convergencia de precios será menor a la que se hubiese producido en otras circunstancias, existiendo el riesgo de que los costes sean para ambas partes superiores a los de un mercado unificado. Puede encontrarse un cierto paralelismo en la actual situación de Suiza – país que tiene un considerable comercio de electricidad con la Unión Europea, pero que no ha suscrito ningún acuerdo oficial para aplicar la normativa europea (aunque lleva desde 2007 tratando de negociar tal acuerdo – negociaciones que en la actualidad están paralizadas, en parte por las cuestiones de soberanía que probablemente se plantearán en el caso del Reino Unido).

Sin embargo, las **interconexiones** con el resto de Europa podrían plantear algunos problemas. Existen varias propuestas sobre la mesa para la interconexión del Reino Unido con otros países de la UE y con Noruega, especialmente en lo relativo a la electricidad, donde es relevante para la estrategia de descarbonización del gobierno británico. Gran Bretaña cuenta ahora con cuatro interconexiones – con Francia, los Países Bajos, Irlanda del Norte y la República de Irlanda, y otras tres más están en marcha (con Francia, Bélgica y Noruega). Para la década de 2020

están previstas otras cinco interconexiones: el gobierno considera importante que realicen su aportación al equilibrio del sistema energético, dada la generación de energías renovables intermitentes prevista para la próxima década. Pero para comprometer sus fondos, los inversores requieren unos marcos regulatorios y judiciales estables, y la perspectiva de un Brexit duro en el que el Reino Unido se excluye de las normas y la jurisdicción de la UE siembra dudas en ambos ámbitos. Todo ello puede retrasar la construcción de nuevas interconexiones, con los consiguientes problemas adicionales para el Reino Unido a la hora de cumplir con sus objetivos de descarbonización.

Gas. El comercio del gas natural es algo menos complejo que el de la electricidad y se desarrolla en horizontes temporales más amplios. Aunque el Reino Unido comercia gas con Europa, sus principales fuentes de abastecimiento son la producción propia, el gas noruego y el GNL (como el GNL procedente de EE.UU., cuyo primer cargamento llegó el año pasado). Estas fuentes de abastecimiento son flexibles y seguras; por consiguiente, las cuestiones de seguridad del abastecimiento de gas son menos preocupantes para el Reino Unido que para algunos otros países europeos (véase más abajo). Además, para el Reino Unido no supone ningún problema adecuarse a un aspecto clave del 'modelo objetivo para el gas' de la UE, que consiste en que las denominadas zonas de entrada / salida sean la piedra angular del mercado del gas de la UE. Dichas zonas (EEZ, por sus siglas en inglés) son de alguna manera una versión en miniatura para el gas del mercado único europeo, en el sentido de que establecen un precio único del gas en cualquier punto de dichas zonas, con independencia de los

costes de transporte. El modelo para el modelo de la UE, valga la redundancia, fue el Reino Unido, que ya se había convertido en un mercado único del gas.

Las repercusiones del Brexit sobre el mercado del gas se analizan con mayor profundidad en una serie paralela de estudios del OIES centrados en dicha cuestión⁴. Al igual que en otros ámbitos, las incertidumbres abundan. Aun así, es probable que el Reino Unido (y quizá la UE) tengan que reformular su enfoque sobre seguridad gasista; que los flujos de interconexión planteen problemas y estén en buena medida a merced del enfoque que pueda acordarse sobre su regulación; y que los precios del gas europeo y del Reino Unido puedan empezar a divergir en mayor medida que en el pasado.

Nuclear. La energía nuclear y el mercado de materiales atómicos conllevan problemas especiales. El Documento oficial sobre el Brexit señala claramente que el Reino Unido notificará su retirada del Euratom, así como de la UE, cuando presente su notificación del artículo 50 (por los motivos de soberanía más arriba expuestos). Dicho documento reconoce que el Tratado del Euratom constituye el marco no sólo para el mercado nuclear, sino también, con carácter más general, para la energía nuclear civil y la gestión de residuos radioactivos. Es obvio que habrá que llenar el vacío que se producirá – y el Reino Unido ha dejado claro que desea continuar trabajando dentro de un marco de cooperación internacional – pero todavía no hay ninguna señal de cual podría ser ese marco. Una prolongada incertidumbre a este respecto podría reducir las posibilidades de alcanzar un acuerdo sobre las nuevas centrales eléctricas que el gobierno británico desea que se construyan (hay seis centrales pla-

neadas en la previsión a 10 años sobre la red eléctrica nacional), así como sembrar dudas sobre el contrato ya firmado para la central de Hinkley Point C.

Cooperación técnica. Desde un punto de vista más técnico cabe esperar que de alguna forma continúe la cooperación entre los órganos reguladores (por medio de la Agencia de Cooperación de los Reguladores Europea, ACER por sus siglas en inglés), aunque el Reino Unido tendría que aceptar la condición de país observador; así como entre gestores de sistemas de transporte (vía la Red europea de gestores de sistemas, ENTSO por sus siglas en inglés) de electricidad y gas.

Casos especiales – las Home Nations

Irlanda del Norte plantea un problema especial, al formar parte del Reino Unido pero estar también incluida en el mercado de la electricidad de la isla de Irlanda – que a su vez está cerca de cumplir con el modelo objetivo. Irlanda del Norte desea probablemente continuar con dicho proceso, al ser muy reacia a establecer fronteras de ningún tipo con la República de Irlanda. Irlanda del Norte ya se encuentra fuera de los principales mercados de gas y electricidad británicos y seguramente lo seguirá estando: aunque pueda parecer algo anómalo, Irlanda del Norte podría permanecer en el mercado de la isla de Irlanda y de esa forma, en la práctica dentro de la UE, a efectos de la electricidad. Por lo que se refiere a los suministros de gas futuros, la República de Irlanda también se enfrenta a problemas específicos – ¿qué será más beneficioso para sus intereses, alinearse con el mercado del Reino Unido o con el de la UE?⁵

⁴ Véase en concreto *Brexit's impact on gas markets*, OIES enero de 2017.

⁵ *Brexit's Impact on Gas Markets – Irish Options: IBP, NBP or TTF?* OIES marzo 2017

El objetivo general de **Escocia** es el de conservar en la práctica la pertenencia a la UE, tanto en materia energética como en otros ámbitos públicos – pero en su caso los problemas prácticos harán seguramente inalcanzable ese objetivo, al menos a corto plazo. No obstante, a largo plazo la incertidumbre es considerable, pues ya se han iniciado los preparativos para un posible segundo referéndum de independencia. Aunque son muchos los que consideran poco probable que Escocia opte por la independencia plena mientras el precio del petróleo se mantenga reducido, esa posibilidad puede entrañar incertidumbre y dificultades añadidas para las negociaciones del Brexit una vez que las mismas se inicien.

La energía es, ni qué decir, cuestión fundamental en Escocia. Su importancia es mucho mayor en términos relativos que en el conjunto del Reino Unido. No sólo se trata de un importante productor de hidrocarburos en el Mar del Norte, sino que también tiene un sistema eléctrico muy bajo en carbono, dominado por la energía nuclear y las renovables – aunque, al igual que Alemania, está tratando de abandonar la energía nuclear. Sus planes de descarbonización son incluso más ambiciosos que los del resto del Reino Unido. La política energética de Escocia es en muchos aspectos distinta y tiene mayor relevancia que la del resto del Reino Unido.

Normativa y estándares de productos

Los estándares de los aparatos eléctricos (por ejemplo, los límites de potencia máxima de las aspiradoras) fueron a veces objeto de controversia durante los debates sobre el referéndum del Brexit. Puede darse por sentado que el Reino Unido no aceptará la normativa de Bruselas de forma auto-

mática, y que entenderá que ello pone en entredicho su soberanía. No obstante, los fabricantes británicos seguirán sin duda interesados en exportar a Europa y probablemente abogarán por unos estándares equivalentes en muchas áreas (para bloquear a la competencia barata de fuera de la UE). El resultado más probable es una normativa fragmentaria, que en su mayor parte, aunque no en su totalidad, estará en línea con los estándares de la UE. El problema para el Reino Unido después del Brexit es que será la Comisión Europea, y quizá los tribunales de la UE, quienes decidan qué constituye equivalencia para poder acceder al mercado de la UE-27.

Estrategia global de descarbonización

Durante los debates sobre el referéndum del Brexit, las consecuencias para las políticas de descarbonización del Reino Unido y la UE fueron objeto de frecuentes conjeturas. No obstante, no cabe esperar que el Brexit tenga consecuencias directas, al menos en el Reino Unido (para los efectos en la UE, véase más abajo). Al contrario de lo que argumentaban quienes defendían la salida de la UE durante el debate sobre el referéndum, la estrategia de descarbonización del Reino Unido obedece, más que al dictado de Bruselas, a convenios internacionales globales (como el Protocolo de Kyoto o el Acuerdo de París) o a iniciativas del Reino Unido (en concreto, la *Climate Change Act 2008* (Ley del cambio climático de 2008), que fija límites de emisiones legalmente vinculantes hasta 2050). Los objetivos de la UE no son el principal revulsivo para la descarbonización del Reino Unido, que en la actualidad se encuentra muy por delante de cualquier objetivo de la UE, tras haber ya reducido en más de un 40% respecto a 1990 sus emisiones de gases con efecto invernadero.

Es poco probable que el compromiso del Reino Unido con la descarbonización vaya a dar un vuelco sustancial. Así, después del referéndum del Brexit el gobierno reiteró su compromiso con un ‘presupuesto del carbono’ jurídicamente vinculante para final de la década de 2020, que entraña una reducción de las emisiones del 57% frente a los niveles de 1990. En consecuencia, no es previsible ningún cambio importante al respecto.

Es posible que el Reino Unido aproveche la oportunidad para dotarse de un poco más de flexibilidad después del Brexit (p. ej., haciendo menos hincapié en objetivos concretos de renovables y más en la reducción global de carbono). En cualquier caso, eso no constituiría una gran novedad, al ser esa la política que está siguiendo la UE con el respaldo del Reino Unido. Pese a que el Reino Unido está muy avanzado en la consecución de sus objetivos globales de reducción de carbono (en concreto debido a la menor utilización del carbón), ya era previsible que el Reino Unido incumpliera su objetivo europeo para 2020 de una cuota del 15 por ciento de renovables en el consumo global de energía. Además, el Reino Unido ya había abogado con éxito antes del referéndum del Brexit para que se abandonasen los objetivos nacionales de energías renovables con posterioridad a 2020. Otros cambios previsibles son que, después del Brexit, el Reino Unido ya no tenga que preocuparse sobre las directrices europeas en materia de ‘ayuda estatal’ y por tanto, le será jurídicamente posible subvencionar cualquier fuente de energía que desee por el importe que considere oportuno; que tenga los recursos financieros para así hacerlo es otra cuestión, aunque la depreciación de la libra esterlina servirá de ayuda en un contexto de competencia con Europa continental. Por supuesto, tampoco estará sometido al examen de su política

energética de la Comisión. Pero, más que un cambio de orientación, todo ello no supondría más que pequeños ajustes en su política; en su conjunto, la dinámica podría ralentizarse en algunos aspectos, así como registrarse un cambio en las prioridades, lo que conduciría a una paulatina pero creciente divergencia entre las políticas del Reino Unido y de la UE, complicando adicionalmente los problemas relativos a comercio y mercado.

Un asunto por dilucidar es si el Reino Unido se mantendrá dentro del **régimen de comercio de derechos de emisión** de la UE. El gobierno británico podría adoptar la postura de que el comercio de derechos de emisión no es algo que se imponga al Reino Unido, que de hecho gestionaba un sistema nacional de comercio de derechos de emisión antes de que se pusiera en marcha el de la UE y de que, en teoría, el comercio de derechos de emisión es un mecanismo de mercado eficaz para conseguir el coste de descarbonización más bajo, en lugar de formar parte de la burocracia de Bruselas. Al igual que para muchos Estados de la UE, el régimen ETS de la Unión ha supuesto una decepción para el Reino Unido por el reducido precio del carbono, pero, a diferencia de otros países, ha hecho algo al respecto al adoptar un precio mínimo nacional para el carbono. No obstante, el Reino Unido perdería economías de escala si volviese a un ETS exclusivamente nacional. Igualmente, la UE saldría perdiendo si el Reino Unido, en la actualidad el segundo mayor emisor de carbono y un importante importador de derechos de emisión de otros Estados de la UE, abandonase ese sistema. De hecho, los Estados de la UE restantes tendrían que adoptar en ese caso objetivos de reducción de emisiones más estrictos para cumplir con el objetivo de la propia UE para 2030.

Repercusiones de los cambios en otros ámbitos

El resultado de las negociaciones en ámbitos no energéticos también podría ser relevante. Así, el Reino Unido, hasta hace poco el único estado europeo de gran tamaño que no tiene su propio banco público de inversión, seguramente perderá acceso a los fondos del Banco Europeo de Inversiones (BEI). La financiación del BEI al Reino Unido entre 2011 y 2015 ascendió a 29.100 millones de €, de los que el 28 por ciento correspondieron a energía. Esa financiación se reducirá inexorablemente cuando el Brexit se lleve a la práctica; Turquía, el mayor destinatario de financiación del BEI de fuera de la UE, recibió 2.300 millones de € en 2015, frente a los 7.800 millones de € destinados al Reino Unido ese mismo año. El Reino Unido también podría perder un importe más reducido de fondos de la UE para ayudas a infraestructuras correspondientes a Proyectos de Interés Común. Así mismo, el Reino Unido podría verse privado de financiación a la investigación; las restricciones a la libre circulación de trabajadores podría conducir a una pérdida de capacidades en sectores como el del petróleo; el Reino Unido estaría peor posicionado para hacerse con la adjudicación de contratos públicos en la UE (aunque tendría mayor libertad para favorecer a empresas británicas en contratos públicos del Reino Unido); etcétera. Con todo, es muy difícil calibrar qué alcance tendrán tales resultados, y lo lógico es que el Reino Unido trate de aprovechar las negociaciones para intentar atenuar los posibles efectos perjudiciales.

Efectos en la UE-27

Si las consecuencias para el Reino Unido son inciertas, las repercusiones del Brexit

para el resto de la UE son aún más imprecisas. Aunque ha habido algunos indicios sobre el probable enfoque negociador del Reino Unido, la UE prácticamente no se ha planteado su propia postura, al margen de las declaraciones de principios generales comentadas anteriormente.

Lo que puede decirse es que el Reino Unido ha sido decisivo en el desarrollo de la política energética de la UE, especialmente con respecto a la liberalización y al cambio climático, sin dejar de oponerse a cualquier tipo de control directo de la Comisión. Al desaparecer el poder de esta, la orientación de la política energética podría sufrir modificaciones (aunque sin llegar a cambios drásticos). En concreto:

- **Seguridad energética.** Los debates sobre la unión energética plantearon una propuesta para la adquisición conjunta de gas por los Estados miembros, especialmente de Rusia⁶. Aunque la propuesta concreta es poco realista, el grado de coordinación entre las posturas nacionales podría ser mayor después del Brexit.
- **Objetivos de carbono.** La UE se enorgullece de ser líder mundial en este campo y no cabe esperar ningún cambio en su política. No obstante, tendrá que tomar algunas decisiones difíciles a raíz del Brexit – como se expuso anteriormente, el Reino Unido, el segundo mayor emisor de Europa, va de hecho muy por delante del resto de Europa en la reducción de emisiones; su objetivo es lograr una reducción del 57% para 2030, frente al objetivo del 40% de la UE. Si quiere mantener su objetivo para 2030, la UE tendrá que acometer unas difíciles negociaciones sobre la asigna-

⁶ Buchan D y Keay M. Europe's Long Energy Journey: towards an Energy Union? Oxford University Press 2016

ción de recortes adicionales después de la salida del Reino Unido, a menos que pueda alcanzar algún tipo de acuerdo con este país para seguir contabilizando las reducciones del Reino Unido.

- **Unión energética.** Una publicación del OIES⁷ ha identificado al problema de la gobernanza como uno de los principales obstáculos para lograr una unión energética digna de tal nombre. El Reino

Unido ha sido tradicionalmente reacio a otorgar demasiadas facultades a la Comisión Europea en materia de energía; el Brexit podría en la práctica facilitar que se avanzara en ese sentido. ■

Conclusiones

El resultado de las negociaciones del Brexit continúa siendo muy incierto y podrían pasar varios años antes de que se vislumbre el resultado final. Para el Reino Unido, es probable que ello lastre la inversión en los recursos necesarios para transformarse en un sistema energético seguro bajo en carbono, especialmente por lo que se refiere a interconexiones con los mercados europeos. Pese a las incertidumbres, consideramos que es poco probable que se impongan aranceles al comercio de energía y electricidad. Dicho esto, son de esperar unas diferencias crecientes de planteamiento entre el Reino Unido y la UE-27 en lo que se refiere a la política y al diseño del mercado de la electricidad. Al igual que Suiza, es probable que el Reino Unido se mantenga formalmente fuera del mercado único de la electricidad. Aunque eso no será un obstáculo al comercio, podría reducirlo hasta un nivel inferior al que hubiera alcanzado en otro caso. Igualmente, el comercio de gas también podría ser inferior al que tendría en ausencia del Brexit.

Aunque es improbable que el Brexit frene el impulso hacia la descarbonización, también podría traducirse en una creciente divergencia entre el Reino Unido y la UE-27 en dicho ámbito. Paradójicamente, puede facilitar que Europa avance hacia una unión energética debido a la tradicional reticencia del Reino Unido a ser gobernado desde Bruselas. Con todo, por lo que se refiere al Reino Unido las principales consecuencias pueden ser en realidad internas: el Brexit podría deparar un aumento de las tensiones entre las *Home Nations*, al tratar cada una de seguir su camino en materia energética (al igual que en otros asuntos). Esa circunstancia dificultará las negociaciones a medio plazo y, en un sentido más amplio, también entraña riesgos para la unidad del Reino Unido.

⁷ Ibid

Medium-Term Coal Market Report 2016

Carlos Fernández Álvarez

Analista Principal de Carbón de la Agencia Internacional de la Energía

Análisis del mercado internacional de carbón y pronóstico a cinco años

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) publica cada año una serie de informes que incluyen el análisis de las tendencias recientes así como el pronóstico a cinco años de la oferta, demanda, comercio internacional y posible evolución de precios en los principales mercados internacionales de la energía (*Medium-Term Market Report* o Informe del Mercado a Medio Plazo). En 2016, la AIE publicó dichos informes sobre el petróleo (*Medium-Term Oil Market Report 2016*), el gas (*Medium-Term Gas Market Report 2016*) y el carbón (*Medium-Term Coal Market Report 2016*), así como de las energías renovables (*Medium-Term Renewable Market Report 2016*). También publica, desde 2015, un informe sobre el mercado de la eficiencia energética (*Energy Efficiency Market Report 2016*), un campo en el que la AIE está poniendo mucho énfasis, ya que sobre sus hombros debe caer una gran parte del esfuerzo en la disminución de las emisiones de CO₂ del

sector energético si en el futuro se pretende contener las emisiones de CO₂ y estabilizar el clima. Por tanto, es importante y urgente que productores, consumidores, gobiernos, reguladores y el público en general tomen conciencia del papel crucial que la eficiencia energética está ya jugando y está llamada a jugar en el futuro del sistema energético.

El 30 de enero, Carlos Fernández Álvarez, el Analista Principal de Carbón de la AIE y autor de este artículo, presentó en el Club Español de la Energía el informe del carbón (*Medium-Term Coal Market Report*¹ 2016), cuyas líneas maestras se exponen a continuación.

La contribución del carbón al mix energético a nivel global ha tocado techo

Desde el comienzo de la Revolución Industrial, el consumo del carbón en el mundo ha estado creciendo continuamente, salvo contadas excepciones, como el período entre las dos Guerras Mundiales o en la década de los 90 del siglo pasado, tras el colapso de la Unión Soviética. De hecho, en la primera

década de este siglo, el carbón proporcionó aproximadamente la mitad de la energía primaria adicional que el mundo consumió, o dicho de otra forma, el carbón añadió tanta energía al *mix* energético mundial como el petróleo, el gas, la nuclear y las renovables juntas. Esta tendencia ha cambiado radicalmente desde 2013, cuando la demanda de carbón se estanca, aunque los signos más claros se manifiestan en 2015. Así, por ejemplo, en 2015 el consumo de carbón en el mundo descendió respecto al año anterior, algo que no había ocurrido en el siglo XXI. Más inusual es el hecho de que en China, tras la primera caída del siglo en 2014, en 2015 de nuevo descendió el consumo de carbón. La última vez que la demanda de carbón en China había caído dos años consecutivos fue en 1981. Otro signo de que los tiempos están cambiando es que el volumen del comercio internacional de carbón en el mundo (la cantidad de carbón importado o exportado) descendió en 2015 por primera vez desde 1992. Todos estos cambios indican un importante cambio de tendencia, cuyas causas son numerosas —siendo China el factor clave—, como iremos mostrando en

¹ La publicación completa está disponible en http://www.iea.org/bookshop/735-Medium-Term_Coal_Market_Report_2016

este artículo, y con evidentes implicaciones en las emisiones de CO₂ provenientes del sector energético y, en particular, del sector eléctrico. De acuerdo a nuestros pronósticos, la contribución del carbón al *mix* energético continuará disminuyendo en los años venideros desde el actual 27.5%, que ya marca un descenso respecto al 28.9% registrado en 2011, máximo valor en este siglo. Igualmente, la contribución del carbón a la generación eléctrica continuará la disminución iniciada a partir de 2013, cuando alcanzó el 41.2%. Así pues, mientras la demanda de carbón en el mundo se situará en una especie de meseta, con años de escaso crecimiento o ligeros descensos, la contribución relativa del carbón tanto al *mix* energético como a la generación eléctrica irá disminuyendo en el futuro.

Pero el carbón no va a desaparecer mañana

El carbón es el combustible que más controversia despierta, con buenas razones para ello. Por un lado, su uso es un importante contribuyente a la contaminación ambiental en muchos lugares, especialmente cuando se hace de forma incontrolada y peor aún, cuando se utiliza carbón de mala calidad o mezclado con residuos o desechos; en algunas regiones, esto constituye un problema serio. Además, se trata del mayor contribuyente a las emisiones de CO₂ derivadas del sector de la energía. Con una mayor concienciación de los gobiernos y las sociedades sobre la gravedad del cambio climático y la necesidad de actuar, la presión contra el uso del carbón crecerá. En ese sentido, el mayor hito histórico que se ha visto hasta la fecha ha sido la firma (y vertiginosa ratificación) del Acuerdo de París sobre Cambio Climático.

Pero, por otro lado, no conviene olvidar que a día de hoy es el combustible más usado en

el mundo para generar electricidad, producir acero y fabricar cemento, tres componentes esenciales del bienestar moderno. No se vislumbra en un horizonte cercano una tecnología capaz de competir con el horno alto para la producción de acero a gran escala, actividad que consume más de 1000 millones de toneladas de carbón al año y en la que el coque de carbón es difícilmente sustituible. Incluso en generación eléctrica, para la que hay más alternativas y en la que se ha abierto un nuevo horizonte con la reciente –y sustancial- caída de los costes de generación a partir de renovables (especialmente la solar fotovoltaica y eólica), no es fácil prescindir del carbón por razones económicas y de seguridad y diversificación energética, entre otras. Como se apunta en la sección anterior, en la actualidad más del 40% de la electricidad mundial se genera a partir del carbón y, por tanto, la sustitución de tal volumen es un reto, con algunas especificidades añadidas en ciertos países.

El carbón se está mudando a Asia

Independientemente de las tendencias globales en el mercado del carbón y de la trayectoria particular de cada país, hay una tendencia regional que se viene produciendo de forma continuada y sostenida en el tiempo: la progresiva concentración del consumo de carbón en Asia. En el año 2000, aproximadamente un cuarto del carbón mundial se quemaba en Europa, otro cuarto en América del Norte y casi la mitad en Asia. Quince años más tarde, el paisaje ha cambiado radicalmente, y en estos momentos, aproximadamente un cuarto del carbón mundial se consume en Europa y América del Norte juntas, mientras que en Asia se consume casi tres cuartas partes.

Si nos centramos en Europa, donde su consumo tocó techo en la década de los 80 del siglo pasado, en muchos países el carbón,

o ha desaparecido completamente del *mix* de generación (Bélgica es el más reciente en la lista de los países europeos que, al cerrar su última planta carbón, genera su electricidad sin carbón), o su papel ya no es relevante. En el Reino Unido, por ejemplo, la combinación de la política ambiental de la Unión Europea (Directiva de Grandes Plantas de Combustión y Directiva de Emisiones Industriales) con políticas internas (una tasa de 18 libras por tonelada de CO₂ adicionales al coste del derecho de emisión procedente del Sistema de Comercio de Emisiones europeo), ha llevado al cierre de la mayoría de su parque en un período de cuatro años. Esta tendencia es común a muchos países europeos. Se pueden citar algunas excepciones, como Bulgaria, Grecia y la República Checa, en los que el carbón aún tiene una contribución relevante a la generación eléctrica, y especialmente Alemania y Polonia. En Alemania, el cierre paulatino de las centrales nucleares reforzará el papel del carbón en un *mix* en el que aún representa el 40% de la generación eléctrica, aproximadamente la mitad del cual procede de centrales alimentadas con lignito local, con las connotaciones sociales que ello deriva. En Polonia, donde el carbón representa más del 50% de la energía primaria y el 80% de la generación eléctrica, su sustitución supone un desafío aún mayor, especialmente considerando que se trata de carbón doméstico y que las reservas de gas en el país no son abundantes.

En Estados Unidos, donde el carbón consumido es doméstico y, en su mayoría, de muy bajo coste de extracción, las perspectivas para el carbón no son mucho mejores. No se espera un crecimiento significativo de la demanda eléctrica, lo que acompañado del crecimiento de las renovables, apoyadas por la extensión de las ventajas fiscales más allá de 2020 y la competencia de gas abundante y barato, limita con-

siderablemente el potencial del carbón. A pesar de todo, se espera que la caída en la demanda de carbón se modere sustancialmente en el período que cubre nuestro pronóstico (2017-2022): precios tan bajos del gas como ha habido recientemente no parecen sostenibles, por lo que el intenso cambio de carbón a gas en el despacho eléctrico producido en los últimos años se moderará y, de hecho, en 2017 se prevé una cierta recuperación en la demanda del carbón por los motivos apuntados.

Por el contrario, pronosticamos un aumento sensible de la demanda de carbón en India, a pesar de la apuesta inequívoca del gobierno por las renovables, en particular la solar fotovoltaica. Sin embargo, con una población joven de más de 1300 millones, una economía en crecimiento y un gobierno empeñado en llevar electricidad a los 240 millones de personas en el país que a día de hoy no tienen acceso a ella, la demanda eléctrica va a aumentar significativamente, reforzada también por el plan de infraestructuras que el gobierno va a lanzar, acompañado del programa "Fabrica en India" (*Make in India*), que pretende establecer una importante industria manufacturera en el país. Hay que hacer notar que los ambiciosos objetivos en materia de energía renovable del gobierno de India no son incompatibles con un sustancial aumento en la generación eléctrica a base de carbón. Si el objetivo de 100 GW de solar fotovoltaica para 2022, por ejemplo, se logra incluso en 2021, durante el horizonte de nuestro pronóstico, puede generar alrededor de 150 TWh, lo que representa menos del 10% de la generación eléctrica esperada para entonces, mientras que el crecimiento de la demanda eléctrica se espera que sea superior al 5% anual. Teniendo en cuenta que también se espera un aumento importante de la producción de acero, de hecho la India pasará a ser el segundo productor de

acero del mundo, sobrepasando a Japón, la demanda de carbón coquizable aumentará considerablemente.

Otra zona en la que prevemos un crecimiento importante en la demanda de carbón durante nuestro horizonte, y de hecho es la región de mayor crecimiento en términos porcentuales, es el Sudeste Asiático (la región ASEAN), en la que países como Vietnam, Indonesia, Filipinas, Malasia y Tailandia tienen en el carbón un componente básico de su generación eléctrica y en los que una parte importante del aumento de la demanda eléctrica será satisfecha con carbón.

Por lo tanto, de acuerdo con nuestras previsiones, el desplazamiento de la demanda de carbón a Asia va a continuar en los próximos años. Además, esta tendencia no sólo se refiere al consumo, sino que afecta también a la producción, el volumen de comercio internacional, la tecnología y la financiación: las instituciones financieras, empresas y fondos europeos y americanos están abandonando la financiación de minas y plantas de carbón, que están siendo financiadas crecientemente por bancos, empresas e instituciones asiáticas.

La década de oro del carbón en China terminó

Los años que van de 2000 a 2013 se caracterizaron por un gran crecimiento económico en China que, dependiendo mayoritariamente del carbón, provocó un crecimiento de su consumo del que no hay precedentes y del que se puede decir con certeza que no se repetirá en ningún otro país. En efecto, el consumo de carbón en China pasó de 1 289 millones de toneladas en 2000 a más de 4 000 mt en 2013, lo que representaba más de dos tercios de su suministro de energía primaria. Este "mila-

gro" económico estaba sustentado en tres patas: el propio desarrollo del pueblo chino, el crecimiento de la industria manufacturera orientada a la exportación y en un impresionante programa de infraestructuras. Es relevante señalar que aproximadamente un tercio del carbón consumido en China está asociado a las infraestructuras a través de la electricidad, acero, cemento y vidrio necesarios para su desarrollo. Desgranar las cifras del vertiginoso crecimiento del sector del carbón en China desafía al sentido común, ya que significa que, por ejemplo, durante trece años se añadió de promedio una capacidad de producción de carbón de más de 600.000 toneladas por año cada día. Más impresionante, si cabe, es señalar que durante más de una década China conectó a la red diariamente de promedio más de 200 MW de capacidad de generación eléctrica con carbón. Y cifras similares se podrían citar sobre el carbón transportado, el acero producido, los nuevos trabajadores incorporados a las minas, etc.

Como se ha dicho, esto no se repetirá en ningún país, incluyendo, por supuesto, China, donde el consumo de carbón se ha desacoplado del crecimiento económico debido fundamentalmente a tres factores. En primer lugar, las medidas para mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, que se vienen aplicando desde el comienzo del siglo, han ahorrado de la demanda energética el equivalente a más de 600 millones de toneladas de carbón en 2015. En segundo lugar, la política de diversificación del gobierno ha resultado en un gran desarrollo de la generación hidráulica (durante años China ha añadido más de 20GW anuales de capacidad hidráulica –equivalente a la adición de una presa de las Tres Gargantas cada año-, la energía eólica (un tercio de la capacidad eólica mundial se encuentra en China), la solar fotovoltaica y la energía nuclear (la mitad de las plantas nucleares

en construcción se encuentran en China). Todo este desarrollo ha limitado considerablemente la generación de electricidad a partir del carbón, que habría sido mucho mayor en ausencia de esta política gubernamental. Sin embargo, el mayor bocado a la demanda de carbón viene del cambio de modelo productivo que se viene produciendo desde hace algunos años, pero que a partir de 2013 se manifestó de forma drástica, con más peso de la industria ligera y los servicios y menos de la industria pesada (aluminio, acero, cemento) asociada al desarrollo de infraestructuras. El estancamiento del consumo eléctrico de estas industrias como de la producción de acero y cemento, los dos sectores industriales con mayor consumo de carbón, han puesto fin a la era de crecimiento en el uso del carbón en China.

Pero China ha experimentado, quizá como ningún otro país, la doble cara del carbón, que posibilitó el inimaginable desarrollo económico vivido sacando de la pobreza a millones, pero que también se está cobrando su factura, siendo la contaminación en estos momentos una de las mayores preocupaciones para el público y, por lo tanto, también una de las prioridades políticas. La contaminación ambiental es un problema complejo, en el que conclusiones simplistas tienden a ser erróneas. Es frecuente culpar al sector eléctrico de la contaminación atmosférica. Sin embargo, en una central eléctrica de carbón moderna las emisiones de contaminantes se pueden reducir significativamente, más del 90 ó 95% (más del 99% en el caso de las emisiones de partículas), a un coste razonable. Por el contrario, es mucho más difícil controlar las emisiones de las pequeñas calderas residenciales o industriales. En estas calderas pequeñas, muy contaminantes y difíciles de controlar, se consumen en China alrededor de 700 millones de toneladas al año, más

de lo que se consume en total en cualquier país del mundo exceptuando la India, lo que da idea de la dificultad de erradicarlas a corto plazo, a pesar de los esfuerzos del gobierno por mejorar la calidad del aire. En definitiva, siendo un asunto muy complejo, en el que la contribución del transporte, la construcción y la agricultura son asimismo relevantes, el carbón está en el centro del problema y ello tendrá sin duda repercusiones futuras, tanto en el volumen consumido como en la forma en que se usa.

El difícil pronóstico del comercio internacional

Desde hace algunos años, el mensaje que la AIE ha venido lanzando en relación al comercio internacional de carbón ha enfatizado la incertidumbre reinante sobre la evolución de las importaciones chinas. La evolución del mercado de carbón en China es un caso único que no tiene parangón en ningún país respecto a ningún combustible por razones bastante simples. En primer lugar, no serán muchos los países que sigan una trayectoria de crecimiento económico como el que ha conocido China en lo que llevamos de siglo, y menos aún en una economía tan dependiente del carbón, que aún representa más del 60% de la energía primaria, pero que llegó a superar los dos tercios hace sólo unos años. En el caso del comercio internacional, China, uno de los mayores exportadores de carbón a principios de siglo, se convirtió en 2009 en un importador neto, para convertirse dos años más tarde en el mayor importador del mundo. Pero del mismo modo que las importaciones subieron hasta 2013, en 2015 cayeron el 30% respecto a 2014, llevando a la ya apuntada primera contracción del comercio internacional de carbón desde 1992. Estos cambios súbitos en la trayectoria de los volúmenes importados, que frecuentemente vienen motivados por cam-

bios en las políticas públicas, son difíciles de prever, como lo es la magnitud de tales oscilaciones, dada la escala del consumo de carbón en China.

Algo similar, salvando las enormes y evidentes diferencias entre ambos países, se puede decir de la India. Es, como China, un país en el que el volumen de importaciones es grande respecto a los volúmenes mundiales, pero pequeño en comparación con el consumo y la producción domésticas. Por lo tanto, además de las inevitables incertidumbres sobre el futuro de la economía y la demanda de carbón, posibles cambios en las políticas públicas pueden alterar significativamente el balance entre producción doméstica e importaciones, con gran influencia en el comercio internacional. En el caso de la India, dicha incertidumbre está mucho más acotada. En primer lugar, por el propio tamaño del mercado, unas cuatro veces más pequeño que el chino. Además, el carbón en India generalmente tiene alto contenido de cenizas, lo que propicia que para las plantas que han apostado por calderas diseñadas para consumir carbón con bajas cenizas, las importaciones sean más convenientes. Otros preferirán mezclar carbones domésticos con importados para rebajar el porcentaje de cenizas del carbón doméstico. Finalmente, también debido a la calidad del carbón coquizable producido domésticamente, las importaciones de este tipo de carbones se espera sigan creciendo, impulsadas por la creciente producción de acero esperada en los próximos años.

Por lo tanto, el crecimiento económico y las políticas gubernamentales en China e India determinarán la evolución del comercio internacional en los próximos años, en el que, en el resto del mundo, se aprecian tres diferentes tendencias que, con un poco de simplificación, se puede decir que se compensan en el horizonte de nuestros

pronósticos (2021), si bien la cronología de aumentos y descensos no coincide. Por un lado, se espera una caída de las importaciones de Europa, a pesar de la caída en la producción doméstica, ya que la demanda disminuirá más que la producción. Sin embargo, dado el gran declive de las importaciones en el Reino Unido en 2015 y, sobre todo, en 2016, esta caída se suavizará en los próximos años. Se espera cierta estabilidad en las importaciones en el Norte de Asia (Japón, República de Corea y Taiwán), a pesar de que existe una importante capacidad de generación de carbón en construcción, ya que ésta mayormente reemplazará el cierre de plantas más antiguas. Además, la demanda eléctrica no se espera que crezca significativamente. El aumento de importaciones vendrá fundamentalmente de una serie de países en los que nuevas centrales de carbón actualmente en construcción requerirán carbón importado. Entre estos países se puede citar Vietnam, Malasia, Filipinas, Marruecos o Emiratos Árabes, entre otros.

Para finalizar este análisis, hay tres países que merece la pena seguir de cerca, a pesar de que de acuerdo con nuestros pronósticos, sus importaciones no aumentarán demasiado hasta 2021. Sin embargo, la dimensión de los proyectos de nuevas plantas de carbón que se han propuesto en ellos involucraría grandes volúmenes de carbón importado si se llevaran a cabo. Se trata de Egipto, Bangla Desh y Pakistán, con una población joven, que entre los tres suman ya 450 millones, pero que sigue creciendo, con un gran potencial de crecimiento económico y en los que el carbón se ha identificado como una posible solución a los graves problemas de escasez de generación eléctrica que asola estos países. La capacidad de los proyectos anunciados en estos tres países supera los 50 GW (cifra sólo válida como referencia, ya que algu-

nos proyectos se han abandonado y otros son redundantes) y consumirían principalmente carbón importado. Aunque tanto Bangla Desh como Pakistán tienen recursos domésticos —en el caso de Pakistán, que ya ha comenzado la construcción de nuevas plantas de carbón, cabe destacar el gigantesco yacimiento de Thar—, una buena parte de estas plantas consumirían carbón importado, la totalidad en caso de Egipto. En definitiva, estos tres países tienen el potencial de aumentar considerablemente en el volumen del comercio internacional de carbón térmico.

China y el precio del carbón

Otro de los mensajes recurrentes de la AIE a este respecto es la importancia de China en el mercado del carbón. Frases como “es imposible exagerar la importancia de China en el mercado del carbón” o “El carbón es China. China es el carbón” lo expresan claramente. Durante estos años hemos insistido especialmente en la influencia que el mercado chino tiene en los precios internacionales del carbón. Este pensamiento estaba bastante extendido entre los analistas energéticos, pero si alguna duda quedaba, los acontecimientos de 2016 la han despejado. En un momento de bajos precios de carbón y demanda cayendo en casi todas las regiones, el precio del carbón ha vivido un rally alcista completamente inesperado durante 2016, causado principalmente por los recortes a la producción impuestos en China, a través del refuerzo de la inspección y cierre de minas inseguras, y, especialmente, el recorte de los días de producción anual de 330 a 276. De esta forma, los precios del carbón térmico se duplicaron en 2016, cuadruplicándose los del carbón coquizable. China, como es bien sabido, consume alrededor de la mitad del carbón mundial y produce más del 45%. El tamaño del mercado doméstico chino supone

casi cuatro veces el volumen del comercio internacional de carbón. Y lo que es especialmente relevante, alrededor de 600 mt de carbón doméstico es transportado por barco desde los puertos del Norte hacia las regiones costeras, donde compite con más de 200 mt de toneladas procedentes principalmente de Australia e Indonesia. Los consumidores chinos pueden arbitrar entre carbón doméstico e importado y en ese gran arbitraje, los precios domésticos en China son fundamentales para fijar precios del comercio internacional. Independientemente de la evolución de la demanda futura en China, esta gran capacidad de arbitraje permanecerá por un tiempo, permaneciendo China como la clave en la fijación de precios de carbón a nivel global.

El reto de capturar y almacenar CO₂

La consecución de los objetivos climáticos perseguidos no resulta posible sin la utilización de la Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC), un conjunto de tecnologías que deberían, por tanto, recibir un impulso significativo. El Acuerdo de París sobre el Clima alcanzado durante la COP21 incorpora dos elementos de los que cabría esperar se derivara un importante impulso para el desarrollo del CAC. Por un lado, se refuerza la ambición respecto al cambio climático, acordando mantener el calentamiento global muy por debajo de 2°C, lo que, considerando la actual concentración de CO₂ en la atmósfera, parece un llamamiento inequívoco al desarrollo del CAC. Por otro lado, el ámbito de acción se extiende más allá de 2050 con el ambicioso objetivo de encontrar un equilibrio entre las fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero en la segunda mitad del siglo, lo que parece reforzar la necesidad del CAC. Sin embargo, han pasado quince meses desde la firma del Acuerdo de París y no hay signos

de progreso en la materia, más allá de los proyectos que se están materializando al haberse iniciado algún tiempo atrás. No se ve movimiento de los gobiernos para lanzar ninguna señal que haga posible el progreso del CAC y el compromiso de la industria, a

falta de dicha señal, tampoco se manifiesta. Sin CAC o, en su caso, el desarrollo de tecnologías que permitan un uso comercial del CO₂ una vez capturado, el carbón debe ser virtualmente eliminado del *mix* energético si se quieren lograr los objetivos de París.

De igual forma, mientras un sector eléctrico de bajo CO₂ sin CAC será más difícil de alcanzar (y más caro), reducir las emisiones de CO₂ procedentes de la industria al nivel requerido sin CAC es difícilmente imaginable a día de hoy. ■

Energy: Political Economy and Sustainable Development

Resumen y Conclusiones

El Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME) celebró el pasado 17 de noviembre una nueva edición de su tradicional Jornada anual de carácter internacional, bajo el título “Energy: political economy and sustainable development”, cuya organización ha contado con la colaboración del Real Instituto Elcano, así como con el patrocinio de Repsol. Al acto, que por quinto año consecutivo tuvo lugar en el Campus Repsol de Madrid, acudieron cerca de 400 asistentes.

La Sesión Inaugural contó con la presencia de Antonio Brufau, presidente de Repsol, Miguel Antoñanzas, vicepresidente de Enerclub, y Emilio Lamo de Espinosa, presidente del Real Instituto Elcano.

En la jornada se celebraron dos Mesas Redondas, en la que se abordaron dos de las cuestiones más relevantes en el ámbito energético internacional, como son, por un lado, las implicaciones que tienen los precios de las materias primas energéticas en las economías y las políticas y, por otro, las dimensiones de carácter económico, político, institucional y social de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), aprobados en septiembre de 2015 en Nueva York, con especial incidencia sobre aquellos objetivos en los que la energía juega un papel relevante.

La primera mesa, bajo título “The political economy of energy prices”, estuvo moderada por Paulina Beato Blanco, Secretaria del Consejo de Administración del Consejo Iberoamericano de Competitividad y Productividad. Y la segunda mesa, “Energy in the Sustainable Development Goals”, por Iliana Olivé Aldasoro, Analista Senior de Cooperación Internacional y Desarrollo del Real Instituto Elcano.

Como panelistas de las mesas se contó con expertos de alto nivel del sector energético de diversas organizaciones nacionales e internacionales como fueron, entre otras, el Instituto de Posgrado de Estudios Internacionales y de Desarrollo de la Universidad de Ginebra, Instituto Oxford de Estudios de la Energía, Consejo Mundial de la

Energía, Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa, Banco de Desarrollo de América Latina y la Agencia Internacional de la Energía. Además, contó con las intervenciones de representantes de las empresas miembro del CECME – Cepsa, Enagás, Endesa, Gas Natural Fenosa, Iberdrola, Repsol, Sedigas, Siemens, Unesa y Viesgo - quienes aportaron una visión empresarial y nacional a algunos de los aspectos objeto de debate.

Como viene siendo habitual, la jornada incluyó también una sesión plenaria y una sesión monográfica. Durante la sesión plenaria, con formato de diálogo-entrevista entre Arturo Gonzalo, presidente del CECME, y Claudia Cronenbold, vicepresidenta de la Región de Latinoamérica y Caribe del WEC, se debatieron sobre algunos de los aspectos más relevantes de la agenda energética global, como los relacionados con la gobernanza energética global, el acceso a la energía, la gestión de la incertidumbre, la internacionalización de empresas del sector, la retención del talento o la atracción de jóvenes profesionales a la industria energética. Además, compartieron con la audiencia las principales conclusiones del 23º Congreso Mundial de la Energía bajo el lema “Embracing New Frontiers”.

Por su parte, en la Sesión Monográfica, Marta Camacho, secretaria general del CECME, expuso las principales conclusiones del proyecto “World Energy Issues Monitor 2017”, que se ha consolidado como una herramienta estratégica para analizar y comparar, geográfica y temporalmente, los asuntos clave que definen la agenda energética nacional e internacional.

La jornada se clausuró a cargo de Rafael Estrella, vicepresidente del Real Instituto Elcano y Arturo Gonzalo, presidente del CECME, con las principales conclusiones desarrolladas a lo largo del día.

A continuación, se recogen algunas de los principales mensajes y conclusiones a las que se llegaron durante la Jornada de noviembre de 2016.

La gran transición a nivel mundial. Los escenarios del WEC

El mundo está experimentando una gran transición marcada por una combinación de varios factores, incluyendo:

- 1) el patrón demográfico global, en el que la población se ha duplicado en el periodo 1970 – 2015 y cuyo crecimiento será sustancialmente más lento en los próximos 45 años, aumentando alrededor de 40%;
- 2) la introducción acelerada de nuevas tecnologías, con una revolución digital imparable, que está llevando a nuevas formas de hacer negocios y a cambios sociales (empoderamiento del individuo);
- 3) la aparición de nuevos actores, con un incremento del peso de Asia en la economía global y en las políticas mundiales, como reflejo del crecimiento de su población, su capacidad productiva y la emergencia de una gran clase media urbana;
- 4) y la necesidad de buscar soluciones globales a temas que nos afectan a todos, con un foco particular en áreas como el cambio climático, la biodiversidad, o la deforestación.

En los próximos años esta transformación tiene el potencial de cambiar la forma en que producimos y consumimos la energía. Esto impactará en los modelos actuales y en los fundamentos económicos tanto de las naciones y estados como de las empresas, llevando a un nuevo balance a lo largo de los sectores y regiones con grandes efectos en la economía global.

Ante este contexto, el Consejo Mundial de la Energía ve dos caminos posibles hacia el futuro, que se diferencian entre sí principalmente en cómo de exitosos vamos a ser en

lograr alcanzar un modelo económico más sostenible. El camino del éxito nos lleva a su vez a dos escenarios posibles, uno basado en soluciones de mercado (denominado escenario *modern jazz*) y otro impulsado principalmente por los estados y sus políticas orientadas a la sostenibilidad (escenario *unfinished symphony*). En el segundo camino, el menos exitoso, no se logra una articulación productiva entre actores y nos lleva a una fragmentación impulsada por el deseo de seguridad energética y la búsqueda de soluciones locales (escenario *hard rock*).

Momento de gran incertidumbre

Nos encontramos en un momento de máxima incertidumbre sobre los escenarios por los que vamos a transitar.

El acelerado proceso de globalización o la revolución digital, están teniendo un gran impacto en todos los ámbitos, incluyendo el energético, y seguirán en aumento. Habrá muchos otros acontecimientos que difícilmente podemos prever que también marcarán los escenarios futuros.

El Acuerdo sobre Cambio Climático de París nos hacía pensar la ruta a seguir a nivel global se encontraba entre los dos primeros escenarios del WEC. Sin embargo, durante la última COP celebrada en Marrakech el pasado diciembre de 2016, se vivió una situación de espera e incertidumbre, marcada por el posible giro en la política energética de la nueva presidencia de los EE.UU con opiniones distintas sobre el cambio climático. La postura de este país respecto al Acuerdo podría dificultar la consecución de los objetivos establecidos.

A pesar de que hay consenso sobre la importancia de que haya una articulación global para alcanzar los objetivos de cambio climático y acceso de la energía a toda la población, se aprecian movimientos populistas en los que la población se decanta por un escenario *hard rock*, preocupados por satisfacer sus problemas individuales, y estimulando menos la conversación global.

Para poder afrontar estas incertidumbres, el acceso a la información y el conocimiento de primera mano de qué está ocurriendo en el contexto energético global siguiendo atenta-

Figura 1



Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía 17 de noviembre de 2016

mente el desarrollo de los acontecimientos, resulta fundamental. Solamente así, podremos definir las estrategias adecuadas para superar con solvencia los retos que se nos presentarán.

Principales mensajes del Congreso Mundial de la Energía 2016. Las nuevas realidades

Los principales mensajes del último Congreso Mundial de la Energía celebrado en Estambul el mes de octubre de 2016, se pueden resumir en los siguientes 7 puntos:

1) De un pico en la producción de petróleo a un pico en la demanda primaria de energía:

La realidad es que la demanda *per cápita* de energía llegará a su pico máximo antes del 2030. La reducción en la intensidad energética, soportada por los efectos de sustitución del *mix* energético primario, se incrementará a una tasa mayor que la tasa de incremento de la demanda de una clase media global creciente. Esto lleva a un cambio en la discusión del pico de petróleo al pico de la demanda, con un crecimiento anticipado que se limita a un aumento de 20% en los próximos 45 años. Esto tendrá consecuencias significativas para el crecimiento de las compañías energéticas, y se deberá incluir como un factor en las estrategias de inversión.

2) No hemos hecho suficiente para “descarbonizar” nuestras economías:

El mundo tendrá que acelerar la descarbonización del PIB global a una tasa de 6% anual para conseguir limitar el aumento de la temperatura global de la Tierra a 2°C. Esto implicará esfuerzos considerables, dado que con la tendencia actual podemos sobrepasar el presupuesto de carbono entre 2045 y 2055, aun haciendo

asunciones optimistas en términos de reducciones en la intensidad energética. Las Contribuciones Nacionales Determinadas (INDCs, por su siglas en inglés) acordadas en la COP21 proveen alrededor de un 1/3 del nivel de ambición requerido. Una transición global del transporte a soluciones bajas en carbono de forma rápida y exitosa presenta el obstáculo (o la oportunidad) más grande para alcanzar estas metas.

3) De activos varados a recursos varados:

Los cambios en la forma que producimos energía presentan un riesgo para los activos existentes y la posibilidad de que éstos se queden varados (sin usar). Pero poniendo la mirada en el futuro vemos una cantidad creciente de recursos primarios, particularmente de carbón, y posiblemente de petróleo, que no se usarán. Con el estancamiento potencial del crecimiento en el sector petrolero y con el carbón con probabilidades de ser un recurso poco relevante para el 2060, habrá un cambio en la discusión de los activos varados (predominantemente propiedad de las empresas) a recursos varados en el sector de carbón y petróleo (predominantemente propiedad de los Estados). Esto tiene el potencial de causar tensiones significativas al actual equilibrio económico y geopolítico global, y necesitará involucrarse al diálogo climático internacional de forma amplia.

4) Cambios en la resiliencia del sistema:

Hemos visto la cuadruplicación de los eventos climáticos extremos en los últimos 30 años, la creciente presión en el uso del agua para la producción de energía y crecientes niveles de amenazas cibernéticas. Todos estos riesgos en su conjunto están contribuyendo a una nueva realidad para el sector energético. Con una integración creciente de los sistemas, la resiliencia ya

no solo se trata de construir los sistemas de forma más fuerte. Cuando los sistemas interdependientes se caen, por eventos como los citados, el sistema como un todo está en riesgo de caer en un punto muerto. La capacidad de arranque desde éste, la autonomía de decisión descentralizada y el empoderamiento local se han convertido en conceptos clave de un acercamiento a la “resiliencia suave” opuesto al enfoque tradicional de “resiliencia fuerte” que busca únicamente construir los sistemas de forma más robusta. Operar en este nuevo ambiente requiere diferentes herramientas y enfoques para manejar el riesgo.

5) Nos encontramos más allá del punto de inflexión de una revolución tecnológica en el sector energético:

Los mercados energéticos están incrementando su complejidad, acelerados por una política energética fragmentada, el avance rápido de la innovación y los cambios en las expectativas de los consumidores. Las nuevas realidades están crecientemente caracterizadas por la producción con coste marginal cero, las bajas barreras de entrada, el mayor enfoque en la descentralización y empoderamiento local, la digitalización y mercantilización de la tecnología, las soluciones de pago más flexibles, inversores cada vez más activos y el servicio a consumidores emancipados.

6) El centro de gravedad de la energía se ha movido fuera de los países de la OCDE:

China, India y África definen la agenda energética del mañana y deberán tomar su respectivo lugar en la gobernanza mundial de la energía. El mundo está siendo testigo de una gobernanza más inclusiva con más herramientas de gestión que hace 5 años: Las Naciones Unidas han

Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

17 de noviembre de 2016

acordado que uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible sea en torno a la energía (el objetivo 7), la Conferencia de las Partes (COP) ha logrado un acuerdo en París, y organizaciones como la Agencia Internacional de Energía (AIE) se han acercado a nuevos jugadores clave en el sector energético, incluyendo China; el G20 ha incluido la seguridad energética en su agenda y la Reunión Ministerial de Energía Limpia (CEM por sus siglas en inglés) ha incluido países más allá del G20.

7) Se ha progresado, pero todavía tenemos 1.1 billones de personas sin acceso a la energía:

El reconocimiento de la energía como un objetivo de desarrollo sostenible por parte de las Naciones Unidas ha llevado a un enfoque adicional en las oportunidades de alto impacto, así como el rápido despliegue de las mejores soluciones tecnológicas. El reciente surgimiento de modelos de negocio disruptivos en las zonas rurales no interconectadas provee una oportunidad formidable para los lugares con mayores necesidades en África Sub-sahariana y en el Sur de Asia. El despliegue de estas soluciones definirá puntos clave de entrada a los mercados de mañana y son una gran contribución para evitar el crecimiento en las brechas existentes en equidad. La política climática y de comercio empoderada será muy importante para la transferencia de tecnología y servirá para evitar que los errores del pasado no se repitan. Se necesitan urgentemente políticas robustas y marcos institucionales para disminuir el riesgo, así como apoyar los emprendimientos para que puedan acceder a grandes inversores.

Una llamada a la acción

La "Gran Transición" es imparable y requiere una respuesta global que se construya en tor-

no a los tres principios del "Trilema Energético", que son la seguridad energética, la equidad energética y la sostenibilidad ambiental. Una transformación energética exitosa implica la colaboración política y económica a nivel global en una escala sin precedentes. Los líderes y la sociedad necesitan afrontar estas nuevas realidades y trabajar por la innovación continua y simultáneamente mantener marcos de inversión estables.

Se necesitarán enfoques novedosos para poder mantener el balance de las tres dimensiones del Trilema Energético. Los gobiernos, líderes empresariales, inversores, y la sociedad van a tener que encontrar nuevas formas de evitar caminos sin salida, permitiendo la toma de decisiones que lleven a una infraestructura energética integrada, efectiva y eficiente. Las soluciones de planificación urbana innovadoras, las respuestas adecuadas con un enfoque de resiliencia, así como las políticas habilitadoras y marcos de comercio serán elementos necesarios para hacer frente a la "Gran Transición". Las soluciones no solo vendrán del sector energético, pero éste tiene una oportunidad histórica para asumir el liderazgo y permitir una revolución industrial más amplia. Adaptarse a estas nuevas realidades requiere de un esfuerzo masivo y nuestra habilidad para responder definirá a los ganadores y perdedores.

Los precios de la energía muestran el claro vínculo entre economía y política

La economía política de la energía analiza las interacciones entre los vectores políticos y económicos. Se pueden encontrar ejemplos de esta interacción tanto en ámbito eléctrico como en el de los hidrocarburos.

En el caso de los **precios de los hidrocarburos**, éstos tienen claras implicaciones económicas y políticas, tanto para los pro-

ductores como para los consumidores. La sociedad es más consciente de este vínculo tras contemplar una caída de los precios del crudo de alrededor del 60% en los últimos años. Este entorno de precios ha supuesto una serie de consecuencias en la economía global.

Por el lado de los **productores**, la caída de precios de los hidrocarburos ha tenido un impacto que depende de la situación de partida de cada país. En general, el contexto de bajos precios ha deteriorado sus economías y tensionado el contrato social implícito en muchos de ellos, según el cual la participación en las rentas por parte de la población otorgaba una legitimación económica que reducía la necesidad de concesiones políticas. En particular, los países emergentes y los países de la OPEP, que habían utilizado los recursos procedentes del petróleo para aumentar sus inversiones públicas, se han visto obligados a aplicar políticas de austeridad que han tenido como consecuencia ralentizar su crecimiento económico y, en algunos casos, el afloramiento de conflictos sociales.

Es muy importante que se siga muy de cerca como estas economías se están ajustando al marco de bajos precios. En algunos casos, como Arabia Saudí, están introduciendo reformas de los precios de la energía e incluso, con vistas al largo plazo, están diseñando una estrategia para diversificar su economía.

El contrato social ha demostrado ser flexible pero no tanto como para que se pueda hacer cualquier cosa. Un aspecto importante cuando suben los precios para el consumidor es la introducción al mismo tiempo de esquemas de compensación, especialmente donde los ingresos son más bajos. Es necesario que los acuerdos que se tomen sean validados y aprobados por la sociedad, por lo que es fundamental una comunicación y divulgación más activa.

Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía 17 de noviembre de 2016

En países que cuentan con industrias muy intensivas energéticamente, como en la región del Golfo Pérsico, es importante que también se tenga en cuenta la política industrial, ya que su competitividad depende en gran medida de los bajos precios de la energía.

Fuera de este ámbito, probablemente, la consecuencia más preocupante de los bajos precios del petróleo es que en el propio sector se ha producido una gran reducción en las inversiones de exploración y producción durante dos años seguidos (2015 y 2016), por falta de incentivos o confianza para invertir. Es la primera vez que esto ocurre y, según la Agencia Internacional de la Energía, en caso de mantenerse esta tendencia, podría haber consecuencias graves en el equilibrio producción/consumo a medio plazo. En el caso concreto de EEUU, los bajos precios que han supuesto un descenso espectacular de la inversión en infraestructuras de petróleo y gas durante el año 2015, ha conllevado un retroceso de un 0,5 % de PIB.

En lo que respecta a los **consumidores**, los precios también afectan a los equilibrios políticos: los precios altos requieren en muchos casos subsidios insostenibles fiscalmente; los precios bajos estimulan la economía, por ejemplo, aumentando la venta de carburantes y de vehículos y ofrecen una ventana de oportunidad para reducir los subsidios en aquellos países donde están presentes.

En el caso concreto de España, el descenso en el precio del crudo ha contribuido en el aumento del PIB de 2015 entre 0,5 puntos y 0,8 puntos, generando además un ahorro en la factura energética de 10.000 millones de euros a nivel nacional.

También encontramos ejemplos de esta interacción entre política y economía en el **ámbito de la electricidad**. Por ejemplo, muchos economistas coinciden en reconocer que el

sistema más eficiente para reducir las emisiones de CO₂ es la imposición de un canon a los emisores, ya sea en forma de impuesto o de un precio a los permisos de emisión. En algunos países, para evitar el coste político que podría suponer la imposición de un impuesto, se deciden subvencionar fuentes energéticas menos emisoras como las renovables, introduciendo en el recibo elementos que no están directamente relacionados con el suministro y que llevan a un incremento del precio final de venta al consumidor. La introducción de energías renovables, por otro lado, tiene como efecto la bajada de los precios de la electricidad en el mercado. Es fundamental, por tanto, que cualquier política pública que se vaya a implementar vaya acompañada de un análisis de impacto previo.

Uno de los principios de la economía política de los precios energéticos es que, en presencia de volatilidad, la competencia por las rentas energéticas se intensifica entre los actores políticos. Los cambios en los precios crean ganadores y perdedores a nivel nacional e internacional, alterando los equilibrios de economía política nacional y la geopolítica regional. La ausencia de mecanismos que mitiguen la volatilidad de los precios de los hidrocarburos es, sin duda, uno de los mayores puntos débiles de una gobernanza energética global, que cada vez parece más superada por los acontecimientos geopolíticos y tecnológicos.

Independientemente de si se produce un acuerdo en el seno de la OPEP o no, las dinámicas de la organización se han hecho más difíciles. Actualmente, contamos con un nuevo contexto donde conviven el modelo de la OPEP, más planificado y político, y el modelo americano, con miles de empresas que actúan bajo las reglas puras del mercado. A priori, se podría pensar que estos dos modelos podrían actuar como estabilizador de los precios, pero hay suficientes matices para

pensar que esto no vaya a pasar. De lo que no hay duda es que los factores geopolíticos van a tener un papel cada vez más creciente en la industria energética en el futuro.

World Energy Issues Monitor 2017

El proyecto "World Energy Issues Monitor" se ha consolidado, tanto en el WEC como en el CECME, como la herramienta estratégica que analiza y compara, geográfica y temporalmente, los asuntos clave que definen la agenda energética nacional e internacional.

Este año se ha constatado como existe un consenso general en todas las áreas geográficas y sectores acerca de determinadas cuestiones cruciales que marcan el debate energético global en la actualidad, como son la eficiencia energética y el precio de los *commodities*. Sin embargo, existe un componente geográfico que influye en la percepción de casuística de cada región y define el grado de impacto e incertidumbre que presentan éstos para los líderes del sector.

Así, en 2017, para los líderes energéticos en España (país en el que se realiza esta encuesta por cuarto año consecutivo) las prioridades se encuentran alineadas con sus pares europeos, destacando el desarrollo de renovables, eficiencia energética o cohesión europea entre otros.

Los precios de la energía suponen la temática con mayor impacto y mayor incertidumbre a nivel nacional, en línea con los resultados en Europa y el resto del mundo. Entre otros aspectos, el aumento de precios de la energía eléctrica, la volatilidad en los precios del petróleo, y la ralentización de la demanda energética mundial están teniendo una influencia importante en este ámbito.

Otro de los temas considerados de gran incertidumbre están relacionados con la

Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

17 de noviembre de 2016

cohesión europea, causado principalmente por los resultados del Brexit y los diferentes movimientos sociales surgidos recientemente, en un año en el que se van a producir elecciones generales en algunos de los más relevantes Estados miembros de la UE.

Los aspectos de carácter geopolítico tienen también una importante influencia en los resultados del *Issues Monitor* para nuestro país. En este sentido, aspectos como la integración regional o las políticas norteamericanas destacan por su gran incertidumbre.

Como aspectos que necesitan ponerse en marcha (alto impacto y baja incertidumbre) cabe mencionar el cambio climático, el desarrollo de energías renovables y la eficiencia energética, ya comentados.

En relación con años anteriores, temáticas como las ciudades sostenibles, los diseños del mercado o el almacenamiento eléctrico se han trasladado a la zona de mayor impacto y mayor incertidumbre. Otros temas como los recursos no convencionales, en cambio, han visto este año reducir ambas dimensiones.

El importante papel de la energía en los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los nuevos objetivos de desarrollo sostenible (conocidos como ODS) fueron lanzados en la Asamblea General de Naciones Unidas en septiembre de 2015. Sin lugar a dudas, suponen un gran hito en la agenda de desarrollo global, ya que son el marco de los procesos

y estrategias internacionales en este ámbito para los próximos quince años.

Los ODS reemplazan los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), aprobados a principios de los años 2000, y que estuvieron acompañados de un consenso mundial sin precedentes sobre los objetivos específicos de ayuda al desarrollo. En concreto, los ODM tuvieron un enfoque particular de desarrollo humano y social, con un fuerte énfasis en aliviar la pobreza y las necesidades básicas (educación, salud).

Con los nuevos ODS, se produce una confluencia de la agenda del desarrollo con la de sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático. Además, los nuevos objetivos reconocen el carácter multidisciplinar del de-

Figura 2



Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

17 de noviembre de 2016

sarrollo con objetivos sociales pero también muchas más dimensiones, como las económicas, políticas e institucionales. Proponen pues un salto desde la ayuda al desarrollo a políticas comerciales, financieras, productivas o energéticas nacionales e internacionales.

Se podría considerar que los ODM eran más "aspiracionales" y los ODS más concretos. Se componen de 17 objetivos, 169 metas y una serie de posibles indicadores de seguimiento, buscando una mayor precisión y posibilidad de cuantificar los avances.

Estos nuevos y variados objetivos reconocen la complejidad de los procesos del desarrollo y la necesidad de nuevos agentes. Así, los ODS amplían el número y la variedad de los actores que forman parte activa de la agenda,

desde los gobiernos nacionales - donantes tradicionales, organizaciones de la sociedad civil - hasta empresas internacionales y locales, o centros de investigación. Además, las políticas públicas y privadas involucradas van mucho más allá de la cooperación internacional.

En esta visión más audaz del desarrollo y la gobernanza mundial, la energía gana un perfil importante, teniendo muy en cuenta su papel en los procesos y estrategias de desarrollo - algo que los ODM no hicieron. En concreto, el objetivo 7 busca garantizar el acceso a una energía accesible, fiable, sostenible y moderna para todos, con un mandato claro para las actividades de cooperación al desarrollo (objetivo 7a), pero también para las políticas de infraestructura, tecnológicas y energéticas (objetivo 7b).

Por otra parte, como resultado de la fusión por un lado, de las agendas de desarrollo y sostenibilidad y, por otro, de las interconexiones entre objetivos y metas de diferentes dimensiones, varias de estas metas afectan la dimensión energética. Este sería el caso, por ejemplo, de las metas de producción y consumo responsables (12), ciudades sostenibles (11), acción por el clima (13), e industria, innovación e infraestructuras (9).

La energía es uno de los aspectos más horizontales de los ODS y su papel es imprescindible para alcanzarlos. En los últimos años se ha mejorado mucho el acceso a la energía, pero actualmente, al menos 1.100 millones de personas viven sin electricidad y 2.700 millones carecen de acceso a una energía segura y moderna para cocinar. Por

Figura 3



Jornada del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía 17 de noviembre de 2016

ello, garantizar un acceso a fuentes de energía fiables, asequibles, económicamente viables y aceptables tanto social como ambientalmente, es una prioridad fundamental para el crecimiento económico y el desarrollo sostenible.

La energía en el ámbito de los ODS equivale, entre otros, al acceso a agua potable, la conservación de los alimentos, el transporte, la asistencia sanitaria, el saneamiento o las comunicaciones. Las empresas energéticas tienen no solamente mucho que decir, sino también mucho que aportar en la consecución de estos objetivos. La involucración del sector privado es clave para cumplir con la agenda, siendo muy importante que comparta su conocimiento y buenas prácticas para facilitar el camino.

En vista del crecimiento esperado de la población mundial, y con ello de la demanda global de energía, ninguna fuente energética es prescindible. Cada uno de los recursos energéticos presenta oportunidades y limitaciones, que pueden ser diferentes dependiendo de las circunstancias locales. Por lo tanto, todas las opciones energéticas deben permanecer abiertas para dar cabida a la

amplia variedad de circunstancias nacionales y regionales.

Dado que el sector energético es el principal responsable del cambio climático (es responsable de dos tercios de las emisiones de gases efecto invernadero), debe ser también el principal vector de solución. Así pues, es necesario que se haga un esfuerzo por transformar el *mix* energético de forma progresiva y responsable hacia un *mix* menos emisor, haciendo más eficientes y sostenibles todas las clases de energía a través del desarrollo tecnológico y la innovación.

Este compromiso de fomentar la sostenibilidad de todas las formas de energía debería convertirse en uno de los principales vectores de colaboración público-privados. Fruto de esta colaboración, y a través de medidas efectivas como los incentivos a la I+D+i, surgirán posibilidades para abaratar tecnologías que permitirán alcanzar un escenario de emisiones netas cero sin comprometer el crecimiento económico.

Otro factor clave para poder combatir el gran problema de falta de acceso a la energía es la necesaria interacción regional y la importancia

de alcanzar acuerdos globales que incentiven las inversiones, con marcos regulatorios estables que permitan que sean rentables a largo plazo, así como el relevante papel de organismos e instituciones internacionales, como “enroladores” de los distintos actores para conseguirlo.

Una de las aristas para conseguir los objetivos es el acceso a la financiación. En este sentido resulta imprescindible encontrar nuevas posibilidades de trabajar de forma conjunta, siendo creativos y buscando nuevos mecanismos de financiación. Ello supone, por ejemplo, una oportunidad para que los bancos de desarrollo trabajen con el sector privado de forma coordinada y con enfoques innovadores. Además, es fundamental unir el interés de los que hacen las inversiones y los que se benefician de ellas (la sociedad).

Es necesario, por otro lado, disponer de estadísticas de calidad ya que “lo que no se puede medir no se puede mejorar”. Tampoco hay que olvidar que el modelo energético está cambiando, por lo que quizás hay que encontrar indicadores diferentes de los tradicionales. Además, la información disponible debe tener continuidad y ser comparable entre países o regiones. ■



Gestión de fuentes de energía variable y distribuida

Una nueva era para la red

Centro para Soluciones de Energía de Deloitte

La progresiva transformación del sector eléctrico ha dado lugar a una oleada de fuentes de energía variable (*VER – Variable Energy Resources*) y distribuida (*DER – Distributed Energy Resources*) en las redes eléctricas de EE.UU. y de todo el mundo. Entre 2010 y 2015, la potencia instalada de energía eólica y solar en EE.UU. se disparó al 85% y 1.169%, respectivamente¹. Y, a día de hoy, recursos tales como el almacenamiento en batería, los sistemas domésticos de gestión energética y los vehículos eléctricos están preparados para experimentar un gran crecimiento. Los factores que impulsan la transformación total del sector energético parecen coincidir con los que propician esta marea de nuevos recursos: las iniciativas para reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes del suministro eléctrico; la implantación de tecnologías de rápido desarrollo a medida que se reducen sus costes; y la respuesta a las cambiantes necesidades y expectativas de los consumidores.

El uso de fuentes de energía variable y distribuida en EE.UU. experimentó una gran aceleración entre 2008 y 2015, con un repunte de la energía eólica a gran escala en zonas sometidas a vientos frecuentes, como la zona central del país (*Midcontinent*). Posteriormente, cobró cada vez más impulso con las plantas solares a escala de red en el oeste y el suroeste, y actualmente se extiende rápidamente por la cadena de valor de la energía eléctrica, ya que las redes se están descentralizando gradualmente en muchas regiones y albergan una cantidad y variedad cada vez mayor de fuentes de energía distribuida².

Las energías eólica y solar son fuentes de energía variable, denominadas “no gestionables”, dado que la energía producida en ambos casos depende de las condiciones meteorológicas. A pesar de los numerosos beneficios que aportan, la integración de estos recursos puede suponer un reto para los operadores de las redes, responsables

de garantizar que la generación y la carga se mantengan en constante equilibrio y que la calidad de la energía no se vea comprometida. Afortunadamente, existe una gran variedad de soluciones en constante aumento para gestionar la variabilidad solar y del viento, entre las que se incluye el potencial cada vez más prometedor de las fuentes de energía distribuida gestionables, como el almacenamiento de energía, la respuesta a la demanda y las fuentes de generación distribuida (no variables) como pilas de combustible, turbinas de gas natural y sistemas de cogeneración de calor y electricidad (CHP).

Independientemente del nivel en el que se encuentren las fuentes variables no gestionables, en el de transporte o el de distribución, la capacidad del sector para integrarlas evoluciona con rapidez. Aquellos que consideran limitado su potencial por ser difíciles o costosas de integrar pueden estar subestimando la capacidad de innovar que tienen los sis-

¹ Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC), Global Wind 2015 Report 2015, p. 73. <http://www.gwec.net/> y página web de la Asociación de Industrias de Energía Solar (SEIA), GTM Research y SEIA, “U.S. Solar PV Installations, 2000-2015,” <http://www.seia.org/news/us-solar-market-sets-new-record-installing-73-gw-solar-pv-2015>, acceso: octubre 2016.

² Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), Electricity Data Browser, Table 1.1a: Net generation by renewable sources, total all sectors <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/>, acceso: octubre 2016.

temas y mercados eléctricos. Hasta la fecha, las empresas suministradoras y los operadores de redes de algunas regiones de EE.UU. han integrado satisfactoriamente los niveles anuales de penetración de fuentes de energía variables hasta el 30%, generando 13 estados más del 10% de su energía a partir de fuentes de energía variables en 2015, ocho estados por encima del 15%, y tres más del 20%³. Los niveles de penetración a corto plazo o "instantánea" de fuentes de energía variables (durante varias horas cada vez) han superado el 50% e incluso han alcanzado el 60% en algunas áreas, manteniendo un alto estándar de fiabilidad⁴. Y algunos países europeos han alcanzado niveles incluso superiores. Generalmente, los costes no han sido prohibitivos en los Estados Unidos; el Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) ha estimado la integración de sus primeros 10.000 megavatios (MW) de capacidad eólica a aproximadamente 0,5 dólares por megavatio/hora (MWh) de generación⁵. Los pronósticos iniciales que instaban a desarrollar nuevas centrales con bastante capacidad para respaldar a las fuentes variables como la energía eólica y solar tampoco se están cumpliendo, ya que la industria innova y moderniza la red para aumentar su capacidad de respuesta y su flexibilidad.

¿Cómo están gestionando los operadores de las redes la entrada cada vez mayor de fuentes de energía variables? Recurriendo a una gran variedad de soluciones como ampliar las líneas de transporte, aprovechar las fuentes de generación centralizadas y gestionables y las fuentes de generación distribuida, y utilizar sistemas de almacenamiento de energía. El presente estudio se centra en la

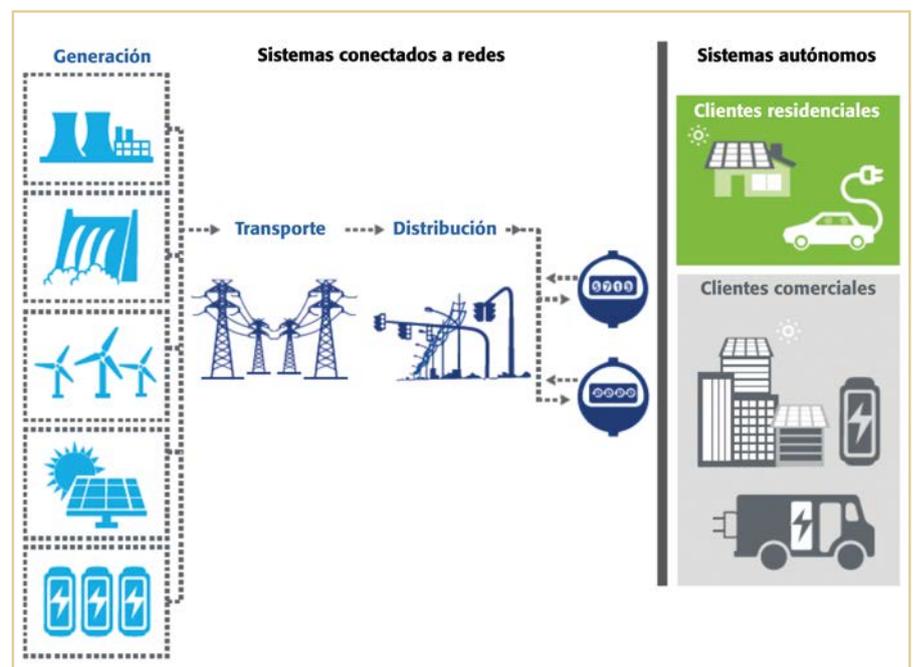
trayectoria de crecimiento de las fuentes de energía variable en determinados estados de EE.UU. y países que tienen las tasas más altas de penetración actuales o previstas de estos recursos, así como en los beneficios y retos que estos plantean a los operadores.

Explora asimismo la amplia variedad de soluciones que se están aplicando en todas las regiones con penetración de fuentes de energía variables alta o en rápido aumento, y plantea cómo las fuentes de energía distribuida gestionables pueden desempeñar un papel cada vez más importante en estas soluciones.

El estudio concluye que construir nuevos activos de generación o transporte no es la

única solución para integrar las fuentes de energía variables, y que puede no ser la más rentable. Puede encontrarse más potencial en el rediseño y la expansión de los mercados, la mayor coordinación entre regiones y, sobre todo, en el aprovechamiento del gran potencial, y con frecuencia infrutilizado, de las fuentes de energía distribuida. Una creciente legión de recursos de generación de energía o de reducción de carga reside en el sistema de distribución, a menudo sistemas autónomos (*behind the meter*), y continuamente se están desarrollando nuevas herramientas y diseños de mercado para ayudar a las empresas de suministros a sacarles partido. En muchos casos, será necesario invertir en la modernización de la red

Figura 1. Las fuentes de energía pueden estar ubicadas como sistemas autónomos o como sistemas conectados a la red



³ GlobalData, GlobalData Power Service, Análisis de países, <http://power.globaldata.com/>, acceso: octubre de 2016.

⁴ Jurgen Weiss, PhD y Bruce Tsuchida, Integrating renewable energy into the electricity grid – Case studies showing how system operators are maintaining reliability, The Brattle Group, preparado para el Instituto de Economía de Energía Avanzada, junio de 2015, p. 5. <http://info.aee.net/integrating-renewable-energy-into-the-electricity-grid>, acceso: octubre de 2016.

⁵ *Ibíd.*, p. 4, y fuente original – Milligan et al., Review and Status of Wind Integration and Transmission in the United States: Key issues and lessons learned, Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), marzo de 2015, p. 25. <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/61911.pdf>

para hacer posible una mayor utilización de las fuentes de energía distribuida. A medida que las empresas de suministros añaden a la red tecnologías de detección inteligente, comunicaciones y control, el sistema obtiene la flexibilidad necesaria para incorporar fuentes de energía distribuida tanto desde el punto de vista operativo como económico, y esto, a su vez, puede permitir una integración de las fuentes de energía variables más sencilla.

¿Qué son las fuentes de energía variable y qué áreas presentan la mayor penetración?

Estados Unidos

Las fuentes de energía variable son fuentes cuya potencia puede ser difícil de predecir, debido a que están sujetas a nubosidad, tormentas y otras influencias climatológicas, así como al momento del día. Las energías eólica y solar entran dentro de esta categoría y, por tanto, se consideran no gestionables*. Otros recursos renovables, como las centrales geotérmicas e hidroeléctricas, pueden tener una potencia que varía según la estación y con fenómenos climáticos o geológicos a más largo plazo, pero son mucho menos susceptibles a la volatilidad de potencia intradía y se consideran gestionables.

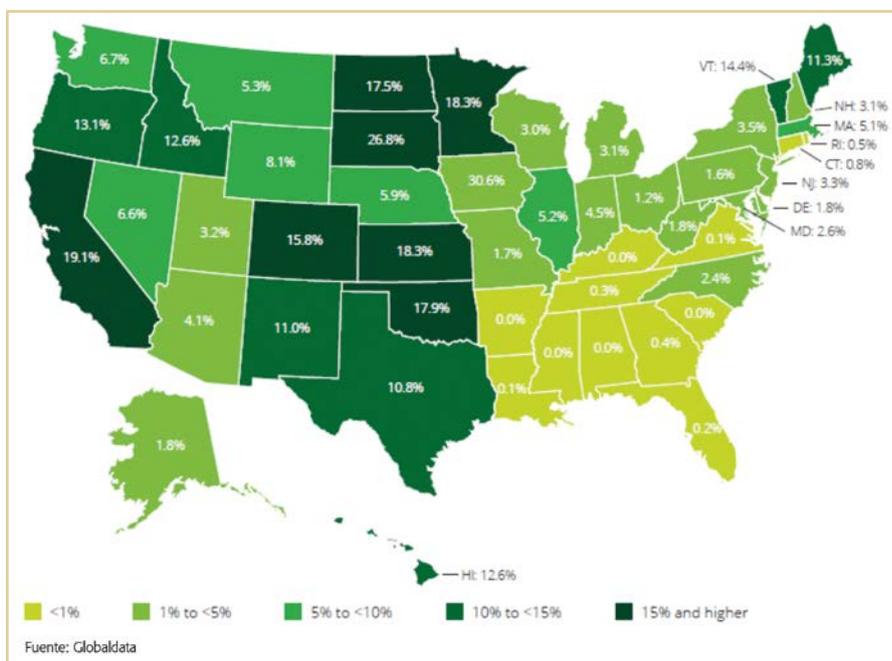
Los parques eólicos y las instalaciones solares se pueden ubicar en los niveles de transporte o distribución, ya sea como sistemas autónomos (*behind the meter*) o como sistemas conectados a la red (*in front of the meter*), aunque los sistemas autónomos de energía eólica son menos comunes (ver diagrama en la figura 1).

Figura 2. Primeros diez estados de EE.UU. en generación de fuentes de energía variable, 2015-2030 (porcentaje de electricidad generada anualmente)

Estado	Eólica 2015	Solar 2015	Fuentes de energía variable (eólica + solar) 2015	Previsión de fuentes de energía variable (eólica + solar) 2020	Previsión de fuentes de energía variable (eólica + solar) 2025	Previsión de fuentes de energía variable (eólica + solar) 2030
Iowa	30.6%	0.1%	30.6%	36.3%	37.9%	40.6%
South Dakota	26.8%	0.0%	26.8%	38.6%	50.8%	64.5%
California	8.5%	10.6%	19.1%	33.0%	44.4%	52.0%
Minnesota	18.1%	0.2%	18.3%	27.2%	30.5%	34.7%
Kansas	18.3%	0.0%	18.3%	26.4%	30.9%	37.8%
Oklahoma	17.9%	0.0%	17.9%	25.7%	27.7%	32.4%
North Dakota	17.5%	0.0%	17.5%	25.0%	26.7%	29.5%
Colorado	14.1%	1.7%	15.8%	21.8%	24.8%	29.4%
Vermont	6.5%	7.9%	14.4%	26.2%	35.9%	42.7%
Oregon	12.8%	0.2%	13.1%	13.7%	16.7%	20.0%
US Total	4.9%	1.1%	5.9%	10.9%	14.6%	18.7%

Nota: Incluye la energía solar térmica y fotovoltaica a gran escala y la energía solar fotovoltaica distribuida. Las cifras totales pueden contener errores debido al redondeo.
Fuente: GlobalData

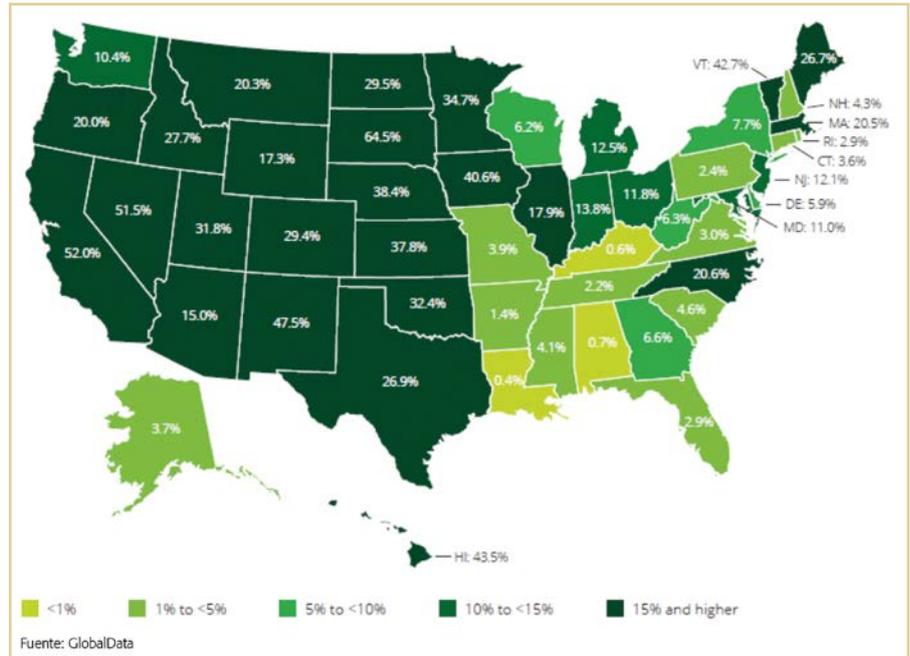
Figura 3. Penetración de fuentes de energía variables en EE.UU., 2015



* Las fuentes de energía gestionables son aquellas que pueden ser activadas o desactivadas por las empresas de suministros y los operadores de redes en un lapso de tiempo relativamente corto. Esto puede significar intervalos de tiempo entre unos segundos y un par de horas. Por el contrario, no gestionables se refiere a todo lo demás. Esto incluye todas las actuales centrales de energía nuclear; la mayoría de las centrales eléctricas de carbón y las centrales hidroeléctricas de filo de agua. También incluye las fuentes de energía intermitentes, como la energía eólica, la solar fotovoltaica y la energía mareomotriz. Estas fuentes de energía no son fiables a la hora de satisfacer la demanda en un corto espacio de tiempo, por lo que no son gestionables. Fuente: Vision of Earth, Electricity Grid Key terms and definitions. <https://www.visionofearth.org/industry/electricity-grid-key-terms-and-definitions/#Non-Dispatchable>

Entre 2006 y 2015, el porcentaje anual de generación de electricidad en EE.UU. a partir de energía eólica y solar combinadas aumentó del 0,8% en 2006 a casi el 6% en 2015⁶. Sin embargo, algunos estados presentaron porcentajes de generación total de fuentes de energía variables mucho más altos, como por ejemplo Iowa, con casi el 31%, procedente prácticamente en su totalidad de la generación de energía eólica. Los diez estados de EE.UU. con el porcentaje más alto de electricidad generada anualmente por energía eólica y solar en 2015 se muestran en la figura 2, junto con los porcentajes previstos de fuentes de energía variables para 2020, 2025 y 2030. El mapa de la figura 3 muestra el porcentaje de fuentes de energía variables en la generación total de electricidad en 2015 para los 50 estados, y la figura 4 representa las previsiones de penetración de fuentes de energía variables para 2030.

Figura 4. Penetración de fuentes de energía variables prevista en EE.UU. en 2030



Global

En la figura 5 se muestran los primeros diez países del mundo con mayor porcentaje de fuentes de energía variables en la producción eléctrica anual, con Dinamarca y Portugal a la cabeza, con un 44% y un 26%, respectivamente. Tanto dentro como fuera de EE.UU., las regiones que se mencionan habitualmente en los análisis sobre esta materia no son siempre aquellas con la penetración de fuentes de energía variables más alta. Normalmente se destacan los retos y soluciones de integración de fuentes de energía variables en Alemania, mientras que los análisis en EE.UU. suelen centrarse en California (nº 3), en Hawái (nº 12), Texas (nº 15) y Nueva York (nº 25). Estas regiones son importantes o bien por tener un rápido crecimiento de la

Figura 5. Primeros diez países en generación de energía variable, 2015-2030 (porcentaje de electricidad generada anualmente)

País	Eólica 2015	Solar 2015	Fuentes de energía variable (eólica + solar) 2015	Previsión (eólica + solar) 2020	Previsión (eólica + solar) 2025	Previsión (eólica + solar) 2030
Denmark	42.2%	1.7%	43.9%	51.7%	56.1%	60.8%
Portugal	24.1%	1.6%	25.8%	31.1%	31.8%	31.6%
Spain	17.9%	4.9%	22.8%	22.8%	23.1%	23.8%
Germany	14.8%	6.5%	21.2%	28.6%	35.3%	41.3%
UK	12.8%	2.4%	15.1%	21.7%	28.6%	31.8%
Italy	5.4%	8.2%	13.6%	16.1%	17.5%	18.5%
Australia	4.1%	2.3%	6.3%	11.3%	15.3%	16.3%
US	4.9%	1.1%	5.9%	10.9%	14.6%	18.7%
France	3.9%	1.4%	5.2%	8.9%	12.5%	14.9%
Canada	4.6%	0.5%	5.1%	7.7%	9.4%	10.3%

Nota: Incluye la energía solar térmica y fotovoltaica a gran escala y la energía solar fotovoltaica distribuida; la energía eólica incluye la eólica terrestre y la marina. Las cifras totales pueden contener errores debido al redondeo.

Fuente: GlobalData

⁶ GlobalData

tasa de penetración de fuentes de energía variables, o bien por tener objetivos ambiciosos para el aumento de estas fuentes de energía, como en el caso de Hawái, que incrementó los objetivos establecidos en su Normativa sobre la Cartera de Energías Renovables (*Renewable Portfolio Standard* o RPS) en 2015 hasta un 100% para 2045. Estas áreas pueden ser también países o estados en los que una gran parte de las fuentes de energía variables existentes o previstas residen en el sistema de distribución, como por ejemplo Alemania o Nueva York (donde se está planificando), lo cual puede aumentar la complejidad que supone integrar estos recursos. En algunos de los estados y países que lideran las listas, como Iowa, las Dakotas o Portugal, las fuentes de energía variable actualmente se ubican en gran medida en el sistema de transporte, en el que se están integrando con éxito grandes volúmenes de fuentes de energía variables gracias al uso de algunas herramientas mencionadas en este informe.

¿Qué son las fuentes de energía distribuida y cómo afectan a la red eléctrica?

Las fuentes de energía distribuida son todas aquellas fuentes de energía que están conectadas a la red en el nivel de la distribución. Esto abarca muchos tipos de recursos y tecnologías, que pueden basarse en sistemas autónomos o en sistemas conectados directamente a redes eléctricas. Muchos tipos de fuentes de energía distribuida son gestionables, como el almacenamiento de

energía, la respuesta a la demanda o las turbinas de gas natural, y estos recursos pueden jugar un papel cada vez más importante en el equilibrio de las fuentes variables en la red. Las fuentes de energía distribuida pueden plantear desafíos de planificación a los operadores de las redes, dado que el sistema de distribución no se diseñó para un flujo de energía bidireccional, el propio flujo puede ser intermitente y los recursos pueden ser propiedad del cliente o de un tercero o estar controlados por este. Algunos de los tipos de fuentes de energía distribuida más comunes son:

Energía fotovoltaica solar (FV)

Incluye recursos como instalaciones de energía solar en cubiertas, que suelen ser instalaciones pequeñas y con potencia intermitente. Estos recursos están demasiado dispersos en la red y los operadores tienen una escasa visibilidad de los mismos y no pueden controlarlos. Además de las instalaciones fotovoltaicas solares residenciales, los programas solares comunitarios están creciendo rápidamente debido, probablemente, a la fuerte demanda por parte del consumidor y a la innovación en el diseño de los programas, según el estudio del Centro para Soluciones de Energía de Deloitte: *Unlocking the value of community solar: Utilities find opportunity in the inevitable growth of distributed energy*⁷. La Asociación de Industrias de Energía Solar prevé que los proyectos de instalaciones solares comunitarias en EE.UU. aumenten de 66 MW a finales de 2014 a casi 1,8 GW a finales de 2019⁸.

Otras fuentes de generación distribuida

Además de las plantas fotovoltaicas solares, existen otros muchos tipos de fuentes de generación distribuida conectadas a la red, desde sistemas de cogeneración de calor y electricidad (CHP), los cuales predominan en California y Nueva York, hasta turbinas de gas natural, microturbinas, aerogeneradores, plantas de biomasa y células de combustible.

Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía incluye diferentes tecnologías tales como bombeo hidroeléctrico, almacenamiento térmico y baterías, estos dos últimos probablemente más utilizados como fuente de energía distribuida. Los recursos de almacenamiento pueden proporcionar flexibilidad a la red, ya que pueden tanto obtener como aportar energía a la misma, así como prestar servicios de red que ayudan a equilibrar el sistema. GTM Research espera que el mercado estadounidense de almacenamiento energético alcance los 1.500 millones de dólares en 2018, y que el mercado de los cada vez más populares sistemas combinados de energía solar y almacenamiento alcance los 1.000 millones de dólares en ese mismo año⁹.

Respuesta a la demanda

Se trata de una serie de tecnologías y aplicaciones que ajustan la carga energética para reducir los momentos de máxima demanda

⁷ Marlene Motyka, Andrew Slaughter y Julia Berg, *Unlocking the value of community solar: Utilities find opportunity in the inevitable growth of distributed energy resources*, Centro para Soluciones de Energía de Deloitte, marzo de 2016. <https://www.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/community-solar-market-renewable-energy-trends.html>

⁸ Página Web de la Asociación de Industrias de Energía Solar (SEIA), *Issues and policies, Shared Renewables and Community Solar; Quick Facts*, <http://www.seia.org/policy/distributed-solar/shared-renewablescommunity-solar>; acceso: noviembre de 2016.

⁹ Herman K. Trabish, "Grid Edge Live 2015: The trends behind the explosion in distributed resources," *Utility Dive*, 29 de junio de 2014 <http://www.utilitydive.com/news/grid-edge-live-2015-the-trends-behind-the-explosion-in-distributed-resources/401417/>; acceso: octubre de 2016

y prestar servicios eléctricos a la red, como por ejemplo la regulación de la frecuencia. Las aplicaciones de respuesta a la demanda pueden ser tanto automáticas como manuales, y pueden controlar la carga residencial, comercial e industrial. Son también una fuente de flexibilidad que puede ayudar a equilibrar la red, mantener la fiabilidad y reducir la necesidad de nuevas infraestructuras. GTM Research espera que el mercado estadounidense de sistemas de respuesta a la demanda alcance los 1.000 millones en 2018¹⁰.

Vehículos eléctricos y cargadores

Desde que los vehículos eléctricos usan baterías, pueden tanto obtener electricidad de la red como proporcionar a la misma electricidad almacenada para ayudar a equilibrar los recursos. Algunas empresas de suministros están probando estas funciones en sus sistemas mediante programas piloto. Según algunas estimaciones, se prevé que el mercado de servicios de red proporcionados por los vehículos eléctricos supere los 3.000 millones de dólares anuales en 2020, centrándose en programas de respuesta a la demanda¹¹.

Eficiencia energética/sistemas de gestión energética

Incluye sistemas de gestión de energía residencial para el hogar, que usan termostatos inteligentes para controlar el consumo energético, a veces en combinación con programas de respuesta a la demanda, así como

con sistemas cada vez más sofisticados de gestión energética en edificios para clientes comerciales e industriales. Se pueden combinar con instalaciones solares fotovoltaicas o con otras fuentes de generación y almacenamiento para crear una "nanored". Las empresas de suministros que participaron en la encuesta *Utility Dive 2016* consideraron los servicios de eficiencia y gestión energética como las principales fuentes de ingresos emergentes¹².

Microrredes

Básicamente una red eléctrica a pequeña escala, una microrred es un grupo de fuentes de generación distribuida conectadas a una red principal para dar suministro a áreas geográficas determinadas (por ejemplo, un hospital, una base militar o un campus universitario) que están controladas por un sistema de gestión de energía en red que a menudo incluye un sistema de almacenamiento. Normalmente, el sistema puede conectarse o desconectarse de la red general cuando sea necesario, aunque algunos de ellos son independientes de la red. GTM prevé que las microrredes en EE.UU. alcancen los 4,3 GW de capacidad en 2020, partiendo de los 1.649 MW de capacidad actuales (169 microrredes)¹³.

De cara al futuro, los proveedores tienen como objetivo mejorar la propuesta de valor de las fuentes de energía distribuida mediante la combinación de las mismas. Recientemente, la combinación de energía

solar y almacenamiento térmico ha ido ganando terreno entre los clientes internacionales tanto residenciales como comerciales, así como en determinados mercados estadounidenses donde esta opción es económicamente viable. Y esta área va creciendo a medida que disminuyen los costes de tecnología. Los proveedores de energía solar y de otras fuentes de energía están empezando a ofrecer "paquetes de fuentes de energía distribuida", que incluyen no solo sistemas de energía solar y almacenamiento térmico, sino también aplicaciones de gestión energética (con sistemas inteligentes de optimización de tarifas integrados), así como inversores inteligentes que los operadores de las redes están empezando a requerir junto con estos sistemas¹⁴. Además, los gestores de redes que operan en mercados organizados están desarrollando normas que permiten a los proveedores de fuentes de energía distribuida a pequeña escala combinar recursos para la venta en el mercado mayorista¹⁵.

Beneficios: ¿Por qué proliferan las fuentes de energía distribuida y las fuentes de energía variables?

Empresas de suministros y otros proveedores de servicios, productores de energías renovables, proveedores de tecnología y consumidores de electricidad, entre otros, están añadiendo fuentes de energía variable y fuentes de energía distribuida a las redes eléctricas por uno o varios de los siguientes motivos:

¹⁰ *Ibíd.*

¹¹ John Gartner, "EV as grid asset: Unlocking a \$3 billion energy market," Greenbiz.com, 5 de octubre de 2015. <https://www.greenbiz.com/article/ev-grid-asset-unlocking-3-billion-energy-market>, acceso: octubre de 2015

¹² "The State of the Electric Utility 2016," Utility Dive, p. 3, <http://www.utilitydive.com/library/state-of-the-electric-utility-2016/>, acceso: octubre de 2016.

¹³ Elisa Wood, "US Microgrid Market Growing Faster than Previously Thought: New GTM Research," Microgrid Knowledge, 29 de agosto de 2016, <https://microgridknowledge.com/us-microgrid-market-gtm/>, acceso: octubre de 2016.

¹⁴ Herman K. Trabish, "DERs in 2016: What experts expect for a booming sector," Utility Dive, 4 de enero de 2016, <http://www.utilitydive.com/news/der-in-2016-what-experts-expect-for-a-booming-sector/411141/>, acceso: octubre de 2016.

¹⁵ "FERC approves DER integration into CAISO grid," Energize Weekly, 15 de junio de 2016, <https://www.euci.com/ferc-approves-der-aggregation-into-caiso-grid/>, acceso: octubre de 2016.

- Cartera de energías más limpias/reducción de emisiones de CO₂ para las empresas de suministros; reducción de la huella de carbono para clientes residenciales y empresariales
- Oportunidad de beneficiarse de desgravaciones fiscales
- Cumplimiento de las Normas sobre la Cartera de Renovables (*Renewable Portfolio Standards o RPS*) de cada estado
- Cumplimiento de la normativa de la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (EPA), como la promulgadas con arreglo a la Ley de Aire Limpio (*Clean Air Act*)
- Aplazamiento o eliminación de inversiones en grandes infraestructuras de transporte, distribución o generación
- Capacidad para dar respuesta a las preferencias del cliente con respecto a los servicios de gestión energética y energías renovables
- Acceso a nuevas fuentes de ingresos para empresas de suministros y otros proveedores, incluidos aquellos clientes que suministran energía o prestan servicios a la red
- Mayor fiabilidad y solidez en la red y/o para el cliente gracias a los recursos de energía distribuida y flexible
- Mayor eficiencia de la red y uso de activos para empresas de suministros y clientes
- Reducción de los costes tecnológicos
- Avance en las comunicaciones y tecnologías de control que contribuirán a la integración

Retos: ¿Qué hace que la integración de las fuentes de energía distribuida y las fuentes de energía variables sea todo un desafío?

Los retos operativos que plantean las fuentes de energía variables son de sobra conocidos: estos recursos obligan a los gestores de las redes a emplear otras fuentes de energía para el abastecimiento cuando no hay luz solar ni sopla el viento y a proteger la red de incidencias que afectan a la calidad y que pueden surgir por la producción intermitente. La mayor parte de las centrales eólicas y solares a escala comercial se conectan a redes de transporte de alta tensión, que normalmente están equipadas con tecnologías de protección, control y comunicaciones para dar soporte a los flujos intermitentes de energía bidireccional y pueden ayudar a los operadores a gestionar su variabilidad¹⁶.

Sin embargo, a medida que aumenta el volumen de las energías variables, se espera que las empresas comercializadoras y los operadores de las redes necesiten emplear nuevas herramientas y estrategias para integrar estos recursos de manera satisfactoria manteniendo al mismo tiempo la fiabilidad del suministro. En el nivel de la distribución, donde se encuentran la mayoría de instalaciones solares fotovoltaicas, la integración puede ser aún más complicada, ya que es menos probable que la red de distribución de media tensión esté preparada técnica y operativamente para dar cabida a dichas tecnologías.

La red de distribución no fue diseñada para responder a una producción intermitente,

fluctuaciones en la calidad energética ni a flujos de energía bidireccional. Sobrecargas, picos o caídas de tensión en el suministro pueden afectar a la tensión y a la frecuencia, perjudicar la estabilidad de la red y, a su vez, provocar estrés y un envejecimiento prematuro de los activos de distribución. Además, el consumo de electricidad alcanza su pico diario en el momento en el que el sol se pone, por lo que la carga neta puede dispararse, siendo necesario que otros activos aumenten su potencia rápidamente. Las centrales eléctricas de carga base, como las centrales nucleares y de carbón, no fueron diseñadas para aumentar o disminuir rápidamente su producción. No obstante, una nueva generación de centrales de gas de ciclo combinado (CGCC) puede aumentar su potencia en 30-40 minutos, y existen adaptaciones para mejorar la flexibilidad operativa de las CGCC más antiguas, así como las turbinas de combustión de gas y las turbinas de vapor que utilizan carbón¹⁷.

En el caso de las fuentes de energía distribuida gestionables, los recursos como el almacenamiento de energía, generadores de gasolina o diésel de reserva, sistemas de respuesta a la demanda, pilas de combustible y vehículos eléctricos con sus cargadores pueden ayudar a gestionar el impacto de la variabilidad solar y del viento. No obstante, algunas de las dificultades con las que se encuentran las fuentes de energía distribuida variables también afectan a las fuentes gestionables, como por ejemplo la falta de visibilidad y control de los recursos, tal y como se ha señalado anteriormente. Además, algunos de los retos mencionados por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de EE.UU. (*Electric Power Re-*

¹⁶ GTM and ABB Inc., Distributed Energy Resources: Seizing opportunities while managing distribution grid impacts, p.9, <https://forms.greentechmedia.com/Extranet/95679/forms.aspx?msgid=9eae1b4f-e059-4643-931d-fbfd4a4db479&LinkID=CH00095679eR00000458AD&Source=website>.

¹⁷ Josie Garthwaite y Christina Nunez, "New 'Flexible' Power Plants Sway to Keep Up with Renewables," National Geographic, 2 de noviembre de 2013, <http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2013/10/131031-flex-power-plants-california/>, acceso: octubre de 2016; y S.Venkataraman et al, Cost-benefit analysis of flexibility retrofits for coal and gas-fueled power plants, agosto de 2012 – diciembre de 2013, pp. 4-5, <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60862.pdf>, acceso: octubre de 2016.

search Institute o EPRI) se aplican también a las fuentes gestionables: “es posible que las empresas de suministros tengan que enfrentarse a un gran número de solicitudes de interconexión; las fuentes de generación distribuida sobrepasarán la carga en algunos circuitos; y es necesario considerar múltiples retos operativos, como la regulación de la tensión de los alimentadores, los límites de la capacidad de alojamiento, las funciones de soporte de la red para los inversores inteligentes y las opciones de conexión a tierra”¹⁸.

Otra serie de retos está relacionada con los esfuerzos de las empresas de suministros para planificar, simular, cuantificar y rentabilizar el valor creado por las fuentes de generación distribuida. Estos esfuerzos pueden permitirles asignar valor, retribuir a los propietarios de los recursos según la localización y optimizar sus propias inversiones en mejoras de la red y fuentes de energía distribuida. Por ejemplo, un estudio de GTM comprobó que siete de cada diez organismos reguladores, empresas comercializadoras y proveedores de la industria solar encuestados esperan que, para 2020, las instalaciones solares ubicadas donde se encuentra el cliente sean compensadas en razón de factores de localización¹⁹. No obstante, este informe se centra en soluciones y retos técnicos y operativos, más que en la parte económica.

Estrategias para la integración de las fuentes de energía variable y distribuida

Los estados de EE.UU. y los países que cuentan con volúmenes elevados o en rápi-

do crecimiento de las fuentes de energía variables en sus redes eléctricas están implantando una amplia variedad de herramientas y estrategias para integrar estos recursos sin comprometer la fiabilidad, la seguridad o la asequibilidad del suministro. El debate se centra frecuentemente en el almacenamiento de la electricidad, considerado el “Santo Grial” de la industria: la solución más indispensable, sin la cual las fuentes de energía variable no pueden ser integradas. Otros hacen hincapié en la necesidad de crear nuevas líneas de transporte para conectar las áreas ricas en energías variables con centros de demanda de energía eléctrica, o en la necesidad de construir nuevas centrales de gas de suministro flexible para cubrir las intermitencias de las energías variables, que muchas veces tienen estimaciones de costes prohibitivos. Pero estas son solo algunas de las herramientas disponibles y, en la práctica, podrían no ser las estrategias más importantes para integrar con éxito las fuentes de energía variables en las redes eléctricas. A medida que avanza la tecnología, aparecen nuevas herramientas.

Generalmente, las soluciones entran dentro de una de estas diez categorías:

- Rediseño de mercados
- Mejora de las previsiones
- Acceso a fuentes de generación centralizadas gestionables
- Aprovechamiento de fuentes de energía distribuida gestionables
- Implantación de soluciones de almacenamiento de energía
- Ampliación de líneas de transporte
- Aumento de la coordinación regional
- Planificación/ optimización de la localiza-

- ción de las fuentes de energía distribuida
- Comprobación de nuevas tecnologías
- Modernización de la red

Los siguientes apartados describen estas soluciones con más detalle y exploran la forma en que las empresas de suministros, los operadores de las redes, los organismos reguladores y otros grupos de interés las está aplicando para integrar las fuentes de energía variable y distribuida en las redes eléctricas.

Rediseño de mercados

A medida que se extiende el uso de las fuentes de energía variable y distribuida, los gestores de las redes que operan en mercados mayoristas organizados están revisando las reglas del mercado e introduciendo innovaciones en su diseño para ofrecer la flexibilidad necesaria para integrar los recursos variables. En algunos casos, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) ha emitido resoluciones de apoyo a estas iniciativas. He aquí algunos ejemplos:

MISO

Ante la rápida extensión de la energía eólica por su territorio, el *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) comenzó en 2011 por permitir que los recursos eólicos se registrasen como Recursos Intermitentes Gestionables, autorizándoles a participar plenamente en su sistema de mercado automatizado en tiempo real que actualiza su suministro eléctrico cada cinco minutos. Anteriormente, la energía eólica tenía que reducirse manualmente cuando las líneas de transporte sufrían limitaciones. La participa-

¹⁸ Electric Power Research Institute (EPRI), Power Delivery and Utilization - Distribution and Utilization, página web de EPRI, <http://www.epri.com/Our-Portfolio/Pages/Portfolio.aspx?program=067418>, acceso: octubre 2016.

¹⁹ Mike Munsell, “GTM Research: Distributed Energy Resources Will Soon Receive Locational Valuation,” [greentechmedia.com](http://www.greentechmedia.com), 25 de enero de 2016, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/gtm-research-distributed-energyresources-will-soon-receive-locational-valuation>, acceso: octubre de 2016.

ción en el sistema automatizado en tiempo real permite a los recursos eólicos un suministro más eficiente, dando lugar a un funcionamiento de la red más económico y fiable²⁰.

CAISO

El gestor *California Independent System Operator* (CAISO) desarrolló normas que permitían a los proveedores de fuentes de generación distribuida a pequeña escala, como proveedores de paneles solares instalados en cubiertas, sistemas de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos enchufables y sistemas de respuesta a la demanda, agruparse y participar en los mercados de energía y servicios auxiliares de California como Proveedores de Recursos de Energía Distribuida (DERP, en sus siglas en inglés)²¹. Estos recursos normalmente tienen una capacidad inferior a los 500 kilovatios mínimos requeridos para operar en CAISO, y agruparse como DERP les permite participar en estos mercados. Esta norma ha abierto el camino a nuevos tipos de recursos en el futuro, tanto a sistemas autónomos como a sistemas conectados a redes eléctricas²². Por ejemplo, los servicios de respuesta a la demanda, que están evolucionando rápidamente, pueden incluir ya una amplia variedad de recursos autónomos, los denominados *behind-the-meter*, como baterías, energía solar fotovol-

taica, sistemas de ventilación, calefacción y aire acondicionado (HVAC), sistemas de iluminación inteligente, equipos industriales, refrigeración y calentadores de agua inteligente, que se controlan en remoto y se combinan de diversas maneras para atender a las distintas necesidades de la red²³.

FERC

La reciente normativa de la Comisión Federal de Regulación de la Energía ha contribuido a permitir algunas de estas innovaciones en los mercados regionales. Por ejemplo, la Norma 745 de la FERC permite esencialmente a los mercados tratar los sistemas de respuesta a la demanda de manera similar a la generación, de manera que los clientes pueden pujar o presentar ofertas para reducir la demanda a un precio concreto²⁴. Además, la Norma 792 de la FERC permite que el almacenamiento de energía sea tratado como un pequeño generador. Por otro lado, las Normas 755 y 784 permiten compensar la tecnología de almacenamiento de energía en los mercados de servicios auxiliares por su velocidad y precisión como una fuente de generación.²⁵

Mejora de las previsiones

La capacidad para prever con precisión cuándo y dónde va a brillar el sol o a soplar

el viento es fundamental para gestionar el impacto de los recursos variables, y prácticamente cada región con una alta penetración de las fuentes de energía variables está tratando de mejorar su capacidad para elaborar previsiones. He aquí algunos ejemplos:

CAISO

Este gestor independiente ha tomado medidas para mejorar la elaboración de previsiones sobre la carga y las condiciones meteorológicas utilizando datos históricos y actuales sobre parámetros climatológicos como la velocidad del viento, la temperatura, la presión barométrica y la radiación solar. Además, CAISO está incluyendo las fuentes renovables en sus previsiones, teniendo en cuenta factores como los sistemas autónomos de energía solar distribuida y su impacto en la carga neta²⁶.

Alemania

Los errores en las previsiones, debido al impacto imprevisto de la energía solar fotovoltaica distribuida, han servido en alguna ocasión de señal de alarma para los operadores de la red en Alemania, donde en 2010 se vieron obligados a activar todas las reservas operativas contratadas del sistema durante varias horas²⁷. Actualmente, están utilizando mejores herramientas de

²⁰ Página web de Midcontinent Independent System Operator, Inc. (MISO), "MISO furthers wind integration into market," 1 de junio de 2011, <https://www.misoenergy.org/AboutUs/MediaCenter/PressReleases/Pages/MISOfurthersIntegrationofWindResources.aspx>, acceso: octubre de 2016.

²¹ Herman K. Trabish, "How California plans to integrate distributed resources into its ISO market," *Utility Dive*, 24 de junio de 2015, <http://www.utilitydive.com/news/how-california-plans-to-integratedistributed-resources-into-its-iso-market/401123/>, acceso: octubre de 2016.

²² Robert Mullin, "CAISO Tariff Change Would Extend Market to DER," *RTO Insider*, 16 de marzo de 2014, www.rtoinsider.com/caiso-tariff-der-23400/, acceso: octubre de 2016.

²³ Stephen Lacey, "How and why demand response markets are changing so quickly," *The Interchange energy conversations from GTM*, 4 de octubre de 2016, <http://www.greentechmedia.com/squared/read/how-and-why-demand-response-markets-are-changing-so-quickly>, acceso: octubre de 2016.

²⁴ Oficina Ejecutiva del Presidente de los Estados Unidos, Consejo de Asesores Económicos (CEA), *Incorporating Renewables into the electric grid: Expanding opportunities for smart markets and energy storage*, junio de 2016, p. 27, https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/page/files/20160616_cea_renewables_electricgrid.pdf, acceso: octubre de 2016.

²⁵ *Ibíd.*, p. 33.

²⁶ DNV GL, *A Review of Distributed Energy Resources, for NYISO*, junio de 2014, p. 122, <https://www.dnvgl.com/energy/brochures/download/DER-NYISO.html>.

²⁷ *Ibíd.*, p. 121.

elaboración de previsiones para la energía fotovoltaica en los niveles de distribución y transporte, y han empezado a crear modelos para un sistema de elaboración de previsiones como el desarrollado por el Centro Nacional para la Investigación Atmosférica (NCAR) y Xcel Energy (ver recuadro). El siguiente paso es equipar las instalaciones de energía eólica y solar con la tecnología necesaria para transmitir datos en tiempo real, lo que probablemente sea necesario para que los operadores alemanes ajusten la producción de forma más precisa²⁸.

ERCOT

En 2015, el *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) mejoró sus capacidades de previsión respecto de la energía eólica, presentó una herramienta de previsión a 7 días y puso en marcha un proyecto para elaborar previsiones para la energía solar a escala comercial. Al mismo tiempo, logró mejorar sus previsiones eólicas basando las estima-

ciones de generación en factores de capacidad observados reales en condiciones de carga máxima. Esta contribuyó a aumentar la aportación estimada de la energía eólica al Programa de Adecuación de los Recursos, lo que a su vez aumentó los márgenes de reserva esperados en un 2% en 2015²⁹.

Acceso a fuentes de generación centralizadas gestionables

Una solución para gestionar los recursos intermitentes es acceder a recursos de generación centralizada, especialmente aquellos que pueden iniciar, interrumpir, o aumentar y reducir el suministro rápidamente para ajustarse a la fluctuación de la producción. La última generación de centrales CGCC flexibles responde a este propósito, y actualmente es posible modernizar las centrales de gas y carbón más antiguas para permitir puestas en marcha y aumentos o reducciones de potencia más rápidos y adecuados. Por otro lado, las centrales hidroeléctricas con reservas

pueden aumentar o reducir el suministro de manera instantánea para suministrar energía al sistema cuando sea necesario³².

Zona central de EE.UU. (Midcontinent)

Según sople el viento con más o menos fuerza, los gestores de la red en esta región pueden aumentar o reducir la producción de generadores flexibles como las centrales hidroeléctricas o las centrales de gas natural con capacidad de rápido aumento de potencia. Las reservas requeridas para cubrir la variabilidad incremental del viento son muy inferiores a la cantidad que se necesita para responder a un apagón en una central convencional, ya que esta región es muy extensa y las variaciones en la producción de energía eólica son relativamente graduales y predecibles. Las variaciones no pueden gestionarse con el uso de reservas inactivas (*non-spinning reserves*), que son centrales que no están operativas, pero están preparadas para abastecer de energía si

La mejora en las previsiones contribuye a una integración más eficiente de la energía eólica

Xcel Energy, una de las principales eléctricas que presta servicios a la zona central del país (*Midcontinent*), ayudó a desarrollar un avanzado sistema de elaboración de previsiones para la producción eólica en colaboración con Weather Corp (GWC), empresa asociada del NCAR. Mediante el uso de datos operativos de las turbinas en tiempo real para realizar previsiones cada 15 minutos sobre la producción de energía eólica a una semana, el sistema ha aumentado la precisión de las previsiones eólicas de Xcel en más de un 35% desde 2009 y ahorra a los clientes varios millones de dólares al año³⁰. El sistema se encarga de elaborar previsiones para la producción de energía eólica en todo el territorio cubierto por Xcel, desde Minnesota a Texas, y la empresa también ha concedido licencias a otras empresas de suministros. Esto les ayuda a tomar decisiones sobre abastecimiento y compromisos con respecto a la energía eólica, y a identificar oportunidades para desconectar o reducir la potencia de las centrales menos eficientes cuando se prevé que la energía producida va a ser suficiente para cubrir la demanda de sus clientes³¹.

²⁸ Quirin Schiermeier; "Germany enlists machine learning to boost renewables revolution," nature.com, 13 de julio de 2016, <http://www.nature.com/news/germanyenlists-machine-learning-to-boost-renewables-revolution-1.20251>, acceso: octubre de 2016

²⁹ Jurgén Weiss y Bruce Tsuchida, p. 15.

³⁰ Página web del Centro Nacional para la Investigación Atmosférica (NCAR), "NCAR wind forecasts save millions of dollars for Xcel Energy," 10 de noviembre de 2011, <https://www2.ucar.edu/atmosnews/news/5771/ncar-wind-forecasts-save-millionsdollars-xcel-energy>, acceso: noviembre de 2016.

³¹ *Ibíd.*

³² Eurelectric, *Hydropower: Supporting a power system in transition*, junio de 2015, p.3, <http://www.eurelectric.org/media/180752/hydropower-final-Ir-2015-2120-0003-01-e.pdf>, acceso: octubre de 2016.

se requiere en un intervalo aproximado de 30 minutos³³. La región ha integrado cantidades significativas de energía eólica, en gran medida sin construir nuevas centrales de apoyo a las fuentes de energía variables, debido en parte a que se trata de un área grande de equilibrio con muchos recursos energéticos disponibles³⁴. Cuando las empresas abren nuevas centrales, favorecen a aquellos que pueden aumentar o disminuir el suministro de manera más eficiente, como las CGCC.

Nueva York

Para cumplir la Norma de Energía Limpia (*Clean Energy Standard*), que establece que, para 2030, el 50% de la energía del estado deberá obtenerse de fuentes de energía limpias y renovables, el estado de Nueva York está planificando mantener abiertas sus centrales nucleares de carga base libres de emisiones y utilizar turbinas de gas de arranque rápido para ayudar a equilibrar la energía eólica y solar variable. El *mix* de generación del estado en 2015 incluía un 31% de energía nuclear y un 44% de energía de centrales de gas o centrales que pueden utilizar gas u otros combustibles³⁵.

Aprovechamiento de fuentes de energía distribuida gestionables

Una de las soluciones con mayor crecimiento para la gestión de la intermitencia de las

fuentes de energía variables es un conjunto cada vez más sofisticado de servicios de generación distribuida que está introduciendo nuevas flexibilidades en los mercados energéticos³⁶. A menudo gracias a nuevas tecnologías o al diseño del mercado, estos recursos pueden o bien reducir la demanda, o bien aumentar la oferta para cubrir las intermitencias de los recursos variables. Como se ha explicado anteriormente, las fuentes de energía distribuida incluyen sistemas de respuesta a la demanda, programas y aplicaciones de gestión energética, microrredes, almacenamiento de energía distribuida y muchas otras formas de generación distribuida. Es probable que la adopción de estas fuentes de energía aumente debido al deseo cada vez mayor de ahorrar costes, de garantizar la resistencia de sistema o de reducir las emisiones de CO₂, tanto entre los consumidores como entre las empresas, de acuerdo con el estudio de Deloitte Resources de 2016³⁷. La mayor parte de estos recursos son sistemas autónomos ubicados donde reside el cliente, y es éste o un tercero el propietario de los mismos. La energía fotovoltaica distribuida podría incluso formar parte de la ecuación, ya que su variabilidad disminuye cuando se coordinan recursos suficientes en un área grande, y herramientas como los inversores inteligentes pueden permitir un mayor control sobre la producción.

Teniendo en cuenta el rápido crecimiento de las instalaciones de clientes y la parti-

cipación en el programa, la generación distribuida podría convertirse en una importante herramienta para gestionar las fuentes de energía variables. Por ejemplo, los operadores podrían llegar cada vez más al ámbito de los sistemas autónomos para aprovechar los generadores de reserva en gran medida inutilizados o los dispositivos de almacenamiento de los clientes con el fin de suavizar las fluctuaciones en la producción de las energías variables (véase recuadro). Pero, en primer lugar, la industria tendrá que centrarse en la tecnología y desarrollar las estructuras normativas y de mercado necesarias para acceder, supervisar, controlar y gestionar estos recursos. He aquí algunos ejemplos de programas que están en marcha:

Nueva York

En 2014, el estado de Nueva York anunció su innovador plan de reestructuración del mercado eléctrico: *Reforming the Energy Vision* (REV). Desarrollado por la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York, el plan REV tiene como objetivo mejorar la resistencia de la red y la eficiencia energética, reducir la emisión de gases de efecto invernadero, y permitir una mayor libertad de elección y participación del cliente en los mercados energéticos preservando al mismo tiempo la asequibilidad del suministro. Gran parte de esto espera alcanzarse con los cambios en la regulación y las iniciativas de mercado que facilitarán el papel de las fuentes de energía

³³ Página web de American Wind Energy Association (AWEA), "Transmission grid operations, integration & reliability," <http://www.awea.org/Issues/Content.aspx?ItemNumber=869>, acceso: octubre de 2016.

³⁴ Glen Anderson, Integrating Renewable Energy, National Conference of State Legislatures, mayo de 2016, p. 5, <http://www.ncsl.org/research/energy/integratingrenewable-energy.aspx>, acceso: septiembre de 2016.

³⁵ New York Independent System Operator (NYISO), Power Trends 2016: The changing energy landscape, p. 24, http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/publications_presentations/Power_Trends/Power_Trends/2016-power-trends-FINAL-070516.pdf, acceso: octubre de 2016.

³⁶ Smart Electric Power Alliance (SEPA) and Black & Veatch, Planning the distributed energy future: Emerging electric utility distribution planning practices for distributed energy resources, febrero de 2016, p. 1, <https://www.solarelectricpower.org/media/439751/proactive-der-planning.pdf>, acceso: octubre de 2016.

³⁷ Andrew Clinton et al, Deloitte Resources 2016 Study: Energy management – Navigating the headwinds, Deloitte Center for Energy Solutions, junio de 2016, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energyresources/us-er-deloitte-resources-2016-study.pdf>, y Marlene Motyka et al, Reinventing resilience: Defining the model for utility-led renewable microgrids, Centro para Soluciones de Energía de Deloitte, noviembre de 2016

distribuida y ayudarán a integrar estos recursos en el sistema.

- **Plataforma del Sistema de Distribución:** El plan REV establece que las empresas de suministros transformen el sistema de distribución en una plataforma para permitir una mayor participación de las fuentes de energía distribuida externas. Parte de la iniciativa supone la modernización de la red, lo que incluye una mayor penetración de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, en sus siglas en inglés) y la adaptación para dar cabida a flujos de energía bidireccionales.
- **Hoja de ruta de las fuentes de energía distribuida:** En agosto de 2016, el *New York Independent System Operator* (NYISO) publicó una hoja de ruta en la que se describían los cambios en los mercados mayoristas eléctricos necesarios para permitir una mayor integración de las fuentes de energía distribuida³⁸. Entre las iniciativas se incluían la alineación de los incentivos de mercado y la retribución para los proveedores de energía distribuida basándose en la flexibilidad de los recursos y el rendimiento cuantificado, así como la mejora de las metodologías de medición y verificación³⁹.
- **Respuesta a la demanda:** Actualmente, los programas de respuesta a la demanda desarrollados en los competitivos mercados mayoristas de Nueva York ofrecen más de 1.200 MW de recursos

para cubrir los periodos de máxima demanda. Las iniciativas relacionadas con el plan REV podrían permitir una mayor capacidad de adaptación a la demanda, lo que ayudaría a equilibrar los recursos intermitentes⁴⁰.

Texas

El *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) ha estado aplicando programas de respuesta a la demanda para mantener la fiabilidad del suministro en situaciones de emergencia, como apagones imprevistos. Actualmente, está creando programas sensibles a los precios para permitir a los clientes reaccionar rápidamente y ser compensados en consecuencia por reducir el consumo en momentos de máxima demanda⁴¹. Los Proveedores de Energía Minoristas (REP) que participan en el ERCOT también están permitiendo a los clientes ahorrar dinero mediante una política sensible a los precios. Gracias a las capacidades de control remoto de los contadores y termostatos inteligentes, los sistemas eléctricos de calefacción y aire acondicionado o las bombas de piscina pueden programarse para que se desconecten cuando reciben la señal correspondiente de un programa de tarifas *Time-of-Use* (según la hora de consumo). Aunque estos programas están aún en las fases iniciales, con el tiempo podrían permitir un uso más consolidado de los sistemas de respuesta a la demanda, lo que ayudaría a los operadores a integrar más fuentes de energía variables.

Dinamarca

Este país tiene la mayor tasa de penetración de fuentes de energía variables del mundo, con casi el 44% de la electricidad generada en 2015, y la fiabilidad del sistema supera a la de EE.UU. La energía variable de Dinamarca procede fundamentalmente de la energía eólica, y se ha integrado en la red a través de una serie de estrategias descritas en este informe. Su estrategia para aprovechar las fuentes de energía distribuida a fin de integrar mejor las energías variables implica un sofisticado mercado de respuesta a la demanda, basado actualmente en gran medida en sistemas de cogeneración de calor y electricidad distribuida (CHP). La mayor parte de las unidades de CHP de Dinamarca tienen una capacidad flexible para responder a los precios del mercado. Cuando los precios locales de la energía son bajos o están en negativo debido a una elevada producción de energía eólica u otros factores, las unidades de CHP pueden desviar la producción de electricidad y generar solamente calor; cuando los precios están altos otra vez, pueden reanudar la producción tanto de calor como de electricidad. Los operadores de la red están transfiriendo dicha flexibilidad a otros recursos de energía distribuida, como las turbinas eólicas y los paneles solares de generación distribuida, y están ensayando sistemas de control local que pueden prever la inestabilidad de la red y desconectarse de la misma para funcionar aisladamente en caso de incidencia⁴².

³⁸ Matt Darcangelo, "Distributed Energy Resources Roadmap," NYISO, 29 de agosto de 2016, p. 4, http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic_miwg/meeting_materials/2016-08-29/DER%20Roadmap%20DRAFT%20Post%20Release.pdf.

³⁹ NYISO, *Power Trends 2016*, p. 5.

⁴⁰ *Ibíd.*

⁴¹ Jurgén Weiss y Bruce Tsuchida, pp. 17-19.

⁴² Silvio Marcacci, "Denmark may hold the key to integrating large amounts of intermittent renewables," *greentechmedia.com*, 27 de julio de 2016, <http://www.greentechmedia.com/articles/read/does-denmark-hold-the-key-to-integrating-large-amounts-of-intermittent-rene>, acceso: octubre de 2016.

Uso de los recursos del cliente para equilibrar la red

La Comisión de Servicios Públicos de Wyoming aprobó recientemente una tarifa corporativa innovadora que permite a las empresas de suministros utilizar grandes recursos energéticos de reserva de clientes para mantener el equilibrio de la red. La tarifa fue una solución desarrollada por la empresa de suministros local y una empresa tecnológica que está creando un gran centro de datos en su territorio. Si la empresa de suministros necesita energía adicional durante los periodos de máxima demanda, puede acceder a los generadores de gas de reserva del centro de datos, básicamente como haría una central de puntas de demanda. La empresa tecnológica fomenta así la utilización de un activo que, de lo contrario, quedaría inactivo, mientras que la empresa de suministros gana acceso al equilibrio energético y a los servicios auxiliares sin tener que construir nuevas y costosas infraestructuras de generación o transporte. Al tener capacidad para aumentar rápidamente su potencia, este tipo de instalación podría utilizarse en el futuro para ayudar a integrar las energías renovables en la red⁴³.

Implantación de soluciones de almacenamiento de energía

A medida que avanza la penetración de las energías variables, los organismos reguladores, los operadores de las redes y otros grupos de interés están fomentando la implantación de soluciones de almacenamiento de energía, bien a escala de la red, bien como fuente de energía distribuida, para almacenar el exceso de electricidad y ayudar a mantener el equilibrio de la red. Su capacidad para aumentar rápidamente el suministro hace del almacenamiento de energía un recurso particularmente útil a la hora de compensar la intermitencia de las fuentes de energía variables. Las tecnologías de almacenamiento varían enormemente: desde las centrales hidráulicas de bombeo a las baterías de iones de litio cada vez más utilizadas en los generadores de apoyo domésticos y en los vehículos eléctricos. El coste de algunas de estas tecnologías ha sido relativamente alto, pero está disminuyendo gracias a los avances tecno-

lógicos y los nuevos diseños de mercado, que ayudan a compensar el coste de unas tecnologías que prestan un amplio abanico de servicios. Entre los servicios ofrecidos se incluye la regulación de frecuencias, la estabilidad de la tensión y el aplazamiento de la modernización de los sistemas de transporte y distribución, entre otros, por lo que estas tecnologías no se limitan únicamente a servir de apoyo a las energías renovables variables⁴⁴. Actualmente, el mercado se está centrando en las siguientes iniciativas de almacenamiento:

California

En 2013, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) estableció que las tres principales empresas de suministros del estado propiedad de inversores debían añadir una capacidad de 1.325 megavatios (MW) de almacenamiento de energía a la red antes de 2020⁴⁵. La Comisión concluyó que el almacenamiento era una de las herramientas necesarias para ayudar a equilibrar

los recursos variables de la energía eólica y solar y mantener la estabilidad de la red.

Como resultado, las instalaciones de almacenamiento estático de energía aumentaron en un 340% entre 2014 y 2015, y han seguido creciendo en 2016⁴⁶. En septiembre de 2016, el estado aprobó otros cuatro proyectos de ley que probablemente servirán de impulso a la inversión en almacenamiento de energía. En general, la legislación aumentará los incentivos de financiación para la autogeneración, obligará a las tres eléctricas privadas del estado a invertir en una solución de almacenamiento de energía distribuida con 500 MW adicionales, acelerará la resolución de conflictos para las fuentes de energía distribuida con sistemas autónomos que tratan de conectarse a la red de distribución, y exigirá a la Comisión de Servicios Públicos y a la Comisión de Energía de California que analicen el potencial de diversos tipos de almacenamiento para la integración de las energías renovables variables en la red⁴⁷.

⁴³ David Ferris, "Data center or power plant? In Wyo., it's both," EENews, 16 de septiembre de 2016, <http://www.eenews.net/stories/1060042950>, acceso: octubre de 2016.

⁴⁴ Díaz de la Rubia et al, Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector, Deloitte LLP, p.8, <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>

⁴⁵ Jeff St. John, "California passes huge grid energy storage mandate," Greentechmedia, 17 de octubre de 2013, <http://www.greentechmedia.com/articles/read/california-passes-huge-grid-energy-storage-mandate>, acceso: octubre de 2016.

⁴⁶ Blog DNV GL, "Energy storage mandates: What they mean for the market", 10 de agosto de 2016, <http://blogs.dnvgl.com/energy/energy-storage-mandates-what-they-mean-for-the-market>, acceso: octubre de 2016.

⁴⁷ PennEnergy, "California lawmakers pass bills to spark energy storage statewide," 27 de septiembre de 2016, <http://www.pennenergy.com/articles/el/2016/09/california-lawmakers-pass-bills-to-spark-energy-storage-statewide.html>, acceso: octubre de 2016.

PJM Interconnection

La Organización de Transporte Regional PJM, que abarca 13 estados y el Distrito de Columbia, está implantando cada vez más tecnologías de almacenamiento de electricidad. A nivel de la red, esta organización cuenta actualmente con proyectos de almacenamiento en baterías con una capacidad de 250 MW, incluida una batería de 2 MW en el campus universitario. Tiene asimismo una instalación de almacenamiento con volante de inercia en Pensilvania y está evaluando la tecnología de almacenamiento por aire comprimido y el almacenamiento térmico con grandes calentadores de agua. A nivel de distribución, PJM está probando servicios de regulación de vehículos conectados a la red utilizando baterías de vehículos eléctricos⁴⁸.

Hawái

Con el objetivo más ambicioso en la Normativa sobre la Cartera de Energías Renovables (RPS) y sin acceso a redes vecinas para ayudar a equilibrar las fuentes de energía variables, Hawái está tratando actualmente de implantar una serie de soluciones locales, entre las que se encuentra el almacenamiento de energía. Hawaiian Electric implantó su primer sistema de almacenamiento de energía en baterías a escala de red en 2016, y ahora está explorando cómo aprovechar el creciente número de baterías

domésticas autónomas que poseen los clientes⁴⁹. En la isla de Maui se ha llevado a cabo un experimento en el que se trasladaba el tiempo de carga de 200 vehículos eléctricos a horas de baja demanda para ayudar a absorber el suministro nocturno de energía eólica y reducir así las facturas de los clientes.

Los vehículos participantes en este proyecto también pueden descargar energía y ayudar a los hogares a ajustar su suministro y su consumo⁵⁰.

Ampliación de líneas de transporte

Poder aprovechar los recursos de generación en las regiones vecinas o enviar el exceso de energía producida a dichas regiones puede ayudar a los integradores de la red a equilibrar la oferta y la demanda en sistemas con cada vez mayor predominio de fuentes de energía variable. No obstante, esto a veces requiere la construcción de nuevas líneas de transporte para conectar regiones, lo que puede resultar un proceso complejo, prolongado y costoso. Sin embargo, los beneficios pueden compensar los costes, y podrían ir más allá de la integración de las energías variables. Casi todas las regiones con una creciente presencia de las fuentes de energía variables están considerando llevar a cabo ampliaciones del sistema de transporte o ya las están llevando a cabo.

ERCOT

Texas invirtió 6.800 millones de dólares en líneas de transporte para conectar Zonas Competitivas de Energía Renovable (CREZ, por sus siglas en inglés), o áreas con un alto potencial de energía eólica, con centros de demanda. Aunque las líneas no están destinadas solamente a la energía eólica, han ayudado a mitigar los desfases entre la oferta y la demanda que a veces daban lugar a precios negativos y a recortes en la energía eólica⁵¹.

Europa

Los países europeos están considerando una serie de proyectos de ampliación de las líneas de transporte para mejorar la conexión entre las redes y mantener el equilibrio de las fuentes de energía variables. Dos de los proyectos que podrían prosperar son la construcción de un cable submarino de 740 kilómetros que unirá la red danesa con la británica, y una nueva línea eléctrica aérea de 400 kilovoltios (kV) que unirá Dinamarca con el norte de Alemania⁵². El Reino Unido y Noruega también han acordado construir una línea submarina de 2.200 millones de dólares que cruzará el Mar del Norte, y que podría permitir al Reino Unido importar energía hidráulica noruega. La red británica ya está conectada a las redes de Irlanda, Francia y Países Bajos⁵³.

⁴⁸ PJM Interconnection, "Electricity Storage," Fact Sheet, pjm.com, 26 de abril de 2016, p. 2, <https://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/electricity-storage.ashx>, acceso: octubre de 2016.

⁴⁹ Joseph Bebon, "Hawaii turns to energy storage to help integrate renewables", solarindustrymag.com, 27 de septiembre de 2016, <http://solarindustrymag.com/hawaii-turns-to-energy-storage-to-help-integrate-renewables>, acceso: octubre de 2016.

⁵⁰ Shunsuke Tabeta, "Hitachi to step up Hawaii smart-grid experiments," Nikkei Asian Review, 7 de mayo de 2016, <http://asia.nikkei.com/Business/Trends/Hitachi-to-step-up-Hawaii-smart-grid-experiments>, acceso: octubre de 2016.

⁵¹ Jurgen Weiss y Bruce Tsuchida, p. 13.

⁵² Página web de Energinet.dk, "Denmark set to make billions from electricity interconnector between the UK and Denmark and new interconnection with Germany," 16 de marzo de 2016, <http://www.energinet.dk/EN/ANLAEG-OGPROJEKTER/Nyheder/Sider/Danmark-vil-faa-milliardgevinst-af-elkabel-til-England-og-ny-ledning-til-Tyskland.aspx>, acceso: octubre de 2016.

⁵³ Rory Gallivan y Kjetil Malkenes Hovland, "UK and Norway to build \$2.2 billion electricity link," The Wall St. Journal, 26 de marzo de 2015, <http://www.wsj.com/articles/u-k-and-norway-to-build-2-2-billion-electricity-link-1427383590>, acceso: octubre de 2016.

Nueva York

El informe anual 2016 de NYISO abogaba por una modernización de las líneas de transporte para trasladar energía hidráulica y eólica desde el norte del estado a los centros de demanda metropolitanos en la región del sureste⁵⁴.

Aumento de la coordinación regional

Las empresas de suministros, los operadores de las redes y otros grupos de interés están pidiendo cada vez más coordinar la distribución de recursos entre los distintos países para reducir costes y mejorar la eficiencia del mercado. La coordinación en un área geográfica más amplia con diferentes recursos y condiciones meteorológicas facilita la integración de las fuentes de energía variables. Incluso los sistemas que no forman parte de mercados organizados pueden beneficiarse de la coordinación regional. He aquí algunos ejemplos:

Western Interconnection

CAISO forma parte de Western Interconnection, que agrupa a 38 entidades responsables del equilibrio energético que no están organizadas en mercados regionales como en la Costa Este (p.ej., PJM, NYISO y ISO-New England)⁵⁵. Sin embargo, en parte debido a la necesidad de integrar los recursos eólicos y solares variables, CAISO y PacifiCorp crearon a finales de 2014 un Mercado de Desequilibrio Energético (EIM, por sus siglas en inglés) para suministrar

energía al menor coste posible a fin de abastecer a 14 estados de la Costa Oeste. NV Energy es una de las participantes, junto con otras cuatro empresas de suministros que acordaron unirse al EIM, que equilibra automáticamente la oferta y la demanda en intervalos de 5 minutos (véase recuadro).

Avanzando más en esta línea, CAISO y PacifiCorp propusieron en 2015 la creación de una Organización de Transporte Regional (RTO, en sus siglas en inglés), con mercados diarios para la energía y los servicios auxiliares. Se espera que la RTO propuesta ahorre miles de millones de dólares y promueva el desarrollo de la energía renovable en toda la región, según un estudio encargado por CAISO y PacifiCorp⁵⁶. Sin embargo, CAISO y los restantes grupos de interés en todo este grupo diverso de estados necesitarán preparar normativas y otras cuestiones antes de que el plan pueda ponerse en marcha.

Eastern Interconnection

Esta interconexión abarca los estados situados al este de las Rocosas, excepto Texas. El Estudio sobre Integración de la Generación de Energías Renovables de la Zona Este (*Eastern Renewable Generation Integration Study*) realizado en 2016 por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, en sus siglas en inglés) concluyó que el sistema podría integrar hasta un 30% de la energía eólica y la energía solar fotovoltaica variable (con una penetración instantánea de hasta un 50%). Para ello, el

estudio sugiere que será necesaria una mayor coordinación regional, junto con incentivos para que los operadores de las líneas de transporte y los generadores presten servicios de capacidad, energía y aumento de la potencia⁵⁸.

Acuerdo de Suministro Conjunto (Joint Dispatch Agreement)

A menor escala, las empresas de suministros que operan fuera de las organizaciones de transporte regionales (RTO) o los gestores de red independientes (ISO) pueden coordinar también sus operaciones para reducir los costes de generación, abastecer de manera más eficiente y ayudar a equilibrar las fuentes de energía variables en un área geográfica más grande. En 2014, Xcel Energy Colorado formalizó un Acuerdo de Suministro Conjunto (JDA, por sus siglas en inglés) con las vecinas *Platte River Power Authority* y *Black Hills Colorado Electric Utility Company*⁵⁹. El acuerdo, similar al Mercado de Desequilibrio Energético de la zona oeste, permite a las tres partes coordinar el suministro intra-horario de recursos de generación.

Europa

La abundante energía eólica de países como Dinamarca puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ y garantizar el suministro de energía en toda Europa, aunque, según el portavoz de la Asociación Europea de la Energía Eólica, se necesita una mayor coordinación regional. "Si queremos ver que esto ocurre en toda Europa, es esencial que

⁵⁴ NYISO, *Power Trends 2016*, p. 34.

⁵⁵ Andrew Engblom, "CAISO extends its reach: Change is afoot in the Western Interconnect," SNL Energy, <https://www.snl.com/web/client?auth=inherit#news/issuelnFocus?id=913>, acceso: octubre de 2016.

⁵⁶ *Ibíd.*

⁵⁷ Aaron Bloom et al, *Eastern Renewable Generation Integration Study, Executive Summary*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), agosto de 2016, pp. iii, xvii, <http://www.nrel.gov/grid/ergis.html>, acceso: octubre de 2016.

⁵⁸ El estudio del NREL también sugirió que debía analizarse el impacto a largo plazo sobre las centrales de generación térmica existentes, ya que estas unidades podían ser vulnerables a la retirada si la rentabilidad disminuye debido a nuevos patrones de uso. *Ibíd.*, p. 17.

⁵⁹ Jurgen Weiss y Bruce Tsuchida, p. 26.

El EIM de la Costa Oeste ofrece beneficios de integración para las energías renovables:

“A medida que el suministro de energía del país se vuelve más diverso, cobra más importancia la coordinación regional y la eficiencia del suministro, debido a las cambiantes condiciones meteorológicas que son la causa de variabilidad en la generación de energía eólica y solar. El EIM mejora la capacidad para gestionar desviaciones de recursos, facilitando los flujos de energía de forma que la energía renovable se integra realmente en la red. Al abarcar una cartera más amplia de recursos, el EIM optimiza los recursos disponibles reduciendo la cantidad de reservas requeridas para garantizar que la electricidad llega al lugar y en el momento en que se necesita. Aprovechando la diversidad geográfica, el EIM permitirá compartir recursos renovables intermitentes como la energía eólica y solar durante los tiempos de infra- o sobregeneración.”⁶¹

modernicemos la envejecida infraestructura de redes del continente, nos aseguremos de que los países abren sus fronteras, aumentemos las interconexiones y negociemos la electricidad en un único mercado”⁶⁰.

Planificación/ optimización de la ubicación de las fuentes de energía distribuida

Parte del proceso que supone aprovechar más las fuentes de energía distribuida para ayudar a mantener el equilibrio de la red implica identificar la ubicación más adecuada para estos recursos en el sistema de distribución y comunicar esta ubicación a los desarrolladores de recursos. Analizar los recursos existentes en la red, y la capacidad y los patrones de carga actuales y futuros puede ayudar a determinar las ubicaciones en las que las fuentes de energía distribuida pueden aportar mayor valor al sistema. Los planificadores de las empresas de suministros en California, Vermont y Nueva York han señalado las áreas en sus sistemas con capacidad disponible o que tienen una fuerte congestión para ayudar a los desarrolladores a ubicar nuevos proyectos⁶².

California, en particular, parece estar moviéndose rápidamente en este frente. Según la ley de energía AB 327, aprobada en 2013, desde 2015 las empresas de suministros privadas del estado están obligadas a presentar Planes de Recursos de Generación Distribuida a la CPUC y a actualizarlos cada año⁶³. En estos planes se les pedía que analizaran y presentasen un esquema de sus sistemas de distribución para identificar los lugares más adecuados para la generación distribuida; que propusieran tarifas o mecanismos para apoyar la implantación de estas fuentes de energía, así como barreras que pudieran limitarlas; que propusieran métodos de coordinación de los programas, incentivos y tarifas existentes para maximizar los beneficios asociados a la ubicación y minimizar los costes incrementales de las fuentes de energía distribuida; y que identificaran cualquier gasto en que tuviera que incurrir una empresa de suministros para integrar fuentes de energía distribuida rentables en la planificación de la distribución y que al mismo tiempo arrojara beneficios netos a los usuarios. Los planes se presentaron en julio de 2015 como primer paso para integrar la generación distribuida en las operaciones de

distribución y planificación a largo plazo de las empresas de suministros. Queda mucho trabajo por hacer, especialmente en términos de valorar estos recursos, así como de ajustar potencialmente la estructura normativa para apoyar la implantación de las fuentes de energía distribuida como una alternativa más económica a la inversión en activos de transporte, distribución y generación tradicionales.

Comprobación de nuevas tecnologías

Nuevas tecnologías para la integración de las fuentes de energía variables se están ensayando en todo el mundo. En EE.UU., Hawái en particular se ha convertido en una especie de laboratorio para las tecnologías de integración en la red, en parte porque el estado alberga un volumen cada vez mayor de fuentes de energía variable y distribuida, debido a los abundantes recursos eólicos y solares y a que se ha marcado el objetivo RPS más ambicioso del país. Además, Hawái ofrece oportunidades para poner a prueba las nuevas herramientas en redes aisladas y situadas en una isla. A todo ello

⁶⁰ Arthur Nelson, “Wind power generates 140% of Denmark’s electricity demand,” The Guardian, 10 de julio de 2015, <https://www.theguardian.com/environment/2015/jul/10/denmark-wind-windfarm-power-exceed-electricitydemand>

⁶¹ CAISO y PacifiCorp, “Energy Imbalance Market Partnership,” página web de PacifiCorp, http://www.pacificorp.com/content/dam/pacificorp/doc/About_Us/Energy_Imbalance_Market/EnergyImbalanceMarketPartnershipFASTFACTS.pdf.

⁶² GTM y ABB Inc., p. 16.

⁶³ “AB-327 - Electricity: natural gas: rates: net energy metering: California Renewables Portfolio Standard Program (2013-2014),” SEC. 8, Section 769, California Legislative Information, https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201320140AB327, acceso: octubre de 2016.

se suma que los precios de la electricidad minorista en el estado son más del doble que la media estadounidense, lo que deja margen para experimentar con nuevas tecnologías que podrían tener un coste prohibitivo en otros lugares⁶⁴. Estos proyectos piloto están siendo supervisados por operadores en regiones con una elevada penetración de las fuentes de energía variables en distintos países del mundo. A continuación se citan algunos ejemplos de los proyectos que se están llevando a cabo en el territorio de Hawaiian Electric (HECO)⁶⁵.

Sistema de gestión y análisis de fuentes de energía distribuida (*Distributed Resource Energy Analysis and Management System, DREAMS*)

Esta iniciativa combina previsiones meteorológicas, automatización de la distribución e integración de sistemas de control con una alta tecnología. Financiada por el programa SunShot del Departamento de Energía, su objetivo es determinar el efecto de las condiciones meteorológicas en la producción de energía a partir de fuentes de generación distribuida tanto a nivel de empresas de suministros como a nivel de equipos autónomos no conectados a la red, y utilizar los datos para tomar decisiones operativas.

Arquitectura y gestión del sistema hasta la frontera de red (*System to Edge-of-Network Architecture and Management, SEAMS*)

Este proyecto tiene como finalidad ofrecer a HECO una mayor visibilidad y control sobre la carga del cliente tanto en los sistemas au-

tónomos como en los sistemas conectados a la red. Por ejemplo, utilizando reguladores de potencia en línea facilitados por un socio tecnológico, la empresa de suministros fue capaz de estabilizar la tensión y evitar la retroalimentación desde los paneles solares ubicados en cubiertas.

Almacenamiento

La empresa de suministros acoge un proyecto piloto de almacenamiento con un socio que está instalando baterías in situ para ayudar a los clientes a reducir cargos por demanda. A cambio, la empresa puede recurrir a estas baterías para reducir la carga del sistema cuando es necesario durante una hora cada vez. Otros proyectos pilotos relacionados con la demanda están utilizando calentadores de agua y aparatos de aire acondicionado controlables desde la empresa de suministros.

Inversores inteligentes

Un proyecto con NREL y SolarCity puso a prueba inversores inteligentes con instalaciones de energía solar distribuida. Estos inversores ajustan las operaciones para minimizar posibles incidencias en la red tanto en sistemas autónomos como en sistemas conectados a redes, y actualmente las empresas de suministros los están introduciendo en todas las instalaciones.

Modernización de la red

Aprovechar la flexibilidad de las fuentes de energía distribuida para integrar cada vez mayores volúmenes de energías variables

en las redes de todo el mundo normalmente requiere la puesta en marcha de múltiples tecnologías de soporte. La buena noticia es que estas normalmente son las mismas tecnologías que se están adoptando en los programas de modernización de la red en muchas regiones del mundo.

En EE.UU., estas inversiones podrían compensarse mediante tarifas, puesto que ayudan a garantizar la fiabilidad de la red y la eficiencia operativa.

La modernización de la red incluye la transformación de la red eléctrica de un sistema unidireccional donde la energía fluye desde las estaciones de generación centralizadas a los consumidores, a una plataforma que puede detectar, aceptar y controlar activos de producción y consumo descentralizados, de forma que la energía puede fluir en múltiples direcciones según se necesite.

El resultado final es una "red inteligente"⁶⁶. Lograr este escenario normalmente requiere la utilización de las tecnologías de "Internet de las Cosas", como la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), una red de comunicación bidireccional que utiliza dispositivos inteligentes tanto para sistemas autónomos como para sistemas conectados a redes. Estos dispositivos incluyen sensores, contadores inteligentes y visualizadores domésticos, así como fuentes de energía distribuida tales como sistemas de respuesta a la demanda y sistemas de gestión energética, inversores inteligentes conectados a energía FV distribuida e interfaces con otros recursos de generación distribuida.

⁶⁴ US EIA, Electric Power Monthly, Table 5.6.A. Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector, by State, August 2016 and 2015, https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a, acceso: noviembre 2016.

⁶⁵ Jeff St. John, "Hawaii's Groundbreaking Path to a Fully Renewable-Powered Grid," [greentechmedia.com](https://www.greentechmedia.com/squared/read/hawaiis-groundbreaking-path-to-a-fully-renewable-powered-grid), 9 de marzo de 2016, <https://www.greentechmedia.com/squared/read/hawaiis-groundbreaking-path-to-a-fully-renewable-powered-grid>, acceso: octubre de 2016.

⁶⁶ Rob Young, John McCue y Christian Grant, The power is on: How IoT technology is driving energy innovation, Deloitte University Press, 21 de enero de 2015, p. 4, <https://dupress.deloitte.com/dup-us-en/focus/internet-of-things/iot-in-electric-power-industry.html>

Estos dispositivos conectados están vinculados a un *software* de analítica e información cada vez más avanzado, como los Sistemas Avanzados de Gestión de la Distribución (ADMS). Los ADMS ofrecen un conocimiento de la situación a nivel holístico y del sistema y permiten supervisar y controlar la fuente de energía distribuida. Con estas herramientas, empresas de suministros, clientes y otros grupos de interés podrían optimizar el uso de las fuentes de energía distribuida a medida que estas permitan obtener una mayor visibilidad de la fluctuación de la producción y la

demanda, y en algunas áreas, de los precios. La cuestión de la modernización de la red se debate más en profundidad en el estudio de Deloitte *The power is on: How IoT technology is driving energy innovation*.⁶⁷

Los estados con una elevada penetración de las fuentes de energía variable y distribuida, como California y Texas, se situaron entre los diez primeros en el Índice de Modernización de la Red 2016 publicado por Gridwise Alliance y CleanEdge⁶⁸. El Índice clasifica a los estados basándose en criterios como la

penetración de la AMI y los dispositivos de automatización de transporte y distribución; la integración de la AMI en los sistemas de gestión de interrupciones del suministro y gestión de la distribución; el apoyo de las políticas del estado; y la implicación de los consumidores. Estados con altos objetivos RPS, como Hawái, Vermont y Nueva York, probablemente continuarán incorporando las fuentes de energía variables rápidamente, y también parecen estar en buen camino con respecto a la modernización de la red, ya que se situaron en los puestos 12, 13 y 16, respectivamente. ■

Conclusión

A medida que los estados de EE.UU. y otros países continúan avanzando hacia un suministro de energía bajo en emisiones o con cero emisiones de CO₂, es probable que aumente el papel de las fuentes de energía variable y distribuida, y se espera que las herramientas de integración de las energías variables se conviertan en un elemento crítico. Aunque la integración de las fuentes de energía variables puede suponer todo un desafío para los operadores de las redes, en realidad estas fuentes se han integrado a niveles más altos de lo esperado⁶⁹, alcanzando casi el 44% de la energía generada cada año en Dinamarca sin menoscabar la fiabilidad del suministro. En EE.UU., los costes de integración de las fuentes de energía variables han sido generalmente más bajos de lo que vaticinaban los analistas, en gran medida probablemente porque el conjunto de herramientas para su integración se ha ido ampliando. Esperamos que cada vez adquiera más importancia la implantación de soluciones de integración de este tipo de fuentes de energía a medida que aumente su penetración en el mercado. En algunos países europeos, como Alemania, la rápida adopción de las energías variables tuvo lugar antes de que pudieran implantarse algunas de las soluciones descritas en este documento, lo que contribuyó a que hubiera desequilibrios entre la oferta y la demanda y provocó la subida del precio de la electricidad. Actualmente, Alemania está tratando de implantar políticas para ralentizar el crecimiento de las fuentes de energía variables e implantar soluciones de generación distribuida como sistemas de respuesta a la demanda, CHP y almacenamiento. Otra área con una rápida adopción de las fuentes de energía variables, el estado australiano de Australia Meridional, está revisando sus estrategias de integración y, en particular, las configuraciones de sus centrales eólicas que interactúan con la red eléctrica, después de que se produjera recientemente un apagón por una tormenta que afectó a varios parques eólicos del estado, aunque no estuvo causado por ellos⁷⁰.

En todo el mundo, las soluciones que inicialmente se concibieron como herramientas principales para la integración de las fuentes de energía variables, como la construcción de centrales eléctricas de reserva, no se han utilizado de manera generalizada. En su lugar, los operadores se están basando cada vez más en soluciones como mejora de las previsiones meteorológicas, mayor coordinación regional e interregional y, quizá lo más significativo, en una creciente oleada de fuentes de generación distribuida que se están volviendo cada vez más accesibles a los operadores a medida que se moderniza la red y se dispone de nuevas tecnologías y nuevos

⁶⁷ *Ibíd.*

⁶⁸ 3rd Annual Grid Modernization Index, GridWise Alliance and Clean Edge, enero de 2016, <http://www.gridwise.org/>

⁶⁹ Jurgen Weiss y Bruce Tsuchida, pp. 4-5.

⁷⁰ Jason Deign, "South Australia's blackout draws attention to battery storage", Greentechmedia, 17 de octubre de 2016 y Chris Uhlman, "South Australia's storm caused transmission faults, but that's not the whole story," ABC News (The Australian Broadcasting Corporation), 19 de octubre de 2016 <http://www.abc.net.au/news/2016-10-19/wind-power-loss-key-event-in-sa-blackout-reportfinds/7947478>, acceso: octubre de 2016.

servicios en el mercado. La modernización de la red parece particularmente importante para descubrir el potencial de las fuentes de energía distribuida, al igual que para mejorar la eficiencia y recortar gastos en todas las operaciones de la red. Una "red inteligente" permitiría a los operadores supervisar, analizar, gestionar y controlar las fuentes de energía variable y distribuida en el sistema.

Aunque antes se consideraran fundamentalmente una amenaza para los modelos de negocio de las empresas de suministros, las fuentes de energía distribuida están empezando a considerarse herramientas valiosas para añadir flexibilidad a la red e integrar volúmenes cada vez mayores de energías variables de manera rentable. A medida que las redes evolucionan hacia plataformas energéticas bidireccionales, los mercados de electricidad también evolucionan, y podrían adquirir cada vez más características de la nueva "economía colaborativa", a medida que los clientes ponen sus fuentes de energía distribuida a disposición de las empresas de suministros y los operadores de la red para mantener el equilibrio de esta. En este entorno, los planificadores de las empresas de suministros están empezando a ver las fuentes de generación distribuida más como capacitadoras, en lugar de como competidoras, y la mayor coordinación entre sistemas, mercados y propietarios de recursos como la solución más efectiva y eficiente para la integración de las fuentes de energía variable y distribuida.

Reflexiones sobre la transición hacia un modelo energético y climático sostenible

Carlos Sallé¹

Director de Políticas Energéticas y Cambio Climático de Iberdrola S.A.

Introducción

El cambio climático y la fuerte influencia en el mismo por las actividades humanas es una realidad. No sólo es algo que, según la abrumadora mayoría del mundo científico, puede llevar al planeta a una inestabilidad creciente en el futuro si se sobrepasan determinados umbrales, sino que ya está teniendo consecuencias negativas como lo atestiguan los numerosos efectos que son registrados mes a mes en diferentes lugares del mundo, como por ejemplo: aumento de temperaturas, incremento de fenómenos extremos (inundaciones, tormentas, sequías, olas de calor...), pérdida de biodiversidad, alteración de vectores de transmisión de enfermedades, etc.

Esta realidad es especialmente negativa para dos colectivos humanos: el primero es el de las personas vulnerables que actualmente habitan el planeta porque – o bien por vivir en países en vías de desarrollo que no tienen los recursos públicos para adaptarse a la nueva realidad que impone el cambio climático o bien porque, aunque vivan en países desarrollados, no disponen

de capacidad económica individual, no son capaces de protegerse de los nuevos fenómenos extremos y los sufrirán de una manera más directa; el segundo colectivo es el de las futuras generaciones que heredarán la situación del planeta que le dejemos.

La buena noticia es que el primer paso para solucionar este grave problema del cambio climático ya se ha dado: reconocer que existe. Y la concreción de este primer paso ha sido la firma del Acuerdo de París en diciembre de 2015 por parte de casi la totalidad de países del planeta. Otra buena noticia es que existen soluciones tecnológicas asequibles disponibles, cosa que no ocurría hace tan solo unos pocos años.

La implementación del Acuerdo de París no será fácil: estará llena de escollos, no sólo por la tarea titánica que significa cambiar los actuales modelos productivos y de consumo de gran parte de nuestras actividades económicas (por ejemplo, estamos muy alejados de dar señales a la descarbonización cuando algunos estudios señalan que la señal económica que está dándose a nivel mundial - sumando las penalizaciones por

emitir y restando los subsidios que reciben las fuentes emisoras de CO₂ - es de imenos 15\$/ton!; es decir en vez de tener implantado el principio de “quien contamina paga” se está dando la señal de que “quien contamina recibe”), sino también porque habrá momentos de tensión, duda o desánimo en los actores que deben ser parte de la solución (Gobiernos, Organismos Multilaterales, Regiones, Ciudades, ONG, Empresas, Universidades, Ciudadanos...).

El **riesgo** del cambio climático es evidente: no sólo por los efectos negativos que generan esos cambios en el clima sobre los modelos económicos y sociales que tenemos, sino por el incumplimiento que tengan aquellos actores que, en contra del consenso mundial, vayan en contra de las estrategias de descarbonización que se regulen.

Pero la lucha contra el cambio climático, es decir las actuaciones de aquellos que internalicen en sus actividades (sean individuales o colectivas) estrategias de descarbonización, debe ser vista como una **oportunidad**, tanto para las Administraciones que las impulsan, como para las empresas que

¹ Han participado en la elaboración de este artículo, Juan Pardo de Santayana Montes, Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas, Miguel Ángel Muñoz Rodríguez, Antonio Erías Rodríguez y Libia Gallego - Acho.

las integran, como para los Ciudadanos que ayudan a que se consigan los objetivos gracias a sus decisiones individuales. El poder del Ciudadano es mucho mayor que el que muchas veces se cree.

Este artículo presenta unas reflexiones sobre el entorno Internacional, Europeo y Nacional con el que se enfrenta la implementación del Acuerdo de París, enfocado al sector de la energía, que es responsable de dos terceras partes de las emisiones globales. También se presenta una guía de los distintos elementos que deberían considerarse, a nivel colectivo e individual, para una efectiva transición energética, presentando a modo de conclusión una serie de propuestas que podrían tenerse en cuenta a la hora de elaborar una hoja de ruta, que podría resumirse en que la lucha contra el cambio climático requiere de todos, usando todas las palancas (financieras, tecnológicas, normativas, sociales...) y actuando con urgencia, porque, según algunos de los escenarios descritos por los científicos, tenemos muy pocos años para no sobrepasar las líneas rojas que llevarían al planeta a una inestabilidad de consecuencias impredecibles.

Implementar el Acuerdo de París es crucial. Y como dijo Ban Ki Moon cuando se le apeló sobre cuál era la alternativa a la potencial falta de cumplimiento del Acuerdo:

"No hay Plan B, porque no hay Planeta B"

La transición energética y climática en el mundo y en Europa

El escenario de 2°C

El principal análisis prospectivo sobre el escenario compatible con el objetivo de limitar el incremento de la temperatura por debajo

de los 2°C a finales de siglo es el elaborado por la Agencia Internacional de la Energía. La energía es responsable de alrededor de dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por tanto, realizar un análisis de prospectiva energética vinculado a los escenarios climáticos es algo fundamental. Este ha sido el ejercicio realizado por la Agencia Internacional de la Energía. En concreto, el informe *World Energy Outlook 2016* (WEO 2016) analiza las medidas necesarias a adoptar en el horizonte 2040 para alcanzar el objetivo de 2°C (lo que denomina como *450 Scenario*) partiendo de su escenario central (*New Policies Scenario*), que sólo contempla las medidas y objetivos aprobados ya por los gobiernos pero que no es consistente con el cumplimiento del objetivo de los 2°C. Es necesario tener en cuenta que, según el WEO 2016, las emisiones del *New Policies Scenario* son ligeramente inferiores a las de un escenario en el que se cumplen las contribuciones climáticas presentadas en el Acuerdo de París, lo que se traduce en un incremento de la temperatura de aproximadamente 2,7°C, muy lejos de ese escenario *"well below 2°C"*. Esto es así porque los objetivos incluidos en esas contribuciones son, en muchos casos, menos ambiciosos que las medidas que ya se están poniendo en marcha los países. Este caso es especialmente importante en dos grandes emisores: China e India.

Una de las primeras cuestiones para entender el escenario de 2°C (*450 Scenario*) es dibujar a grandes rasgos las implicaciones para cada uno de los grandes sectores y la transición a realizar en ellos desde el escenario central a uno consistente con dicha limitación de la temperatura:

- Sector eléctrico. Según el escenario de la AIE se necesita aumentar de forma

importante el precio del CO₂, reforzar políticas de apoyo a la generación baja en carbono (en especial en eólica y solar), incrementar el peso de la nuclear en el *mix* y en la utilización del secuestro y captura del CO₂ (CCS).

- Transporte. Se requiere una importante electrificación en el sector de transporte por carretera de pasajeros (en este ámbito también hay bastante penetración de gas y biocombustibles). El gas natural registra cierta penetración en el transporte de mercancías por carretera y en el sector del transporte marítimo. En la aviación debe producirse un incremento del uso de biocarburantes.
- Industria. Este sector alcanza una senda de emisiones consistente con dos grados fundamentalmente debido a medidas de eficiencia energética.
- Edificios. Aquí la clave serán las medidas de eficiencia energética en usos térmicos (calefacciones más eficientes, mejoras de aislamiento, instalaciones de bombas de calor...).

A grandes rasgos, se aprecia que el cumplimiento del objetivo de 2°C en todos estos sectores estaría en línea con un sector energético que en su conjunto tendría emisiones netas nulas en 2060. La propia AIE indica que avanzar hacia el escenario de 1,5°C es una cuestión mucho más compleja y sometida todavía a muchas incertidumbres, sobre las que se arrojará algo de luz en el informe que presente el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC²) en 2018. Por lo pronto, requerirá que el sector energético alcance 2040 con cero emisiones netas.

² http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml

En cualquier caso, hay que resaltar que los estudios prospectivos que plantean escenarios a futuro (no solo el de la AIE que se ha descrito anteriormente, sino otros que realizan empresas energéticas, consultores, etc.) pueden estar previendo un menor grado de penetración de algunas alternativas tecnológicas descarbonizadoras (solar y fotovoltaica, vehículo eléctrico, etc.) respecto a sus capacidades potenciales, lo cual puede estar introduciendo un grado de pesimismo en la capacidad de consecución de los escenarios más descarbonizados, sobre todo si hay que apuntar al objetivo más ambicioso del límite de 1,5°C. Este sesgo a la baja de la competitividad de dichas tecnologías, que es lógico en una tesitura tan rupturista en sus desarrollos, puede provenir no sólo de considerar un proceso de reducción de costes más lento que el que están apuntando dichas tecnologías, sino porque no se está teniendo en cuenta la eliminación de políticas actuales que están actuando como barreras a dicha competitividad, bien sea porque se está apoyando a tecnologías fósiles mediante subsidios, o bien porque se están aplicando cargas inadecuadas a las tecnologías no emisoras. En definitiva, no hay una correcta asignación de todos los costes. Así, un simple ejemplo de esta situación lo podemos encontrar con la penetración de vehículo eléctrico en base a su competitividad con respecto al vehículo tradicional. Una sencilla simulación permitiría comprobar cómo la competitividad entre los dos tipos de vehículos se modifica sensiblemente a favor del vehículo eléctrico si, por ejemplo, se deja de aplicar a las tarifas eléctricas cargas que no le corresponden y si, además, se realiza una reforma fiscal medioambiental para establecer el principio de que "quien contamina paga" que, no sólo realice las correctas asignaciones del coste de CO₂ a los dos insumos de los vehículos (electricidad o gasolina/diésel) sino que aplique también correctamente

los costes medioambientales actualmente no internalizados (NOx, partículas, etc.) que cada tipo de vehículo genera.

Es por ello que los escenarios deben realizarse teniendo en cuenta que se llevarán a cabo las reformas fiscales medioambientales que permitan considerar que los costes de cada tecnología con los que se establecen las penetraciones de las mismas se evalúan de manera eficiente.

El sector eléctrico

En el escenario central *New Policies Scenario*, la Agencia espera que, frente al crecimiento del 3,4% anual del PIB mundial hasta 2040, la demanda eléctrica crezca un 2%, produciéndose un desacoplamiento entre ambas magnitudes; la mitad del crecimiento de esta demanda se producirá fundamentalmente en China y en India en los sectores de edificios e industria. Este crecimiento supone que la energía eléctrica pasará del 12% de cuota en el uso final al 23% en 2040. La generación baja en CO₂ superará a la del carbón antes de 2020; para ese año, la generación con carbón supondrá un 28% del total y la de "nuevas" renovables (eólica, solar y bioenergía) un 20%. Esto implicará que la generación eléctrica tendrá una intensidad en carbono un tercio inferior a la actual, pero las emisiones totales se incrementarán en un 6%. Según las estimaciones de la Agencia, cada unidad de energía generada requerirá un 40% más de capacidad instalada. Se requerirán 19,2 billones de dólares de inversión hasta 2040, un 40% en transporte y distribución; las renovables supondrán el 63% de las inversiones en nueva generación. En el *450 Scenario*, a 2040, 1) la eficiencia energética reducirá el crecimiento de la demanda eléctrica un 30% respecto al escenario *New Policies* ya que el mayor número de vehículos eléctricos no compensa la menor demanda en edificios e industria, 2) la generación con

fósiles representa solo un 15% del total y 3) las emisiones de CO₂ del sector eléctrico se reducen en un 75% respecto a las actuales, lo que supone un 60% de la reducción total de emisiones.

El futuro de los combustibles fósiles

Los combustibles fósiles van a seguir teniendo un papel relevante en el sector energético, pero en todos los escenarios se observa una disminución de su peso en el *mix* energético a 2040, pasando del 81% actual a un 74% en el *New Policies Scenario* y a un 58% en el *450 Scenario*. La demanda de todos los combustibles fósiles crece en el *New Policies Scenario* hasta 2040, pero mientras que el gas natural se incrementa casi en un 50% a un ritmo del 1,5% anual, las demandas del carbón y el petróleo crecen a un ritmo medio más bajo, del 0,2% y 0,5% anual respectivamente. Estas previsiones contrastan con las del escenario de 2°C (*450 Scenario*), que prevé un descenso de la demanda del 2,6% anual en el caso del carbón y del 1% para el petróleo, siendo el gas natural el único que crece pero a un ritmo promedio del 0,5% anual. El petróleo mantiene su posición de combustible más utilizado en todos los escenarios en el transporte de mercancías por carretera, la aviación y la petroquímica. Sin embargo, dentro de este escenario, se observa una importante penetración de vehículos eléctricos en el transporte de pasajeros, previéndose en el *450 Scenario* unos 710 millones de vehículos eléctricos en 2040, que reducirán su consumo en más de 6 millones de barriles diarios. La Agencia es conservadora en cuanto a las perspectivas de activos hundidos (*stranded assets*) y no espera que se produzca una generalización de este tipo de activos en el sector del petróleo, incluso en el *450 Scenario* y resalta que la inversión en petróleo y gas, aunque a un ritmo de crecimiento reduci-

do, sigue siendo un componente esencial para una transición ordenada hacia un futuro con bajas emisiones de carbono, siendo necesario cubrir la creciente demanda y hacer frente a la reducción de la producción.

El papel de la eficiencia energética

La introducción de medidas de eficiencia energética durante el año 2015 ha permitido reducir la intensidad energética en 1,8%, constituyéndose como la herramienta que más ha contribuido a frenar el incremento de las emisiones. Este desacoplamiento se debe en gran medida a la implantación de ambiciosas políticas de eficiencia energética en muchas jurisdicciones y ha sido más que suficiente para contrarrestar los efectos de los bajos precios energéticos. El WEO 2016 destaca, sin embargo, que un contexto prolongado de precios de la energía bajos puede suponer una amenaza para el desarrollo de nuevos proyectos de eficiencia energética. Las perspectivas que ofrece el escenario central de la AIE a 2040 señalan que la eficiencia energética permitirá reducir la demanda de energía final en un punto porcentual al año. En el *450 Scenario*, las medidas de eficiencia energética permiten minimizar el impacto sobre los gastos de los hogares de unos mayores precios energéticos. Cabe destacar que la AIE presta especial atención para la aplicación de estas medidas al sector de la edificación.

Los vulnerables

La energía es clave para el desarrollo humano. El Objetivo Desarrollo Sostenible número 7³ tiene entre sus metas que los mi-

llones de personas que carecen de formas modernas de energía puedan disponer de ellas antes de 2030. La forma en que se lleve a cabo dicho suministro es crucial para la lucha contra el cambio climático, ya que de hacerlo con tecnologías emisoras de CO₂, la presión sobre el clima será insostenible. Y muchas veces las tecnologías de baja emisión para estos colectivos pueden, o no estar disponibles o estarlo a precios prohibitivos para sus economías. Por otro lado, en países desarrollados existen colectivos que, incluso teniendo acceso físico a la energía, sus capacidades económicas le impiden hacer un uso mínimo de dicha energía. Puede darse el caso que la lucha contra el cambio climático requiera señales económicas que aumenten el precio de la energía, agravando el problema de accesibilidad a la energía.

Por todo lo anterior, es vital tener en cuenta las transferencias económicas y tecnológicas que pueden requerir dichos países, regiones o ciudadanos.

La hoja de ruta en Europa

La Unión Europea ha venido mostrando un liderazgo a la hora de asumir compromisos medioambientales y en el ámbito de la lucha contra el cambio climático. Así, dispone de objetivos de reducción de emisiones a 2020, 2030 y 2050, que constituyen los hitos más visibles de su hoja de ruta de descarbonización.

En el horizonte 2020, la UE se marcó el objetivo de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 20% respecto a

1990. De cara a 2030, se produjo un aumento de ambición, fijándose como objetivo reducir las emisiones un 40% respecto a ese mismo año base. En el periodo 2050, las emisiones europeas deberán situarse entre un 80 – 95% por debajo de las de 1990. El objetivo a 2020 se cumplirá previsiblemente con facilidad, en parte debido a la crisis económica registrada en el entorno de 2010 que ajustó a la baja todos los parámetros de producción y demanda de la economía europea. De esta forma, las emisiones en Europa en 2015 se situaban un 22,4% por debajo de los niveles del año base. No obstante, los objetivos a 2030 y a 2050 suponen un enorme reto que requerirá abordar una transición energética hacia un *mix* energético prácticamente descarbonizado. En este sentido, el “Paquete de Invierno”, recientemente presentado, pretende dar respuesta a los retos que ese escenario a 2050⁴ plantea puesto que lo dispuesto hasta ahora resulta insuficiente. Según la Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050, la electricidad tendrá un papel crucial en la reducción de emisiones y los análisis prospectivos de la AIE⁵ otorgan a la electrificación una gran importancia para descarbonizar el resto de sectores.

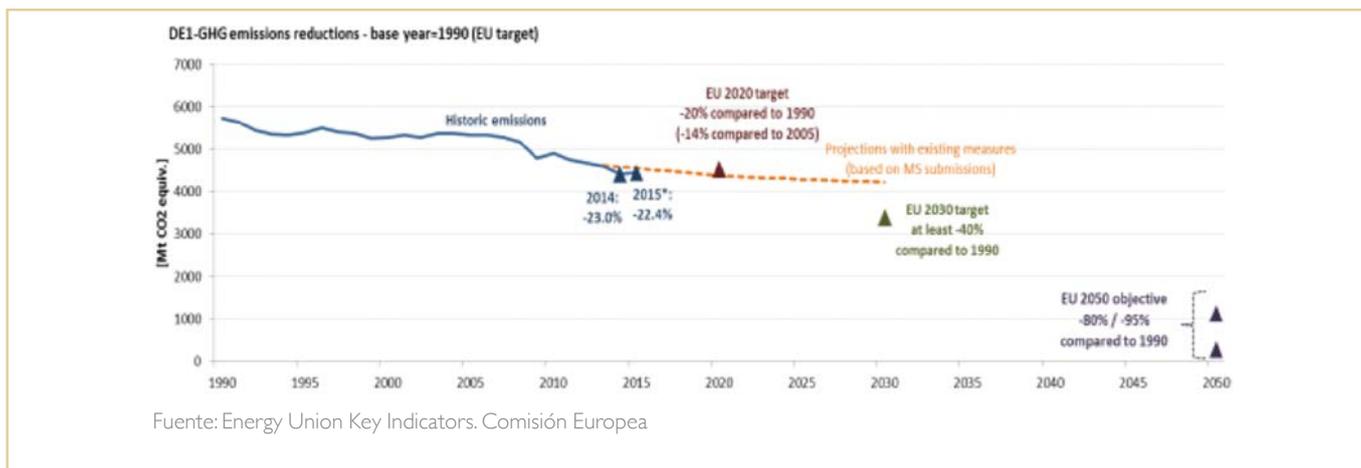
Como se aprecia en el análisis de la citada hoja de ruta de descarbonización de la economía europea, Europa todavía tiene mucho camino por recorrer para avanzar hacia una economía descarbonizada. Y es que Europa sigue dependiendo demasiado de los combustibles fósiles para cubrir sus necesidades energéticas a pesar de la reducción de su peso en el *mix*. Según ha

³ Durante la Cumbre de Jefes de Estado que se celebró entre el 25 y el 27 de septiembre de 2015 en Nueva York, se presentaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que serán el marco que sustituirá a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) y cuya aplicación se desarrollará hasta 2030. Este nuevo marco busca, a través de los 17 objetivos principales y las 169 metas que los componen, definir la nueva agenda de desarrollo sostenible para el planeta de forma que se dé continuidad a los retos iniciados por los ODM. Su concreción ha sido reconocida como el proceso más ambicioso y participativo de la historia.

⁴ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52011DC0112>

⁵ Como los que se realizan en el *Energy Technology Perspective 2016*

Figura 1. Hoja de ruta de descarbonización de la UE en el horizonte 2030 / 2050



publicado recientemente Eurostat⁶, el 73% del consumo de energía de la UE 28 en 2015 se ha cubierto con recursos fósiles (representaban el 83% en 1990). A pesar de esta reducción la economía europea sigue haciendo frente a importantes retos económicos y medioambientales por cubrir casi tres cuartos de su consumo con estas fuentes de energía. Esta vulnerabilidad se agrava por el incremento de la dependencia exterior en el consumo europeo de combustibles fósiles, que ha pasado del 53% en 1990 al 73% en 2015. El principal cambio en la estructura del consumo ha venido dado por el aumento de la participación del gas natural en detrimento del carbón. El gas natural supuso en 2015 el 22% del consumo de energía, frente al 18% en 1990, y el carbón el 16%, muy por debajo del 27% de 1990. Es destacable también que el aumento del consumo de gas natural, suministrado en gran medida con importaciones, está detrás de parte importante del aumento de la dependencia energética del exterior. Los datos de Eurostat ponen de manifiesto la magnitud del reto que tiene por delante Europa para avanzar hacia sus objetivos de descarbonización en 2030 y

en 2050, en un contexto caracterizado por grandes retos en términos de seguridad energética y competitividad.

El caso español

Como se ha visto en el apartado anterior, la Unión Europea ha definido los objetivos básicos de su acción climática y su transición

energética en el horizonte 2030 y 2050. Estos objetivos y el marco de políticas definidas para su cumplimiento constituyen los fundamentos a la hora de definir la hoja de ruta de descarbonización de cualquier Estado miembro.

La figura 2 resume algunas de las principales cuestiones mencionadas. Como punto

Figura 2. La política europea como marco de la transición energética española



⁶ <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7882431/8-20022017-AP-EN.pdf/4f3e5e6a-5c1a-48e6-8226-532f08e3ed09>

de partida es importante tener en cuenta que la Unión Europea ha presentado su contribución climática en el marco del Acuerdo de París. Este documento incluye sus objetivos de reducción de emisiones a 2030, un 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, así como los rasgos básicos de las medidas para dar cumplimiento a dicho objetivo. Este objetivo de reducción de emisiones en Europa se cubre teniendo en cuenta dos grandes bloques: por un lado el apartado de sectores sometidos al Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (EU ETS en sus siglas en inglés)⁷, que tendrá que reducir sus emisiones un 43% en 2030 respecto a 2005 y, por otro, los sectores conocidos como difusos (residencial, transporte, etc.), con un objetivo de reducción de emisiones en ese mismo periodo del 30%.

El objetivo europeo de reducción de emisiones en sectores difusos se distribuye entre los distintos Estados miembro, cuyos gobiernos tendrán que poner en marcha estrategias o planes para su cumplimiento. En este marco, en julio de 2016 la Comisión Europea presentó una propuesta de Reglamento de Reparto de Esfuerzo (*Effort Sharing Regulation*), que está en proceso de tramitación, y que asigna a España un objetivo de reducción de emisiones de sus sectores difusos del 26% en 2030 respecto a 2005.

Más allá de los objetivos de reducción de emisiones, para 2030 Europa ha establecido un objetivo de participación de energías renovables en el consumo bruto de energía final del 27% y otro de mejora de la eficiencia energética del 27% en ese mismo año, que ha sido revisado al 30% en la propues-

ta del denominado "Paquete de Invierno" (también en proceso de tramitación).

Todos estos objetivos europeos y las medidas asociadas están alineadas con las cinco dimensiones del proyecto político de la Unión Energética⁸: Seguridad energética, solidaridad y confianza; Un mercado europeo de la energía plenamente integrado; Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda; Descarbonización de la economía; e Investigación e innovación y competitividad.

En el horizonte 2050, la UE tiene todavía pendiente desarrollar su Estrategia de descarbonización para presentar a la Convención Marco de la Naciones Unidas sobre Cambio Climático y dar cumplimiento así al mandato del Acuerdo de París.

Esta descripción del entramado de objetivos y principios políticos europeos es importante para entender el punto de partida de la transición energética en España y la hoja de ruta de

descarbonización a largo plazo que plantee el Gobierno español. En concreto, según la propuesta de reglamento de gobernanza⁹, el gobierno tendrá que presentar un borrador de Plan integrado de energía y clima en enero de 2018 donde incluirá escenarios de emisiones a lo largo de toda la economía así como de consumo y producción de energía. De forma paralela, el gobierno trabajará en la elaboración de una Ley de Cambio Climático y Transición energética que deberá incorporar parte importante de los instrumentos (fiscalidad, financiación climática...) para dar cumplimiento a sus objetivos europeos y nacionales.

El proceso de transición energética es una cuestión compleja pues requiere tener en cuenta, para gran parte de los sectores de la economía, muchos elementos, tales como el efecto en cada uno de ellos de la competitividad, de la seguridad energética, de los objetivos de reducción de emisiones, de la vulnerabilidad de determinados sectores o industrias... Por ello, para abordar con éxito el proceso y conseguir los objetivos minimi-

Figura 3. Los pasos para una transición energética exitosa



⁷ Principalmente industria y energía.

⁸ El 25 de febrero, la Comisión Europea lanzó la "Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva".

⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

zando el coste y aprovechando al máximo las oportunidades que ofrece es necesario tener en mente, como mínimo, los siguientes aspectos:

- En primer lugar, realizar un **diagnóstico** riguroso sobre el punto de partida del país en cuanto a consumo y producción de energía, procesos de transformación y emisiones energéticas asociadas a cada sector de la economía.
- De este diagnóstico surgirán **debilidades y fortalezas**, que habrá que entender bien para fijar las **prioridades**.
- Una vez abordado el paso anterior hay que marcarse **objetivos de corto, medio y largo plazo** alineados con los objetivos climáticos del Acuerdo de París, teniendo en cuenta los **riesgos y las oportunidades**.

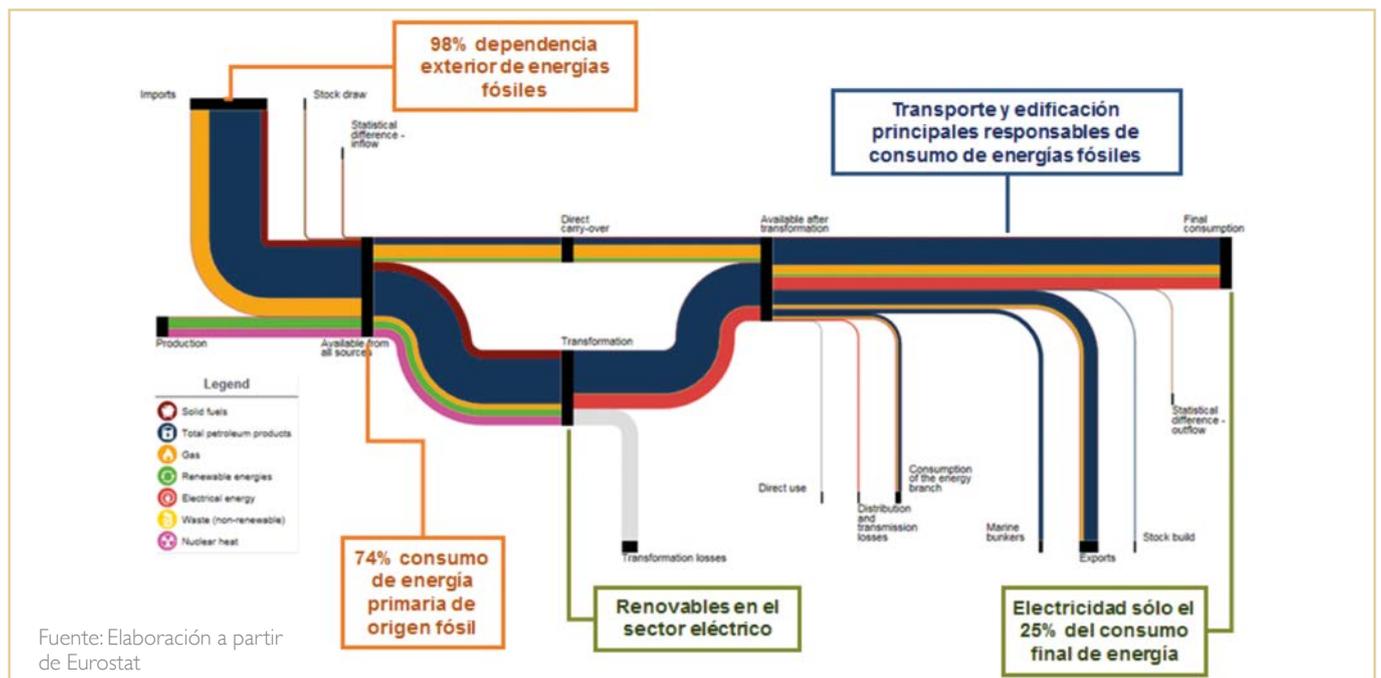
- Partiendo de este marco de objetivos y el grado de ambición al enfocar cada uno de ellos se debería establecer un sistema de **seguimiento y ajuste**.
- Por último, aunque no necesariamente en este orden, todo el proceso debe estar respaldado por un amplio **consenso político** y una **elevada participación pública**. Ello permitirá dotar de estabilidad a la estrategia desarrollada y aumentar la confianza de los inversores que son, en definitiva, aquellos que tendrán que poner en marcha las inversiones necesarias para materializar los escenarios energéticos y de emisiones.

En todo este proceso no hay que olvidar que habrá determinados sectores económicos o de la población más **vulnerables** que sufrirán un impacto negativo por esta transición. Para abordar esta cuestión debe-

rán establecerse planes de apoyo y reconversión desde la óptica de la política de I+D, industrial e incluso social.

En España el punto de partida está relativamente claro: tal como se observa en el diagrama siguiente, España tiene una elevada dependencia de recursos fósiles para hacer frente a la demanda, que alcanza el 74% del consumo de energía primaria. Además, estos recursos fósiles se importan en el 98%. Esta dependencia de energías fósiles se traslada a la estructura del consumo final, donde en 2015 los productos petrolíferos y el gas natural alcanzaron una cuota de casi el 70% y la electricidad apenas representa el 25%. El sector eléctrico es el que ha conseguido un mayor grado de descarbonización. Así, en ese mismo año, a pesar de una reducida hidraulicidad y eolicidad, más del 55% de la generación eléctrica era de origen renovable o de tecnologías no emisoras como la nuclear.

Figura 4. Diagrama de Sankey del sector energético español



Elementos básicos de un proceso de transición energética y climática

En este punto se plantean algunos de los elementos básicos para realizar una transición exitosa hacia una economía baja en carbono, teniendo en cuenta que este diagnóstico se produce en un momento de profundo cambio en el que el modelo "business as usual" ya no es una opción. Es conveniente aclarar que todos estos principios son perfectamente aplicables a las estrategias de gobiernos, empresas, sociedad civil y, sobre todo, a los ciudadanos. Todos los actores deben comprometerse con sus actuaciones para poder alcanzar una solución a uno de los mayores problemas de la Humanidad.

Para articular este análisis se parte de los seis elementos claves que se destacan en la figura 5. En primer lugar es necesaria la **anticipación de soluciones** a la problemática del cambio climático en sus escenarios más graves: no podemos esperar a que se superen los 2°C (o el 1,5°C en algunas de las hipótesis) para empezar a actuar. Para ello, resulta imprescindible **asumir la realidad del cambio climático** y que el mismo se ha visto acelerado por la actividad humana. En este sentido hemos avanzado mucho en los últimos años, pero no siempre ha sido así debido a un **negacionismo internacional que ralentizó la acción**. La abrumadora realidad que ofrecen los datos climáticos y el altísimo consenso alcanzado en el mundo científico han servido de espoleta para una toma de conciencia real sobre la magnitud del problema que representa el cambio climático. Esta toma de conciencia ha tenido respuesta en la sociedad civil, en las ONG, en las universidades, en las regiones, en las administraciones, en el mercado de capitales, en las empresas, etc. Prueba de ello la encontramos en el **Acuerdo alcanzado en París** y su posterior entrada en vigor acelerada que, sin lugar a du-

Figura 5. Elementos básicos de la transición energética



das, ha supuesto no sólo un gran espaldarazo al proceso formal de Naciones Unidas de lucha contra el cambio climático sino también una señal en la dirección correcta para todos los agentes económicos. Este impulso político en materia de acción global contra el cambio climático ha recibido respuesta por parte del sector privado (mercado de capitales, empresas de los distintos sectores...), dando pasos decididos hacia valorar de manera rigurosa los riesgos y oportunidades climáticos y establecer estrategias bajas en carbono y consistentes con los objetivos climáticos establecidos por dicho Acuerdo.

Hay que recordar que la lucha contra el cambio climático es uno más de los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por Naciones Unidas en su agenda de acción global a 2030. Esta agenda busca corregir los grandes problemas a los que se enfrenta la humanidad en su conjunto en materia de pobreza, salud, igualdad, medio ambiente... El reto es inmenso así como las necesidades que se derivan de su cumplimiento por lo que el **papel del sector privado es cru-**

cial como movilizador de recursos. Y en dicha movilización de recursos, que se mide en billones de euros sólo para la transición hacia una economía baja en carbono, afloran **numerosas oportunidades** para quien asuma alinearse con la agenda social.

Un segundo elemento clave una vez constatada la realidad del problema del cambio climático, los riesgos que genera y las oportunidades que plantea, es el de **internalizar la lucha contra el cambio climático en la cultura** (de países, ciudades, empresas, ciudadanos, etc.), impregnando la misma en todas las decisiones que se llevan a cabo por parte de cada actor. Este proceso de internalización nos tiene que hacer ver que el problema nos afecta a todos y que por ello, todos podemos y debemos contribuir a la solución. De este modo, en todas las facetas de nuestra vida (como consumidor, ciudadano, empleado...) debemos imponernos a nosotros mismos y demandar de los demás **metas claras**, coherentes con los objetivos globales. En el caso de las empresas, muchas están **trascendiendo su tradicional actividad de responsabili-**

dad social corporativa (RSC) basada en la filantropía, para **alinearla con su actividad ordinaria**. Para ello están asumiendo los conceptos de **valor compartido y dividendo social**, llevándolo incluso a sus estatutos sociales, a su objeto social y a su misión, visión y valores y concretando en todos ellos, entre otros elementos, la defensa del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático como elementos de actuación totalmente compatibles con su actividad ordinaria. Y muchas presentan compromisos públicos de cumplimiento de los ODS (y de cambio climático en particular) a distintos horizontes.

Y aquí cabe preguntarse, **¿qué gana una empresa** apostando por ayudar a cumplir los ODS y, en particular, luchando contra el cambio climático? Hay quien puede pensar, que “eso no da EBITDA o no da beneficio económico, por lo tanto no es interesante”. **Esto no es correcto, tal y como veremos a continuación.**

En efecto, la apuesta por los ODS (en este caso por el número 13 de lucha contra el cambio climático) **genera beneficios reales** a las denominadas **“empresas-ODS”**, ya que la sociedad que mayoritariamente (casi 200 países) ha impulsado la aprobación en la ONU de esa agenda social, está llena de **“ciudadanos-ODS”**, que a su vez son **“empleados-ODS”** que les gusta que sus empresas defiendan los ODS (lo que permite la **retención de talento** y motivación de empleados, **aumentando la productividad** y de ahí el EBITDA y los beneficios); **“ciudadanos-ODS”** que también son **“clientes-ODS”** dispuestos a comprar los productos de “empresas-ODS” (**aumentando los ingresos** y de ahí el EBITDA y los beneficios); o **“inversores-ODS”**, que prefieren invertir sus capitales en “empresas-ODS” que orientan su actividad a la Agenda Social, disminuyendo con ello la necesidad de aumentar dividendos monetarios para atraerlos como está ocurriendo con

los grandes fondos (Blackrock, Fondo de Pensiones Noruego, etc.) que invierten en las empresas que tienen estrategias de descarbonización frente a las que no lo hacen (**menor coste de capital** significa más EBITDA y más beneficios). Además, la **“Administración-ODS”**, empujada por su ciudadanía, establecerá las normativas medioambientales que generen incentivos a favor de la descarbonización y en contra de las estrategias emisoras, apoyando los procesos de inversión acometidos por “empresas-ODS” y añadiendo primas de riesgo a las inversiones llevadas a cabo por “empresas-NO-ODS”.

En definitiva, **ies rentable ser una “empresa-ODS” y luchar contra el cambio climático!**

Un tercer elemento, clave para resolver el grave problema que representa el cambio climático es **innovar**, tanto en **tecnologías bajas** de carbono (renovables, almacenamiento, redes inteligentes, bombeo...), como en **modelos de negocio** e, incluso, en **comportamientos humanos**. El desarrollo de estrategias de descarbonización masivas que sean sostenibles tecnológicamente, económicamente y socialmente necesita grandes esfuerzos en continuar innovando en todos los sectores económicos afectados por el cambio climático y, en especial, en el energético. De este modo se hace posible alcanzar soluciones que nos permitan compatibilizar la protección del medio ambiente con modelos organizativos y de negocio exitosos, que auspicien reducir costes y generar bienestar y crecimiento económico allí donde sean implantados. Aquellas estrategias de innovación más exitosas en la lucha contra el cambio climático, desarrolladas por algunos actores (empresas, ciudadanos, administraciones...) servirán de acicate para el resto de actores.

El cuarto elemento de estos principios para una correcta definición de una hoja de ruta se

corresponde con **llevar a cabo el proceso inversor**. De nada vale creerse el problema del cambio climático, internalizarlo en la cultura, innovar, si luego no se invierte. La inversión, en definitiva, es la materialización de las buenas intenciones y compromisos en proyectos y acciones específicas con impacto real sobre la actividad ordinaria de los agentes económicos. Intrínsecamente vinculado con este punto nos encontramos con la necesidad de ofrecer **información de forma transparente y fidedigna** (el denominado **disclosure**) que haga posible el escrutinio, por parte de la sociedad en su conjunto, de los analistas, del mercado de capitales, etc. del grado de realización de nuestros compromisos para comprobar la realidad de nuestros objetivos. En efecto, plantear objetivos públicos y verificar mediante el disclosure que se van cumpliendo es clave para **evitar las denominadas “estrategias de green washing”**, tendentes a dar una imagen de lucha contra el cambio climático pero retrasando mucho el proceso inversor que las concretaría. Para evitar dicho proceso de *green washing*, además de asumirse los requerimientos de *disclosure* de entidades independientes, los compromisos que se adquieran no deberían limitarse a los de **muy largo plazo** (2050), ya que cuando llegue dicho momento, los que ahora proponen dichos compromisos ya no estarán al frente de la responsabilidad de sus administraciones, empresas o instituciones (también válido para compromisos que se planteen por parte de ciudadanos) para asumir sus incumplimientos). Por ello también es importante presentar **compromisos a corto y medio plazo** (por ejemplo a 2020 y 2030).

Otro de los elementos clave es la creación de **señales adecuadas y transparentes** que permitan conocer las implicaciones reales para el medio ambiente de nuestras decisiones cotidianas (de consumo, transporte...) y que fomenten **comportamientos responsables**. Y que a través de dichos comporta-

mientos se incentiven las **inversiones y/o desinversiones** de descarbonización. Lo anterior se corresponde con la idea de conseguir la implementación del principio de que **"quien contamina paga"**, de modo que el daño ambiental generado sea internalizado como un coste más de la actividad económica. De este modo, se consigue un doble objetivo: **incentivar comportamientos e inversiones más respetuosos** con el me-

dio ambiente a la vez que obtenemos una **fuerza adicional de recursos** que puedan servir para financiar la transición hacia una economía baja en carbono.

Sin embargo estamos **muy alejados** de dar señales a la descarbonización. Algunos estudios señalan que la señal económica que está dándose a nivel mundial - sumando las penalizaciones por emitir y restando los subsidios

que reciben las fuentes emisoras de CO₂ - es de **menos 15\$/ton!**, es decir en vez de tener el principio de "quien contamina paga" se está dando la señal de "quien contamina recibe").

Estos fondos generados por el sistema de señales a la descarbonización también pueden ser utilizados para ayudar a complementar una segunda señal clave en el proceso de

Un caso práctico: Iberdrola

La experiencia de los últimos 15 años de Iberdrola confirma que es posible apostar fuertemente por inversiones que faciliten el tránsito a un sector eléctrico bajo en emisiones, creando empleo y ayudando al crecimiento económico de las comunidades en que está implantada, y al mismo tiempo aumentar los resultados para sus accionistas, convirtiéndose en estos años en una de las *utilities* líderes por capitalización bursátil en el mundo. En la actualidad, Iberdrola es uno de los líderes mundiales en energías renovables (con una potencia renovable de 27.400 MW en operación - para dar idea del tamaño, dicha potencia renovable es mayor que la potencia total instalada en cada uno de los países de África, menos en dos, y en cada uno de los países de Sudamérica, menos en dos - y más de 7.000 MW en construcción, siendo cerca del 60% de su capacidad en operación de origen renovable) con una especial apuesta por la energía hidroeléctrica y eólica. Dicha apuesta por la eólica se inició hace años, cuando todavía era una tecnología en fase experimental (apoyando a los tecnólogos en sus procesos de innovación), habiendo llegado a ser el mayor productor de energía eólica terrestre del mundo. Este proceso inversor le ha permitido reducir nuestras emisiones en un 75% desde el año 2000 y mantener una intensidad de emisiones por MWh un 70% inferior a la de nuestros principales competidores. Este desarrollo de su actividad ordinaria ha servido también para liderar el desarrollo de redes inteligentes y bombeo que permitan la integración masiva de renovables y una mayor participación de los clientes. A través de sus procesos de contratación de determinados componentes de sus parques eólicos marinos, ha ayudado a adaptar a la economía verde otros sectores económicos, como el sector naval (caso de astilleros de Navantia).

Iberdrola siempre ha mostrado una voluntad clara de apostar por la lucha contra el cambio climático y por el avance hacia una economía sostenible y descarbonizada, viendo en ello una oportunidad. Así, para seguir incrementado ese compromiso con la sostenibilidad se ha marcado los siguientes objetivos medioambientales de cara a las próximas décadas: reducir para 2020 y 2030, respectivamente, la intensidad de emisiones de CO₂ en un 30% y un 50% con respecto a las emisiones específicas de la compañía en 2007. A más largo plazo se ha impuesto el compromiso de ser neutra en carbono en 2050. Iberdrola ha registrado sus compromisos de cambio climático en NAZCA¹⁰, zona para la Acción Climática de Actores no Estatales y en la plataforma *Science Based Targets*. Adicionalmente, y en aras de alinear la estrategia global de la empresa hacia el cumplimiento de estos objetivos, se han modificado los Estatutos Sociales, la Misión, Visión y Valores del grupo Iberdrola de forma que se asegure "la creación de valor de forma sostenible" y la "maximización del dividendo social", estando "comprometido con la lucha contra el cambio climático a través de toda su actividad empresarial, con el dividendo social y con la generación de empleo y riqueza en su entorno". Este compromiso se ha venido defendiendo desde la compañía como una de las líneas principales de actuación a través de importantes campañas de sensibilización y concienciación internas y externas (cursos para empleados, materiales para colegios, obras de teatro para niños, documental, Manifiestos presentados en la COP 21 y COP22, etc), con el objeto de contribuir a mantener el momentum actual en materia de lucha contra el cambio climático.

Esta apuesta por la sostenibilidad ha situado a la compañía como un referente en índices como el Global 100, CDP, el Dow Jones Sustainability Index, el FTSE4Good o el Climate Disclosure Leadership Index.

transición energética, cual es la señal de que hay que dar **protección de los colectivos vulnerables**. Un proceso de transición de estas características necesariamente genera grupos cuya incapacidad para adaptarse al cambio climático, bien por la falta de recursos tecnológicos o bien por falta de recursos económicos, los posiciona en una situación de vulnerabilidad. Las Administraciones deben velar por la protección de estos colectivos a través de la implementación de **políticas sociales y económicas**, teniendo en cuenta también el efecto que las inversiones (o desinversiones) de la lucha contra el cambio climático tendrán sobre la reconversión de **determinados sectores**.

Estas necesidades especiales también pueden afectar a países en su conjunto, de modo que resulta necesario continuar avanzando en

la creación de marcos de colaboración internacional que permitan habilitar recursos económicos para estas economías e incentivar las **transferencias financieras y de tecnología** a las que hace mención el Acuerdo de París. Es necesario tomar consciencia de que en la actualidad todavía más de 1.100 millones de personas carecen de acceso a formas modernas de energía y para poder dar solución a esta situación sin generar nuevos desequilibrios ambientales todos los países deben cooperar en función de sus capacidades.

El último de los puntos a analizar es la necesidad de políticas de **sensibilización y concienciación**, en todos los ámbitos de la sociedad. Esta es una herramienta imprescindible que debe utilizarse para continuar manteniendo el *momentum* actual de cara a continuar incrementando la ambición climá-

tica. Sólo si el público en general está bien informado y comprende la magnitud del reto que tenemos delante, e internaliza que con sus múltiples decisiones cotidianas (consumo responsable, hábitos alimenticios, transporte sostenible, presión a sus Instituciones, elección de sus empresas...), unidas a la de los otros millones de ciudadanos del planeta, es capaz de cambiar los modelos de producción y consumo insostenibles, será posible alcanzar el reto que plantea el Acuerdo de París.

La concienciación y la sensibilización en todas las organizaciones debe ser tanto **hacia fuera**, mediante campañas públicas que pongan de manifiesto el reto que supone el cambio climático y las actuaciones que pueden llevarse a cabo para cumplir con los objetivos marcados, como **hacia dentro** haciendo partícipes a sus empleados. ■

Conclusión

Después de estas reflexiones sobre la situación de partida en la que nos encontramos en los sectores energéticos, y el importantísimo reto que se tiene por delante, resumimos a continuación algunos de los elementos vistos en este artículo que permitirían realizar una transición energética y climática exitosa que permitiese cumplir con los objetivos del Acuerdo de París:

1. El cambio climático genera importantes riesgos en todas las actividades humanas. Los propios riesgos directos en activos, modelos de negocio y personas, que requerirán procesos de adaptación, pero también los que se generarán hacia aquellos actores que no cumplan con las medidas de mitigación (descarbonización) que establezcan los marcos normativos. Todos los actores deberían plantear sus estrategias de adaptación y mitigación.
2. La lucha contra el cambio climático requiere importantes volúmenes de inversión para llevar a cabo los cambios de modelos de producción y consumo. Esto significa una oportunidad para quienes adopten estrategias de descarbonización (bien sea en adaptación o en mitigación). La sociedad en su conjunto debe conseguir, con sus cambios de comportamientos y con los desarrollos normativos permitentes, que sea rentable para una empresa ayudar a cumplir con la Agenda Social (ODS) y, en particular, establecer estrategias de inversión de lucha contra el cambio climático.
3. Para dotar de estabilidad, certidumbre y eficiencia al enorme volumen de inversiones en procesos tecnológicos, de innovación y de modelos de negocios es imprescindible alcanzar un Pacto de Estado, con participación de todos los actores (públicos y privados) de todos los sectores implicados.
4. Las distintas Administraciones deben ser claras en la definición de los objetivos buscados en cada sector (en términos de descarbonización) teniendo en cuenta otros elementos de contorno (oportunidades, competitividad, seguridad, empleo, co-beneficios aportados por la descarbonización, tratamiento de colectivos vulnerables) así como en el plazo para alcanzarlos (2050) y los hitos intermedios (por ejemplo, en 2020, 2030 y 2040) que eviten dejar para el final las acciones de descarbonización.

5. Deben establecerse las políticas energéticas y climáticas coherentes con los objetivos y plazos señalados en el punto anterior, eliminando aquellas que van en contra. Por ello es clave introducir al máximo nivel normativo la necesidad de aplicar el “principio de quien contamina paga”, siendo muy importante apoyar el establecimiento de señales eficientes de CO₂. Esto no solo ayudará a llevar a cabo las inversiones pertinentes, sino también a desarrollar los instrumentos normativos o fiscales (reforma fiscal medioambiental) que establezca los incentivos y penalizaciones y elimine las actuales inconsistencias (subsidios a combustible fósiles o cargas a fuentes de producción limpia o cargas a usos de consumo descarbonizados como ocurre con las actuales tarifas eléctricas que soportan costes que minan su competitividad) a dicho Principio.
6. La lucha contra la contaminación global (CO₂) aporta co-beneficios a la lucha contra la contaminación local (NOx, partículas, etc.) y viceversa, ya que ambas tienen una fuente común y comparten las soluciones (uso de tecnologías bajas en carbono y electrificación del transporte) por lo que es aconsejable tratarlas de manera conjunta.
7. Las inversiones en el sector energético son de largo plazo por lo que las decisiones actuales de inversión condicionarán el horizonte a 2050. Por tanto es clave que los análisis tengan en cuenta las trayectorias a 2050 y no sólo los escenarios a más corto plazo (2030 o 2040).
8. Los escenarios a futuro con los que se visualiza la penetración de las distintas estrategias de descarbonización deben realizarse teniendo en cuenta, no sólo las previsibles evoluciones tecnológicas, sino también considerando que se llevarán a cabo las necesarias reformas normativas y fiscales medioambientales. Con ello se podrán evaluar de manera más certera el grado de penetración de las tecnologías bajas en emisiones.
9. El cumplimiento de los objetivos climáticos debe incorporarse a todos los segmentos de la sociedad. Es una cuestión de todos: gobiernos, regiones, ciudades, empresas, ciudadanía... Para avanzar en este ámbito, la formación y los planes de concienciación juegan un papel muy importante.
10. Todos los actores deben asumir compromisos y, ser transparentes en el cumplimiento de los mismos a través del *disclosure* informativo, de manera que se pueda evaluar fácilmente por terceros su grado de compromiso.
11. La introducción de dinámicas colaborativas *multistakeholder* en la acción climática permite alcanzar soluciones más ambiciosas por la conjunción de sinergias. Son muy importantes las alianzas Público-Privadas.
12. Finalmente, un elemento crítico es que la aplicación de todas estas actuaciones debe tener en cuenta los impactos que sufrirán los colectivos vulnerables en sentido amplio. Desde países con menos recursos que necesitarán apoyo en materia de transferencia financiera y tecnológica a sectores industriales que tendrán que reconvertirse o ciudadanos con menos recursos económicos que tienen dificultades para asumir sus facturas energéticas que, además, pueden verse afectadas por las políticas de adaptación y mitigación del cambio climático.

“TODOS, CON TODAS LAS PALANCAS ACTUANDO YA”

Es decir, la lucha contra el cambio climático requiere de TODOS (Administraciones, Instituciones, Empresas, ONG, Mercados de Capitales, Religiones, Universidades, Ciudadanos), usando todas las palancas (financieras, tecnológicas, normativas, sociales...) y actuando con urgencia, porque, según algunos de los escenarios descritos por los científicos, tenemos muy pocos años para no sobrepasar las líneas rojas que llevarían al planeta a una inestabilidad de consecuencias impredecibles.

Implementar el Acuerdo de París es crucial. Y como dijo Ban Ki Moon cuando se le apeló sobre la alternativa a la potencial falta de cumplimiento del Acuerdo:

“No hay Plan B, porque no hay Planeta B”

25 Años de Energía y Economía

Primera parte: eficiencia energética

Rafael Sánchez Durán

ENDESA

El presente trabajo analiza un amplio periodo de nuestra historia centrado en las relaciones entre economía y energía. A modo de introducción presentaremos un primer bloque con los 25 años de transición energética de nuestro país, evaluando la evolución de las principales magnitudes como población, PIB, energía primaria y emisiones junto a indicadores que medirán, siguiendo la identidad de Kaya, el nivel de riqueza por habitante, indicador de eficiencia energética y emisiones.

La historia energética de nuestro país, necesariamente, tiene que ser dividida en al menos dos periodos. Una primera etapa, entre 1990 y 2005, caracterizado por un crecimiento continuado en la economía que demanda energía a similar ritmo. Otro segundo un periodo, cuyo punto comienza a partir de la crisis financiera, que veremos reflejado en torno al 2005, seguido de un periodo de recuperación de actividad. Este segundo periodo tiene un comportamiento atípico, frente a tendencias del pasado que facilitaban la tarea de planificadores energéticos. Es un periodo que podríamos

resumir además de por su inestabilidad en la relación con la economía, por la aparición de importantes mejoras de intensidad energética¹.

De cara a futuro y para las próximas décadas, según diferentes proyecciones, se espera un crecimiento medio de PIB del 2%. Un crecimiento económico, según diferentes escenarios, que debe venir acompañado por un crecimiento plano de la demanda de energía final.

Factores como el grado de terciarización de la economía, el peso del sector transporte, o el grado de electrificación de la energía final, entre otros, condicionan la senda a largo plazo. En este capítulo no trataremos la perspectiva de demanda energética, pues por limitar su extensión nos centramos en el análisis histórico. Será otro entregable de esta serie donde trataremos la evolución de los últimos 25 años en renovables, gases efecto invernadero, para finalizar con una perspectiva de demanda energética a 2030. Cabe mencionar en esta breve introducción que la Eficiencia Energética, adquiere un

especial protagonismo en las líneas que siguen, ya que constituye un concepto clave en la sostenibilidad futura, y por el enorme potencial de ser el recurso energético que permite conciliar los objetivos de seguridad energética, crecimiento económico y la mejora de emisiones de gases de efecto invernadero.

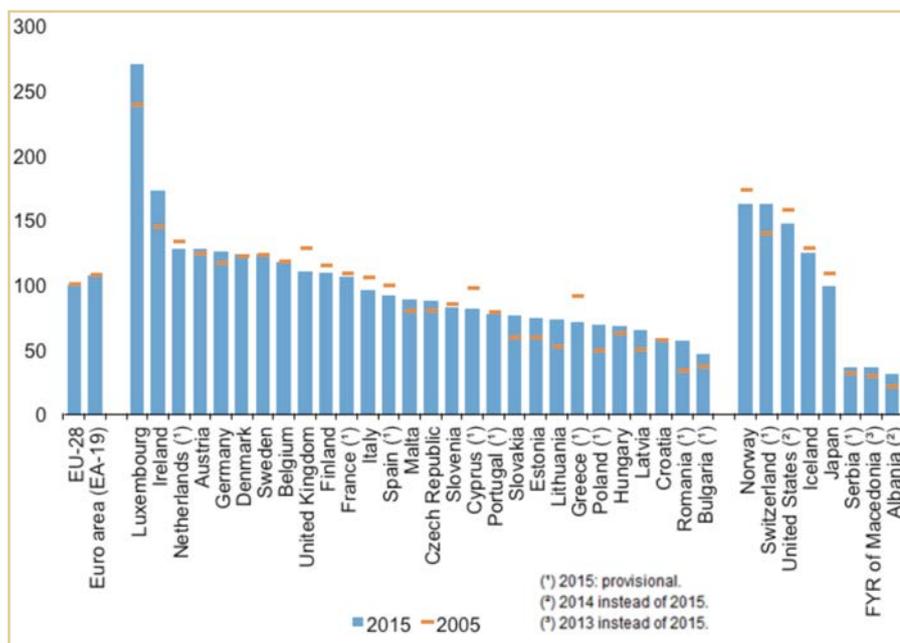
En este sentido el reto es lograr hacer crecer la economía de cada país a un ritmo desacoplado de su consumo energético, a través, principalmente, de una mejora de la eficiencia energética. Este aspecto es importante, sobre todo teniendo en consideración el efecto que la crisis de 2005 parece haber dejado en los Estados miembros como se puede apreciar en la Figura 1.

El año 1990, será pues el punto de partida de este estudio para comparar la trayectoria de 25 años de transición hasta 2015.

Toda información ofrecida en este estudio, es de carácter abierto y accesible, procede de la oficina de estadísticas de Europa, EUROSTAT, mostrando el comportamiento de

¹ Por intensidad energética medimos el cociente de energía primaria por cada unidad de PIB. Durante el estudio se utilizará moneda constante euro referidos al año 2010

Figura 1. Eurostat GDP per cápita at euro current market prices, 2005 and 2015



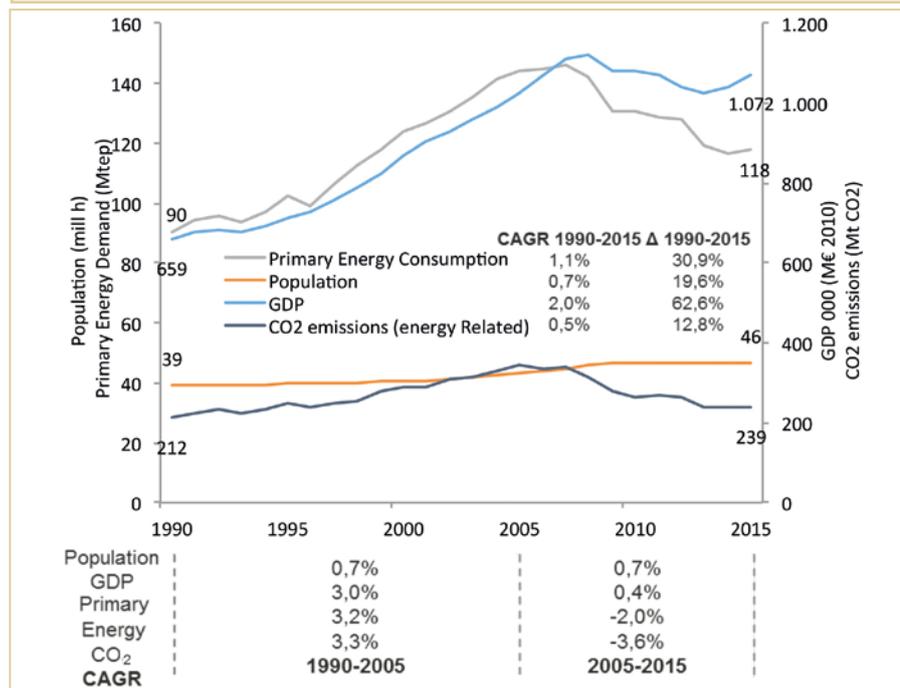
magnitudes socioeconómicas, energéticas y ambientales, desde la perspectiva global de Europa y España, de forma coherente.

España 1990-2015: 25 años de transición energética

Como antesala de este análisis, en este apartado, se analizarán los últimos 25 años de la historia de transición energética en España, 1990-2015. La iteración de la actividad humana, económica con el consumo energético y las emisiones de dióxido de carbono, las vamos a representar en la exposición de cuatro parámetros clave: población, PIB, energía primaria y emisiones de CO₂, tal y como se expone en la Figura 2.

Entre 1990 y 2005 vemos un fuerte crecimiento económico (3,0% PIB vs 2,1% UE) y de 2005 a 2015 se observa el periodo de crisis y posterior recuperación (0,4% PIB vs 0,9% UE). El impacto en consumo de energía primaria fue del 3,2% y -2,0% por periodo².

Figura 2. 1990-2015 Population (mill h), Primary Energy Demand (Mtep), GDP 000 (M€ 2010) and CO₂ emissions (Mt CO₂)



En estos 25 años en Europa la población ha crecido al 0,3% de media, España presenta un fuerte crecimiento del 0,7%. Mientras Europa creció en este periodo un 7% en términos absolutos, España lo hacía casi un 20%, un valor propio de países en desarrollo, y con mayor necesidad energética al resto.

La energía *per cápita* en el primer periodo se aproxima a buen ritmo a Europa, 2,4% vs 0,3%, en acercamiento de perfil de consumo, se ve frenado por la crisis, aumentando el diferencial junto a penetración de tecnologías eficientes.

En la serie histórica vemos como el diferencial de energía primaria *per cápita* se ha reducido desde 1 tep/hab a 0,5 tep/hab. A

² Salvo indicación los porcentajes expresados en crecimiento promedio anual (CAGR Compound annual growth rate) en el periodo analizado. También aparece bajo el símbolo delta (Δ) la variación acumulada en el periodo.

Figura 3. 1990-2015 Primary Energy per cápita (toe/hab)

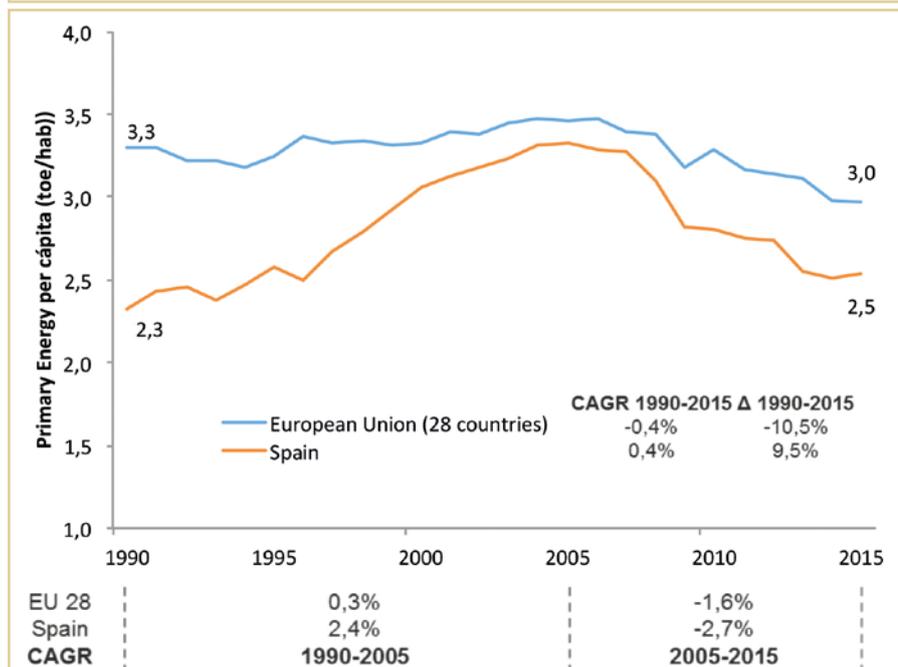
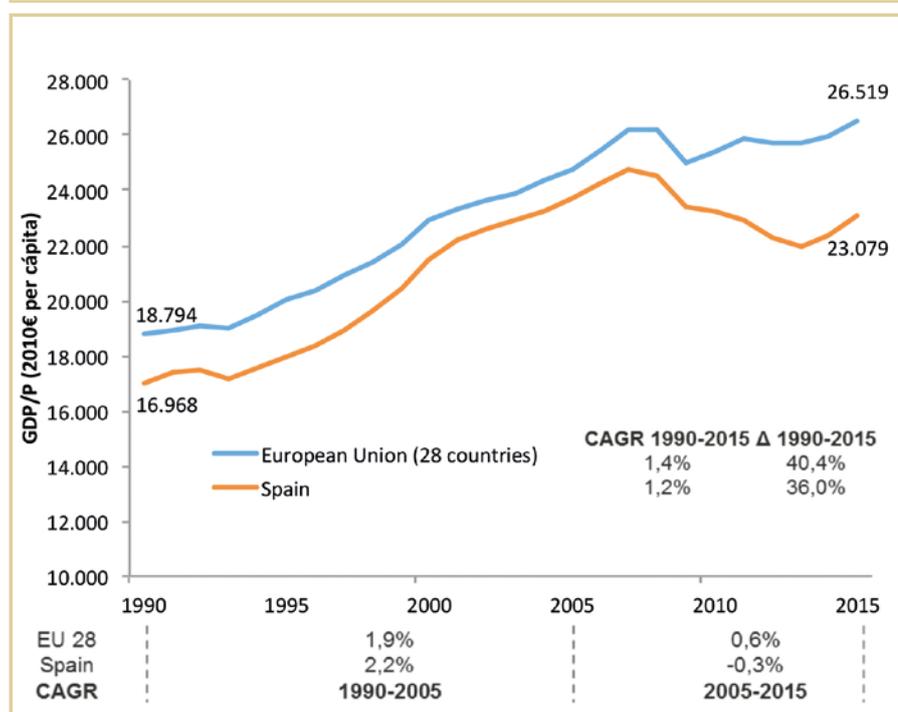


Figura 4. 1990-2015 GDP/P (2010€ per cápita)



futuro, el dilema para España tras el periodo de crisis, será entender si la población va a seguir creciendo respecto a los 46,5 millones actuales. Proyecciones de Naciones Unidas (UN Population Division 2015) estiman para el año 2030 un escenario bajo de 44,47 millones de habitantes (-0,24%) frente a un escenario alto de 47,37 millones de habitantes (+0,18%), en línea con el INE que apunta a 45,89 millones de habitantes, y que pudiera tomarse como un valor central para la evolución de demanda energética futura. Tendremos que incorporar la evolución económica como parámetro clave.

La crisis económica, ha provocado que el PIB per cápita haya decrecido en el segundo tramo, un -0,3%, reduciendo el progreso de la primera década, 2,2% a un 1,2%, creciendo per cápita por debajo de Europa, 1,4%.

Economía y población son los principales motores de crecimiento de la demanda de energía y emisiones de CO₂. La única vía de compensación de este crecimiento será la eficiencia energética, y la descarbonización. La relación de estos conceptos aparece con la denominada "Identidad de Kaya"³, una expresión matemática que se utiliza para describir la relación entre los factores que influyen en las emisiones de dióxido de carbono que se emiten a la atmósfera, por un determinado país. Publicada por primera vez en el libro "Environment, Energy, and Economy: strategies for sustainability" 1997 la identidad de Kaya está referida a la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones CO}_2 = \text{Población} \times \frac{\text{PIB}}{\text{Cápita}} \times \frac{\text{Energía}}{\text{PIB}} \times \frac{\text{CO}_2}{\text{Energía}}$$

Centrados en la ecuación en su tercer factor, tenemos la intensidad energética, un parámetro definido como la cantidad de energía consumida por actividad o produc-

³ Desarrollada en 1995 por el economista energético japonés Yōichi Kaya

ción. Suele representarse referida a energía primaria o final (primaria en Figura 5) respecto a un indicador económico (nacional PIB o sectorial VAB⁴). La intensidad energética refleja las mejoras en eficiencia energética, es un parámetro a tener en cuenta en su comparación en el ámbito de las series históricas y respeto a otros países.

Como vemos en la Figura 5, España mejora su intensidad energética. Medida en toneladas de petróleo equivalente sobre energía primaria, avanza un -0,9% promedio durante el periodo 1990-2015. Lo hace a un ritmo constante, fundamentalmente, desde los años de recesión, donde decrece en un -2,4% y siguiendo la misma pendiente que Europa desde 2005 hasta 2015.

Las políticas de eficiencia energética suponen un ahorro para los consumidores, además de aportar beneficios en relación con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad del suministro, la competitividad, la sostenibilidad.

El tipo de industria de base en la economía, así como su grado de terciarización o fenómeno de mayor peso del sector servicios frente al industrial, tiene una incidencia sustancial a la hora de comparar y analizar la eficiencia en cada Estado miembro.

A 2015 y con precios del año 2010 el sector industrial representa el 33% del Valor añadido Bruto a precios básicos⁵, frente al 65% del sector servicios y 2% el de Agricultura. Profundizar en los distintos sectores de energía final, industria y servicios, que se encuentran enormemente vinculados al avance de la economía en general o de su subsector en particular. Pero dada la evo-

Figura 5. 1990-2015 Primary Energy Intensity (Mtoe/€2010)

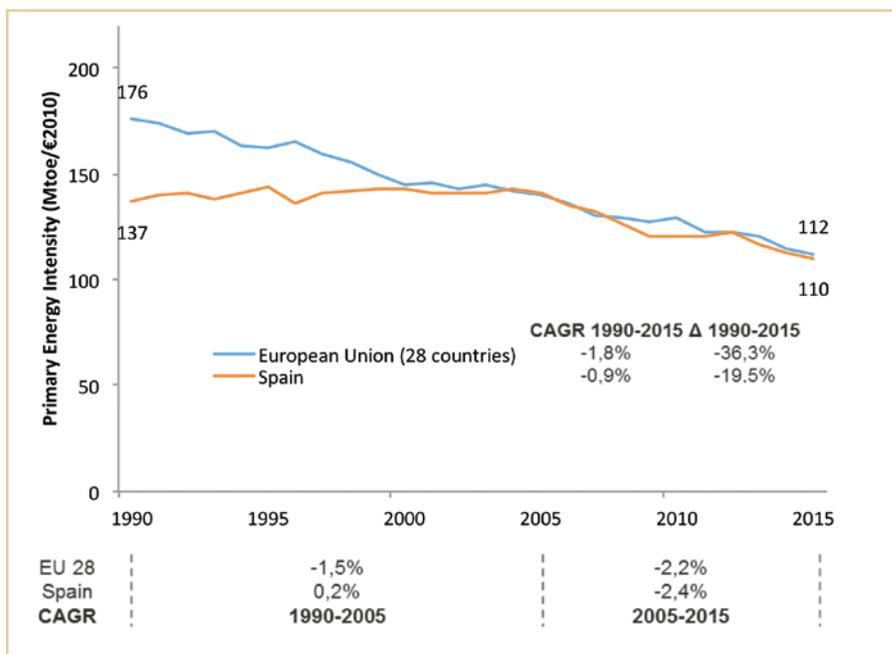
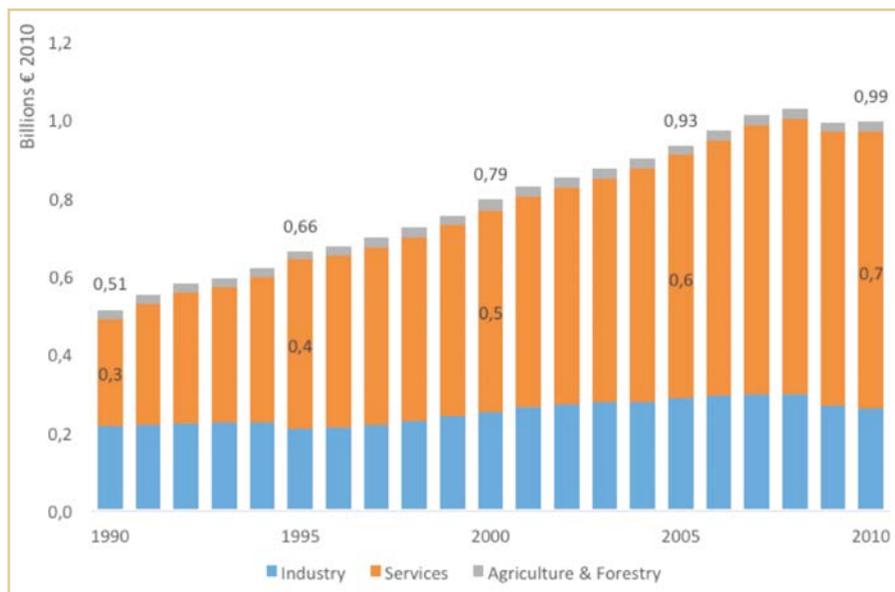


Figura 6. Value added, gross (billion € 2010 prices)



⁴ Valor Añadido Bruto

⁵ Resultado final de la actividad de producción de unidades productoras residentes = Producción total de bienes y servicios de la economía - total de consumos intermedios utilizados en los procesos productivos. VABpm = VABcf + impuestos s/producción - subvenciones s/explotación. Según SEC 95. VABpb (a precios básicos) parte de VABpm pero no incluye los Impuestos netos sobre el producto excluido el IVA.

lución del periodo, también será preciso distinguir entre periodos de recesión con pérdida de PIB o de valor añadido bruto.

Para entender el impacto real de la eficiencia energética, es necesario separar los impactos de factores exógenos como cambios en la actividad competitiva del sector, de estructura económica que impactan directamente en la demanda de energía, respecto a los cambios en la intensidad energética, que verdaderamente son asignables a una mejora de eficiencia.

Para ello será preciso emplear metodologías de descomposición factorial como la de Laspeyres, donde descomponer los fenómenos de actividad propia del sector (cambio estructural) de la participación con otros subsectores y el cambio de intensidad energética, efecto que puede estar dándonos señales de reducción de consumo energético, en definitiva vinculado al desarrollo de la eficiencia energética en dicho sector.

$$E = \sum_{i=\text{subsector},}^{\infty} A_i \cdot \frac{A_i}{A} \cdot \frac{E_i}{A_i} = A_i \cdot \sum_{i=\text{subsector},}^{\infty} (S_i \cdot I_i)$$

Siendo E= Consumo de energía final, i = Subsector/usuarios finales de la energía dentro del sector

Este método de descomposición de Laspeyres, junto otros como el índice de media logarítmica Divisia (LMDI), permiten analizar la contribución relativa de los factores de variación de consumo de energía. Se puede justificar como la suma o multiplicación de efectos de naturaleza económica (A), tecnológica (S) y de eficiencia energética (I)

Tabla 1.

FORMULACIÓN	DESCRIPCIÓN
$\Delta E = E_t - E_0$ $= \Delta A + \Delta S + \Delta I$ $+ \varepsilon$	Podremos expresar qué parte del cambio energético se ha debido a la Actividad, a cambio de la Estructura Sectorial o a la mejora/empeoramiento de la Intensidad energética. ε es un residual que aglutina el resto de factores.
$E_t^A = \frac{A_t \sum_i S_0^i I_0^i}{E_0}$	A = Actividad: valor agregado bruto (VAB) para el sector de la industria y los servicios; población para el consumo residencial; o pasajeros-kilómetro y toneladas-kilómetros, respectivamente, para los sectores del transporte de pasajeros y mercancías.
$E_t^S = \frac{A_0 \sum_i S_t^i I_0^i}{E_0}$	S = Estructura Sectorial: Tanto el sector Industria como el de Servicios contienen diferentes actividades o subsectores, con un comportamiento energético diferente, así como las medidas de la actividad de uso final residencial o modos de transporte.
$E_t^I = \frac{A_0 \sum_i S_0^i I_t^i}{E_0}$	I = Intensidad Energética: uso de energía por unidad económica o de actividad, relaciona energía y creación de valor físico o un servicio

Si evaluamos la evolución energética del sector industrial en el periodo 1990-2015, tenemos (ver figura 7):

económica de los sectores, compensado parcialmente por el cambio estructural de industrial a terciario.

La variación de demanda energética puede justificarse por un cambio en la actividad

Pero este efecto realmente enmascara una crisis en su interior, como hemos podido

Figura 7. Laspeyres Index & Logarithmic Mean Divisia, LMDI

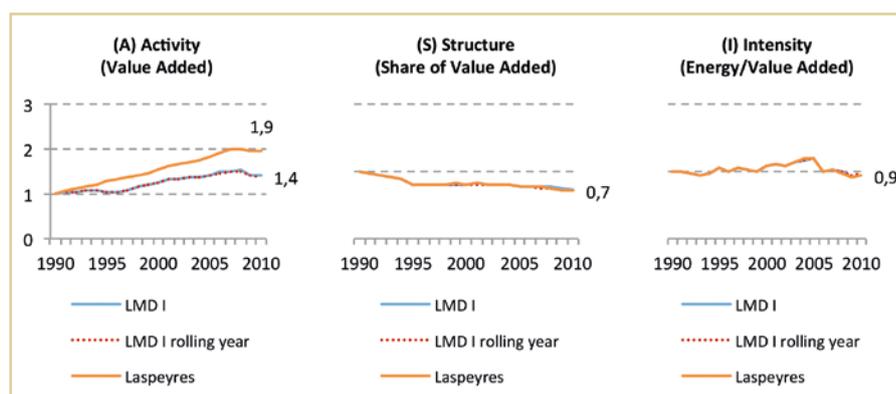


Figura 8. Laspeyres Index & Logarithmic Mean Divisia, LMDI)

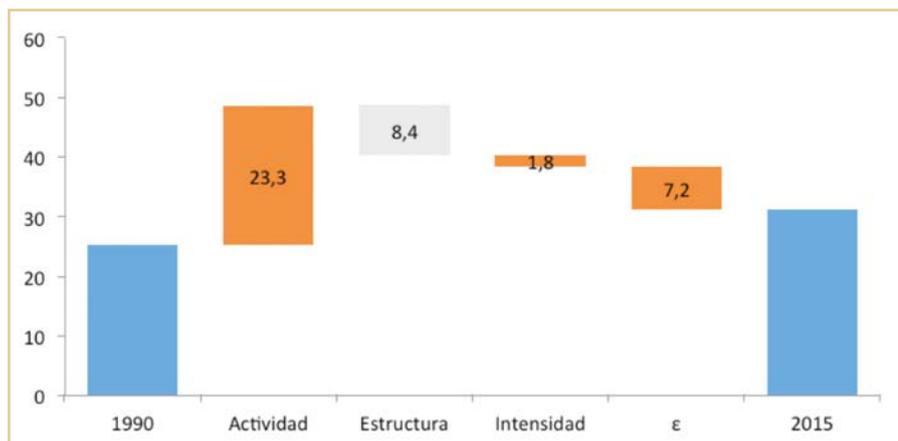


Figura 9. Descomposición factorial de Laspeyres 1995-2014

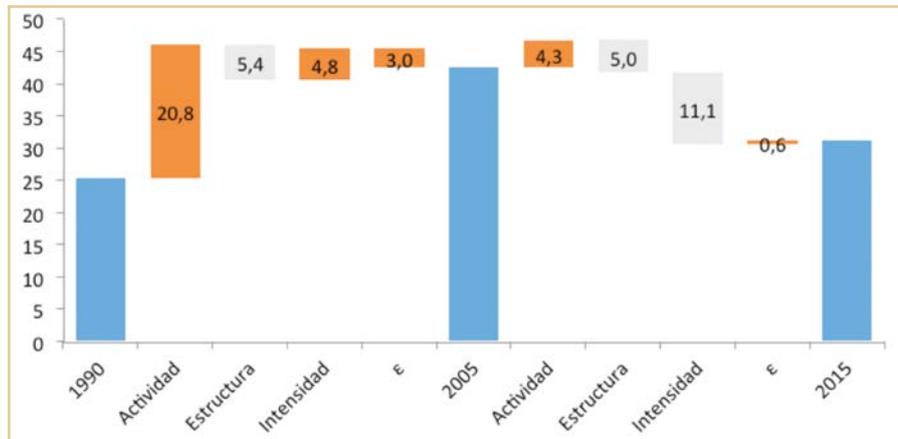
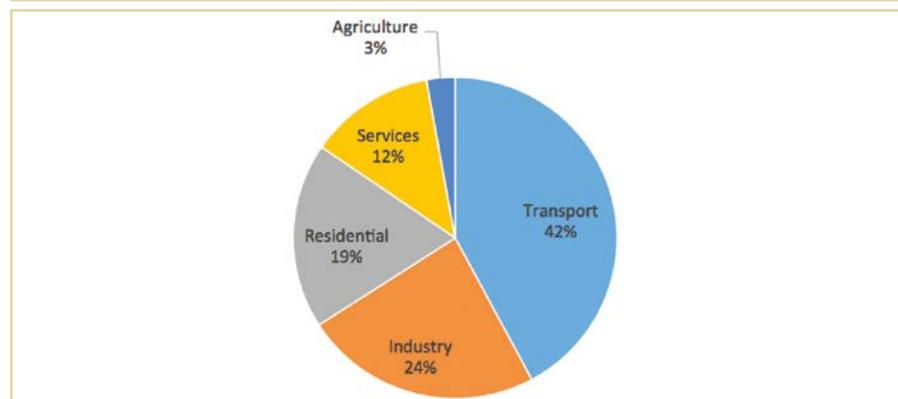


Figura 10. Final Energy consumption by energy uses 2015



comprobar en las series temporales, por lo que tendremos que realizar la descomposición de dos tramos, tomando con punto de inflexión el año 2005. De esta forma vemos que la intensidad energética mejora notablemente en la segunda etapa, con el periodo de recesión económica, ver Figura 9.

De esta forma es posible entender la evolución energética a partir de la económica del país, representada por el PIB/VABpb, pero no con ello justificamos la totalidad de la energía final, pues los sectores Industria, Servicios y Agricultura solo representan el 39% de la energía final, quedando el mayor peso en el sector transporte, que representó la mayor cuota de consumo de energía final (42 %) en 2015, seguido del sector de la vivienda residencial (19%).

Ningún sector puede quedar fuera de este esfuerzo conjunto: el transporte por carretera, la calefacción dependiendo del tipo de clima, los vehículos por cada 1000 habitantes, la entrada de electricidad y combustibles alternativos al petróleo en el sector transporte, el % de viviendas unifamiliares⁶ vs edificios, son elementos que no pueden faltar en el cierre final de la intensidad energética de un país, cada uno contribuyendo con su cuota de energía final.

La intensidad carbónica, por último, medida en toneladas de CO₂ sobre energía primaria, presenta una mejora continua, del -0,6% de promedio entre 1990-2015. A partir de los años de crisis, donde decrece el valor de CO₂ por Energía Primaria en un -1,6% durante el periodo 1990-2015. A partir de los años de crisis, donde decrece el consumo por PIB en un -2,4%.

⁶ Las viviendas unifamiliares tienen mayor requerimiento energético derivado de la calefacción, ver detalle del "Proyecto SPAHOUSEC (Análisis del consumo energético del sector residencial en España)" IDAE 2009. Valores de 0,9 tep/hogar vs 0,2 en edificios de viviendas. También se observa una importante diferencia entre las viviendas de clima Continental (0,6 tep/hogar) frente al Atlántico o Mediterráneo (0,3 tep/hogar)

Figura 11. 1990-2015 Carbon Energy Intensity (toe CO₂/Mtep)

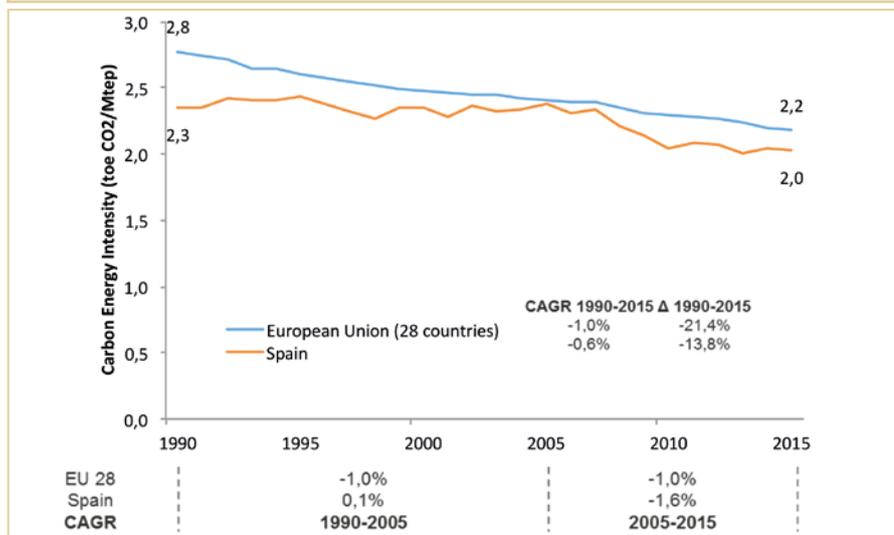
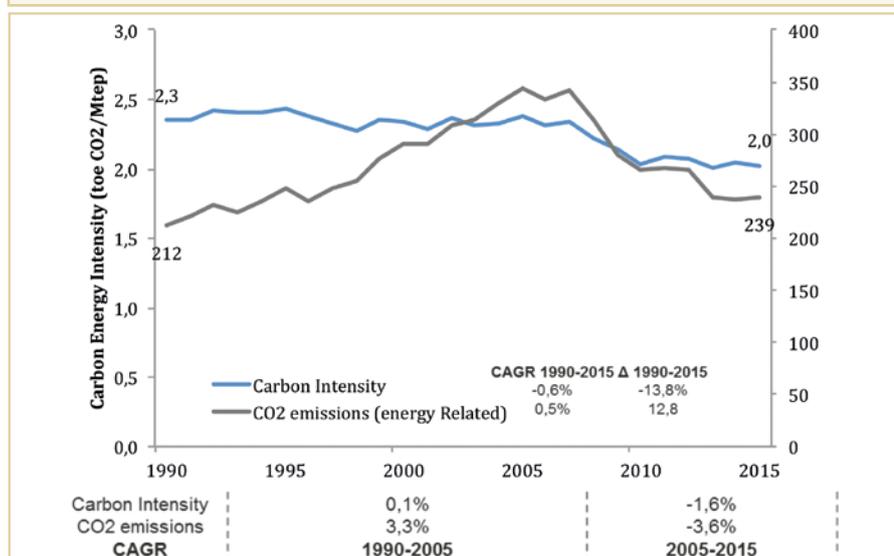


Figura 12. Spain Kaya Identity Elements

Spain (Kaya Identity)	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Population (mill hab)	38,85	39,64	40,47	43,29	46,49	46,45
GDP/P (mil €2010)	16,97	17,92	21,45	23,68	23,25	23,08
Energy Intensity (#)	136,62	143,68	142,46	140,65	120,50	109,96
Carbon Intensity (#)	2,35	2,43	2,34	2,38	2,04	2,03
CO ₂ emissions (mill t)	211,60	248,22	289,83	343,84	265,55	238,70

Figura 13. 1990-2015 Carbon Energy Intensity (toe CO₂/Mtep) vs Carbon emissions



Si aplicamos la identidad asociaremos⁷ los 4 elementos con las emisiones de CO₂ (figura 12):

Aplicando la fórmula obtenemos las emisiones de CO₂ a partir de la multiplicación de valores (figura 13).

En síntesis podemos ver la evolución de España en los últimos 25 años a través de índices. Podríamos explicar cada momento en la historia e incluso razonar sobre las causas de emisión en cada momento (figura 14, página siguiente).

Las emisiones producidas entre 1990 y 2015 crecieron en el periodo un 13% en valor absoluto respecto a 1990, derivado fundamentalmente del crecimiento de población, un 20%, junto a un crecimiento de PIB del 63%, (26% si lo combinamos con la población y obteniendo el valor per cápita) que fue parcialmente compensado con una mejora de intensidad energética de un 20% junto a la carbónica del 14%.

La eficiencia energética

Reducir la demanda de energía y “poner en primer lugar la eficiencia energética” es uno de los objetivos principales de la Unión de la energía. La eficiencia energética es considerada como la primera fuente de energía, y viene a ser la “clave de bóveda”, junto a renovables y gas, para la transición energética hacia una energía baja en carbono.

Actuar sobre el lado de la demanda de la energía tampoco debe suponer renunciar a mantener el ritmo de crecimiento económico de un país y su empleo, sino que realizando el esfuerzo de manera racional sobre aquellos sectores que presentan un mayor potencial, puede aportarnos una oportunidad para mejora competitiva junto a la seguridad del suministro.

⁷ Emisiones CO₂ = Población × $\frac{\text{PIB}}{\text{Cápita}}$ × $\frac{\text{Energía}}{\text{PIB}}$ × $\frac{\text{CO}_2}{\text{Energía}}$ La ecuación de Kaya (1995), muestra el CO₂ emitido por la actividad humana, depende del producto de cuatro variables y fruto del resultado de multiplicar y dividir por población, PIB y energía a escala global.

Figura 14. Index 1990=1 Main figures

Spain Index 1990=1	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Population	1,00	1,02	1,04	1,11	1,20	1,20
GDP	1,00	1,08	1,32	1,56	1,64	1,63
Primary Energy Consumption	1,00	1,13	1,37	1,60	1,45	1,31
CO₂ emissions	1,00	1,17	1,37	1,62	1,25	1,13
GDP/P	1,00	1,06	1,26	1,40	1,37	1,36
Energy Intensity	1,00	1,05	1,04	1,03	0,88	0,80
Carbon Intensity	1,00	1,04	1,00	1,01	0,87	0,86
Energy per capita	1,00	1,11	1,32	1,44	1,21	1,09

Conscientes de lo anterior, en 2015, los Estados miembros confirmaron la necesidad de alcanzar el objetivo del 20 % de eficiencia energética para 2020. En noviembre de 2016, la Comisión propuso reforzar este objetivo más allá de 2020, con otro objetivo vinculante para la UE en materia de eficiencia energética del 30 % para 2030.

El debate en la Unión Europea

En octubre del 2014⁸, los Jefes de Estado y Gobierno fijaron el marco de los objetivos de clima y energía para el 2030, estableciendo un objetivo indicativo europeo de eficiencia energética del al menos un 27% en el 2030, con la posibilidad de incrementarlo al 30%, en la revisión prevista en el 2020.

En Noviembre del 2016, la Comisión Europea ha presentado el llamado "Clean Energy Package" (CEP)⁹, en el que se integran las diferentes propuestas legislativas que permitirán la consecución de dichos objetivos. En particular, en su propuesta de revisión de la Directiva de eficiencia ener-

gética, la Comisión Europea ha propuesto un objetivo vinculante del 30% en el 2030. Los debates sobre la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE¹⁰ (EED, Energy Efficiency Directive) y la Directiva sobre eficiencia energética en los edificios (EPBD, Energy Performance of Buildings Directive) serán elementos legislativos fundamentales para el futuro desarrollo del paquete sobre energía limpia a 2030 (CEP, Clean Energy Package).

Durante el primer trimestre de 2017, asistimos al inicio de un debate apasionante en el que los Estados miembros deberán discutir y en su caso aceptar el nuevo objetivo del 30% en el 2030 propuesto por la Comisión Europea. Objetivo que persigue situar la eficiencia energética en igualdad de status que el objetivo de reducción de gases efecto invernadero, de obligado cumplimiento por cada país.

Si bien el debate acaba de comenzar, no todos los Estados miembros parecen estar convencidos ni del carácter vinculante ni del nivel de ambición propuesto por la

Comisión Europea. Tampoco parece gustar la propuesta desde la Comisión para que la obligación de eficiencia energética esté expresada tanto en consumo de energía primaria como final, propuesta que la Comisión posteriormente calificaba de un error.

Así mismo, el Parlamento Europeo en su papel de colegislador, ya ha avanzado que pedirá un objetivo aún más ambicioso del 40% a nivel de la UE, también vinculante. El eurodiputado Bendt Bendtsen, de la nacionalidad Danesa, ponente para la revisión de la directiva sobre eficiencia energética en los edificios (EPBD), ha señalado la prioridad de reducir las facturas de energía, mirando el problema de pobreza energética y competitividad, así como la creación de puestos de trabajo.

El debate de la eficiencia energética está servido, desde las posiciones mínimas de ciertos Estados miembros que defienden un objetivo no vinculante, a posiciones ambiciosas que apoyan un objetivo vinculante y superior; lo cual es síntoma del debate entre: velocidad de crecimiento económico de los Estados miembros y las necesidades de contar con la eficiencia energética como clave hacia la descarbonización.

Nos detendremos en el bloque siguiente, en la comprensión del avance y nivel de cumplimiento de las metas a 2020, basado en la trayectoria y medidas de impulso existentes.

Avance en el objetivo de eficiencia energética a 2020

Tras un largo proceso de casi año y medio de transposición de la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE, existen distin-

⁸ European Council (23 and 24 October 2014) EUCO 169/14. http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

⁹ Communication Clean Energy for All Europeans COM(2016) 860 final http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

¹⁰ Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética

tas cuestiones sobre la eficacia de medidas y progreso hacia el objetivo a 2020 de reducción de un 20% en la energía primaria, respecto al tendencial.

En el artículo 24, apartado 3, de la Directiva 2012/27/UE en materia de eficiencia energética, se establece el seguimiento de los avances realizados por los Estados miembros

en la consecución de los objetivos nacionales en esa materia para 2020. Aunque la versión publicada¹¹ a la fecha de este estudio corresponde al año 2014, hemos proyectado a partir de Eurostat la información a 2015 e incluso algún dato adicional anticipando el avance de 2016.

El consumo de energía primaria¹² en la UE disminuyó casi un 11 %, pasando de 1.713 Mtep en 2005 a 1.530 Mtep en 2015. Este nivel de consumo sigue estando ligeramente por encima del objetivo de consumo de energía primaria de 1.483 Mtep para 2020. Nos situamos a 47 Mtep, un 3,1% por encima del objetivo a 2020. En general podemos afirmar que Europa camina en una dirección muy clara al cumplimiento del objetivo de 2020, apoyado en el cumplimiento de sus Estados miembros, no obstante la Directiva 2012/27/UE después ha cambiado el esfuerzo requerido para el caso de España, elevando la exigencia.

El objetivo sobre la energía final se encontraría, en estos momentos, cumplido y por debajo de la meta, como podemos ver en la figura 16.

El consumo de energía final en la UE se redujo un 9 %, pasando de 1.191 Mtep en 2005 a 1.082 Mtep en 2015, por debajo del objetivo de consumo de energía final de 1.086 Mtep.

Por nuestro especial interés nos centraremos en lo ocurrido en España. Para ello resulta de especial importancia entender que en los objetivos de Europa de energía primaria, 1.483 Mtep para una energía final de 1.082 Mtep, los valores de referencia considerados para España fueron de 163 Mtep y 123 Mtep respectivamente, tal y

Figura 15. EU28 Primary Energy Cons (Mtep) vs target 20%

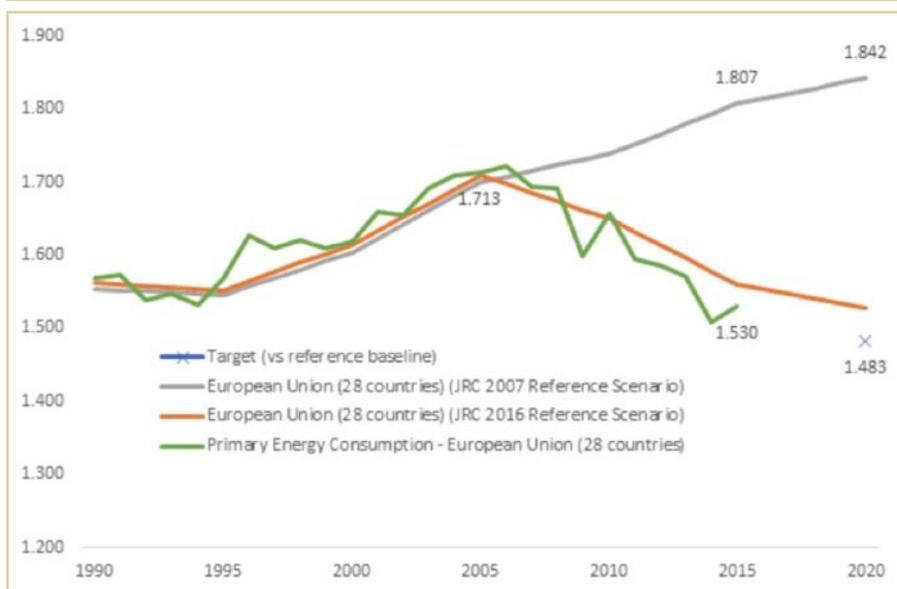
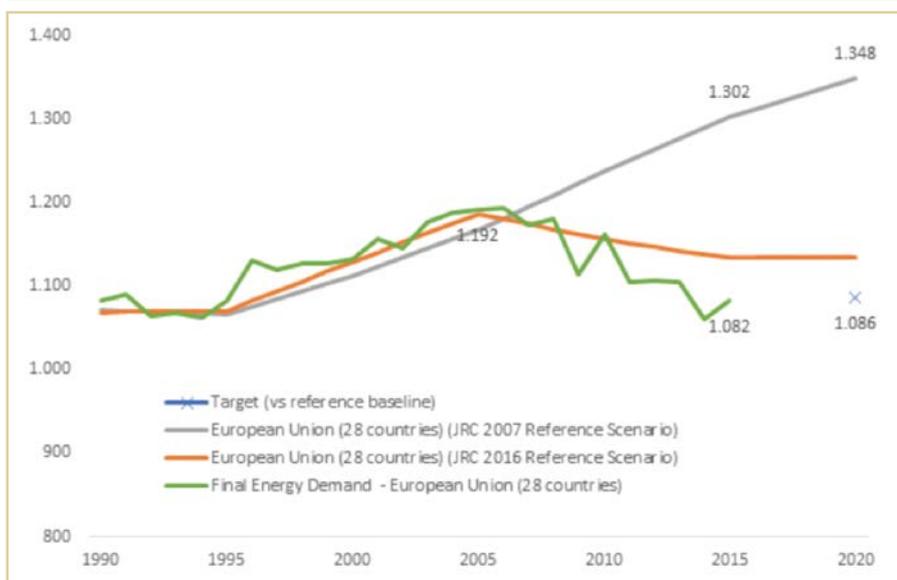


Figura 16. EU28 Final Energy Demand (Mtep) vs target 20%



¹¹ Bruselas, 1.2.2017 COM(2017) 56 final <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1486389847114&uri=CELEX:52017DC0056>

¹² El consumo de energía primaria incluye el consumo de energía final, las pérdidas de producción y transformación, el consumo del sector de la transformación de energía y las pérdidas de la red

como se extrae del estudio tomado como referencia para el cálculo del caso "energy baseline scenario to 2030" y que elaboraba la Comisión Europea (Directorate-General for Energy and Transport) a través del informe "Trends to 2030 – update 2007"¹³

Con 117 Mtep de energía primaria en 2015, nos situaríamos a 13 Mtep, un 10,1% por debajo del objetivo inicial a 2020. El consumo de energía primaria de nuestro país disminuyó casi un 14 %, pasando de 136 Mtep en 2005 a 117 Mtep en 2015.

España comunicaba con el *National Energy Efficiency Action Plans 2014* (NEAP)¹⁴, su nueva estimación a 2020 derivada de la implementación de la nueva Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE. El nuevo sistema de obligaciones, basado en la reducción constante del 1,5%, junto a los mecanismos de flexibilidad, suponía para España una elevación inmediata del objetivo inicial desde el conocido 20% hasta el 26,4% sobre el escenario base de referencia. El objetivo fijado en 130 Mtep a 2020 pasa a ser de 119,8 Mtep por este motivo, reduciéndose 10 Mtep por establecerse en base a una nueva referencia sobre años, como podemos apreciar en la Figura 17, de bajo nivel de demanda energética primaria y final (2010-2012).

La Comisión Europea en su última revisión sobre el *EU Reference Scenario* de 2016¹⁵, presenta una senda ajustada al NEEAP 2014-2020, como puede apreciarse en la gráfica anterior, hasta el valor 119 Mtep. Estos 6,4 puntos básicos de diferencia van a suponer un mayor estrés al objetivo inicial previsto, en un momento de dificultades de financiación de proyectos.

Figura 17. Spain Primary Energy Cons (Mtep) vs target 20%

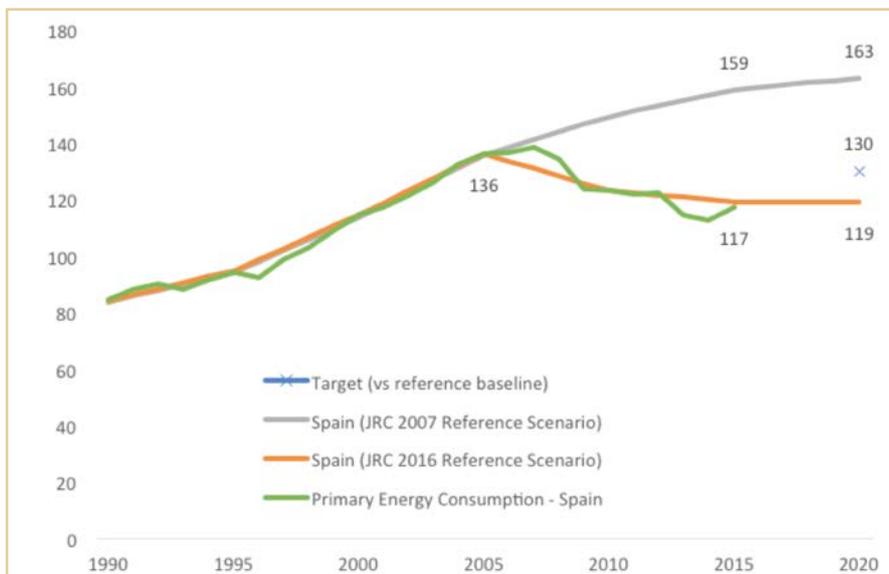
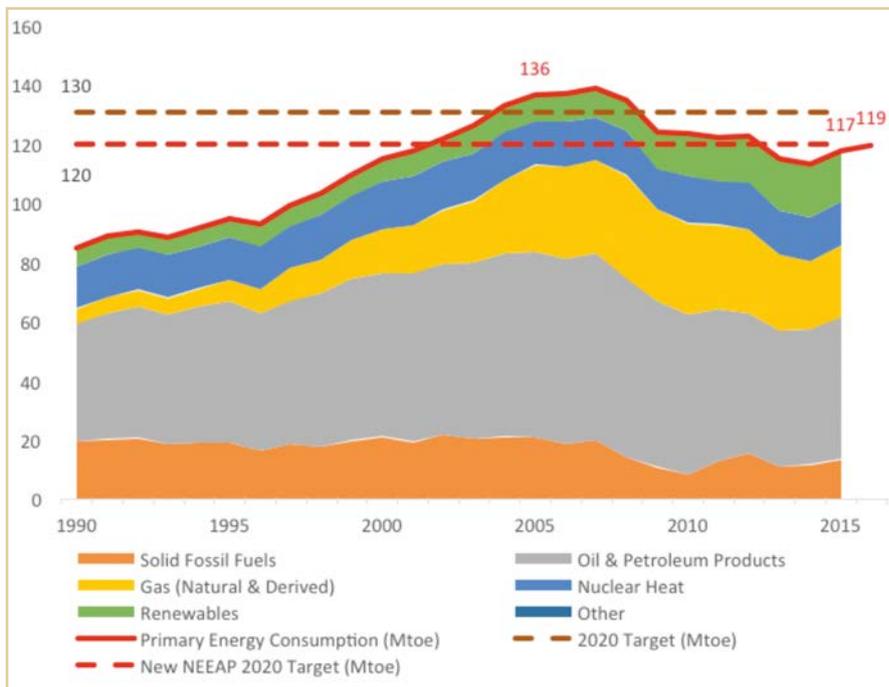


Figura 18. Spain Primary Energy by sources (Mtep) vs target



¹³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/.../trends_to_2030_update_2007.pdf

¹⁴ National Energy Efficiency Action Plans 2014 <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive/national-energy-efficiency-action-plans>

¹⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf. 17/03/2017 Primer Balance Energético Provisional 2016

Figura 19. Spain Final Energy Demand (Mtep) vs target 20%

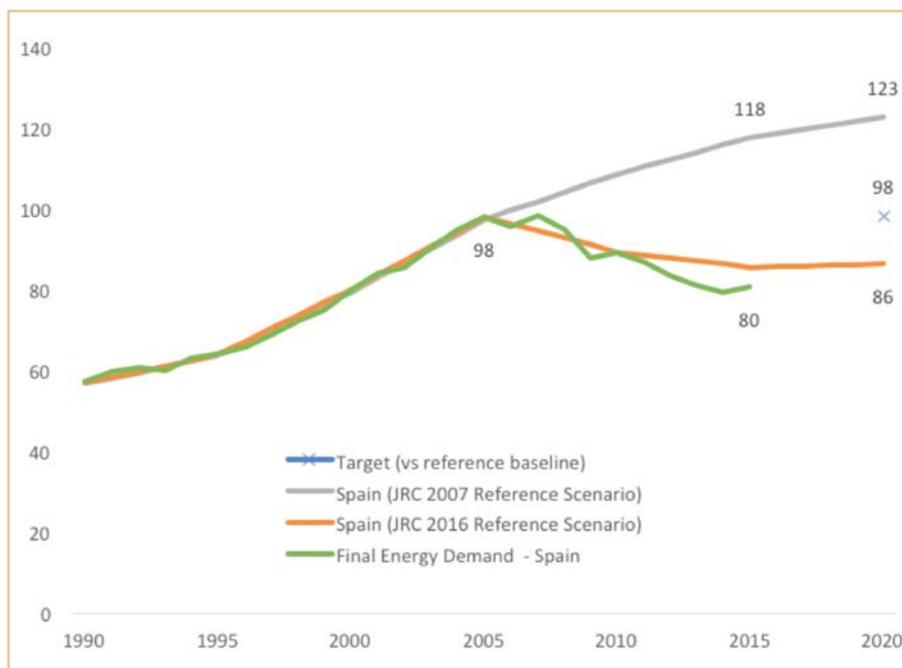
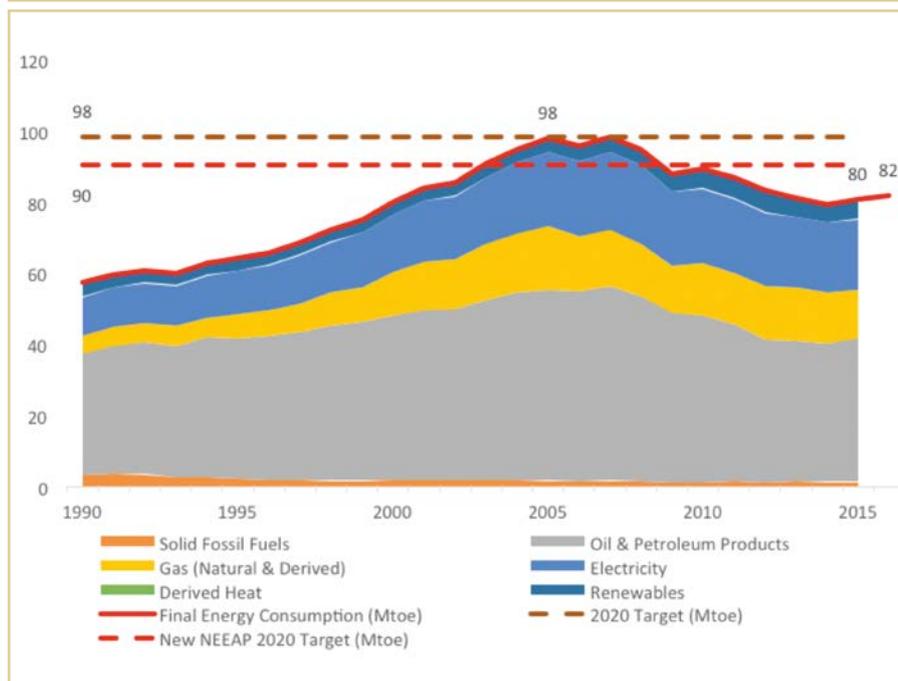


Figura 20. Spain Final Demand by sources (Mtep) vs target



En el último apartado trataremos de reflexionar sobre este esfuerzo adicional al ritmo actual, y a que en cierta forma los instrumentos basados en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética pueden no ser suficientes para compensar la recuperación de actividad de nuestro país, pues como veremos a continuación, de estar un 10% bajo el nuevo pasamos a superarlo.

Si tomamos como referencia el valor de avance de 123,5 Mtep de 2016, 119,2 Mtep sin usos no energéticos, aportado por el Ministerio¹⁶, y el nuevo valor objetivo NEEAP 2014-2020, nos situamos en 2016 casi al mismo nivel del objetivo de referencia. Este cambio de meta y posible recuperación de tendencia (basados en la información de balance provisional de marzo) ofrece un importante reto para lograr el objetivo en los próximos 3 años. Medido sobre energía final se encontraría ya cumplido, a diferencia del objetivo sobre primaria, tal y como podemos ver en la Figura 19.

España redujo un 17,7 % de energía primaria y final, en la pasada década (98 Mtep 2005 vs 80 Mtep 2015), superando el objetivo de 98 Mtep en un -18%. Con los 81,6 Mtep de 2016, avanzado por el Ministerio, el cumplimiento seguiría manteniéndose en un -16,9% sobre el inicial, pero ya tan solo estaríamos por debajo de la nueva referencia del 26% un -9,7%.

Aparece un mayor margen si el objetivo lo comparamos con energía final, no obstante sobre la base de avance del Ministerio podría estar produciéndose un repunte de energía final a 2016 que podría poner en peligro el cumplimiento de la Directiva 2012/27/UE.

Para concluir presentaremos el nivel de cumplimiento en energía final, así como una síntesis de los últimos 25 años en términos

¹⁶ 17/03/2017 Primer Balance Energético Provisional 2016

Figura 21.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016p
Primary Energy (reference baseline 2020 target 130 Mtep)							
Mtep	-46,0	-36,1	-16,0	5,6	-7,0	-13,2	-11,1
%	-35,3	-27,7	-12,3	4,3	-5,4	-10,1	-8,5
Final Energy (reference baseline 2020 target 98 Mtep)							
Mtep	-41,0	-34,1	-18,2	-0,4	-9,0	-17,7	-16,6
%	-41,8	-34,7	-18,6	-0,4	-9,2	-18,0	-16,9
Primary Energy (new NEEAP 2020 target 119,8 Mtep)							
Mtep	-35,6	-25,6	-5,6	16,0	3,4	-2,7	-0,7
%	-29,7	-21,4	-4,7	13,4	2,8	-2,3	-0,6
Final Energy (new NEEAP 2020 target 90 Mtep)							
Mtep	-33,1	-26,2	-10,4	7,5	-1,2	-9,8	-8,7
%	-36,7	-29,1	-11,5	8,3	-1,3	-10,9	-9,7

de eficiencia energética y objetivos del 20 y 26% ver figura 21.

Como cierre aportamos algunas reflexiones a modo de recomendaciones:

Evolucionar desde la obligación a la oportunidad de la eficiencia

España, cumpliendo con la Directiva 2012/27/UE, envió en abril de 2013 a la CE el "Informe sobre el objetivo nacional de eficiencia energética 2020 – España", y según lo establecido en el art.7 DEE se establecía el objetivo mínimo de ahorro para el período 2014-2020 (energía final).

Sobre el consumo medio histórico de energía final (2010-2012), la DEE impone a las empresas un objetivo vinculante de ahorro anual del 1,5% incremental para 2014-2020 con mecanismos de flexibilidad. Se trata de un objetivo acumulado que exige nuevos ahorros adicionales cada año; asciende a 15.979 ktep, lo que equivale a un ahorro anual adicional de 659 ktep/año.

Con el RD-ley 8/2014, se creaba un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, asignando a las empresas co-

mercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los de gases licuados de petróleo al por mayor, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, cuya equivalencia financiera debe ser ingresada en un Fondo Nacional de Eficiencia Energética, 205 millones para 2017. Ha recibido críticas por los sujetos obligados ante la imposibilidad de reducir sus aportaciones mediante créditos derivados de proyectos que las propias empresas pongan en marcha en sus instalaciones o en el mercado.

Mantener el objetivo indicativo de 2030 a nivel de la UE sigue siendo la mejor opción para muchos. La razón fundamental que al estar muy relacionado con el objetivo de emisiones, (relación de Kaya), sería redundante e incluso podría entrar en la contradicción. Un sistema revisado del EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) aseguraría los retos a 2030.

Figura 22. Objetivo vinculante de ahorro art. 7 DEE

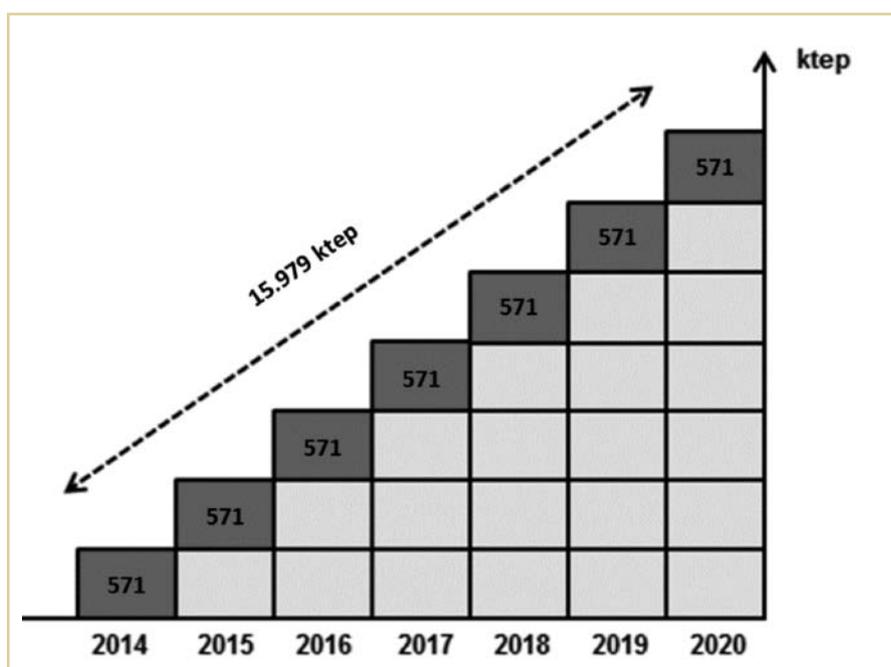


Figura 23.



Encontrar modelos autofinanciables y replicables

La eficiencia energética, pese a sus dificultades iniciales como negocio, es una medida rentable y autofinanciable. Cuando un consumidor decide la renovación de sus edificios/vehículos y equipos ineficientes por otros de última generación, gracias a la evolución de éstos, acaba recuperando el diferencial, por los ahorros obtenidos, en el periodo de vida útil de los mismos, logrando un beneficio industrial, en la mayor parte de los casos. Este es un ejercicio habitual calcular el coste total de la propiedad donde se incorporan el precio de adquisición junto a los costes energéticos y operativos para ver el beneficio total de la operación. Un método creado por Gartner en el año 1987 para el sector TIC, pero ahora muy extendido a otros ámbitos como: la renovación de la iluminación de un edificio, un cambio en los sistemas de calefacción, alumbrado público de nuestras ciudades, la renovación de nuestro vehículo, etc...

Se deben promover propuestas cuyo potencial tenga un atractivo al consumidor final, que este tenga un rol activo y positivo hacia la mejora energética que se persigue en el ciclo de vida.

Equilibrio de objetivos costo/eficientes

Los objetivos de eficiencia siempre tienen que pasar por un análisis costo eficiente, donde más allá de buscar una cifra de ahorro objetivo, es preciso identificar aquella que tiene un mayor racional económico entre las alternativas existentes. De esta forma se logrará un mayor desacople entre el crecimiento económico y energético necesario. La elevación de objetivos a 2030 debe pasar siempre por un estudio de oportunidad previo.

En algunos Estados miembros se ha demostrado que perseguir un ahorro de energía a toda costa, sin la consideración costo/eficiente, repercute en un aumento de costes marginales por cada unidad energética adicional ahorrada. En este sentido debe prevalecer el carácter flexible actual.

Replicabilidad: hacer primero lo fácil

La replicabilidad es otra de las características de los proyectos para desarrollar la eficiencia. Así proyectos simples son replicables como por ejemplo iluminación basada

en LED, otras para que sean replicables necesitarán de la voluntad o el estímulo desde algún estamento o institución, siguiendo el mismo ejemplo, cambiar a la iluminación LED en alumbrado público y promovido por ayuntamientos o diputaciones provinciales para municipios pequeños.

Cuando todo parezca alcanzado, pasar a eléctrico y digital

Un vehículo eléctrico es entre 3 y 4 veces más eficiente (conversión de energía) que un motor de combustión interna estándar. Para ilustrar lo que este potencial puede suponer en términos de ahorro, basta con suponer un escenario hipotético de electrificación del automóvil del 100% en Europa lograría una reducción neta de demanda de energía final de unos 137 Mtep por año¹⁷, equivalente a la mitad del consumo Industrial de Europa. Al cambiar a la electricidad como combustible, el transporte puede ser más eficiente energéticamente.

La calefacción aparece en un entorno donde muchas calderas en la UE tienen más de 20 años, e ineficientes. Su renovación y la electricidad (facturación horaria, mecanismos de flexibilidad, almacenamiento) con

¹⁷ "Smart Charging: steering the charge, driving the change", Eurelectric 2015

cada vez mayor penetración de renovables permitirán hacer sostenible este uso final básico. Supone aproximadamente el 50% del consumo en los hogares, por lo que es especialmente importante a este sector hacia la eficiencia.

Por último cuando ya hemos efectuado una sustitución tecnológica y parezca haber lle-

gado el límite físico de la reducción, como por ejemplo iluminación incandescente pasada a LED, según algunos estudios¹⁸ el potencial añadido por la digitalización, y el denominado *Internet of things* (IoT) permite aflorar hasta un 20% adicional por el uso de sensores que efectúen una mejor gestión energética de las instalaciones, siguiendo con el ejemplo de iluminación pa-

saríamos a lo que se conoce por un sistema "*Smart lighting*".

25 años dan para mucho, es el tiempo que llevamos tratando de entender nuestro sector energético y la clave del partido se juega en la próxima década. En próximos capítulos abordaremos las renovables, emisiones de CO₂ y los escenarios de demanda a 2030. ■

¹⁸ "The Internet of Things: mapping the value beyond the hype" McKinsey Global Institute, June 2015. Energy management. Using IoT sensors and smart meters to better manage energy

Parque eólico Cabo Vilano, primera repotenciación en Galicia de uno de los primeros parques eólicos gallegos

María Landeira Suárez, Mayte González Marcote, y Constantino Lois Castro

Gas Natural Fenosa Renovables

En plena Costa da Morte, frente al imponente faro del municipio coruñés de Camariñas, se ubica uno de los primeros parques eólicos instalados en Galicia, y el primero en ser repotenciado en esta Comunidad: el parque eólico de Cabo Vilano, propiedad 100% de Gas Natural Fenosa Renovables.

En este parque eólico se han sustituido las 22 máquinas existentes, de entre 100 y 200 kW cada una, por 2 máquinas de 3 MW de potencia unitaria, pasando de turbinas de 20 m a 90 m de diámetro de rotor. Ello permite que con sólo estas 2 máquinas se genere un 400% más de energía eléctrica (~20 GWh/año de energía eléctrica, lo que equivale al consumo eléctrico de casi 7.000 hogares) que con las 22 máquinas instaladas en los años 90.

El faro de Cabo Vilán, por tanto, ha sido testigo de excepción de la gran evolución que ha experimentado la tecnología eólica en las últimas décadas.

Evolución tecnológica de la eólica

La industria eólica en España es una industria joven: los primeros parques eólicos datan de principios de los años 90, como es el

caso de Cabo Vilano, que fue considerado un proyecto pionero en su día.

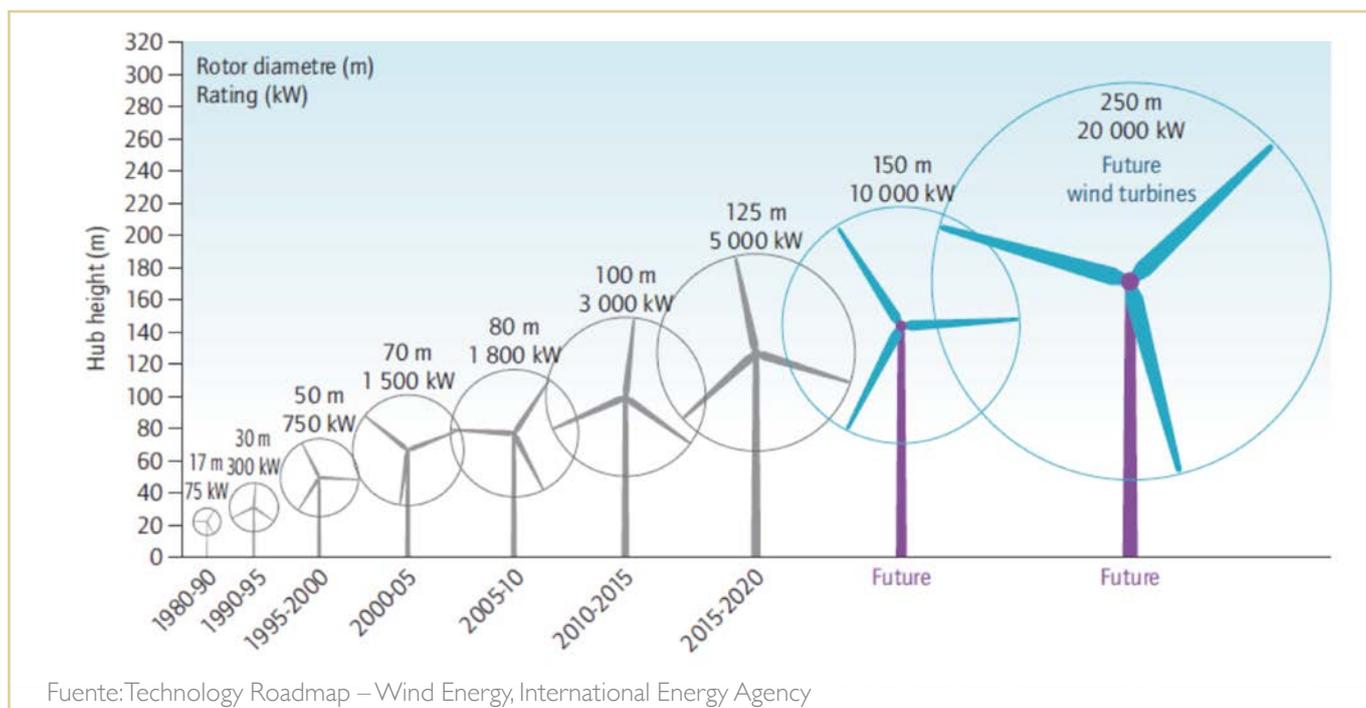
Sin embargo, es una industria que ha alcanzado un alto grado de madurez debido a su

extraordinario desarrollo en todo el mundo en los últimos 25 años. El desarrollo de la energía eólica ha sido posible, fundamentalmente, por la evolución tecnológica de los aerogeneradores, que ha estado dirigida

Figura 1. Imagen de aerogenerador de la repotenciación del parque eólico de Cabo Vilano, con faro al fondo



Figura 2. Evolución tamaño y potencia de aerogeneradores



a la reducción de costes, mayor integración y compatibilidad con la red eléctrica, y mejoras relacionadas con la adaptación a los emplazamientos y al medio natural donde se ubican, entre otros.

Estas condiciones se han sustanciado hasta el momento en máquinas cada vez mayores y más eficientes, siendo la tendencia general en el diseño de turbinas eólicas el incremento de la altura de buje (componente al que se unen las palas), la longitud y aerodinámica de las palas, y el incremento de potencia. Puede observarse la evolución en la figura 2.

En el caso de Cabo Vilano, el proyecto original contaba con turbinas de 100, 180 y 200 kW de potencia unitaria, es decir, máquinas situadas en el margen izquierdo de la gráfica anterior, y por tanto, el recorrido de mejora era más que evidente.

En la actualidad las máquinas más comunes son del rango de los 3 MW, como las instaladas en Cabo Vilano. Las máquinas más a la derecha de la gráfica, de 5 MW, e incluso de potencia superior, están siendo propuestas por los fabricantes para los parques eólicos marinos.

Ha de destacarse también el incremento de los factores de capacidad alcanzado por las mejoras en el diseño de turbinas en los últimos diez años, como se puede ver en la figura 3 (página siguiente).

Se observa cómo se incrementa el factor de capacidad en las máquinas más actuales, de mayores dimensiones, y diseñadas para velocidades de viento menores.

Por otra parte, la fiabilidad en los aerogeneradores antiguos se reducía drásticamente con su edad, mientras que los nuevos ae-

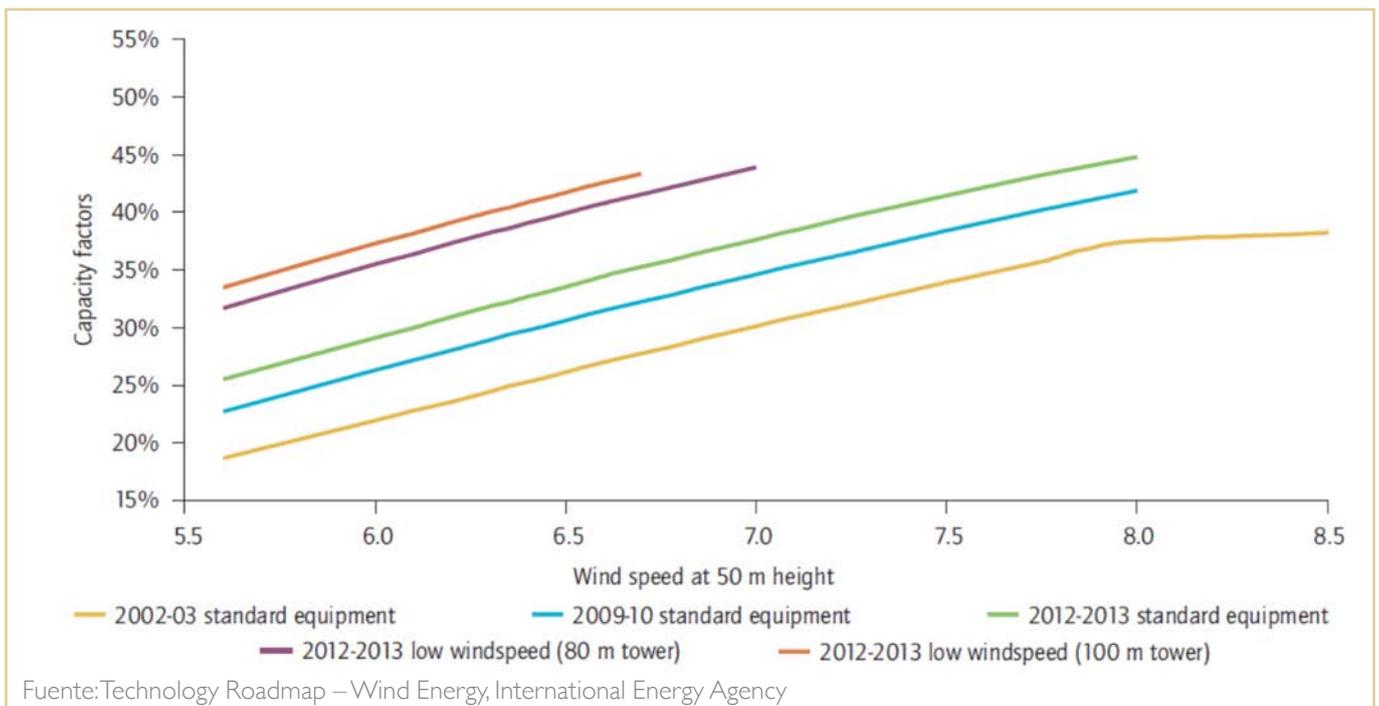
rogeneradores tienen una tasa de mantenimientos no programados muy inferior a sus predecesores, lo que permite una mejor predicción del funcionamiento del parque, así como menores costes de mantenimiento.

Adicionalmente, las turbinas eólicas modernas tienen una mejor integración en la red eléctrica, ya que incorporan sistemas de electrónica de potencia para ajustarse al cumplimiento de los requisitos del operador del sistema y contribuir a mantener la estabilidad de la red.

Repotenciación eólica, definición y beneficios

Parece lógico, por tanto, pensar en la sustitución de generadores eólicos “antiguos” por equipos más modernos y productivos. Y precisamente es así cómo la Agencia In-

Figura 3. Evolución del factor de capacidad



ternacional de la Energía define el concepto de repotenciación.

También la Comisión Europea, en la propuesta del “Paquete de invierno” presentado en noviembre de 2016 propone una definición amplia de repotenciación: reemplazo de instalaciones o sistemas de operación y equipos, con el objetivo de reemplazar capacidad o incrementar la eficiencia.

En España hay diferencias menores en la definición de repotenciación en las regulaciones de las distintas Comunidades Autónomas. En el caso de Galicia, se define la repotenciación de forma muy concreta: “Modificación de un parque eólico preexistente en explotación que, modificando o manteniendo la potencia instalada en él,

suponga la **sustitución total o parcial de los aerogeneradores** en funcionamiento por otros de **mayor potencia unitaria** y que den lugar a una **reducción del número de aerogeneradores** del parque, con el fin de optimizar las áreas territorialmente aptas para admitir parques eólicos y adaptar las tecnologías instaladas a los requisitos técnicos del operador del sistema”¹.

Los beneficios de un proceso de repotenciación son evidentes desde múltiples puntos de vista:

- El principal argumento para la repotenciación de un parque es la **maximización del potencial eólico y energético** de emplazamientos a través de la instalación

de máquinas de última generación, más potentes y eficientes, aprovechando la madurez tecnológica alcanzada en los últimos años. Téngase en cuenta que los parques de mayor edad son los que, por lo general, están situados en mejores emplazamientos eólicos. En el caso de Cabo Vilano, se incrementa la producción del parque en más de un 400% con un incremento de la potencia de sólo el 40%, pasando de 3,9 a 5,46 MW.

- Asimismo, ha de destacarse la **minimización del impacto visual y paisajístico**, ya que se reduce significativamente el número de máquinas instaladas, pasando por ejemplo en Cabo Vilano de 22 aerogeneradores a únicamente 2 aerogeneradores (reducción del 90%).

¹ El Decreto 138/2010, de 5 de agosto, establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia.

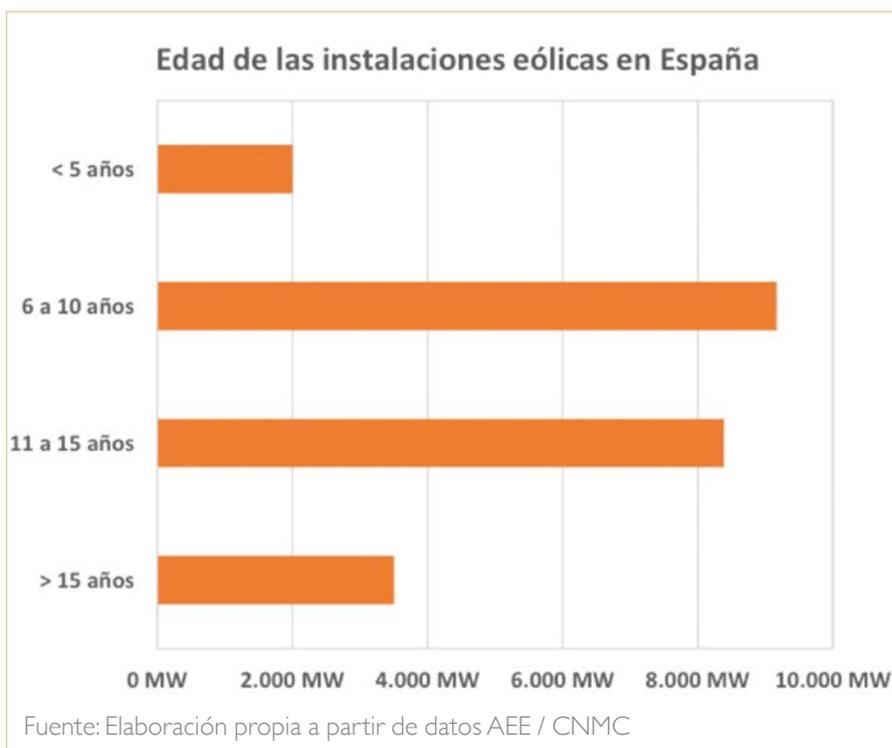
- **Mejor integración en la red eléctrica** debido a las mayores capacidades de atender los requisitos del Operador del Sistema Eléctrico (no desconexión ante huecos de tensión, por ejemplo).
- También destacar que repotenciar no es construir totalmente un parque nuevo, sino que en la mayoría de los casos se **reutilizan infraestructuras existentes**: gran parte de los viales de acceso y viales interiores del parque se reutilizan, adaptándolos a las exigencias de transporte de los componentes de las nuevas máquinas (ampliación de radios de curvatura, o suavización de pendientes y rasantes para permitir el paso de las nuevas palas, mucho más largas que las originales), las infraestructuras de evacuación son las mismas si la potencia a evacuar no varía, y el edificio de control requiere de una mera adaptación a los nuevos estándares técnicos y de seguridad y salud, entre otros.

- Por otra parte, y en función de la tipología y estado de conservación de las máquinas desmontadas, se está creando un **mercado de segunda mano** de aerogeneradores (para instalar en otros mercados, por exigencia normativa en el caso de Galicia), o de componentes para el mantenimiento de parques que sigan operando estos modelos de máquina, y para los que cada vez es más complicado conseguir repuestos.

Repotenciación en Galicia

España presenta un gran potencial de repotenciación: el desarrollo de la energía eólica comienza a principios de los años 90, y ha tenido un crecimiento muy notable en los últimos 25 años. La potencia eólica al finalizar el año 2016 era de aproximadamente 23 GW.

Figura 4. Edad de las instalaciones eólicas en España



Como se observa en la figura 4, hay en España en torno a 3,5 GW con más de 15 años en operación, y casi 12 GW con más de 10 años en operación.

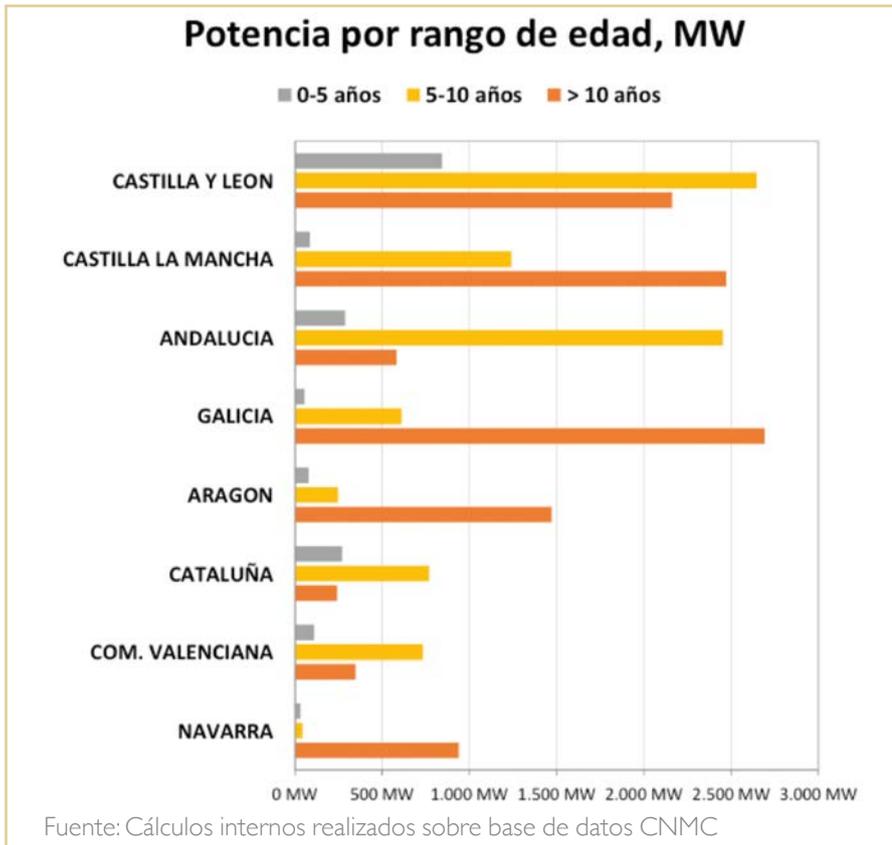
Galicia, que cuenta hoy con 3,3 GW instalados (en torno a 4.000 aerogeneradores), estuvo a la cabeza en puesta en marcha de potencia eólica hasta el año 2007. Actualmente es sólo superada por Castilla y León (5,6 GW) y Castilla la Mancha (3,8 GW), y de forma testimonial por Andalucía (3,3 GW).

Esta Comunidad cuenta, por tanto, con una mayor flota de parques de mayor edad con respecto al resto de Comunidades Autónomas, en concreto, es la Comunidad con más potencia con más de 10 años: en torno a 2,7 GW. De ellos, 2 GW que suman en torno a 3.000 aerogeneradores, tienen potencias unitarias menores a 1 MW (0,2

GW, son ~500 aeros de menos de 500 kW, en torno a 1 GW son unos 1.600 aeros de hasta 750 kW, y por último 0,9 GW son unos 1.100 aeros de entre 750 kW hasta 1 MW de potencia unitaria).

En consecuencia, es evidente que existe un volumen relevante de instalaciones, en potencia y número de máquinas, que se encuentran en un rango de edad tal que la decisión en estos momentos pueda estar entre repotenciar en los próximos años (previa tramitación), o bien retrasar la repotenciación y extender la vida útil de las instalaciones, en función del estado actual de las máquinas, el mantenimiento correctivo que están requiriendo, el potencial de canibalización de las máquinas a desmontar, o las opciones de compra-venta de las máquinas o componentes en mercados de segunda mano.

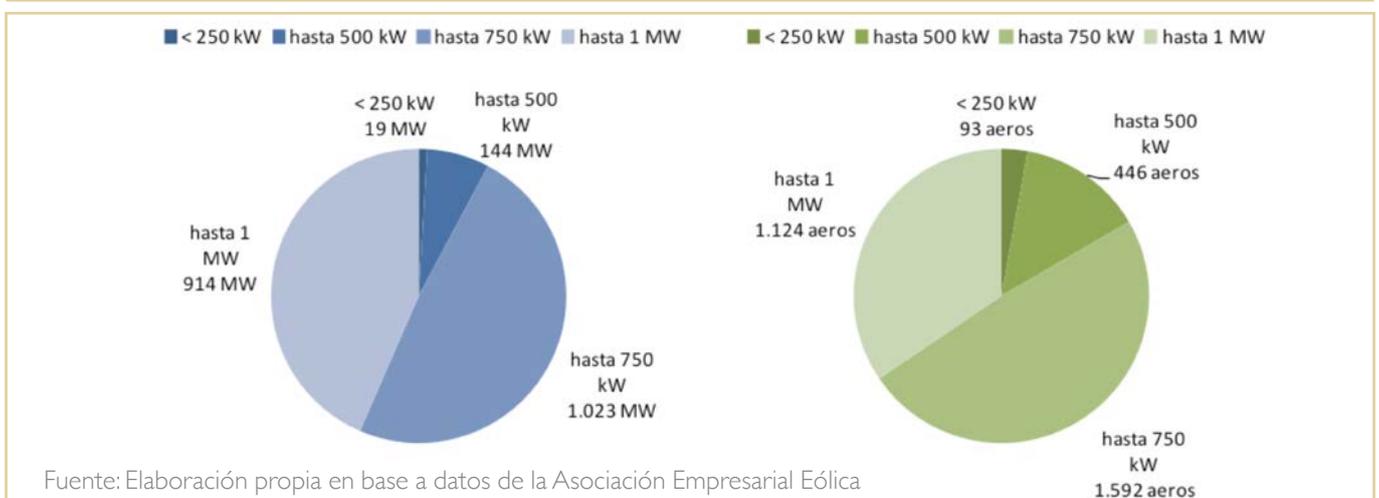
Figura 5. Pirámide poblacional, con CCAA más representativas desde el punto de vista de desarrollo eólico



En este análisis, ha de tenerse en cuenta también un factor muy relevante y en ocasiones minusvalorado: el plazo estimado para la tramitación. Cada proyecto tendrá unas características medioambientales, patrimoniales, o de otro tipo, diferenciadas y que pueden afectar al plazo previsto para la obtención de todos los permisos para poder iniciar la construcción². En el caso de la repotenciación de Cabo Vilano este plazo rondó los 6 años. En otros proyectos con menores restricciones medioambientales o de otro tipo, este plazo se podría reducir notablemente.

La Comisión Europea, en su propuesta del "Paquete de invierno", consciente, por una parte, de las dificultades que entraña la tramitación de proyectos, y por otra, del papel relevante que tendrán las repotenciaciones en el período 2020-2030 (76 GW de los 142 GW instalados en Europa, necesitarán ser repotenciados en la próxima década), define un período máximo para la tramitación de repotenciaciones de un año, dando incluso la opción de validar la tramitación

Figura 6. Desglose de potencia y número de aerogeneradores con potencia unitaria < 1 MW en Galicia



² Declaración de impacto ambiental si se considera necesaria, autorización administrativa, autorización del proyecto de ejecución, declaración de utilidad pública de los terrenos (si ocurre que la relación de bienes y derechos afectados tiene alguna modificación con la nueva configuración del parque, lo que suele ocurrir en zonas con minifundismo), aprobación de proyecto sectorial (si urbanísticamente se considera preciso), licencia de obras del ayuntamiento, entre otras.

con una comunicación previa a la que la Administración ha de dar conformidad o no en un plazo de seis meses.

Descripción del proyecto de repotenciación de Cabo Vilano

Como ya se ha mencionado, en el proyecto de repotenciación de Cabo Vilano se han sustituido las 22 máquinas del parque pre-existente, instaladas a principios de los años 90, y con potencias de entre 100 y 200 kW, por tan sólo 2 aerogeneradores de 3 MW de potencia unitaria, suponiendo una inversión cercana a los 8 M€ y consiguiéndose las mejoras ya explicadas para las repotenciaciones: menor impacto medioambiental y paisajístico, maximización del potencial eólico del parque, y aprovechamiento de infraestructuras del parque pre-existente.

La potencia instalada de 6 MW está limitada a 5,46 MW, por no poder superarse, de acuerdo a la normativa aplicable en más de un 40% la potencia previamente auto-

rizada. La producción anual estimada es de 21 GWh.

Los aerogeneradores instalados son de tecnología Vestas, con una altura de buje de 80 m y un diámetro de rotor de 90 m.

Para transportar la energía generada desde los aerogeneradores hasta el centro de interconexión, se ha instalado una red de media tensión en 20 kV soterrada, que suma cerca de 1 km de longitud, transcurriendo casi la mitad por canalizaciones pre-existentes.

La instalación vierte su energía a la red de Unión Fenosa Distribución, con punto de conexión en la subestación Do Vilán 20 kV, asociado al nudo de transporte de Vimianzo 220 kV.

Se ha minimizado la apertura de nuevos viales, haciendo uso de los existentes, y se han reacondicionado el edificio de control y almacén, adaptándolos a los estándares actuales.

Proceso de tramitación

Ha habido en torno a 40 organismos implicados en el proceso de tramitación de la repotenciación del parque eólico de Cabo Vilano.

La repotenciación del parque eólico de Cabo Vilano se tramitó al amparo del Decreto 138/2010, de 5 de agosto, de la Consellería de Economía e Industria de la Xunta de Galicia, por el que se establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia.

Los motivos que condujeron a esta decisión son obvios: además de los indiscutibles argumentos medioambientales en una ubicación sensible como en la que se encuentra el parque, fueron factores importantes el mejor aprovechamiento de un emplazamiento excelente desde el punto

Figura 7. Esquema comparativo del proyecto



de vista de recurso eólico, dado el estado de corrosión en el que se encontraban las máquinas debido a la cercanía al mar.

En el proyecto presentado inicialmente en 2010, se establecían las características técnicas fundamentales de la modificación del parque eólico consistente en la sustitución de 20 aerogeneradores AE-20 de 180 kW y 2 aerogeneradores WEC-20 y WEC-25 de 100 y 200 kW de potencia unitaria respectivamente, con una configuración que en 2012 se optimiza al diseño finalmente ejecutado: 2 aerogeneradores Vestas V-90 de 3.000 kW de potencia unitaria, limitando la potencia para mantener la potencia total del parque en 5,46 MW.

En 2012, la Dirección General de Calidad Ambiental y Cambio Climático de la Consellería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio³ tras el periodo de consultas previas contemplado en la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, emite informe sobre la **necesidad de someter el proyecto al trámite de evaluación ambiental**.

Paralelamente a la tramitación del proyecto de repotenciación y debido al estado de corrosión en que se encontraban las máquinas (entorno cercano al mar, muy corrosivo), por motivos de seguridad tanto para el medio ambiente, para el propio personal de mantenimiento de las instalaciones, como para terceras personas que pudiesen visitar los alrededores del parque, Gas Natural Fenosa Renovables solicitó a la Xunta de Galicia **autorización para el desmontaje de los aerogeneradores**. Dicha solicitud se realizó en dos fases: A finales de 2012, se solicitó autorización para el desmontaje de 7 aerogeneradores y posteriormente, a finales de 2013, se solicitó autorización para el

desmontaje de las 15 máquinas restantes. La Dirección General de Energía y Minas de la Consellería de Economía, Empleo e Industria autorizó ambos desmontajes, que tuvieron lugar en 2012 y 2014 respectivamente.

En los procesos de información pública del Anteproyecto de Repotenciación y el Estudio de Impacto Ambiental, y del Proyecto de Ejecución, la Declaración de Utilidad Pública, en concreto, de las instalaciones y el Proyecto Sectorial de Incidencia Supramunicipal, se recibieron informes favorables de los organismos consultados, de forma no exhaustiva: Agencia Estatal de Seguridad Aérea, Demarcación de Costas en Galicia y Autoridad Portuaria, Dirección General de Salud Pública, Dirección General de Patrimonio Cultural, Dirección General de Conservación de la Naturaleza, Instituto de Estudios del Territorio.

En enero de 2016, la hoy Dirección General de Calidad Ambiental y Cambio Climático de la Consellería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio formula la **Declaración de Impacto Ambiental** de la Repotenciación del Parque Eólico de Cabo Vilano, y en marzo de 2016, la Dirección General de Energía y Minas de la Consellería de Economía, Empleo e Industria, resuelve **aprobar el Proyecto de Ejecución y Declarar en concreto la Utilidad Pública**, de las instalaciones.

También a principios de 2016, Unión Fenosa Distribución concede el **acceso y conexión** de la instalación a la Subestación Eléctrica de Do Vilán en Camariñas, y Red Eléctrica de España informa favorablemente al trámite de aceptabilidad para la instalación.

En junio de 2016, una vez obtenida la Licencia de Obras emitida por el Ayuntamiento de Camariñas, comienzan los trabajos de ejecución que finalizan en agosto de 2016, cuando la Jefatura Territorial de A Coruña de la Consellería de Economía, Empleo e Industria emite el Acta Puesta en Marcha de las instalaciones.

En este proyecto el transporte de los componentes de los aerogeneradores suponía un reto importante desde distintos puntos de vista, uno de ellos fue la obtención de los permisos necesarios de los organismos afectados: hasta siete municipios afectados, Axencia Galega de Infraestructuras, y la Autoridad Portuaria y como no, los propietarios afectados.

Tras estos años de tramitación, cabe destacar el apoyo y colaboración mostrada en todo momento tanto por la Administración Autonómica como por el propio Ayuntamiento de Camariñas, partidario desde el primer momento de que la primera repotenciación en Galicia tuviese lugar en su localidad.

Proceso constructivo

El proceso constructivo comenzó con el desmantelamiento de los aerogeneradores MADE AE20 y VESTAS V20 y V25 y restitución de las infraestructuras que no se iban a aprovechar en el proyecto de repotenciación como zapatas, viales sin servicio para los nuevos aerogeneradores, cableado y centros de transformación de baja tensión. Todos los residuos fueron retirados y gestionados adecuadamente en función de su naturaleza y conforme a la legislación vigente, primando su reciclaje y reutilización frente a su vertido. Las zonas quedaron

³ Consellería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio y Dirección General de Calidad Ambiental y Cambio Climático son las denominaciones de estos organismos en la actualidad.

totalmente limpias tras la finalización de la actuación.

El nuevo proyecto fue construido en 3 meses. La construcción se inició en junio de 2016 y la puesta en marcha tuvo lugar en agosto de 2016. En estos meses se realizó un seguimiento ambiental y arqueológico continuo para garantizar la protección del entorno desde el punto de vista de vegetación, fauna, atmósfera, hidrología y patrimonio cultural.

- *0 accidentes con baja*
- *Plazo de ejecución: 3 meses*
- *Seguimiento ambiental y arqueológico continuo, sin afecciones al entorno más sensible*
- *218 empleos durante la construcción, 48 empresas presentes en el emplazamiento.*

Los trabajos de nueva ejecución fueron:

- Cimentaciones, con las fases correspondientes de desbroce, excavación, saneo y hormigón de limpieza, ferrallado de 60t

de acero, hormigonado con 700 m³ y unas 100 cubas de hormigón.

- Plataformas de montaje de 700 m² de superficie para maniobras de acopio e instalación con grúa de grandes dimensiones de las diferentes partes de los aerogeneradores. Estas plataformas quedaron posteriormente restauradas en armonía con el entorno manteniendo únicamente el firme para acceder al aerogenerador por personal de mantenimiento.
- Tendido de media tensión y red de tierras de los 4 km de cableado de potencia, control y red de tierras a través de las canalizaciones existentes de las antiguas maquinas desmanteladas.

El transporte de aerogeneradores hasta el emplazamiento de Cabo Vilano quizás fue una de las tareas más complicadas del proyecto, ya que aunque las carreteras de primer orden han evolucionado desde la puesta en servicio del parque original a principios de los 90, las carreteras secundarias siguen manteniendo el mismo trazado y dimensiones en contra de los aerogeneradores que a lo largo de estos años han progresado de forma vertiginosa en eficiencia energética y por tanto en dimensiones.

darias siguen manteniendo el mismo trazado y dimensiones en contra de los aerogeneradores que a lo largo de estos años han progresado de forma vertiginosa en eficiencia energética y por tanto en dimensiones.

	MADE AE20	VESTAS V90
Torre Tramo 1	9,2 m	19 m
Torre tramo 2	9,2 m	29 m
Torre Tramo 3	9,2 m	29 m
Nacelle	8,1 tn	70 tn
Palas	9,6 m	44 m

Esta diferencia de tamaño obligó a adecuar y restaurar varios tramos de carreteras secundarias para habilitar el paso de transportes, fundamentalmente el paso de las palas; el componente de aerogenerador de mayores dimensiones, incluso se llegó a barajar la alternativa del transporte marítimo dada la complejidad de adecuar los accesos para estas máquinas de grandes dimensiones.

El montaje de los 2 aerogeneradores VESTAS V90 se realizó con grúa de 550t y 91 m de pluma.

Es muy destacable el impacto en construcción del aprovechamiento de las infraestructuras existentes. Únicamente hubo que adecuar los viales interiores del parque, existentes, ensanchando hasta 5 m con firme de zahorra, se aprovechó la canalización de las máquinas desmanteladas ya que con la infraestructura existente de canalización y arqueta de hormigón facilitaba la tarea tanto de recuperación de cable antiguo como el tendido de la nueva red de media tensión.

La restauración del edificio de control se llevó a cabo manteniendo el aspecto original del mismo, en consonancia con el entor-

Figura 8. Imágenes de secuencia de desmontaje de aerogeneradores en Cabo Vilano



Figura 9. Imágenes de secuencia de instalación de nuevas máquinas del mismo tipo que las que se instalaron en Cabo Vilano (ejemplo Parque Eólico Cordal de Montouto, con puesta en marcha en el año 2014)



Figura 10. Montaje aerogenerador Cabo Vilano, agosto 2016



no y construcciones de la zona, tal y como se había planteado en el proyecto original. Aprovechando la estructura principal se remodeló profundamente el interior con la renovación de solera, tabiquería, carpintería, fontanería y se proyectó una nueva distribución de espacio para albergar una amplia sala de control para los técnicos y personal de operación de planta, aseos, vestuarios y sala de equipos de comunicación y control (sistema control de aerogeneradores y sistema control de equipos eléctricos).

Para el centro de interconexión con la red de evacuación del parque eólico se aprovechó la infraestructura existente, retirando antiguas celdas y equipos de medida y protección de la antigua instalación, a continuación una reforma de albañilería e instalación de los nuevos equipos eléctricos: celdas de media tensión de línea principal de generación, transformador de servicios auxiliares, bancos de condensadores para regulación, interconexión con la red de eva-

cuación, equipos de medida, equipos de comunicación y equipos de alimentación ininterrumpida de la instalación.

En una construcción de estas características, se ha generado un importante flujo económico en la zona. Durante la construcción ha habido unas 50 empresas implicadas, más de 200 empleos.

Vestas, Lopez Cao y Cobra ejecutaron los trabajos dentro de los ambiciosos plazos marcados, y también AEMA, APPLUS, TETRA, ARKAIOS, Calixto Escariz, TOPO2000, GARACOPTER dieron apoyo en el seguimiento del proyecto desde distintos puntos de vista. Destacar el excelente trabajo y gran implicación de todos ellos.

Compromiso de largo plazo

Finalmente, indicar que un proyecto de este tipo es un compromiso de largo plazo con el territorio. En Cabo Vilano el Grupo Gas

Natural Fenosa está presente desde los años 90, y con la repotenciación se amplía la vida útil del parque en al menos otros 20 años.

Las superficies afectadas han sido revegetadas y se llevará a cabo un seguimiento medioambiental periódico durante la vida del parque.

Este proyecto está controlado en local y también en remoto desde el Centro de Control de Gas Natural Fenosa Renovables, las 24 h del día, los 365 días del año.

Para la operación y mantenimiento del parque, los equipos de Gas Natural Fenosa Renovables se apoyan en distintas empresas con base y personal en Galicia.

Para finalizar, recalcar que el hecho de ver el parque finalizado nos enorgullece a todos los que, de un modo u otro, participamos en su desarrollo, construcción y explotación. ■

La reserva de potencia en el Sistema Eléctrico Español

Miguel Duvison García

Director General de Operación de Red Eléctrica de España

Tomás Domínguez Autrán

Subdirector General de Operación de Red Eléctrica de España

La continuidad del suministro eléctrico

La continuidad y seguridad del suministro eléctrico es un requisito fundamental e intrínseco del servicio eléctrico de los países desarrollados. No es imaginable el desarrollo de la economía en estos países sin la “cuasi absoluta seguridad” de que el suministro de energía eléctrica, en la cantidad y calidad requerida, jamás será un condicionante para el desarrollo económico.

La fiabilidad que se requiere al servicio eléctrico, la garantía de que siempre existirá oferta para la demanda que cada consumidor requiera en el exacto momento que requiera dicha energía, tiene difícil comparación con cualquier otro servicio o producto que se pueda imaginar. Es más, ninguno de estos servicios y productos podrían satisfacer a su demanda sin la garantía de suministro eléctrico. Baste recordar que, por ejemplo, alrededor del 14 % del consumo eléctrico de Canarias se utiliza para suministrar agua a la población mediante desalación. En las islas orientales prácticamente toda el agua disponible proviene de la desalación del agua del mar. Antes de la existencia de la desalación, la falta de agua

era un factor determinante, ya no de crecimiento económico, sino de fijación de la población al territorio.

El suministro eléctrico se trata por tanto de un bien básico, realmente se podría decir el **bien básico**, cuyo ajuste entre oferta y demanda idealmente siempre se debería hacer por el lado de la oferta.

Pero para mayor complejidad del problema, la energía eléctrica, al menos para la dimensión de los grandes sistemas eléctricos como es el español peninsular, no es almacenable de forma económica en las cantidades suficientes que permitan disponer de un stock suficiente en relación al tamaño de la demanda.

Así, el sistema eléctrico, funciona, por su propia naturaleza, como un gran sistema “*Just in Time*” en el que no se admite una falta de suministro.

Todo ello supone que, en todo momento, ha de haber recursos de generación suficientes para cubrir la demanda del sistema. Estos recursos de generación, en general, se trata de infraestructuras con largos periodos de construcción y de amortización.

Típicamente la construcción de una central eléctrica requerirá varios años –muchos de ellos dedicados a autorizaciones administrativas de todo tipo, incluyendo las correspondientes a las redes necesarias- y su amortización se prolongará durante varias décadas.

Por lo tanto, la garantía de suministro de la que se disfruta en un momento dado es consecuencia de previsiones de demanda de muy largo plazo que son, o deberían ser, el dato básico de entrada para la decisión de inversiones en generación.

Finalmente hay un elemento adicional muy relevante para la consecución de la garantía de suministro: son las interconexiones internacionales, de especial actualidad durante el invierno 2016/2017 dada la situación particular del parque nuclear francés durante este periodo. En efecto, las interconexiones internacionales se muestran como un elemento básico en la seguridad de suministro, en este caso del sistema eléctrico francés, al permitir el apoyo desde países vecinos, particularmente desde España que ha sido durante un importante número de horas el mayor exportador de energía hacia Francia entre todos los vecinos de ese país.

A diferente escala, pero con el mismo principio, se puede decir lo mismo de la importancia de las interconexiones entre islas para el caso de Canarias y Baleares, y de éstas con el sistema peninsular.

El mix de generación y la garantía de suministro

Un sistema eléctrico es capaz de transformar una amplia variedad de energías primarias en energía eléctrica que se pone a disposición de cada uno de los demandantes de dicha energía en el instante mismo que estos la necesitan.

Todas las tecnologías de generación disponibles tienen una característica común, que resulta una obviedad, y es su capacidad de transformar una energía primaria en energía eléctrica. A partir de ahí, cada una tiene diferentes características técnicas y económicas que hacen que un *mix* de generación variado, que sea capaz de tomar en cada momento las ventajas técnicas y económicas de cada una de las tecnologías, tenga notables ventajas, en general, sobre cualquier tecnología en particular.

La primera gran distinción que se puede hacer entre tecnologías es la que diferencia entre aquellas que utilizan fuentes primarias renovables y aquellas que no lo hacen.

Las tecnologías renovables

Las tecnologías que utilizan fuentes primarias renovables comparten algunas características que suponen importantes ventajas para el sistema. La más evidente, y más valorada en muchos casos, es su menor impacto sobre el medio ambiente. Únicamente las infraestructuras necesarias para su aprovechamiento pueden tener un cierto impacto sobre el territorio que en ocasiones ha supuesto algunas dificultades para

su desarrollo —no en todas las sociedades se ve de la misma forma la implantación de determinadas renovables por esta causa—.

En este sentido se debe recordar que la densidad energética de las renovables es, en general, mucho menor que la densidad energética de una planta de generación no renovable —la radiación solar por m² de superficie es la que es o la energía del viento por m³ de aire a una determinada velocidad es la que es— lo cual lleva a que el “consumo” de territorio por unidad de energía eléctrica producida sea notablemente mayor en las centrales renovables, ya sean solares o eólicas.

Únicamente la gran hidráulica puede alcanzar densidades energéticas comparables a las tecnologías no renovables por el efecto “concentrador” de la propia cuenca hidráulica. Por otro lado, la producción de estas centrales se sitúa forzosamente en aquellos lugares donde hay recurso y disponibilidad territorial para su implantación; normalmente emplazamientos alejados de los centros de consumo. Ello es uno de los factores, no el único, que lleva a la necesidad de un desarrollo importante de la red de transporte.

Además de las ventajas ambientales de estas tecnologías, matizadas por cuestiones de implantación territorial, tienen dos ventajas incuestionables más, una desde el punto de vista estratégico y otro desde el punto de vista económico. La primera de ellas es la garantía de suministro de la fuente primaria y la segunda es el coste variable extremadamente bajo de su funcionamiento al ser nulo su coste de “combustible”. Si la implantación de estas tecnologías va asociada al desarrollo tecnológico del país, esto también constituirá una ventaja estratégica; así ha sucedido en España con la generación eólica.

Respecto a la primera de ellas, la garantía de suministro de la fuente primaria de ener-

gía, ha de precisarse que el alcance de esta “garantía” tiene una débil correlación con la garantía de suministro eléctrico que es la cuestión que nos ocupa.

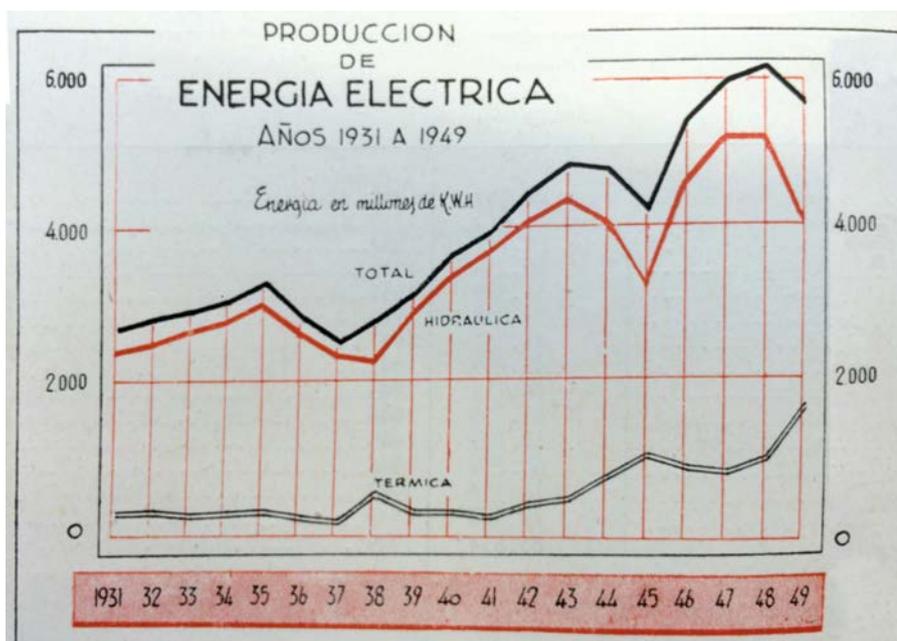
En efecto, las fuentes renovables garantizan que su suministro no depende de la voluntad de un tercero, ya sea empresa o país suministrador del combustible o de la logística de éste —algunos casos relacionados con el gas natural en Europa del Este pueden ser ilustrativos de este punto—. El aporte de energía solar, eólica o hidráulica, centrándonos en las más relevantes del sistema eléctrico español actual, solo depende de la propia naturaleza; sin embargo, como se ha explicado anteriormente, el sistema eléctrico es un sistema de ajuste desde el lado de la oferta. Queda así patente la mayor debilidad que presentan las tecnologías renovables para el sistema eléctrico al tratarse de tecnologías de oferta “fija”, la que permite el recurso.

Con el fin de ilustrar esto último se presenta la Figura 1. Esta gráfica está tomada del Anuario Estadístico de 1950 y representa la demanda eléctrica de España y su cobertura, diferenciando únicamente entre térmica e hidráulica.

Hay varias cuestiones relevantes de esta gráfica. Quizá la primera sea ver cómo se puede aprender de la historia que el sistema eléctrico español ya fue altamente renovable, con niveles de penetración renovable en el entorno al 90% de forma sostenida. No en vano muchas de las empresas generadoras españolas llevaban en su nombre una clara referencia a la procedencia hidráulica de su producción.

Es a partir de esta elevadísima penetración de renovables —hidráulica en este caso— desde donde se explica lo que se puede apreciar especialmente en los años 45 y 49. Se puede ver cómo la producción to-

Figura 1.



tal de energía eléctrica en esos años cae bruscamente en un entorno de fuerte crecimiento de la demanda durante las dos décadas representadas –más de un 4% anual de media, aún con una guerra civil y otra mundial en el periodo-, a la vez que la producción térmica se incrementa hasta donde le resulta posible, alcanzando máximos históricos en ese momento. En estos dos años 45 y 49, se pueden ver, por lo tanto, dos ejemplos de ajuste del sistema eléctrico por el lado de la demanda ante la falta de capacidad por el lado de la oferta, no por falta de potencia instalada, sino por falta de recurso primario al tratarse de años hidrológicamente muy secos.

Es obvio que las restricciones de suministro eléctrico que sufría España en la década de los años 40 del siglo XX, dependientes de la disponibilidad de recurso renovable, no son admisibles para la sociedad española de la segunda década del siglo XXI. En aquel momento, el sistema eléctrico espa-

ñol aprovechó el recurso disponible en un entorno muy adverso en el que resultaba altamente difícil garantizar el suministro de combustible para las tecnologías no renovables. Evidentemente estas no son las circunstancias actuales y el *mix* de generación debe ser capaz de asegurar la cobertura de la demanda bajo cualquier condición estadísticamente previsible de aportación del recurso renovable.

Como se acaba de ver, la tecnología hidráulica fue una tecnología renovable con un sobresaliente éxito durante el siglo XX que hizo posible un sistema eléctrico altamente renovable. Esto fue posible, sin duda, por dos características que la diferencian de las dos otras grandes tecnologías que han irrumpido con fuerza en el principio del presente siglo XXI como son la eólica y la solar.

Por un lado se trata de una tecnología con una elevada densidad energética lo cual supone, en general, menores inversiones y un

control más sencillo –cuestión fundamental a mediados del siglo XX-. Por otro lado y más importante desde el punto de vista de la operación del sistema, gran parte de las instalaciones disponen de capacidad de almacenamiento, los embalses, que permiten de forma altamente eficiente y segura ajustar en tiempo real la oferta de energía con la demanda requerida por los consumidores y, además, tienen unas competencias tecnológicas superiores al resto de renovables en cuanto se refiere a la regulación de la potencia, la frecuencia y la tensión. No obstante, con las limitaciones en una escala temporal que vaya más allá de la capacidad de almacenamiento que ya se ha mostrado en el ejemplo de lo ocurrido en los años 40 del siglo pasado en España.

Esta capacidad de ajuste hace de hecho que la hidráulica siga siendo un pilar fundamental del sistema eléctrico del siglo XXI, no ya tanto por su aportación de energía al sistema, que siendo importante –alrededor de un 15 % dependiendo del año hidráulico-, está muy lejos de lo que representó –alrededor del 90 %-, sino porque es la tecnología que dentro del *mix* realiza un seguimiento de la demanda más eficiente, valor claramente en alza en los sistemas eléctricos actuales.

En este punto se debe hacer una referencia obligada a las centrales hidráulicas reversibles, las centrales de bombeo, que son las únicas instalaciones capaces de almacenar energía eléctrica, convirtiéndola en energía potencial del agua, en cantidades significativas para la operación del sistema. Suponen una herramienta fundamental ya que permiten realizar el ajuste generación demanda en tiempo real desde el lado de la demanda, pero siendo una “demanda” muy especial cuyo fin es dar servicio de ajuste sistema, devolviendo la energía tomada al sistema cuando más le conviene a éste.

Gracias a esta capacidad de aumentar la demanda equivalente vista por el sistema, las centrales hidráulicas de bombeo son uno de los principales aliados de la operación del sistema para la integración de las restantes energías renovables –denominadas *no gestionables* por el B.O.E.–.

A diferencia de la hidráulica, la eólica y la solar fotovoltaica no disponen de ninguna capacidad significativa de almacenamiento del recurso primario, de forma que su producción depende exclusivamente de la disponibilidad en cada instante de dicho recurso primario. Esto dificulta el ajuste en tiempo real entre oferta y demanda desde el lado de la oferta ya que se trata de oferentes de energía incapaces de realizar dicho ajuste, al menos sin desperdiciar recurso primario si este es a la baja, e imposible al alza si la situación operativa previa no es de desaprovechamiento de dicho recurso. Sobre este particular hay que poner de manifiesto que España ha sido pionera en integrar a estas tecnologías en los mercados de ajuste del sistema ya que, en determinadas circunstancias, dichos vertidos de energía primaria pueden llegar a tener sentido económico para los propietarios de las plantas. En todo caso, es una obviedad que un parque eólico no producirá energía si no hay viento ni una planta fotovoltaica si no hay sol.

Otra tecnología solar presente en el sistema eléctrico español es la termosolar. Esta tecnología, a diferencia de la fotovoltaica, sí dispone de cierta capacidad de almacenamiento, normalmente el equivalente a unas pocas horas de funcionamiento a plena carga sin aporte del recurso primario, el sol en este caso. Ello permite, teóricamente, realizar un cierto seguimiento de la demanda en la operación en tiempo real, siempre que haya habido recurso durante las horas inmediatamente anteriores.

Finalmente, hay una característica de la eólica y de la solar con una cierta ventaja respecto a la hidráulica. Para las dos primeras la variabilidad de su producción en términos mensuales, y en mucha mayor medida anuales, resulta mucho más estable que en el caso de la hidráulica. Esta variabilidad de la producción de energía hidráulica en cómputo anual no se ve compensada por la capacidad de almacenamiento, lo cual históricamente, como se ha visto anteriormente, ha llevado al sistema eléctrico español a situaciones de fuertes restricciones a la demanda cuando el *mix* de generación no es adecuado.

Sin embargo, la estabilidad de la producción de energía de la eólica y la solar a lo largo de periodos dilatados de tiempo no tiene una especial utilidad desde el punto de vista de la garantía de suministro: se sabe con cierta precisión cuánta energía va a suministrar la eólica o solar el próximo año, pero no hay ninguna garantía del momento concreto en que se va a disponer de dicha energía, ni mucho menos seguridad de que la disponibilidad del recurso primario vaya producirse cuando los consumidores lo precisen.

Hay otras muchas tecnologías renovables, pero con una presencia muy baja en el sistema eléctrico español. Quizá la mayor entre ellas pueda ser la biomasa, pero no llega al 1% de la producción eléctrica total. Aunque tiene capacidad de ajustarse a la demanda, en ocasiones la complejidad de la logística de la biomasa hace que dicho ajuste sea limitado.

Las tecnologías no renovables

De las tecnologías no renovables se podría decir que son la “otra cara de la moneda” del *mix* de producción en lo que se refiere a la garantía de suministro, con ciertas ventajas sobre las tecnologías renovables allí donde éstas tienen sus debilidades, y

algunos inconvenientes en aquellas cuestiones en las que las tecnologías renovables muestran sus fortalezas.

Empezando por estos últimos, al margen de su mayor impacto sobre el medio ambiente, cuestión sobre la que no se entrará en este artículo, tienen un mayor riesgo que las renovables en el suministro de la energía primaria necesaria, cuestión evidente cuando el riesgo de que un tercero limite el acceso al viento, a la lluvia o el sol es estrictamente cero. Esta desventaja no se produce para la energía nuclear, en tanto que tras cada recarga de combustible, tienen energía para inyectar al sistema eléctrico durante más de un año ininterrumpido.

Este riesgo de acceso a la energía primaria no resulta tan remoto como pudiera parecer, especialmente en el caso de un país como España, con una modesta producción de carbón y una prácticamente nula producción de petróleo y gas.

En este punto conviene recordar lo que sucedió en las dos décadas siguientes a la gráfica de la Figura 1. Se continuó durante la década de los años 50 con una fuerte expansión de la potencia hidráulica instalada, pero era evidente que nuestros ríos no serían suficientes para acompañar el crecimiento de la demanda por lo que durante los años 60 se incorporó al *mix* de producción un importante parque de generación térmica – fue en ese momento cuando el sistema eléctrico español dejó de ser “casi 100 % renovable”- basado en el combustible más accesible y barato en ese momento: el petróleo.

Lo que sucedió en la siguiente década de los 70, en concreto en el año 1973, es bien conocido: el petróleo multiplicó su precio por más de 6 en cuestión de semanas por motivos completamente ajenos y fuera de control de España y, por supuesto, del sis-

tema eléctrico español. A partir de este momento se vuelve la mirada hacia el carbón nacional y la energía nuclear y este es el origen de la mayoría de las centrales de carbón y nucleares actualmente disponibles en el sistema eléctrico español, construidas entre mediados de los años 70 hasta finales de la década de los 80 en su mayoría.

Es obvio decir que actualmente en España no hay centrales de generación que utilicen derivados del petróleo como combustible habitual –las más modernas se reconvirtieron para utilizar gas natural-, excepto en las islas, dados los condicionantes logísticos y el propio tamaño de estos sistemas, si bien en el caso de Baleares existe desde el año 2012 una interconexión con la red de gas natural peninsular y muchas de sus centrales se han transformado para utilizar este combustible. Además, las Islas Baleares ya se encuentran eléctricamente interconectadas al sistema peninsular español, lo que les proporciona mayor garantía de suministro y menores costes de generación. En el caso de Canarias, hasta el momento no existe combustible alternativo a los derivados del petróleo.

Realmente hay otra excepción al posible uso de derivados del petróleo en la generación eléctrica. Esta la constituyen algunos ciclos combinados, capaces de utilizar el gasoil como combustible alternativo al gas natural, pues hace algo más de una década las infraestructuras gasistas estaban en pleno desarrollo, en paralelo con la instalación de ciclos. Recuérdese que el primer ciclo combinado se puso en marcha en 2002, hace solo 15 años, siendo una tecnología en aquel momento crítica para evitar que se repitiesen eventos como el del 17 de diciembre de 2001. En esa fecha, a las 18.30h, se registró la última ocasión en que en España ha sido necesario cortar demanda –pequeñas bolsas de consumo de Madrid y Valencia-, más allá del sistema de

interrumpibilidad, por incapacidad desde el lado de la oferta para satisfacer al total de la demanda con el parque generador disponible. Se deslustraron (redujeron) solamente 500 MW de consumo, evitando así que se viera afectado el conjunto del sistema o una parte muy importante del mismo,

Volviendo a la situación producida en los años 70, dicha situación está en el origen del actual mecanismo de interrumpibilidad. En aquella época España era un país con una importante componente industrial, con una participación de la industria de más del 30 % en el PIB –más del doble que la actual-, y los posibles ajustes entre oferta y demanda, cuando la oferta no era capaz de seguir a la demanda, se debían realizar de la forma más ordenada y menos lesiva posible para el consumidor industrial. De esa época también son limitaciones que hoy parecen impensables –limitaciones de horario para el alumbrado público y de escaparates, hora límite para la finalización de las emisiones de televisión por la noche,....

Como se puede ver, el objetivo de realizar el ajuste entre oferta y demanda siempre desde el lado de la oferta se logra... hasta que falla la oferta y resulta necesario ajustar la demanda de la forma más ordenada posible, lo cual no deja de ser un cierto fracaso del sistema eléctrico ya que su función y razón de ser es precisamente satisfacer la demanda, toda la demanda, en el momento que ésta se presenta.

La gestión desde el lado de la demanda supone la existencia de consumidores que querrían consumir en un momento dado y no lo hacen de una forma más o menos “voluntaria” –desde los proveedores del servicio de interrumpibilidad que voluntariamente se ofrecen a suministrar este servicio de ajuste con su correspondiente compensación económica, pasando por el comerciante de los

años 70 que le hubiera gustado mantener su escaparate encendido y terminando por aquellos que fueron objeto del desastre del 2001 sin previo aviso–.

Pero no hace falta remontarse varias décadas en el tiempo ni fijarse únicamente en España para constatar la posibilidad real de problemas generados por situaciones sociopolíticas sobrevenidas. Baste recordar lo sucedido no hace tantos años con el suministro de gas natural a la mayoría de los países europeos, afortunadamente sin repercusión sobre España en esa ocasión.

El caso de las centrales nucleares resulta ser un poco diferente al del resto de centrales térmicas convencionales. Como ya se ha dicho, estas centrales disponen de combustible tras cada recarga para periodos muy prolongados de funcionamiento, del orden de más de un año, lo cual aporta una importante garantía de suministro al sistema.

Sin embargo, problemas tecnológicos de algunas de estas centrales se han mostrado recientemente como una amenaza relevante para la garantía de suministro eléctrico en dos países con un elevado porcentaje de producción nuclear en su *mix*: Japón y Francia. En el caso de Japón, tras el accidente de Fukushima de 2012, prácticamente se pararon todas las centrales nucleares del país, lo que llevó a la necesidad de implantar, entre otras, medidas de ajuste desde el lado de la demanda. En el caso de Francia, la necesidad de una revisión generalizada en su parque nuclear ha hecho que un país típicamente exportador de energía eléctrica, se haya convertido circunstancialmente en algunos periodos en el mayor importador de Europa. Esto ha sido posible gracias a las numerosas interconexiones que tiene con todos sus países vecinos - y de las que Japón no tiene la fortuna de disponer- con un riesgo no despreciable de tener que actuar

sobre la demanda si las condiciones del sistema empeoran durante los periodos más críticos de este invierno.

Desde el punto de vista de la capacidad de ajuste de la producción de estas centrales a la demanda existen notables diferencias entre las centrales nucleares y las centrales térmicas que consumen combustibles fósiles y, dentro de éstas, entre las que consumen carbón y aquellas que consumen gas natural.

Las centrales nucleares tienen tiempos de parada y arranque en condiciones normales de más de un día, lo que hace difícil su ajuste a las variaciones de demanda. Incluso en condiciones normales de funcionamiento, sus variaciones de carga son lentas y limitadas. Ello hace que sean centrales que funcionan “en base” y sus paradas se limiten a recargas de combustible y posibles averías sobrevenidas, que son escasas. De hecho, una parte importante del parque de bombeo español surgió como “acompañamiento” de las centrales nucleares para aportar la flexibilidad necesaria al sistema. Curiosamente, estas centrales de bombeo, aportan ahora la flexibilidad que requieren también otras tecnologías a las que no les resulta posible ajustar su oferta a la demanda –eólica y solar–.

En un punto intermedio se sitúan las centrales que utilizan carbón, con tiempos de arranque variable de una central a otra y dependiendo de las condiciones previas, pero que se puede establecer en el entorno de unas 12 horas, lo cual las hace candidatas a un posible ciclo semanal de funcionamiento, con una capacidad aceptable de variar su carga en tiempo real siguiendo las necesidades del sistema.

Finalmente, los ciclos combinados son la tecnología térmica más flexible, con tiempos de arranque muy inferiores a las centrales de carbón, lo cual los convierte en el

complemento a la variabilidad de producción de aquellas tecnologías renovables sin almacenamiento del recurso primario –eólica y fotovoltaica–.

Para terminar se debe mencionar a la cogeneración. No es una tecnología propiamente dicha, sino que se trata de grupos térmicos –turbinas de vapor, de gas, ciclo combinado–, generalmente pequeños, cuyo fin principal es aportar calor a un proceso industrial y que, adicionalmente, producen energía eléctrica. Por su propia definición conceptual, termodinámicamente es altamente eficiente, pero la lógica prioridad del proceso industrial hace que la flexibilidad en la oferta de energía eléctrica sea bastante limitada.

El mix de generación actual en España y la seguridad de suministro

España dispone actualmente de un equilibrado *mix* de generación que, como se ha ido viendo a lo largo de este artículo de una forma resumidísima, es fruto de una larga historia y de experiencias vividas a lo largo de esa historia de las que se extraen valiosas conclusiones para seguir mejorando la garantía de suministro y la economía de nuestro sistema eléctrico.

La primera conclusión que se extrae de todo lo visto hasta el momento es que no hay tecnologías de generación “buenas” y tecnologías de generación “malas” en relación con la garantía de suministro-. Todas las tecnologías de generación poseen atributos positivos y negativos.

La cuestión fundamental es disponer de un *mix* de generación adecuado –la palabra inglesa utilizada para definir la capacidad de cubrir la demanda de un sistema es *adequacy*- para el sistema que se tiene. Y en este punto se puede afirmar que la

historia ha ido dotando al sistema eléctrico peninsular español de un *mix* que en este momento es realmente equilibrado, permitiendo sacar partido de las ventajas de todas las tecnologías disponibles a la vez que los posibles inconvenientes que pueda tener cada una de ellas se ven compensados por el resto de tecnologías.

En la Tabla 1 se puede ver la potencia neta instalada de cada una de las diferentes tecnologías que constituyen el *mix* de generación del sistema peninsular. Esta potencia instalada es la que debe hacer frente a cualquier nivel de demanda que razonablemente se pueda presentar.

En el sistema peninsular español el máximo requerimiento en términos de potencia demandada se produjo a las 18.53h. del 17 de diciembre de 2007 – iexactamente 6 años después del último ajuste desde el lado de la demanda adicional al uso de la interrupción! -, momento en el que la potencia demandada por el conjunto de consumidores alcanzó los 45.450 MW, coincidiendo con una ola de frío importante.

Tabla 1.

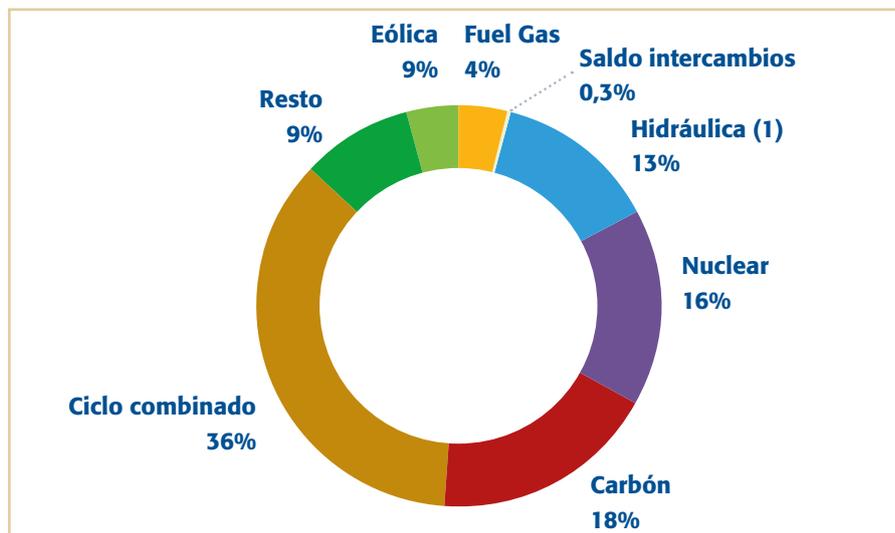
Tecnología	Potencia neta (MW)	%
Eólica	22.864	22,8
Fotovoltaica	4.423	4,4
Termosolar	2.300	2,3
Hidráulica (incluido bombeo puro)	20.355	20,3
Biomasa	742	0,7
Nuclear	7.573	7,6
Carbón	9.536	9,5
Ciclo combinado	24.948	24,9
Residuos	677	0,7
Cogeneración	6.684	6,7
TOTAL	100.102	100,0

Conviene señalar que la aportación eólica a esa demanda de potencia en ese momento era de unos 1.700 MW, apenas un 4 % de la demanda, para una potencia eólica instalada en aquella fecha del orden de 13.500 MW. Es obvio que, por la hora y la fecha, la aportación fotovoltaica era estrictamente cero y en aquel momento el sistema todavía no disponía de potencia termosolar instalada. La forma en que se cubrió esta punta de potencia se muestra en la Figura 2.

Un mes antes, el 19 de noviembre de ese mismo año 2007 fue necesario realizar un ajuste entre oferta y demanda desde el lado de la demanda, haciendo uso del mecanismo de la interrumpibilidad, ante la incapacidad de la oferta disponible para cubrir toda la demanda.

Esta situación se produjo como consecuencia de la conjunción de varias circunstancias particularmente desfavorables. Por un lado, hubo una indisponibilidad térmica fortuita especialmente elevada en relación con la estadística de fallo del equipo térmico. Por

Figura 2.

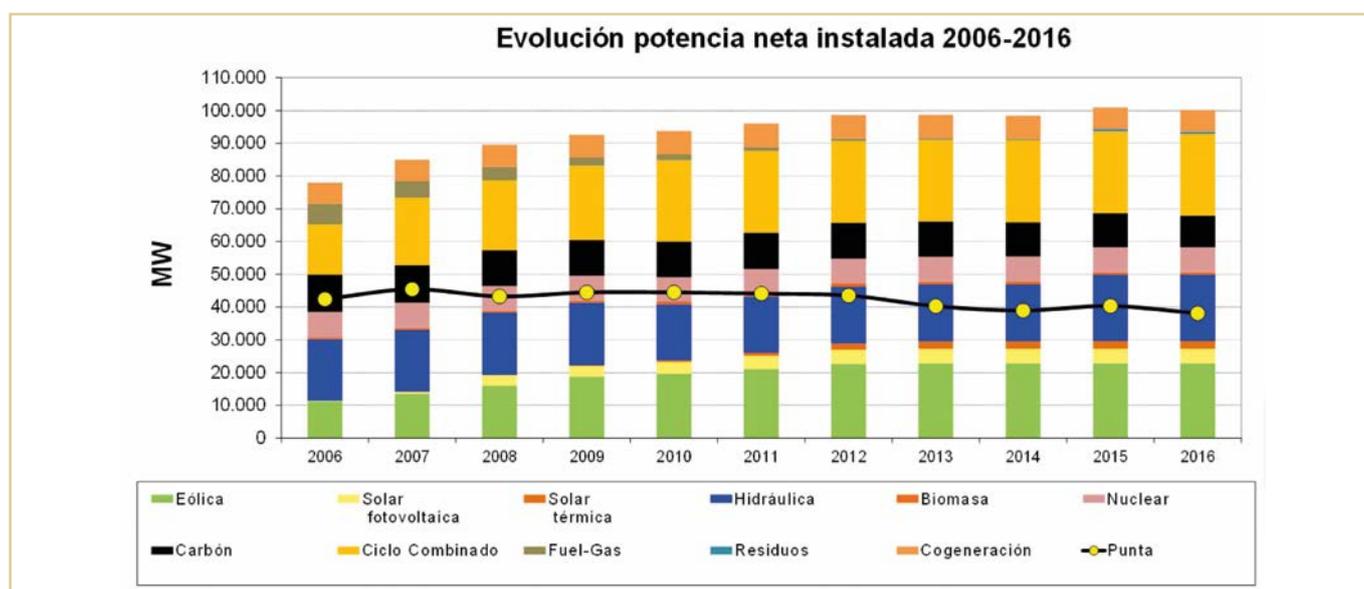


otro lado, el año fue especialmente seco de forma que la potencia disponible hidráulica apenas llegaba a 5.000 MW en aquel momento, incluyendo la turbinación de bombeo disponible. A ello se añadía una producción eólica de unos 3.000 MW, lo cual supone unos 10.000 MW menos de la potencia entonces instalada. La demanda

prevista ese día eran 43.000 MW, que se quedaron en algo menos de 40.000 MW tras la aplicación de interrumpibilidad.

En aquel momento, la potencia instalada rondaba los 85.000 MW –Figura 3-. Puede parecer una diferencia importante respecto los 100.000 MW actuales pero lo cierto es

Figura 3.



que se explican fundamentalmente con el incremento desde entonces de unos 9.000 MW eólicos y unos 6.000 MW solares –fotovoltaicos más termosolares-. La potencia térmica instalada apenas se ha visto modificada, pues si bien es cierto que desde entonces se ha incrementado la potencia instalada de ciclo combinado, este incremento se ha visto compensado por la baja de los viejos grupos de fuel-gas y algunos grupos antiguos de carbón.

Es cierto que desde el año 2007 la demanda se ha estancado como consecuencia de la crisis económica en primera instancia y, con el paso del tiempo, con un impacto evidente de las medidas de eficiencia energética por el lado de la demanda. No obstante la punta que se podría presentar en invierno en condiciones extremas se estima en 44.000 MW, unos 1.500 MW menos que el record histórico... pero 1.000 MW más que la última punta de demanda que obligó al

ajuste oferta-demanda por el lado de la demanda, con una potencia térmica instalada muy similar a la actual.

Red Eléctrica realiza todos los meses el análisis de cobertura para el próximo año móvil con el fin de poder anticipar cualquier situación que pueda comprometer la garantía de suministro para los consumidores españoles, ejecutando un complejo estudio estadístico en el que se considera las tasas de fallo del equipo térmico, sus necesidades de mantenimiento, la variabilidad de la hidráulicidad de nuestro país, las estadísticas de producción eólica y solar en las diferentes épocas del año, las mejores previsiones de demanda considerando el impacto de condiciones extremas meteorológicas,... El resultado de este análisis sistemático es coherente con la realidad que muestra la experiencia del 2007, esto es, que la garantía de suministro es muy elevada, a lo que contribuye el equilibra-

do *mix* de generación que tiene el sistema eléctrico español.

Sin embargo, después de todo lo expuesto hasta aquí, se entenderá que no se pueden retirar las comillas con las que al comienzo de este artículo se hace referencia a la “cuasi absoluta seguridad” de suministro.

La reserva de potencia disponible siendo amplia –índice de cobertura superior a 1.1- no es en absoluto tan grande como un análisis simplista concluiría tras obtener el cociente entre potencia teórica disponible y demanda máxima esperable. Efectivamente, con más de 35.000 MW procedentes de energía eólica y solar, que con alta probabilidad no estarán disponibles en las puntas de consumo- el índice de cobertura real será siempre muy inferior al teórico. De este hecho se derivan consecuencias trascendentes para la garantía de suministro y para la propia política energética del país. ■

El mercado organizado de gas natural en España: situación y elementos relevantes en su desarrollo

Antonio Erias Rey

Catedrático de Universidad. Presidente de MIBGAS S.A.

La puesta en marcha del Mercado Organizado de Gas español (MIBGAS) en diciembre de 2015 ha supuesto un hito en el proceso de desarrollo y maduración del mercado mayorista de gas en nuestro país: (1) al permitir que se generen señales de precios de corto plazo (*spot*) consistentes y fiables; (2) al facilitar el acceso a nuevos participantes, independientemente de su poder de mercado; y (3) al ofrecer, a los agentes que operan en dicho mercado nuevas herramientas para flexibilizar su cartera así como aprovisionarse dando lugar a un incremento de la competencia en el mercado que redundará en beneficio de los consumidores finales.

En España, hasta la creación de MIBGAS por ley (Ley 8/2015, de 21 de mayo)¹, no

existía un mercado mayorista organizado de gas. Así, las operaciones de compra-venta se realizaban exclusivamente en un mercado bilateral no regulado (OTC: *Over-the-Counter*)² en los que la única obligación de información se refería a la notificación de los volúmenes transaccionados, declarados a efectos de balance en la plataforma electrónica del Gestor Técnico del Sistema (plataforma MS-ATR, de ENAGAS).

Podría afirmarse, en consecuencia, que la opacidad del precio del gas en España era casi completa ya que para encontrar algún referente había que recurrir a los precios en frontera (declarados en aduanas), a las subastas reguladas (correspondientes a la adquisición del gas de Operación y del gas Ta-

lón por parte del transportista, así como por parte del Gestor Técnico del Sistema, del gas Colchón necesario para el funcionamiento de los almacenamientos subterráneos), o las relativas a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

No obstante, ha de tenerse en cuenta que más allá de la creación de un mercado organizado, para que el mercado mayorista de gas en España alcance su máximo desarrollo (llegando a conformar un *Hub*³ de gas maduro), y subsecuentemente un elevado nivel de liquidez, resulta imprescindible la concurrencia de todos los actores del sistema gasista: desde las Administraciones Públicas e instituciones relacionadas, llevar a cabo -sobre la base de las directrices de la Unión Europea- los desarrollos reglamentarios necesarios

¹ Ley 8/2015, de 21 de mayo, BOE núm. 122, por la que se modifica la Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

² Las transacciones en el mercado mayorista secundario pueden realizarse en un mercado organizado, donde existe una contraparte central entre compradores y vendedores que fija los términos de la transacción y asegura su cumplimiento con reglas explícitas de funcionamiento, con productos estandarizados y transparentes; o, en un mercado no organizado (OTC: *Over-the-Counter*), donde el comprador y el vendedor negocian el acuerdo de forma directa (y por tanto, generalmente de manera opaca), con contratos a medida y con la intervención de un *broker* (intermediario) solo en el caso que las partes lo estimen necesario.

³ El *Hub* gasista puede entenderse, de forma general, como el conjunto de instituciones y regulaciones que definen el mercado mayorista de gas. Complementariamente, en sentido estricto, por *Hub* gasista se entiende un punto virtual de negociación asociado a una zona de "entrada-salida", o el conjunto de infraestructuras de transporte que definen una zona de balance en el sistema gasista (*Hub* físico). Por su parte, el tamaño de estas zonas (en las que los comercializadores podrán negociar gas libremente) será tan grande como lo permitan las infraestructuras existentes. Como regla general, una zona de "entrada-salida" no debería definirse sobre la base de las fronteras nacionales, sino de acuerdo con la realidad física del sistema gasista y de las necesidades del mercado.

para consolidar sus cimientos y estimular el mayor grado de participación posible; y desde el propio sector, apostar decididamente por la libre competencia participando activamente en el mercado organizado.

Confirmando lo anterior, los recientes acontecimientos vividos en el mercado eléctrico y gasista, sobre todo en el mes de enero, con marcados picos de precios tanto en el eléctrico como en el gasista, y una situación general de una cierta escasez de energía, ponen de manifiesto, una vez más, la necesidad de disponer de instituciones de mercado sólidas y bien diseñadas. En momentos de escasez energética es muy importante que las señales de precios que se generan en los mercados mayoristas reflejen la realidad del balance entre la oferta y la demanda de energía, así como que resulten creíbles tanto para los agentes participantes en los mercados, como para los legisladores, las autoridades regulatorias, y para el público y los consumidores en general.

De esta manera, un mercado mayorista de energía que funcione adecuadamente facilitará, por parte de los comercializadores, la gestión de los riesgos asociados a la volatilidad de los precios, lo que a su vez redundará en productos minoristas más ajustados a las necesidades y preferencias de los consumidores finales de energía y, por tanto, a decisiones de producción y consumo más eficientes. Además, ofrecerá oportunidades de entrada a nuevos comercializadores contribuyendo a incrementar la competencia tanto en el citado mercado mayorista (donde se define el precio de la *commodity*) como, subsecuentemente, en el mercado minorista.

Por su parte, los resultados que ha obtenido el Mercado Organizado de Gas en su primer

año completo de funcionamiento son muy esperanzadores pudiendo afirmarse, aunque todavía con prudencia, que ha tenido éxito en la creación de una señal de precios, sólida, reputada y creíble, aunque todavía queda camino por recorrer para alcanzar el objetivo de conseguir una liquidez razonable.

Por ello, habida cuenta del papel estratégico que en la creación de un mercado mayorista de gas líquido en España juega el mercado organizado, el presente artículo persigue dar a conocer la realidad de MIBGAS, así como apuntar sus líneas naturales de avance en aras a alcanzar el nivel de liquidez más alto posible. En las próximas secciones, una vez justificada su necesidad, se expone el marco jurídico (europeo y nacional) que lo sustenta, así como su mecánica de funcionamiento y los productos y servicios que ofrece; por último, se explicitan los resultados más relevantes alcanzados en 2016, destacándose los hitos que han influido en la consecución de los mismos, y se realiza una propuesta sobre las posibles líneas de avance en los próximos años.

JUSTIFICACIÓN Y MARCO JURÍDICO

La opacidad del mercado mayorista de gas en España y su desconexión con el objetivo estratégico de la Unión Europea de consolidar un Mercado Interior de gas natural, justifican sobradamente la creación de MIBGAS.

Para entender las claves del desarrollo del Mercado Organizado de Gas en España es necesario, previamente, analizar el marco normativo europeo toda vez que dicho marco es la causa-raíz que ha dado lugar a la transformación estructural de los mercados mayoristas de gas en Europa. Unas

transformaciones a las que el mercado español se ha sumado con cierto retraso y que, como se detallará más adelante, se han explicitado con la publicación de la ya mencionada Ley 8/2015 de 21 de mayo.

Estructura del mercado de gas natural en Europa: el Mercado Interior de la Energía

Desde el último tercio del siglo XX, el gas natural desempeña un papel fundamental en la escena energética europea. Con una cuota de consumo alrededor del 20%⁴ desde los años noventa, el gas natural supone un elemento básico para cubrir las necesidades energéticas en Europa, constatándose así su importancia en la *mix* de energía primaria; se trata, por tanto, de una fuente de energía relevante para el continente que requiere un enfoque estratégico a largo plazo.

Sin embargo, la alta dependencia de las importaciones -lo que provoca una situación de riesgo para la seguridad de aprovisionamiento acentuada como consecuencia de una escasa diversificación (Figura 1), con Rusia, Noruega y en menor medida Argelia dominando el suministro, y a pesar del incremento que sistemáticamente se está registrando en el suministro de GNL o gas natural licuado (que alcanzó en 2015, el 12% de la oferta, con Qatar como principal suministrador)-, así como la mencionada falta de diversificación del suministro conforman el actual escenario gasista europeo.

En síntesis, un escenario de elevada dependencia y de falta de diversificación en el suministro al que se une, todavía en algunos Estados miembros, la falta de transparencia del mercado mayorista evidencia, de esta manera, los riesgos intrínsecos (ya sea por

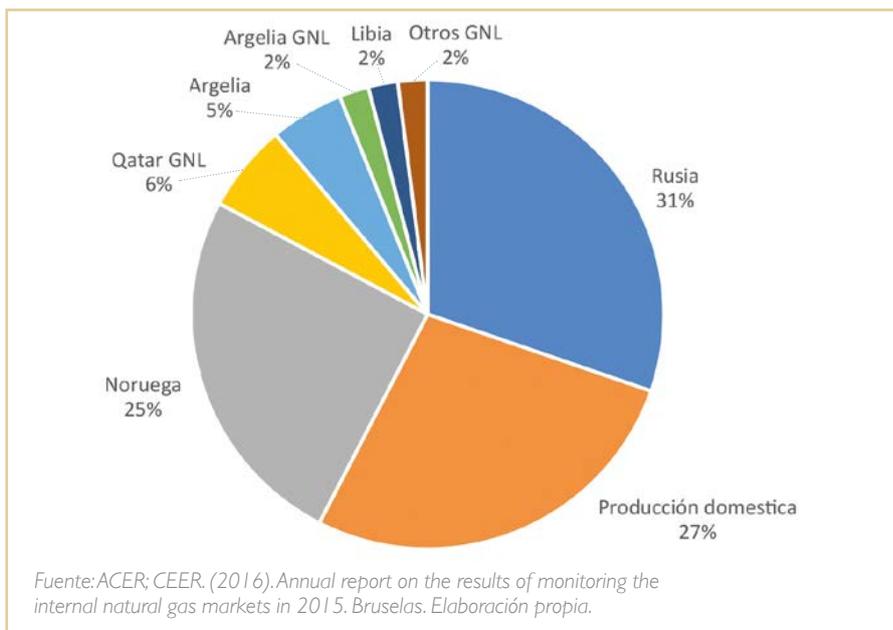
⁴ COMISIÓN EUROPEA. (2016). EU energy in Figures. Energy statistical pocketbook. Comisión Europea. Bruselas. Recuperado 27 de febrero de 2016 de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy-2016_web-final_final.pdf

razones sociales: necesidad de asegurar el suministro; o por razones de índole económica: al tratarse de un sector cuyas inversiones son muy intensivas en capital) del sector gasista europeo, existiendo la duda razonable sobre la viabilidad de que dichos riesgos puedan mitigarse sobre la base de un mercado de gas apalancado, tradicionalmente, sobre contratos de suministro a largo plazo -a pesar de que los mismos (cuyo origen data de 1959) contribuyeron a la aparición de un mercado gasista en Europa-, y que todavía sirven de referencia.

Sin embargo, la evolución del citado mercado ha demostrado que este modelo tradicional de relación comercial (típicamente bilateral y opaca) frenaba la implantación de una estructura más competitiva, construyendo barreras de acceso a nuevos participantes y, por tanto, dificultando la competencia con la carga de perjuicio correspondiente tanto para los consumidores finales como para la competitividad de la economía.

Para corregir esta situación, la Unión Europea se propuso desarrollar la visión de un Mercado Interior de la Energía (de la electricidad y el gas) que crease oportunidades comerciales y fomentase el comercio transfronterizo de forma transparente, a fin de conseguir: (1) mejoras de la eficiencia; (2) precios competitivos; (3) un aumento de la calidad del servicio; (4) seguridad de suministro; y (5) sostenibilidad energética.

Figura 1. Cuota de abastecimiento, por origen y tipo de suministro de gas natural en la Unión Europea (2015)



De manera específica, en lo que respecta al gas natural (GN), se trata de que éste circule dentro del territorio de la Unión Europea (UE) movido, exclusivamente, por las fuerzas de los mercados; un concepto ya establecido en los EE.UU⁵, como resultado de la liberalización del sector gasista llevada a cabo durante los años 70 y 80.

En este modelo de mercado, un elemento relevante para su desarrollo lo constituye la existencia de un mercado líquido, tanto

de corto plazo como de futuros, que promueva una señal de precio (transparente), sensible al estado de la oferta y de la demanda de gas natural, donde los participantes, independientemente de su poder de mercado, no encuentren barreras de acceso artificiales y dispongan de la posibilidad de encontrar instrumentos que les permitan flexibilizar⁶ sus carteras, así como aprovisionarse facilitando, además, la gestión de los riesgos asociados a la volatilidad de los precios.

⁵ International Energy Charter. (2007). Putting a Price on Energy: New Report on International Oil and Gas Pricing Mechanisms. Energy Charter Secretariat. Bruselas. Recuperado 1 de marzo de 2017 de <http://www.energycharter.org/media/news/article/putting-a-price-on-energy-new-report-on-international-oil-and-gas-pricing-mechanisms/>

⁶ La flexibilidad que demandan los traders puede diferenciarse en geográfica y temporal. La primera, hace referencia a la capacidad para optimizar el ejercicio de la opción a elegir puntos de entrada y salida del sistema (entry-exit). La segunda, por su parte, se refiere a realizar dicha optimización a lo largo del tiempo. Las principales fuentes de flexibilidad, tanto temporal como geográfica, presentes en los mercados mayoristas de gas europeos son: Mercados secundarios de asignación de capacidad en áreas entry-exit; Cláusulas de opcionalidad (swing) o interrumpibilidad incorporadas en los contratos; Nominaciones (o renominaciones) en el muy corto plazo (short-notice renominations); Uso de capacidad de inyección, almacenamiento y extracción en almacenamientos subterráneos, almacenamiento en plantas de regasificación y utilización de las interconexiones; Operaciones en los mercados spot (día siguiente e intradía); OBAs (Operational Balancing Agreements); y Almacenamiento en el gaseoducto (linepacking). Será la regulación y la normativa de cada sistema gasista la que defina el nivel de flexibilidad del que dispongan los usuarios de la red de transporte sin incurrir en penalizaciones por desbalances entre las entradas y salidas programadas (Keyaters, 2012).

Se trata, por tanto, de un mercado mayorista entendido éste como un *Hub*, físico o virtual, en el que un conjunto de agentes (transportistas, *traders*, consumidores...) pueden intercambiar productos y servicios, tanto físicos como financieros, relacionados con transacciones de gas (físicas en el Punto Virtual de Balance o PVB, así como de adquisición de capacidad de transporte y de almacenamiento), convirtiéndose de esta manera en puntos de referencia, tanto para el *trading* como para la formación de precios, a nivel nacional e internacional⁷. De esta manera, los *hubs* se consolidan como la estructura nacional de mercado mayorista que potencia el desarrollo de un Mercado Interior de gas altamente competitivo.

Y para conseguir esta transformación, cuyo objetivo se focaliza en consolidar unos mercados nacionales de gas más eficientes, flexibles, líquidos y competitivos, la estrategia de la UE se cimienta, fundamentalmente, sobre tres paquetes legislativos desarrollados entre 1998 y 2009⁸.

Por medio del citado acervo, se introdujeron dos cambios estructurales en los mercados gasistas que resultaron decisivos en el proceso de construcción de los mencionados *hubs*: (1) TPA (*Third Party Access*), centrado en permitir y facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución; y (2) *Unbundling*, que supone la ruptura de las estructuras

(verticalmente) integradas de las compañías mediante la separación legal de las actividades de producción y suministro, de las correspondientes al transporte y distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente que la visión de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) sobre un mercado de gas competitivo en Europa, basada en un conjunto de zonas *entry-exit* con puntos de intercambio virtuales (*hubs*) líquidos e interconectadas mediante un nivel apropiado de infraestructuras que permita al gas fluir libremente entre ellas, llevándose a cabo la transacción allí donde éste sea más valorado por los agentes, sigue plenamente vigente⁹. Consecuentemente, el principal vector de cambio está en la migración de sistemas de flexibilidad *ex post* a sistemas *ex ante* con penalizaciones por desbalance, bajo el impulso de los Códigos de Red¹⁰ desarrollados por ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) y al amparo de lo establecido en el Tercer Paquete Legislativo (ver Nota 6).

Una visión, por tanto, coherente con el objetivo que establece el Reglamento de la Comisión Europea nº 715/2009 (ver Nota 10) de desarrollar un **mercado mayorista de gas natural transparente** que funcione adecuadamente y que genere beneficios para los consumidores en forma de un suministro de gas seguro y de competencia efectiva en el mercado minorista. *Este ambicioso*

objetivo debería conformar, por tanto, el hito final de la hoja de ruta para la creación y el desarrollo del Hub gasista español.

Según el GTM (*Gas Target Model*), el requisito de mercado mayorista transparente es interpretado como la creación, a través de mercados organizados y plataformas de *brokers*, de un mercado *spot* líquido, así como de un mercado a plazo o de futuros que permita la gestión del riesgo y el aprovisionamiento. En este sentido, el modelo afirma en sus recomendaciones como la existencia de un mercado organizado actúa como contraparte central en las transacciones facilitando la compraventa, dándole transparencia al proceso, proveyendo de una señal de precio de confianza y permitiendo formas alternativas en la gestión del riesgo a un coste razonable.

Un mercado *spot* líquido generará señales de precios creíbles sobre el valor de la energía en el corto plazo que recogerán toda la influencia de los principales factores que afectan a la oferta y la demanda de gas natural, induciendo decisiones eficientes de consumo y de producción tanto en el corto como en el largo plazo. Por su parte, un mercado a plazo líquido facilitará el acceso al mercado, al permitir a nuevos entrantes en el mercado minorista realizar coberturas mediante instrumentos derivados. En el peor de los casos, aunque no indujese la entrada efectiva de nuevos comercializadores, un mercado a plazo líquido facilitará

⁷ Energía y Sociedad (2014). Manual de la energía-Gas. Madrid. Recuperado el 1 de marzo de 2017 de <http://www.energiaysociedad.es/manenergiagas/>

⁸ Particularmente, cabe destacar el contenido del "Tercer Paquete Legislativo" (año 2009) integrado por: Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del gas natural; Reglamento 713/2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía; y Reglamento 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

⁹ ACER (2016): European Gas Target Model Review and Update. Lubliana.

¹⁰ Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.

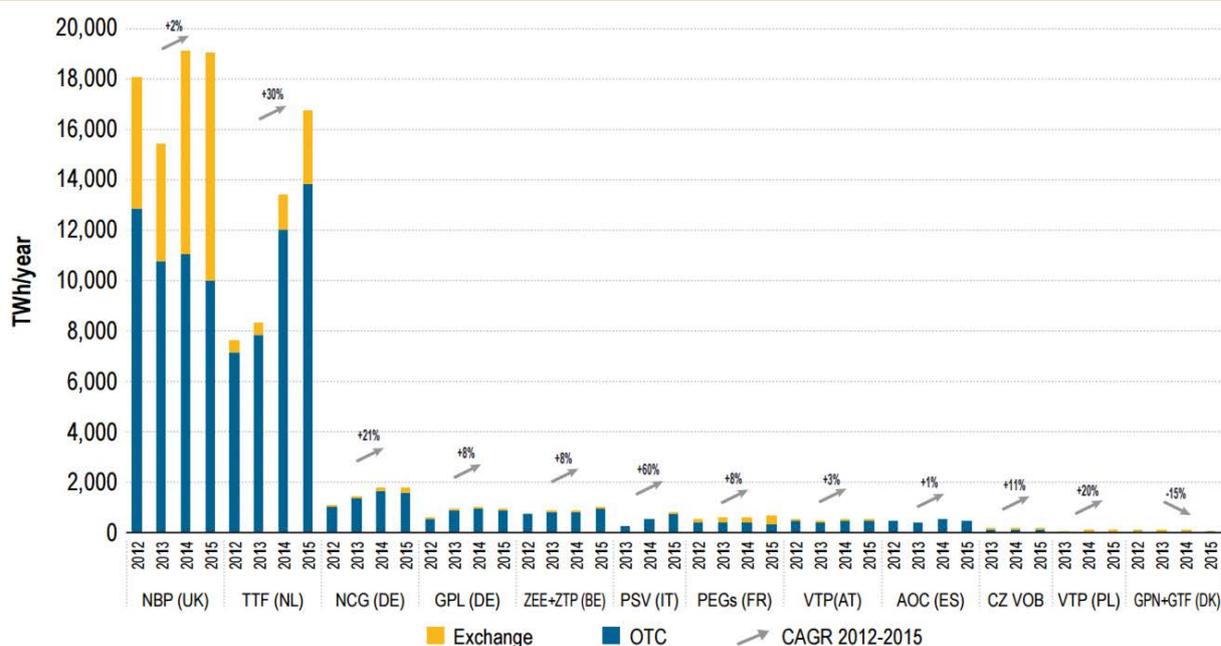
que el minorista sea “disputado” o “contestable”¹¹ y que los resultados del mismo, en términos de precios y cantidades, sean más competitivos. Por tanto, es evidente que el regulador europeo (ACER) hace especial hincapié en la liquidez como termómetro de un buen funcionamiento del mercado, tanto *spot* como a plazo¹².

Las transformaciones de los mercados destacadas anteriormente, así como la frontera cada vez más difusa entre los tradicionales mercados regionales gasistas (Europa, EE.UU y Asia), ha hecho que el proceso de implementación y consolidación de los *hubs* continentales desde sus comienzos sea continuo, gradual e irreversible, aunque

con diferentes amplitudes en sus periodos de transición¹³.

Generalmente los *hubs* virtuales exhiben en sus inicios una liquidez relativamente baja y muy condicionada por la demanda de productos *spot*, lo que los convierte en mercados marginales claramente enfocados al ajuste

Figura 2. Volúmenes negociados en los hubs de la Unión Europea, desagregado entre mercado organizado (Exchange) y broker (OTC), y tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) – (2012-2015)



Fuente: ACER; CEER. (2016). Annual report on the results of monitoring the internal natural gas markets in 2015. Bruselas.

¹¹ El economista William J. Baumol definió en 1982 mercado “contestable” (mercados disputados) como un mercado con libertad de entrada y salida (en el sentido de no estar sujetas a costes significativos o respecto de las empresas incumbentes), lo cual da lugar a una tasa normal de beneficios. En definitiva, un mercado es “contestable” si se satisfacen tres condiciones: (1) que las empresas entrantes no padezcan ninguna desventaja respecto de las que conforman ya el mercado, por tanto no existirán barreras de entrada; (2) que no existan costes hundidos, de tal manera que los costes asociados a la entrada en el mercado son completamente recuperables y de este modo no existirán costes de salida; y (3) el tiempo de entrar es menor que el de las empresas incumbentes en ajustar precios. Véase BAUMOL, W. J. (1982), “Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure”. The American Economic Review, vol 72, n°1, marzo, págs. 1-15.

¹² Para analizar la evolución y el grado de desarrollo de los hubs gasistas en Europa, ACER publica anualmente un informe de análisis de seguimiento de los mercados mayoristas de gas, utilizando una serie de indicadores estadísticos de madurez y liquidez del mercado, como el número de transacciones y su volumen total, la tasa de rotación de la energía en el mercado o churn rate, los spreads de volumen y precio entre posiciones de compra y venta, la profundidad temporal del mercado (ofertas de compra y venta por encima de un determinado volumen), los niveles de convergencia, correlación y volatilidad de precios en los distintos hubs, índices de concentración en el conjunto del mercado y entre las transacciones realizadas y el número de fuentes de suministro del mercado.

¹³ HEATHER, P. (2015). The evolution of european traded gas hubs. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 104, diciembre 2015. Universidad de Oxford. Oxford.

de desbalances diarios o mensuales. En todo caso, como así puede observarse en la Figura 2, la mayor parte de la contratación de productos con entrega en el Punto Virtual de Balance continúa siendo bilateral OTC, aunque los volúmenes asociados a mercados mayoristas organizados (*Exchange*) están progresivamente incrementándose, siendo porcentualmente considerables en Dinamarca (61%), Reino Unido (50%) y Francia (45%).

Los datos de la Figura 2 explicitan el incremento notable de liquidez que han experimentado los *hubs* gasistas de la UE en 2015 con relación a los años anteriores. El volumen negociado en la UE, durante ese año, fue aproximadamente nueve veces el consumo físico total, incrementándose un

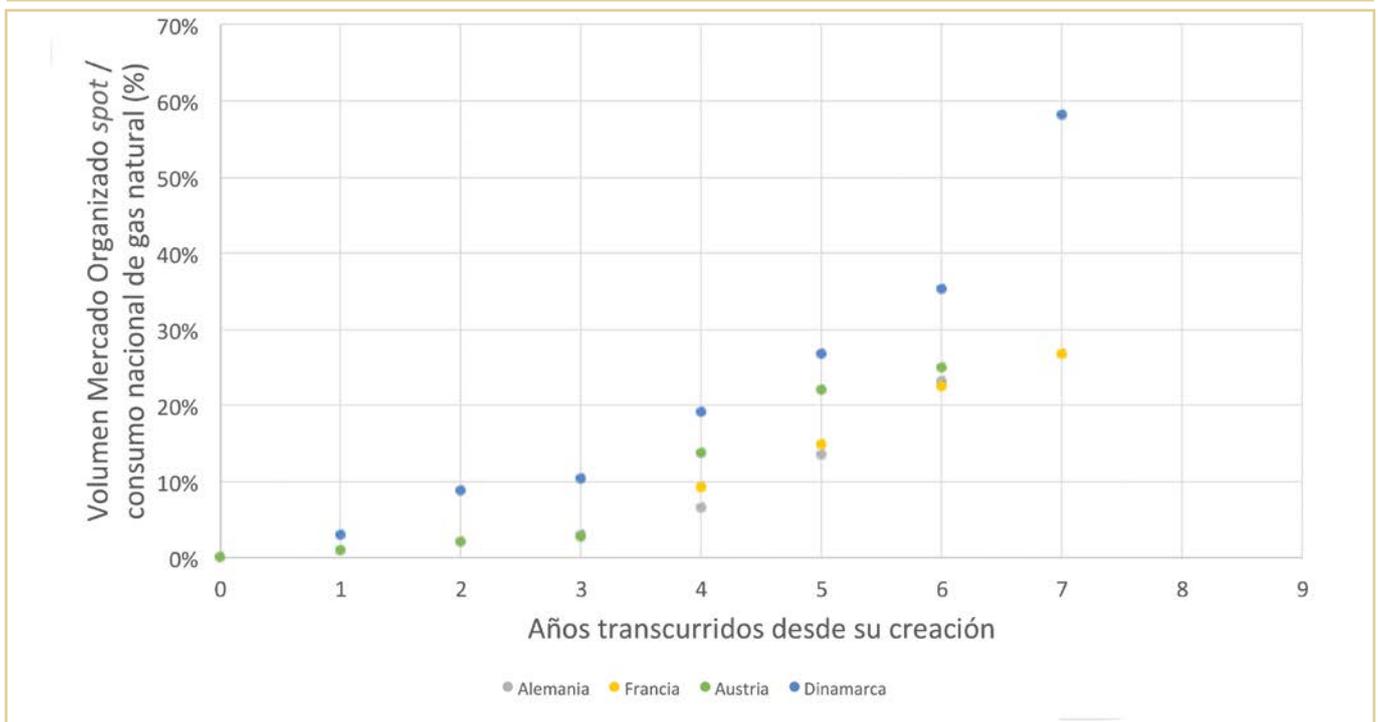
9% de media en cada *Hub*. Particularmente la trayectoria de crecimiento del TTF (*Title Transfer Facility*) holandés resulta espectacular, con una tasa de crecimiento anual compuesta (CARG) del 30% entre 2012 y 2015, siendo también significativo el crecimiento del NCG (*NetConnect Germany*) alemán y el PSV (*Punto di Scambio Virtuale*) italiano. Por otro lado, tomando con referencia los datos hasta 2015, el NBP (*National Balancing Point*) británico apenas creció, aunque se sigue manteniendo como el mercado con más volumen de gas negociado en la UE.

Este crecimiento sostenido, en opinión de ACER-CEER, es achacable al interés de la oferta por mirar a estos mercados como fuente de aprovisionamiento y de gestión del riesgo.

En este desarrollo, liderado por los mercados del noroeste de Europa, tiene mucho que ver también a que: (1) el papel de los *hubs* se está expandiendo a Europa central y a las áreas del Mediterráneo, pues en estas regiones, las operaciones de arbitraje con países adyacentes del noroeste están aumentando, facilitadas por la mejora de la capacidad de las interconexiones; (2) la obligatoriedad impuesta en ciertas zonas por los reguladores nacionales, a que los incumbentes pongan en práctica programas específicos de suministro de gas al mercado; y (3) la reciente implantación del régimen de balance.

De manera específica, focalizándonos en el mercado organizado *spot* se observa que, aunque no todos los países han evolucionado

Figura 3. Evolución del volumen negociado en el mercado organizado *spot* de los países considerados en relación al consumo nacional de gas natural, durante los 7 primeros años de actividad



Fuente: PEGAS; Gaspoint Nordic; CEGH. Elaboración propia.

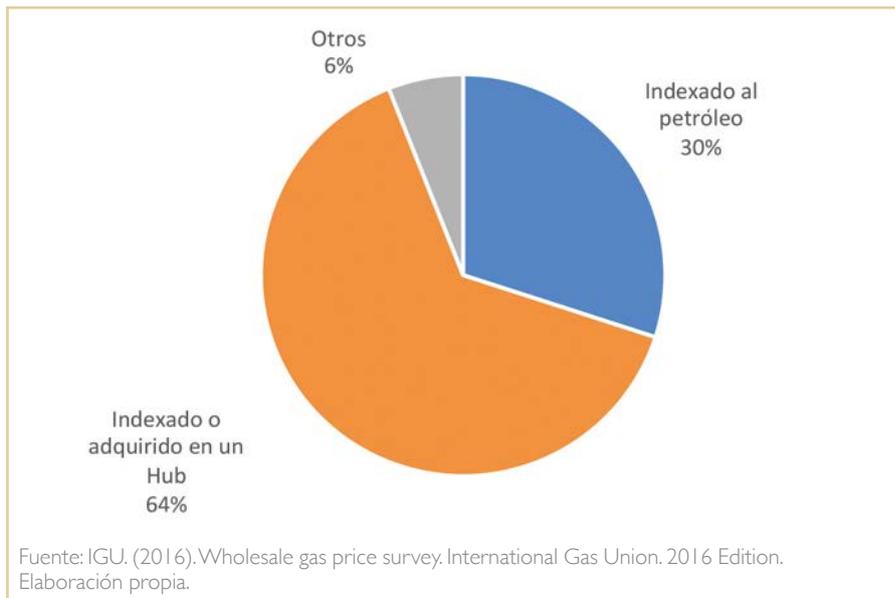
Nota: Powernext comenzó la negociación *spot* en el área PEGNord francés en noviembre de 2008. Por su parte, el NCG y GLP (Gaspool) alemanes nacen en octubre de 2009. Gaspoint nordic inicia la operación en Dinamarca en marzo de 2008. CEGH (Central European Gas Hub) comienza a operar el mercado *spot* austríaco en 2009. Estos años han sido tomados como origen (año 0, con respecto a la creación de dichos *hubs*) para la construcción de la Figura 3.

nado de igual forma (Figura 3), la mayoría de estos mercados en el noroeste europeo (Alemania, Austria y Dinamarca, sobre todo) han seguido una tendencia semejante alcanzando todos ellos volúmenes de gas negociados equivalentes al 20% o 30% de su demanda nacional, en los primeros 6 y 7 años de funcionamiento.

Volviendo al impacto de las medidas regulatorias referidas anteriormente, las transformaciones derivadas de las mismas no solo indujeron a la creación de *hubs* en Europa, sino que, además, estimularon el desarrollo de competencia entre mercados y, subsecuentemente, la aparición del denominado mecanismo *Gas-to-Gas* en la formación de los precios en el mercado mayorista (el precio del gas resulta de la competencia entre mercados, en un entorno de negociación libre y abierto). Así, lo reflejan los cambios vividos en Europa durante la última década pasando, en 2005, de un escaso 15% referido a oferta/demanda y un 80% al petróleo, al actual 64% referido a los *hubs* con tan sólo el 30% al petróleo (Figura 4).

La información de la figura anterior evidencia el impacto que sobre el mercado gasista está teniendo el desarrollo de los *hubs* en Europa, el cual no ha pasado inadvertido a los suministradores, razón por la que han tenido que reaccionar en función de sus estrategias comerciales habida cuenta de que la demanda dispone ahora de nuevos canales de aprovisionamiento no sólo en el mercado secundario, sino que la apuesta por el GNL facilita una diversificación efectiva de las fuentes de suministro; y el contar con un poder creciente de la demanda sobre el mercado, derivada de una mayor transparencia ofrecida por los mercados organiza-

Figura 4. Distribución porcentual del volumen de gas natural consumido en Europa, en función del mecanismo utilizado para la formación del precio (2015)



dos. Sin embargo, como ya se ha comentado, actualmente en Europa la oferta está altamente concentrada, hecho que resulta determinante a la hora de comprender la participación de los suministradores en los *hubs* europeos y como dicha participación se relaciona con su visión y estrategia de contratos a largo plazo.

Los productores noruegos y holandeses ya han incorporado ampliamente la indexación al *Hub* en sus contratos de largo plazo, recogiendo de esta manera la preferencia expresada por sus clientes. Por su parte, la compañía rusa Gazprom, a pesar de su rechazo inicial a indexar totalmente el precio del gas al del *Hub* en los contratos a largo plazo, persiste en la estrategia de jugar un papel activo en determinados *hubs* euro-

peos (preferentemente el NBP británico) con el fin de capturar cuota de mercado en la sección inferior (*downstream*) de la cadena de suministro, así como mejorar las cláusulas de flexibilidad y la proporción de indexación a los *hubs* en los contratos a largo plazo. Qatar se mantiene firme en su posición de vincular los contratos de GNL a largo plazo al petróleo; del mismo modo también lo hace Argelia (tanto para el GN como para el GNL). Finalmente, los EE. UU (pioneros en el desarrollo de los *hubs*) explicitan claramente su preferencia por vincular el precio del GNL al *Henry Hub*¹⁴.

En síntesis, tal y como así se destaca en la Comunicación de la Comisión Europea COM(2015) 80 final¹⁵, la Unión Europea ha diseñado una estrategia marco de energía

¹⁴ FRANZA, L. (2014). Long-Term gas import contracts in Europe. Clingendael International Energy Programme, diciembre 2014. La Haya.

¹⁵ Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. (2015). Energy Union Package. Roadmap for the Energy Union. COM(2015) 80 final, Annex I, Bruselas.

resiliente que incluye una política climática prospectiva con el fin de garantizar a sus ciudadanos una energía segura capaz de generar, por medio de señales de precios sólidas, la confianza de los inversores. Para poder desplegar plenamente dicha estrategia, las medidas regulatorias introducidas han transformado los mercados mayoristas dando lugar, desde principios de la pasada década, a la creación de *hubs* de gas con el fin de facilitar el *trading* de productos de flexibilidad; en cualquier caso éstos no han seguido un determinado modelo institucional de mercado y de diseño de mercado único. En cualquier caso, como ya se ha señalado, con la publicación del Tercer Paquete Legislativo, la UE refrenda el GTM buscando, de esta manera, impulsar el Mercado Interior de la Energía mediante la promoción de *hubs* virtuales interconectados.

El mercado mayorista de gas en España: MIBGAS

La evolución que muestran los mercados mayoristas de gas europeos, tras su transformación como consecuencia de los cambios estructurales introducidos por la normativa de la EU, pone de manifiesto que el objetivo a plantear para el desarrollo de un mercado mayorista de gas maduro y, por tanto, de un *Hub* gasista en España, ha de focalizarse en alcanzar un nivel adecuado de liquidez en el Mercado Organizado de Gas (MIBGAS), así como en el resto de plataformas de negocia-

ción en el mercado mayorista tanto para los productos con entrega a corto plazo como para contratos de futuros.

En España, el mercado mayorista de gas ha ido creciendo y madurando de forma lenta, aunque progresiva, desde que la Ley 10/1987¹⁶, de 15 de mayo, en su Artículo 1, declarase “servicio público” el suministro de combustibles gaseosos por canalización. No obstante, el respaldo más relevante a dicho crecimiento vino con la aprobación de la Ley de Hidrocarburos en 1998¹⁷ una vez implementados, de manera efectiva, los hitos del proceso de liberalización del mercado: creación del Gestor Técnico del Sistema (GTS), apertura del mercado y libertad de elección del comercializador, y como por el fuerte crecimiento que registró, entre 2002 y 2008, el consumo de gas natural en España impulsado por: la entrada en funcionamiento de las centrales térmicas de ciclos combinados de gas para la generación eléctrica y por el desarrollo de las infraestructuras de transporte y distribución de gas.

Así mismo, a partir de 2009, la mayor actividad de *trading* que se registra en torno al GNL, dará lugar a que el número de comercializadores operando de forma activa en el mercado mayorista se incremente muy significativamente, lo cual influyó de manera decisiva en el crecimiento de la madurez del mercado a pesar de la reducción (entre 2009 y 2014, con motivo de la crisis eco-

nómica) en el consumo de gas natural. En estos años se produjo también la entrada de intermediarios¹⁸ (*brokers*) en el mercado OTC español, lo que inició un proceso de cambio en los usos y procedimientos de negociación, así como en las actividades correspondientes de *trading*.

Sin embargo, a pesar del crecimiento que en su conjunto había desarrollado el mercado mayorista de gas español, ninguno de los cuatro grandes segmentos de mercado de gas natural y GNL (que intercambian productos con liquidación física y con horizontes que pueden variar desde el mismo día hasta dos años, en un punto virtual de la red de transporte o AOC, actualmente reemplazado por el Punto Virtual de Balance-, básicamente de *swaps* logísticos, en un mercado de capacidad de interconexión con Francia y en un mercado de GNL en torno a las plantas de regasificación) es suficientemente líquido como para que un comercializador cualquiera pueda realizar aprovisionamientos de gas a gran escala¹⁹.

No obstante, como consecuencia de las transformaciones anteriormente destacadas y de las características específicas de su suministro (altamente diversificado), el sistema gasista español acumulaba, desde antes de 2014, las condiciones necesarias para hacer viable el desarrollo de un *Hub* de gas. Lo que podría constatarse, en base al grado de cumplimiento de los criterios

¹⁶ Ley 10/1987, de 15 de mayo, BOE núm. 144, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

¹⁷ Ley 34/1998, de 7 de octubre, BOE núm. 241, del sector de hidrocarburos, modificada por la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

¹⁸ El papel de intermediación que lleva a cabo la figura del broker: (1) contribuye a la transparencia (para las partes) así como a eliminar las barreras de acceso al mercado mayorista y, subsecuentemente, estimula su liquidez; (2) resuelve el problema de la desconfianza, al facilitar el encuentro entre la oferta y la demanda, permitiendo que nuevos agentes accedan a contrapartes que les son desconocidas; y (3) mitiga los riesgos de las operaciones, así como su propagación, al ofrecer la posibilidad de liquidar las transacciones mediante una cámara de compensación.

¹⁹ LASHERAS, M. A.; FERNÁNDEZ, J. (2014). “Los hubs europeos y el hub ibérico de gas en los mercados de energía”. Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético, vol. 2, págs. 763-829. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

especificados al respecto en el GTM²⁰, exceptuando el correspondiente al *churn rate*²¹.

En el marco de este escenario favorable, motivado por las posibilidades de que se desarrollase un mercado mayorista de gas competitivo, resiliente y con un elevado nivel de seguridad de suministro (según los “criterios de salud” del mercado definidos por el GTM, referidos en el párrafo anterior), así como por el impulso que en la misma dirección proporcionaba todo el acervo legislativo (desarrollado en la UE y, subsecuentemente, en España) en aras a conseguir la liberalización del sector gasista, se aprobaron a lo largo de 2015 varias normas de distinto rango que sientan las bases para el desarrollo de un mercado mayorista de gas líquido en nuestro país. Y, de forma muy particular, crean el Mercado Organizado de Gas que, como ya se ha comentado, es imprescindible para alcanzar ese otro objetivo de rango superior y con ello posibilitar que el mercado mayorista de gas español, sobre todo: llegue a ser transparente, elimine definitivamente las barreras de entrada y (mediante un mercado de futuros) proporcione una herramienta eficaz para la gestión de los riesgos intrínsecos al *trading* con productos de elevada volatilidad.

No obstante, a pesar de que 2015 es el año que marca, definitivamente, el comien-

zo del largo proceso de construcción de un *Hub* de gas español, el primer intento de materializar un Mercado Organizado de Gas hay que fecharlo en 2011, cuando el 1 de enero se presentaba en el Congreso de los Diputados un proyecto de Ley por el que se modifica la Ley de Hidrocarburos el cual, en su Disposición adicional trigésimo primera, establecía las bases para el “... *desarrollo de un Mercado Organizado de gas que dotará de una mayor liquidez y transparencia al mercado, una asignación más eficiente de los recursos y facilitará la entrada de nuevos agentes*”.

Este proyecto de Ley nunca llegó a aprobarse, caducando su tramitación el día el 28 de octubre de 2011; tres semanas más tarde, se celebrarían las Elecciones Generales del 20 de noviembre.

Tras este fallido intento, el nuevo Gobierno aprueba la **Ley 8/2015**, de 21 de mayo, que define de manera concreta la base legislativa que sustenta el Mercado Organizado (secundario) de gas en España y busca, en el corto-medio plazo, desarrollar en colaboración con Portugal dicho mercado a nivel de la Península Ibérica.

Con la Ley 8/2015 se profundiza en la eficiencia, competencia y liberalización del sector de hidrocarburos, avanzando de manera definitiva en la reforma iniciada con el

Real Decreto Ley 8/2014²², de 4 de julio. Como se indica en su preámbulo: “Mediante la presente Ley se constituye **un mercado mayorista organizado y se designa al operador del Mercado Organizado de Gas**. Este mercado, cuando esté completamente desarrollado **reflejará una señal de precios transparente**, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, **incrementará la competencia en el sector**. La regulación que se incluye en la presente Ley pretende la **integración en el Mercado Organizado de Gas de la actividad desarrollada en toda la Península Ibérica, tanto la parte española como la portuguesa**”.

De esta manera, en su artículo 65 bis, define, Mercado Organizado de Gas como “el integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el Punto Virtual de Balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con **entrega física de gas**. La contratación a corto plazo incluirá **al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente**”.

Debido a la importancia que tiene el hecho de que el mercado alcance el máximo nivel de liquidez, la Ley, en su Disposición adicional trigésimo cuarta. *Liquidez del mercado de gas*, señala que: “el Gobierno

²⁰ Índice Herfindahl-Hirshmann (HHI, valor mínimo 2.000), superior a 3.000 (en 2015); Fuentes de suministro (valor mínimo, 3), 9 (en 2015); Demanda total de gas en el interior de la zona de “entrada-salida” (valor mínimo, 20 bcm), 28 bcm (en 2015); Índice Residual de Suministro (RSI, superior al 110%, al menos durante el 95% de los días del año), 159% (en 2014). Fuente: ACER; CEER; CNMC.

²¹ **Churn rate**. Relaciona el total del volumen del gas negociado respecto al total del volumen del gas físicamente intercambiado (también suele definirse, en relación a la demanda nacional de gas). Cuanto mayor es el *churn rate* mayor es la liquidez del mercado, ya que es una expresión del número de veces que cambia de propiedad un MWh de gas hasta que es finalmente es transaccionado (pendiente, tan sólo de la entrega de la “molécula” según el tipo de producto). En opinión de los expertos (Patrik Heather y Andrey A. Konoplyanik, entre los más destacados), los mercados líquidos han de exhibir un valor de este ratio igual o superior a 10,0 (de hecho, en algunas ocasiones se habla incluso de 15,0).

²² RD Ley 8/2014, de 4 de julio, BOE núm. 163, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia: este RD Ley reforma el régimen retributivo del sector gasista, concretando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, según el cual los ingresos generados por el uso de las instalaciones deben satisfacer la totalidad de los costes del sistema. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una minoración equivalente de otras partidas de costes o un aumento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

y el Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas".

En base a dicha Disposición, el Gobierno (a través de la Secretaría de Estado de Energía) despliega una serie de Resoluciones cuya influencia positiva en la liquidez de MIBGAS puede apreciarse con total nitidez a la luz de los resultados obtenidos:

- Con fecha de 23 de diciembre de 2015, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de Operación en MIBGAS, el cual se hace efectivo a partir del 14 de enero de 2016. Consecuencia de esto, el mercado registra, entre febrero y mayo un volumen medio mensual de energía negociada de 120 GWh, lo que supone un avance notable respecto de la situación anterior.
- Con fecha de 11 de junio de 2016, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas Colchón y gas Talón²³ en el Mercado Organizado y se incorpora, en Otras disposiciones, la figura de los agentes creadores de mercado (*market makers*)²⁴. Subsecuentemente, la adquisición de estos gases regulados (efectiva para el gas Colchón, entre el 21 de junio y el 31 de octubre; y para el gas Talón, desde el

1 de julio hasta el 30 de septiembre), da lugar a que el volumen medio mensual de energía negociado entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2016 alcance los 908 GWh (es decir, 7,6 veces más que el correspondiente al periodo entre febrero y mayo). Por su parte, el mes de junio (de transición entre los dos periodos de tiempo considerados), registró 577,5 GWh de volumen de gas negociado.

También es de destacar que la actividad del *market maker*, iniciada el 27 de enero de 2017, está influyendo muy positivamente sobre la liquidez del producto de más plazo en MIBGAS (el Mes Siguiente) contribuyendo, de esta manera, a desarrollar MIBGAS más allá del horizonte tradicional de un mercado estrictamente de ajustes.

- Por último, de acuerdo con las funciones atribuidas al Operador del Mercado en el Artículo 21 del Real Decreto 984/2015, la Resolución de 2 de agosto de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía facilita a MIBGAS llevar a cabo las labores de Gestor de Garantías del sistema de gas natural. Esta figura permite racionalizar la gestión de las garantías asociadas a los procesos de contratación de capacidad en las infraestructuras, los desbalances en los distintos puntos de balance del sistema y las garantías asociadas a la participación de los agentes en el Mercado Organizado de Gas²⁵.

Otro hito regulatorio de máxima relevancia para la construcción y desarrollo de MIBGAS lo constituye el **Real Decreto 984/2015**²⁶, de 30 de octubre, en el que entre otros aspectos se enuncian los **productos que pueden negociarse en el Mercado Organizado de Gas**:

- Productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance *con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción*.
- *Producto normalizado a corto plazo* consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance. De esta manera, caso de que el Gestor Técnico del Sistema necesitara realizar una Acción de balance, para asegurar la integridad del sistema, tiene la opción de acudir al Mercado Organizado para llevarla a cabo.
- *Producto normalizado local a corto plazo* consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o de salida al/desde el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance. En consecuencia, el Gestor Técnico del

²³ Gases necesarios para mantener el nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista (Talón) y de los almacenamientos subterráneos (Colchón).

²⁴ De acuerdo con la Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, el 20 de enero de 2017 la Dirección General de Política Energética y Minas ha publicado la Resolución por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado en el Mercado Organizado de Gas a "Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch". El periodo de prestación de dicho servicio comienza al día siguiente de la firma del "Acuerdo de creador de mercado del Mercado Organizado de Gas" y finaliza el 30 de junio de 2017, ambos incluidos.

²⁵ El importe de los diferentes instrumentos de garantías (aval, efectivo, seguro de caución) formalizados vigentes (a fecha: 26 de febrero de 2017) en el Gestor de Garantías asciende a 764.843.045 Euros.

²⁶ RD 984/2015, de 30 de octubre, BOE núm. 261, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

Sistema puede resolver una incidencia que se haya producido, en un área exacta del sistema, interviniendo localmente en un punto de este.

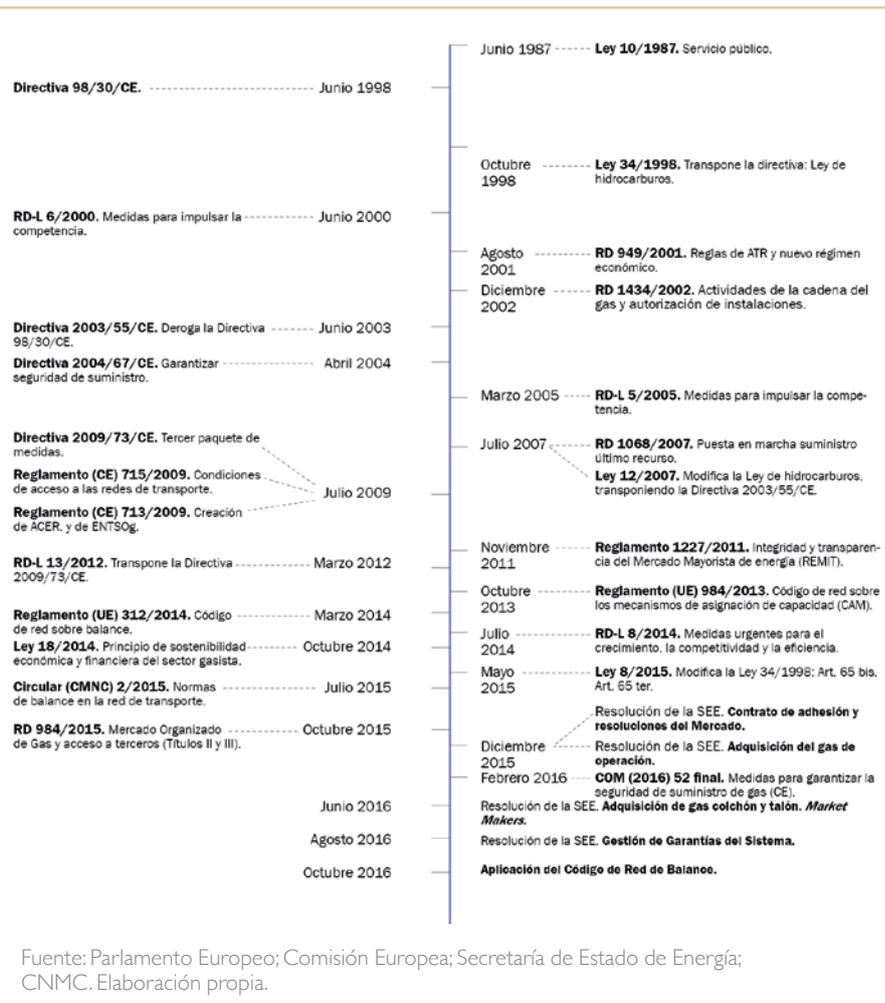
Y define la posibilidad (Artículo 14.2) de que, adicionalmente y previa habilitación por Orden ministerial, puedan negociarse **otros productos relativos a la cadena de suministro de gas**. Así mismo, de acuerdo con el Artículo 15, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 4 de diciembre de 2015, se publican las **Reglas del Mercado Organizado de Gas** que contienen los procedimientos, términos y condiciones aplicables a la organización y funcionamiento de dicho mercado, así como a su gestión técnica y económica.

También caben destacar en el ámbito normativo, por un lado, la **Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC** (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista (en aplicación del Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión) y, por otro lado, la **Resolución INF/DE/149/15**, de la CNMC, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de usuarios con cartera de balance en el Punto Virtual de Balance y el contrato marco.

Por último, la Orden de peajes para 2017²⁷ en su Artículo 11 habilita a MIBGAS, S.A. para poner a disposición de los usuarios su plataforma de mercado con el fin de realizar los **servicios de balance promovidos por el GTS** y negociar los siguientes productos:

- Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de

Figura 5. Cronología de los hitos más destacables del proceso legislativo, regulatorio y normativo con relación a la construcción del Mercado Interior de la Energía (en la UE) y de MIBGAS



Balance del sistema con un **horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.**

- Productos de transferencia de titularidad del **gas natural licuado** en los tanques de plantas de regasificación o agrupación

de ellas, y **de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos.**

Con el fin de ilustrar todo este desarrollo legislativo, en la Figura 5 se destacan a modo de síntesis los hitos que han marcado la ruta hacia la creación del Mercado Organizado de Gas en España.

²⁷ Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

En el Mercado Organizado de Gas se realizan las transacciones de compra y venta (intercambios en la titularidad de la propiedad) de este recurso natural, con entrega física en el Punto Virtual de Balance. Dichas transacciones se llevan a cabo mediante la negociación de productos normalizados entre agentes que comprarán o venderán gas en función de sus necesidades, compromisos y estrategias comerciales, en un proceso transparente, libre y voluntario.

Participantes en el Mercado Organizado de Gas

Los sujetos que pueden actuar en el mercado son, los comercializadores y consumidores directos, el Gestor Técnico del Sistema, los transportistas y distribuidores, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), y cualquier sujeto que realice operaciones de compra o de venta de gas con el resto de participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros (*traders*) con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Por su parte, para adquirir la condición de agente en el mercado, los interesados deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Haber adquirido previamente la condición de Sujeto Habilitado, en el sistema español, en el portugués o en ambos.
- Haber adquirido previamente la condición de Usuario de Cuenta de Garantías en el Gestor de Garantías y disponer de garantías suficientes en la Cuenta de Asignación del Mercado.
- Haber comunicado al Operador del Mercado toda la información necesaria para

los procesos de facturación, así como de cobros y pagos.

- Haberse adherido expresamente a las Reglas del Mercado mediante la firma del correspondiente Contrato de Adhesión.
- Realizar las pruebas de calificación técnica requeridas, según se establece en la "Guía de Acceso al Mercado Organizado de Gas".
- Y presentar la documentación requerida por el Operador del Mercado.

Sesiones y tipos de negociación

El mercado presenta dos sesiones de negociación: **Diaria**, que comprende desde las 09:35 hasta las 17:00; e **Intradiaria**, desde las 09:35 hasta las 21:00.

Por otro lado, el mercado opera con dos tipos diferentes de negociación: **subasta** y **mercado continuo**, según se describe a continuación:

Subasta

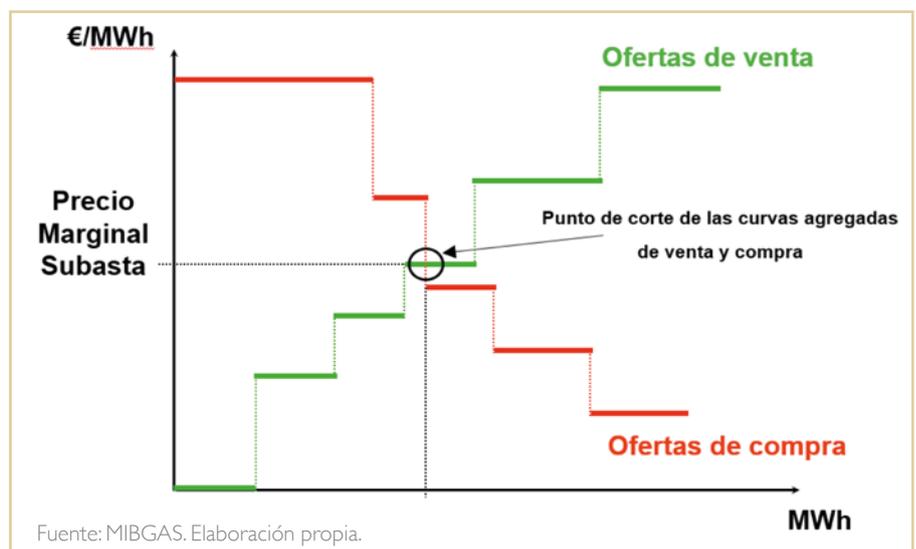
En la subasta, que tiene lugar entre las 8:30 y 9:30 horas de la mañana, los agentes pueden enviar ofertas de compra y de venta para los productos listados en ese momento. Llegado el momento de cierre de la Subasta, el Operador del Mercado integra todas las ofertas de compra y de venta recibidas conformando, de esta manera, las respectivas curvas agregadas (de compra y de venta) para cada producto (Esquema 1).

El corte de ambas curvas agregadas permite obtener el "precio marginal" de la Subasta, que será de aplicación para todas las ofertas casadas. Dicho precio se mostrará en la página web de MIBGAS (transparencia).

Mercado Continuo

En el mercado continuo, que se desarrollará en diferentes tramos hasta las 21:00 horas de un mismo día de negociación, las ofertas de compra y venta se registran y casan con las ofertas preexistentes de sentido contra-

Esquema 1. Ejemplo de curva agregada de compra y de venta



rio. Cada casación efectuada da lugar a una transacción firme que será: *almacenada, comunicada al Gestor Técnico del Sistema y liquidada.*

Operativa del Mercado

Los agentes podrán enviar ofertas a los distintos productos listados en la Plataforma de *trading*, seleccionando el producto deseado y el tipo de oferta que desean introducir (*bid order* en el caso de “compra”; y *ask order* en el caso de “venta”). Realizada la mencionada selección, se abrirá una plantilla que mostrará los detalles que el agente desee adjuntar a su oferta (Imagen 1).

Productos listados

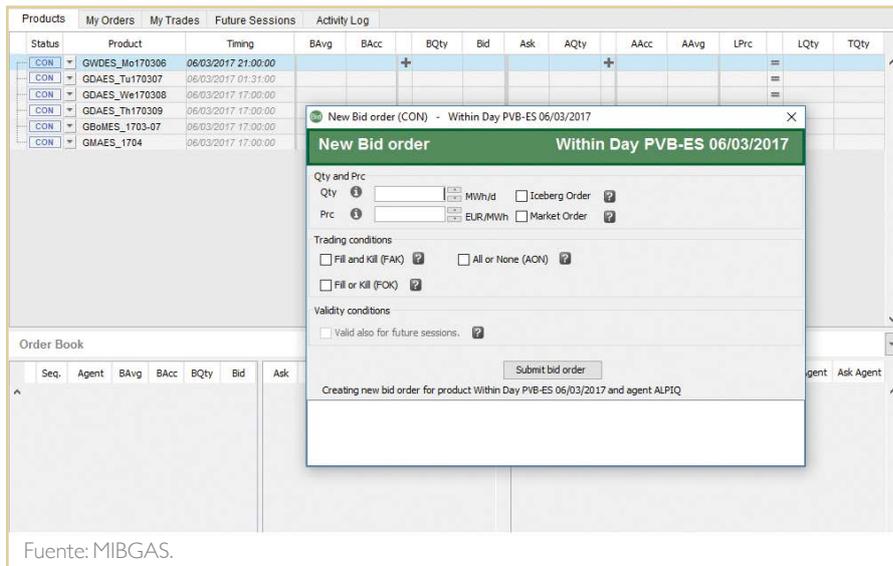
En el Mercado Organizado de Gas se negocian los siguientes productos, con entrega en el Punto Virtual de Balance:

Productos	Descripción
Intradiario (<i>Within Day</i>)	Gas con entrega en el mismo día.
Diario (<i>Day Ahead</i>)	Gas para la entrega en los días siguientes.
Resto de mes (<i>Balance of Month</i>)	Gas con entrega en el mes actual, para los días que restan del mes.
Mes siguiente (<i>Month Ahead</i>)	Gas con entrega en el mes siguiente.

Servicios adicionales: REMIT

MIBGAS ofrece también los servicios de reporte REMIT²⁸ acerca de las operaciones que se realicen en dicho mercado, al contar con la autorización de ACER para ser *Registered Reporting Mechanism* (RRM).

Imagen 1. Ejemplo de plantilla para incorporar los detalles de una oferta (producto MIBGAS Intradiario, con entrega el 06/03/2017)



Esta normativa de obligado cumplimiento, que entró en vigor el 7 de octubre de 2015, tiene como objetivo velar por la transparencia y buenas prácticas en los mercados energéticos, así como en lo que se refiere a las operaciones que en ellos se realizan.

El servicio integral de reporte REMIT que ofrece MIBGAS a sus agentes incluye:

- Comunicar a ACER diariamente la información en los formatos requeridos, dando constancia a los agentes de que su información ha sido remitida.
- Cumplir los procedimientos técnicos exigidos por ACER sobre seguridad de envío, confidencialidad y plazos de *reporting*.
- Adaptación a cambios de regulación y mejoras tecnológicas.

- Interlocución con ACER.

Publicación de información

MIBGAS publica diariamente información en su página web (www.mibgas.es) sobre la operativa diaria del Mercado.

Según puede apreciarse en la Imagen 2 (página siguiente), en primer lugar, se presenta el Índice y el Volumen MIBGAS-ES. Este índice recoge las transacciones de los productos diarios e intradiarios con entrega en un mismo día de gas, en el Punto Virtual de Balance. Por su parte, el Volumen MIBGAS-ES engloba la energía total negociada correspondiente a los productos diarios e intradiarios, entregados en un mismo día en el Punto Virtual de Balance.

Adicionalmente, se muestra para los distintos productos:

²⁸ REMIT. Relativo al Reglamento (UE) n° 1227/2011, de 8 de diciembre de 2011, y al Reglamento n° 1348/2014, de 17 de diciembre de 2014, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

- Precios de Referencia Diario (€/MWh).
- Precio de Subasta Diario (€/MWh).
- Precio Último Diario (€/MWh).
- Precio Máximo Diario (€/MWh).
- Precio Mínimo Diario (€/MWh).
- Diferencia de Precio Compra (C) – Venta (V), en tanto por ciento.
- Volumen Negociado Diario (MWh).

En cuanto al detalle de la operativa diaria, MIBGAS publica de manera gráfica los resultados de mercado, especificando (Imagen 3): el Índice de precios y volúmenes del día de gas (€/MWh, MWh); los precios y volúmenes de gases regulados²⁹ (€/MWh, MWh); los precios de referencia para tarifas de desbalances (€/MWh); el importe negociado diario (€); y el importe del día de gas (€).

Los precios que registra MIBGAS también aparecen publicados en la Plataforma de información y contratación Thompson Reuters–EIKON (Imagen 4, página siguiente) y en el *European Gas Daily* de Platts (dos de las denominadas *Price Reporting Agencies*: PRAs). Según ha destacado el G-20, como consecuencia de la recomendación de IOSCO (Organización Internacional de Comisión de Valores), la utilización de las valoraciones realizadas por dichas agencias es imprescindible en mercados (sobre todo, OTC) donde las transacciones no son fácilmente observables.

El Operador del Mercado colabora con los organismos reguladores y con el Comité de Agentes del Mercado organizado de Gas

Imagen 2. Ejemplo de presentación de los resultados correspondientes a la operativa del mercado (día de negociación: 6/03/2017)



Imagen 3. Ejemplo de información detallada sobre la operativa diaria publicada en MIBGAS



²⁹ Por simplicidad, se ha referido al conjunto de gas de Operación, gas Talón y gas Colchón como gases regulados.

(CAM) en la transparencia del mercado y de sus resultados. Para ello, elabora informes periódicos en los que se presentan los diferentes parámetros para el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del Mercado Organizado de Gas.

EVOLUCIÓN DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS EN ESPAÑA

La evolución de la actividad de MIBGAS constata su buen comportamiento y permite ser prudentemente optimistas en relación a su viabilidad para llegar a convertirse en el mercado de referencia para el trading de gas en la Península Ibérica.

Volúmenes negociados

Tras la aprobación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, MIBGAS comenzó a operar el Mercado Organizado de Gas el 16 de diciembre de 2015; a partir de dicha fecha, el mercado mayorista de gas natural en España dejó de basarse, exclusivamente, en transacciones bilaterales entre comercializadores (transacciones *Over-the-Counter*: OTC).

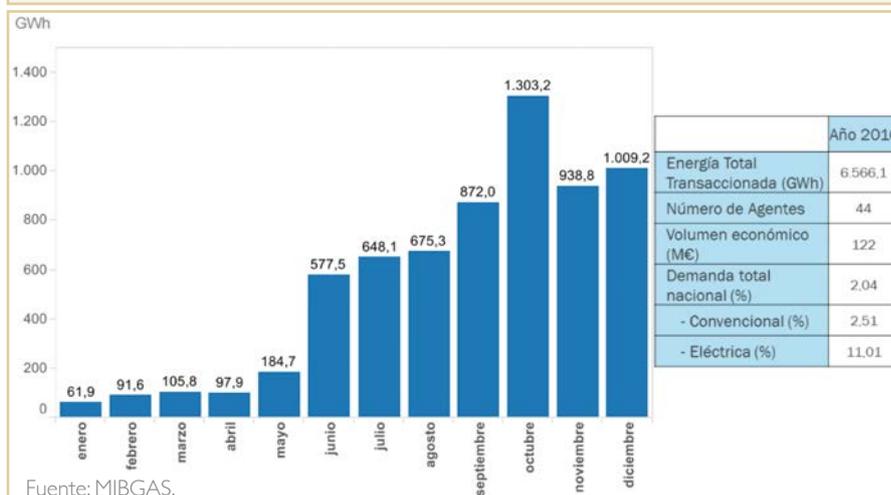
Desde el comienzo de sus operaciones, la evolución del volumen intercambiado en la Plataforma de MIBGAS ha ido creciendo sistemáticamente, mes a mes, llegando a alcanzar un máximo histórico en octubre, cuando se negociaron 1.303,2 GWh, equivalentes al 4,82%, coincidiendo con el inicio de las Acciones de balance participadas por el GTS.

En el conjunto del año, se negoció un total de 6.566,1 GWh, representando el 2,04% de la demanda nacional de gas natural (Figura 6), cifra comparable a la alcanzada en su día por otros mercados (por ejemplo, el austriaco; ver Figura 3) en su primer año de andadura. El año cerró con 44 agentes dados

Imagen 4. Ejemplo de una pantalla de la Plataforma de información y contratación Thompson Reuters-EIKON, en la que puede observarse los precios de MIBGAS



Figura 6. Evolución del volumen mensual de gas natural negociado en MIBGAS (2016)



de alta, entre los que se encuentran los más relevantes en el sistema gasista español.

El incremento del volumen negociado mensualmente que ofrece el mercado en 2016, refleja la confianza creciente en MIBGAS por parte de los participantes en el sistema gasista español; y en la que tiene mucho que ver el impulso a la liquidez de las medidas implementadas a lo largo del año bajo el paraguas de la Disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, anteriormente comentadas.

En el acumulado del año, la energía negociada se divide casi a partes iguales entre la subasta y el mercado continuo (Figura 7). Nuevamente, en esta distribución tienen mucha responsabilidad, aunque no de manera exclusiva, las medidas regulatorias ya aludidas habida cuenta de que: (1) el inicio de la adquisición de gas Colchón y de gas Talón, que se realizaba exclusivamente en subasta, dio lugar a que durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre, el volumen de gas transaccionado en ese tipo de negociación fuese muy superior al del mercado continuo; y (2) la entrada en vigor de la Circular de Balance³⁰, invirtió el peso de la negociación, a partir de octubre, en favor del mercado continuo.

Analizando el mercado por productos, se observa como el 75,3% del volumen negociado corresponde a los productos MIBGAS Intradía (35,2%) y MIBGAS D+1 (40,1%), afianzando el carácter *spot* de MIBGAS y su reconocimiento como instrumento de ajuste para los participantes del mercado. Por su parte, el producto MIBGAS Mes Siguiente, con un carácter más enfocado al suministro y a la mitigación del riesgo de precio, fue el tercer producto más negociado, con una cuota del 15,3% del total.

Figura 7. Volumen total acumulado anual de gas natural negociado en MIBGAS, desgregado por tipo de negociación y producto (2016)

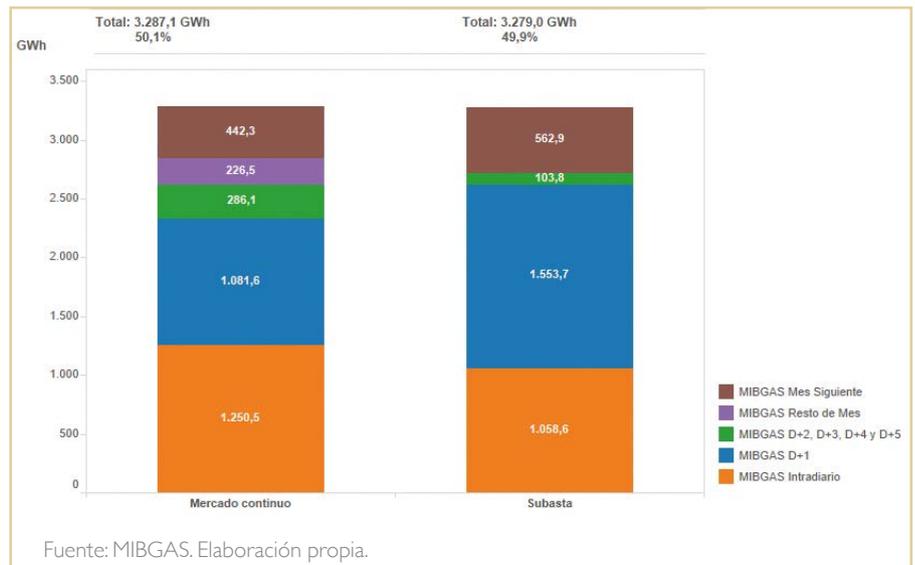
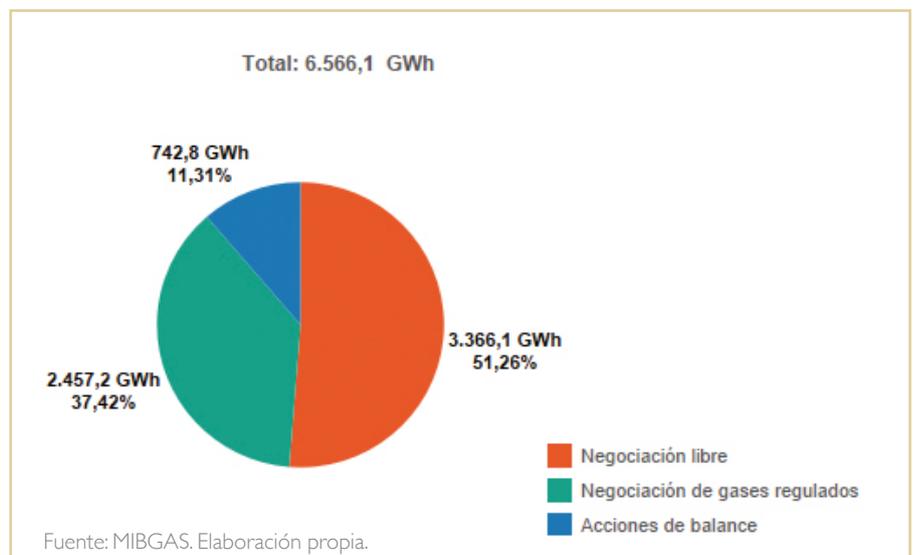


Figura 8. Volumen total acumulado anual de gas natural negociado en MIBGAS, desgregado en función de los intervinientes en las transacciones (2016)



³⁰ Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC.

En lo que se refiere a los intervinientes en las transacciones (Figura 8, página anterior), el 51,3% correspondió a negociación bilateral entre agentes; el 37,4% a la negociación de gas de Operación, gas Talón y gas Colchón; y, finalmente, el 11,3% a Acciones de balance en las que participó el GTS.

Como ya se ha comentado, las medidas normativas y regulatorias que se han desplegado en 2016 han tenido mucho que ver en el nivel de liquidez alcanzado por MIBGAS en su primer año de funcionamiento. No obstante, y a pesar de que las mismas no modifican necesariamente los incentivos de los agentes a comprar o vender gas natural, si están cumpliendo con su finalidad última: **llevar poco a poco al Mercado Organizado de Gas español a un ciclo virtuoso en el que “liquidez atrae liquidez”**. Cuanto mayor sea el número de ofertas de compra y venta activas y cuanto mayor sea el número de transacciones, mayor será la confianza de los agentes en las señales de precios que

genere el mercado para los distintos plazos y, por tanto, mayor será la seguridad por parte de los *traders* y comercializadores en que el mercado responderá con suficiente volumen ante los diferentes intentos de optimizar el valor de las carteras individuales.

Así mismo, el hecho de que MIBGAS ofrezca a los agentes participantes en el mercado mayorista una herramienta de flexibilidad que les permita realizar los ajustes necesarios en sus carteras para minimizar el riesgo asociado a los desbalances a un coste razonable, es otro de los incentivos de MIBGAS para capturar e incrementar la confianza de los agentes en este mercado y, subsecuentemente, contribuir decisivamente a incrementar su liquidez.

La representatividad de la señal de precios

Cabe ahora, por tanto, preguntar si el sistema gasista español dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural

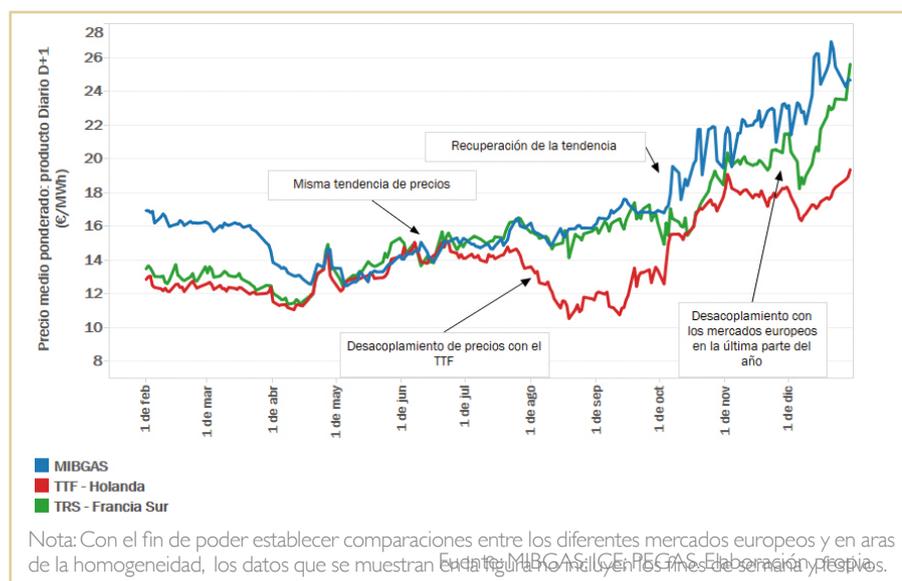
consistente, y cada vez más creíble. Aunque se trata de una pregunta siempre difícil de responder, en el caso de MIBGAS, dado su carácter incipiente, hay que ser prudentes aunque, sin llegar a realizar afirmaciones categóricas, la evolución del precio (Figuras 9 y 10) del contrato MIBGAS D+1 (el producto *spot* más representativo del mercado), en 2016 así como en los dos primeros meses de 2017 (con un enero especialmente complejo), permite avanzar una respuesta positiva con cierto margen de confianza.

De acuerdo con la Figura 9, el precio *spot* de MIBGAS mantiene una tendencia similar al TTF durante la primera mitad del año (si bien durante el primer trimestre registra un premium en torno a los 3 €/MWh de media), cuando existe convergencia entre los mercados europeos. La revisión trimestral de los contratos a largo plazo (indexados mayoritariamente al petróleo) y el cambio de valor de los peajes estacionales (regasificación e interconexión) son factores concurrentes para explicar dicho acoplamiento de los precios.

Por el contrario, el desacoplamiento entre el precio *spot* de MIBGAS y su homólogo del TTF se hace especialmente significativo durante el tercer trimestre del año, registrando variaciones de precios contrarias que dan lugar a valores del *spread* que llegan a superar los 6 €/MWh. Sin embargo, en este periodo de desacoplamiento, el Mercado Organizado de Gas español ha seguido la senda del TRS, por sus posibilidades directas arbitraje, en un comportamiento lógico entre mercados adyacentes.

Consecuentemente, 2017 comienza en este contexto de desacoplamiento de MIBGAS con sus pares europeos y de convergencia con el TRS (Figura 10, página siguiente) continuando con la tendencia alcista en el precio que se iniciaba en mayo de 2016, hasta cerrar enero con un valor

Figura 9. Evolución del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TRS y TTF (1/02/2016 – 31/12/2016)

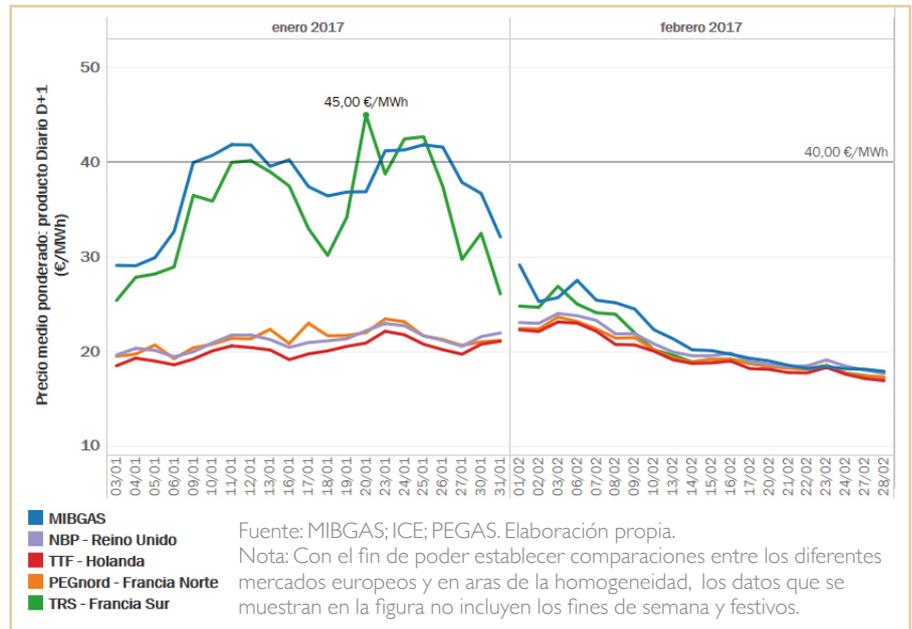


promedio mensual que supone un récord de precio: 37,20 €/MWh (54,3% superior al correspondiente registrado en diciembre de 2016 y 2,13 veces mayor que el de enero de 2016).

Enero, como puede apreciarse en la Figura 10, ha sido un mes caracterizado por una escalada de precios del contrato *spot* tanto en MIBGAS como en el mercado del Sur de Francia, que se han mantenido muy acoplados aunque registrando precios *spot* muy superiores a los de sus pares europeos. Tal es así, que el precio del producto MIBGAS D+1 llegó a situarse en máximos históricos (el día 22 de enero, el contrato MIBGAS D+1 cotizó a 43 €/MWh), y durante 9 días de enero rebasó el techo psicológico de 40 €/MWh. Por su parte, el TRS, afectado prácticamente por los mismos fundamentales, mantenía también un elevado nivel de precios llegando incluso a cortar la curva de MIBGAS en más de una ocasión.

Esta situación de precios inusualmente elevados, obedece al mecanismo de mercado que representa MIBGAS reaccionado con incrementos en los contratos *spot* en función de la evolución de los fundamentales de la oferta y de la demanda. Así, bajo unas condiciones de "tormenta perfecta": ola de frío, interrupción de la generación eléctrica por una parte significativa del parque nuclear francés, un sistema corto de gas (que debía atender una demanda superior a la prevista en el escenario más desfavorable) y la subida considerable de los precios de corto plazo en el mercado adyacente francés, la señal de precios del producto MIBGAS D+1 ha evolucionado como cabía esperar: al alza.

Figura 10. Evolución del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TTF, PEGnord, TRS y NBP (1/01/2017 – 28/02/2017).



A *contrario sensu*, en febrero, una vez corregidas las tensiones entre la oferta y la demanda y eliminados, o cuanto menos suavizados, los factores que provocaron dichas tensiones, el precio *spot* de MIBGAS ha vuelto a acoplarse con los de sus pares europeos. Así, el contrato MIBGAS D+1 cerró febrero a 17,9 €/MWh y mantuvo un nivel promedio diario de 21,71 €/MWh (1,05 €/MWh por encima del TRS y 1,74 €/MWh más alto que el correspondiente al resto de los mercados europeos), frente a los 37,20 €/MWh de enero.

Valoración y consecuencias

En general, aunque muy influenciados por el efecto de las medidas regulatorias y nor-

mativas implementadas en 2016, los resultados obtenidos en el primer año de operación de la plataforma MIBGAS pueden considerarse satisfactorios.

En este sentido, con el fin de poder valorar el grado de madurez del mercado, además de recurrir a los análisis periódicos que realiza el regulador europeo ACER (el último de ellos, correspondiente a 2015), otro de los marcos de referencia que pueden utilizarse es el desarrollado por la Federación de *Traders* de Energía Europeos (EFET, por sus siglas en inglés)³¹.

En su último estudio, comparativo entre *hubs* europeos y publicado en septiembre

³¹ En una serie de análisis iniciada en 2014, EFET valora los distintos hubs gasistas en Europa sobre la base de una lista de características deseables en un Hub Líquido. Entre estas características se incluyen aspectos muy variados, desde el marco institucional (**existencia de un mercado organizado spot**; definición adecuada de las funciones de gestión del *Hub* o su configuración normativa -zona de "entrada-salida", posibilidad de transferir la titularidad del gas en un punto virtual, reglas para la liquidación financiera de los desbalances, firmeza de las transacciones en el punto virtual, facilidad de acceso al *Hub* por parte de los *traders*, reglas de uso de las interconexiones, etc.-, hasta aspectos más relacionados con la *praxis* del mercado (existencia de un precio de referencia, nivel de estandarización de los contratos intercambiados en el mercado mayorista, participación de *brokers* en el mercado, así como la existencia de mecanismos de consulta transparentes y en idioma inglés). Véase EFET. (2016). *European Gas Hub Development. European Federation of Energy Traders*. Bruselas.

de 2016, el *Hub* español (PVB) obtiene una puntuación de 13,5/20, en línea con la puntuación del austríaco VTP y cerca ya del italiano PSV (15/20), aunque todavía lejos de los *hubs* más desarrollados, como el francés (18/20), los alemanes Gaspool y NCG (19/20 cada uno), TTF (19,5/20) o NBP (20/20). No obstante, ha de destacarse el hecho de que un año antes (en 2015) la puntuación del *Hub* PVB era de solo 7/20.

A pesar del considerable avance conseguido en tan sólo un año, debe resaltarse, además, que algunos de los problemas que según EFET hacían que el *Hub* PVB se quedara atrás en comparación con sus homólogos europeos, estarán ya resueltos cuando se publique la próxima edición del informe de EFET, pues para entonces ya existirá un precio de referencia (MIBGAS) para la liquidación de desbalances, se habrán puesto en marcha y estado vigentes durante algunos meses los esquemas de creación de mercado (*Market Maker*) en MIBGAS previstos por la regulación (ver Nota 24).

En consecuencia, es evidente que en dicha mejora de la valoración tiene mucho que ver la entrada en funcionamiento de MIBGAS y con ello el sistema gasista español:

- Dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural consistente y cada vez más creíble.
- Con el inicio del esquema de balance diario, a partir del 1 de octubre de 2016, facilita que todas las empresas participantes en el mercado mayorista negocien en la actualidad gas en al menos una plataforma electrónica de *trading*³², lo que está motivando cambios organi-

zativos y culturales en todas las empresas que participan en el mercado de gas, que están adaptando sus estructuras hacia un modelo de “unidades de *trading*” similar al que se ha impuesto en todos los mercados europeos de nuestro entorno, aunque persisten determinadas diferencias organizativas y de estructura interna asociadas a las peculiaridades logísticas del sistema gasista español.

- Ofrece a los agentes participantes en el mercado mayorista una herramienta de flexibilidad, a costes razonables.
- Y finalmente, mediante la creación de la figura del Gestor de Garantías se pone a disposición de los intervinientes en el mercado mayorista una herramienta que facilita y abarata el coste de operación de las empresas en el mercado, y se reducen los riesgos asociados a problemas de crédito e insolvencia de los agentes participantes en el mismo.

EL DESARROLLO DEL HUB DE GAS EN ESPAÑA (PVB): ALGUNAS MEDIDAS TENTATIVAS PARA AFRONTAR EL FUTURO

Tan sólo un mercado mayorista altamente competitivo y líquido proporcionará la cobertura necesaria contra los abusos que pudieran ejercer aquellos suministradores que posean un elevado nivel de poder de mercado³³.

Más allá de la valoración que en los análisis (de ACER o de EFET) sobre el desarrollo de la madurez de los *hubs* de gas en Europa obtenga el *Hub* español PVB, todos estos resultados indican que el camino institucio-

nal y regulatorio que se está recorriendo en España está acercando el nivel de desarrollo de nuestro mercado mayorista de gas al de los mercados de nuestro entorno; y que, además, dicho desarrollo es valorado positivamente por los principales interesados: los comercializadores y *traders* de gas.

Llegados a este punto, cabe preguntarse cómo podría, partiendo de los avances ya conseguidos, fomentarse la liquidez de los productos intercambiados en el PVB y, subsecuentemente, provocar un proceso de convergencia con los demás *hubs* europeos. En este sentido, teniendo en cuenta los hitos que han marcado el avance de los *hubs* más desarrollados en nuestro entorno, a continuación se ofrecen algunas reflexiones al respecto.

La “Hoja de ruta”

Antes de nada, ha de tenerse en cuenta que alcanzar la madurez de un *Hub* es un **proceso complejo** (en el que, una vez realizadas las transformaciones en el mercado resultantes del proceso de liberalización, habría que acometer aquellas reformas regulatorias necesarias para la gestión del aspecto físico del mercado) que requiere, además, de la complicidad de todos los participantes en el sistema gasista.

Se trata de un proceso que requiere tiempo: entre 10 y 15 años, tal y como así lo ha certificado la transición ya realizada por los mercados quizás más relevantes del panorama gasista mundial (el británico NBP y el Norteamericano Henry *Hub*) así como, más recientemente, los mercados del Noroeste de Europa (por ejemplo, el holandés TTF). En todo caso, el mercado mayorista español

³² Hasta la puesta en marcha de MIBGAS, algunos comercializadores, no todos, utilizaban alguna de las plataformas electrónicas operadas por brokers en el mercado OTC ibérico.

³³ Communication from the European Commission to the European Parliament and the Council. (2014). European Energy Security Strategy. COM(2014) 330 final, p.8. Bruselas.

y MIBGAS en particular parten de una situación de cierto privilegio al poder aprender de la experiencia acumulada por esos otros mercados (ya maduros) y, consecuentemente, acortar la duración de esta transición.

Para ilustrar este complejo proceso de transición, en la Figura 11 se han detallado los hitos que conforman la “Hoja de ruta” hacia la madurez de un Hub (ver Nota 13).

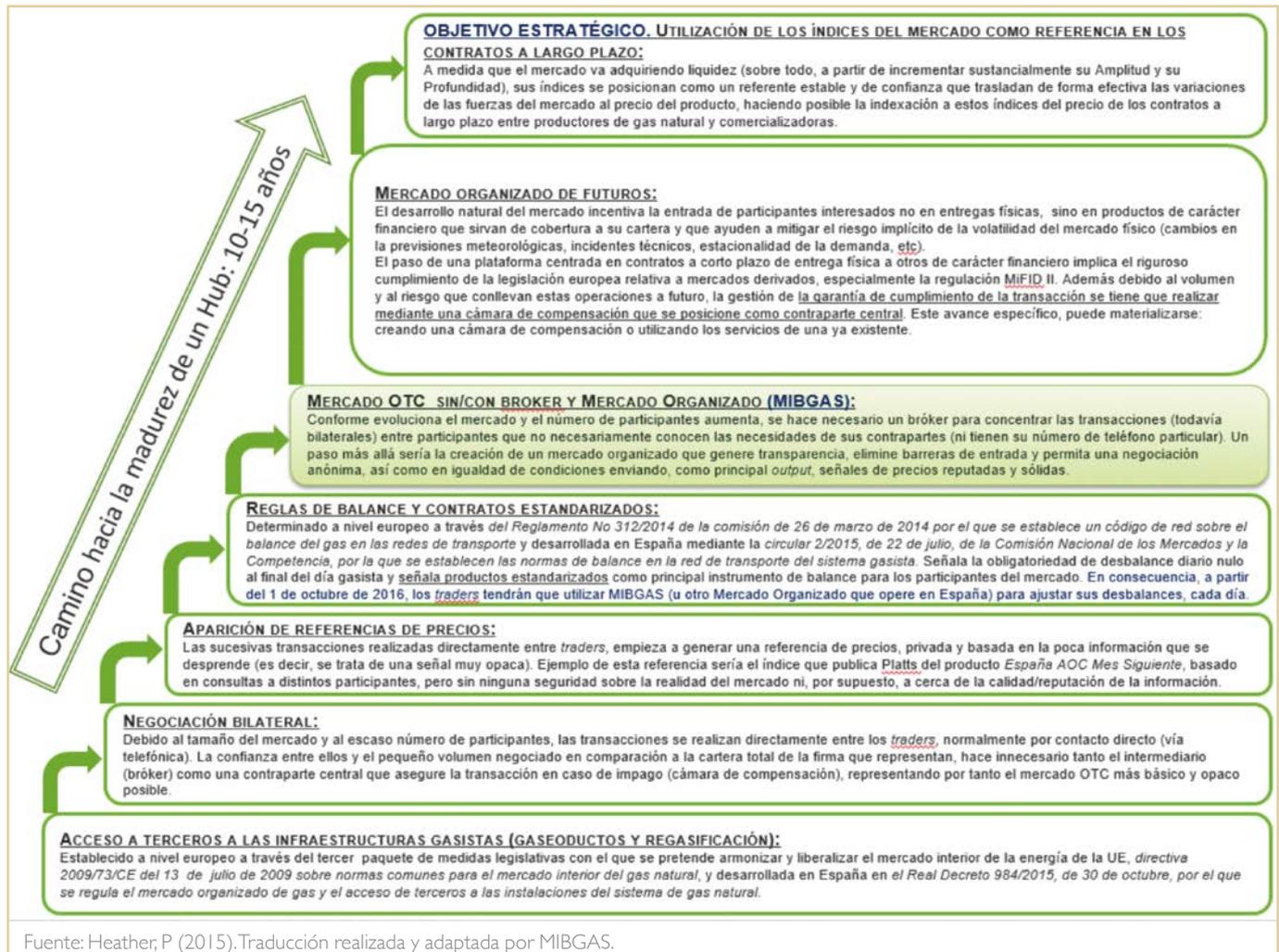
A pesar de la creciente estandarización que está registrando el mercado OTC (lo que fa-

cilita el *trading* y proporciona mayor transparencia e, inevitablemente, más liquidez), todavía este mercado guarda intacta su señal de identidad: transacciones bilaterales y, por lo tanto, opacidad en relación a los precios. De ahí que la creación de un Hub de gas en España demande, sobre todo, la consolidación de la parte correspondiente al mercado organizado.

En todo caso, OTC y mercado organizado no solo son complementarios sino que, desde el inicio de los mercados mayoristas, ambas

actividades están integradas. De esta forma, al configurarse una estructura de mercado que ofrece a todos los actores del sistema gasista la posibilidad de cubrir sus necesidades (por un lado, el OTC, habida cuenta de su carácter bilateral -con o sin intermediación-, aporta flexibilidad y contratos personalizados; y, por otro lado, el mercado organizado ofrece una mayor estandarización de los productos y transparencia, así como una gestión centralizada de las garantías), el mercado mayorista resultante construirá y consolidará las sinergias necesarias para estimular la par-

Figura 11. la “Hoja de ruta” hacia la madurez de un Hub



ticipación activa, en el mismo, de los distintos intervinientes en el sistema gasista.

Desarrollo del mercado a plazo (futuros) de gas natural

ACER ha identificado como un reto esencial para alcanzar un mercado mayorista que funcione adecuadamente el desarrollo de liquidez en los productos a plazo (de futuros).

Un mercado organizado a plazo, similar a los que funcionan en nuestro entorno, puede actuar como elemento de tracción para generar liquidez adicional en todos los productos a plazo. Un requisito inicial de un mercado organizado de futuros es que exista un mercado *spot* líquido que genere una señal de precios fiable. MIBGAS, como ya se ha comentado, está en vías de cumplir esta función en España, sobre todo a medida que vaya aumentando su liquidez.

No obstante, se trata de un proceso complejo ya que el desarrollo de un mercado organizado de futuros también requiere la participación en el mercado de Cámaras de compensación que ofrezcan servicios orientados a optimizar la gestión del riesgo de contrapartida.

Facilitar el acceso al mercado mayorista de la demanda

Este es otro aspecto que puede favorecer la creación de liquidez en el mercado mayorista (como así lo ha demostrado el caso francés), al aportar los grandes consumidores de gas perfiles de consumo y de riesgos que son, por regla general, complementarios de los comercializadores que aportan gas al

sistema español con sus contratos de aprovisionamiento facilitando, de esta manera, las transacciones en el mercado mayorista.

Para ello, resulta necesario difundir conocimiento así como facilitar y promover la formación de los grandes consumidores de gas con relación, por ejemplo: al funcionamiento del mercado mayorista; al acceso al mismo; a la gestión de riesgos en el mercado; y a la organización de una unidad de *trading*.

Además, podría estudiarse la conveniencia de desarrollar la gestión agrupada de los desbalances, lo que tendería a reducir los riesgos de participación de los agentes más pequeños en el mercado mayorista³⁴.

Fomento de la utilización de las infraestructuras de GNL y mayor integración con el gas natural en el sistema español

Favorecer la utilización de las plantas de regasificación por parte de operadores y *traders* globales de GNL tenderá a incrementar la liquidez en los tanques de las plantas de regasificación. Para ello, los costes logísticos por almacenar GNL en España deberían ser competitivos en relación con los de instalaciones europeas (en particular con las italianas y las del sur de Francia, con las que competimos más directamente), aunque cualquier cambio en la estructura de peajes y cánones debe realizarse de manera cuidadosa para no generar problemas adicionales a la financiación del sistema gasista. También resultaría de interés explorar vías de fomento el uso de GNL *small scale*, como potencial fuente de ingresos para los

operadores de las infraestructuras de GNL y de dinamismo en el mercado mayorista.

Una mayor integración de los mercados existentes en los distintos puntos de balance (uno en cada planta de regasificación y PVB) facilitaría la generación de liquidez en el sistema. Para ello, además de resolver la falta de transparencia sobre el valor del GNL almacenado en los tanques podrían, por tanto, explorarse vías para facilitar los intercambios de GNL entre plantas de regasificación y de GNL-GN, entre éstas y el PVB.

Además, sería interesante estudiar los incentivos de los agentes a estar balanceados en las plantas de regasificación. Como se ha observado en el PVB, la puesta en marcha de un esquema de balance diario ha generado incentivos al *trading* de productos de corto plazo, así como ha favorecido la creación de señales de precios más fiables. En el caso de las plantas de regasificación, probablemente un esquema de balance diario no sea óptimo, aunque podría estudiarse una modificación del esquema actual de balances que favorezca el *trading* de GNL en el corto plazo y la generación de señales de precios del GNL más transparentes en un mercado organizado.

Desarrollo de infraestructuras relevantes para el mercado

Este es un viejo "caballo de batalla" del sector gasista. En puridad, una mayor capacidad de interconexión con Francia permitiría importar gas desde el continente en momentos de escasez o bien exportar gas desde el sistema gasista ibérico hacia Europa³⁵, aprovechando la capacidad de almacenamiento de GNL

³⁴ En este sentido, por ejemplo, podría facilitarse la prestación de servicios de balance por comercializadoras (como es el caso de Francia), y racionalizar las garantías por desbalances de los agentes con perfil de consumidor.

³⁵ Cabe destacar que la tarifa de salida en Francia en la interconexión Francia-España, con sentido España, se mantiene como una de las más elevadas del continente, dificultando el arbitraje entre los dos mercados. Esta situación probablemente se corregirá con la entrada en vigor del nuevo código de red para la armonización de los peajes de interconexión.

existente en España, si bien es verdad que los peajes entre zonas de mercado pueden jugar un papel muy relevante. En consecuencia, su racionalización es necesaria para que los mismos no constituyan barreras en el funcionamiento de los mercados.

Esto último puede ser especialmente relevante en unos años si, como prevén muchos analistas, el mercado de GNL pasa a tener una situación de exceso de oferta o, al menos, una oferta más abundante. Por otro lado, una mayor capacidad de alma-

cenamiento subterráneo flexible también tenderá a facilitar la gestión y optimización de las carteras de los participantes en el mercado, con el beneficio adicional de que ayudaría a suavizar las puntas de precios en el mercado. ■

Bibliografía

ARANZADI, C.; LÓPEZ, C. (2014). *Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético*. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

BAUMOL, W. J. (1982), "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure". *The American Economic Review*, vol. 72, nº 1, marzo, págs. 1-15.

COLOMBO, S; EL HARRAK, M; SARTORI, N. (2016). *The Future of Natural Gas. Markets and geopolitics*. Instituto Affari Internazionali. Ed. Lente/European Energy Review.

FRANZA, L. (2014). Long-Term gas import contracts in Europe. *Clingendael International Energy Programme*, diciembre 2014. La Haya.

GLACHANT, J-H; HALLACK, M; VAZQUEZ, M. (2015). *Building competitive gas markets in the EU. Regulation, supply and demand*. Ed. Edward Elgar.

GRANDI, L. (2014). European gas markets: From oil indexation prices to spot prices? *Energy Brains*, junio 2014.

HEATHER, P. (2015). The evolution of european traded gas hubs. *The Oxford Institute for Energy Studies. NG 104*, diciembre 2015. Universidad de Oxford. Oxford.

HEATHER, P. (2015). The evolution of European traded gas hubs. *Eurogas Conference on Central and Eastern Europe*. Lubliana, 15 diciembre 2015.

JAMES, T. (2012). *Energy Markets. Price risk management and trading*. Ed. Wiley.

KELLY, E. (2015). *Global Gas Markets – Growth and Challenges*. International Gas Union. Council meeting. Cartagena de Indias (Colombia), 20-23 octubre 2015.

LASHERAS, M. A; FERNÁNDEZ, J. (2014). "Los hubs europeos y el hub ibérico de gas en los mercados de energía". *Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético*, vol. 2, págs. 763-829. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

MAKHOLM, J. D. (2016). "There is but one true Hub, and his name is Henry". *Natural gas and electricity*, junio, págs. 27-30.

NERSSIAN, R. L. (2016). *Energy Economics. Markets, history and policy*. Ed. Routledge.

OECD/IEA (2013). *Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. Obstacles and Opportunities*. International Energy Agency. Paris.

PETROVICH, B. (2016). Do we have aligned and reliable gas Exchange prices in Europe? *The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment*, abril 2016. Universidad de Oxford. Oxford.

STERN, J; ROGERS, H. (2013). The transition to Hub-based pricing in Continental Europe: a response to Sergei Komlov of Gazprom Export. The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment, febrero 2013. Universidad de Oxford. Oxford.

STERN, J; ROGERS, H. (2011). The transition to Hub-based pricing in Continental Europe. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49, marzo 2011. Universidad de Oxford. Oxford.

TELSER, L; HIGINBOTHAM, H. (1977). "Organized Futures Markets: Costs and Benefits". Journal of Political Economy, vol. 85, nº 5, octubre, págs. 969-1.000.

The Economist. "LNG: A liquid market". The Economist. 14 de julio 2012.

WOOD D. (2016). Is the Internal Energy Market functioning? What remains to be done? A trader's perspective. European Federation of Energy Traders. GIE Annual Conference. Sofia, 9-10 junio 2016.

YAFIMAVA, K (2013). The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: Major Contentious Issues Inside and Outside the EU. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 74, abril 2013. Universidad de Oxford. Oxford.

El retorno de la OPEP y su posible impacto sobre el mercado del petróleo en 2017

Mariano Marzo Carpio

Departamento de Dinámica de la Tierra y del Océano, Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Barcelona

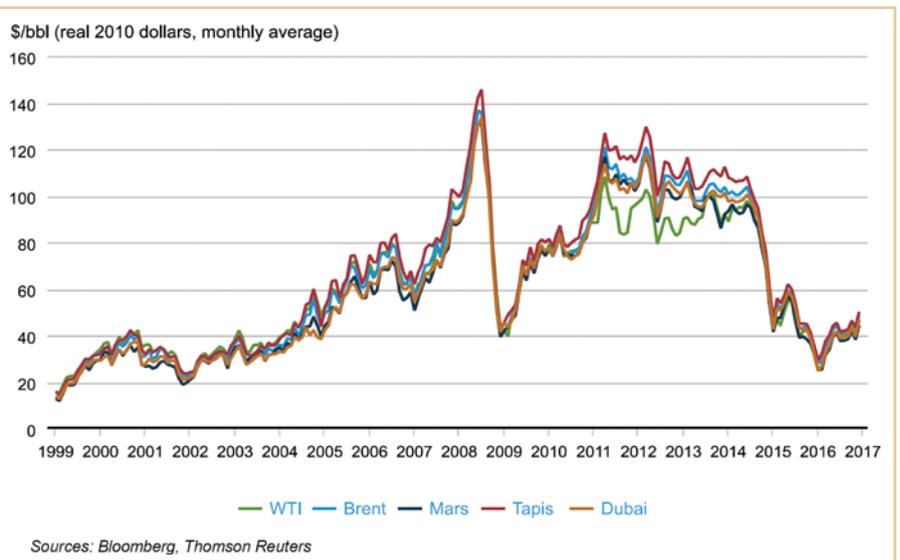
Fecha de recepción del documento: 6/02/2017

2016, el año del retorno de la OPEP

En el transcurso de 2016, en claro contraste con la tendencia a la baja observada desde mayo de 2015, los precios del crudo han evolucionado al alza, aunque inscribiéndose todavía en el contexto de un megaciclo de precios bajos, iniciado con el desplome de junio de 2014. Una aparatosa caída que, tras un repunte pasajero de enero a mayo de 2015, tocó fondo el 20 de enero de 2016, momento en el que el precio del barril de Brent llegó a cotizarse por debajo de los 28 dólares (Figura 1). Tras este mínimo, los precios remontaron de forma que acabaron el año 17 dólares por encima de la cotización del final de 2015, aunque, en conjunto, el promedio de 2016 fue de 44 dólares el barril, 8 dólares por debajo del promedio de 2015¹.

El largo periodo de cerca de dos años y medio de petróleo barato arriba comentado refleja básicamente² un exceso de oferta

Figura 1. Evolución de los precios de diversos tipos de crudo desde 1999 al 10-1-2017



en el mercado, fruto de un espectacular aumento de la producción de petróleo de shale (*light tight oil* o LTO) en los EE.UU.³ y de la decisión tomada por la OPEP el 27

de noviembre de 2014 (*166th Meeting of the Conference of the Organization of the Petroleum Exporting Countries*) de no limitar su producción⁴, para así ganar cuota

¹ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29412>

² Ver informes de FUNSEAM de Febrero de 2015 (<http://www.funseam.com/es/informes-funseam/el-desplome-2014-2015-de-los-precios-del-crudo-causas-y-previsiones-a-corto-plazo>) y Marzo de 2016 (<http://www.funseam.com/es/informes-funseam/reflexiones-sobre-el-mercado-del-petroleo-situacion-actual-y-perspectivas-a-corto-plazo>)

³ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29252>

⁴ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm

de mercado a expensas de los productores con costes más elevados⁵.

El impacto de los bajos precios sobre productores y consumidores⁶, las interrupciones no planificadas de suministro a causa de conflictos de diversa índole en varios países⁷ y la vuelta del petróleo de Irán tras el levantamiento de las sanciones⁸, han caracterizado 2016 como un año agitado en el mercado del petróleo. Una agitación que culminaba el 30 de noviembre, tras la reunión de la OPEP celebrada en Viena (171st Meeting of the Conference of the Organization of the Petroleum Exporting Countries), con el anuncio de que la organización procedería, por primera vez desde 2008, a recortar su producción.

Este cambio de rumbo en la política del cártel, se veía reforzado pocos días después, el 10 de diciembre, también en Viena, en una reunión ministerial conjunta entre la OPEP y diversos productores ajenos al cártel⁹, con la decisión de este último grupo de países de secundar y sumarse al esfuerzo de la OPEP, en una acción coordinada no vista desde 2001 y que por su magnitud es la más importante de la historia.

Los acuerdos de Viena

En la reunión de Viena, la OPEP se comprometió¹⁰ a retirar del mercado 1,2 millones de barriles diarios (mbd). Una decisión que debe hacerse efectiva a partir de enero de 2017 y mantenerse vigente por un periodo de seis meses, ampliable a otros seis -la

oportunidad de esta prórroga será evaluada el próximo mes mayo en una nueva reunión. El peso del acuerdo, que supone situar la producción conjunta del grupo en torno a los 32,5 mbd, recaería esencialmente sobre Arabia Saudita, que debe retirar (en relación a su producción de octubre de 2016, cifrada en 10,5 mbd) 486.000 barriles diarios (bd), mientras que Irak (con un recorte de 210.000 bd), la Unión de Emiratos Árabes (139.000 bd) y Kuwait (131.000 bd), correrían con la mayor parte del esfuerzo restante. Otros miembros del cártel que también deberían rebajar su producción serían: Venezuela (95.000 bd), Angola (78.000 bd), Argelia (50.000 bd), Qatar (30.000 bd), Ecuador (26.000 bd) y Gabón (9.000 bd). Libia y Nigeria quedarían exentos, por los conflictos internos que atraviesan, del compromiso de reducción de producción, mientras que Irán podría aumentar la suya en unos 90.000 bd e Indonesia dejaba de nuevo en suspenso su pertenencia a la organización. La concesión hacia Irán era políticamente necesaria para llevar a buen puerto y cerrar el acuerdo. Varios años de sanciones habían reducido su producción y los ingresos procedentes de las exportaciones, de modo que el gobierno de Teherán argumentó su derecho a recuperarse del impacto negativo de dicho período.

Como resultado de la reunión ministerial OPEP-no OPEP del 10 de diciembre, a los 1,2 mbd comentados hay que añadir otro recorte de 558.000 bd. Esta última cifra involucra a un grupo de once países productores no integrados en el cártel, entre

los que destaca Rusia, que debe rebajar su producción en 300.000 bd, seguida por México (100.000 bd) y, a mucha más distancia, por Omán (45.000 bd), Azerbaiyán (35.000 bd), Kazakstán (20.000 bd), Malasia (20.000 bd), Guinea Ecuatorial (12.000 bd), Bahréin (10.000 bd), Sudán del Sur (8.000 bd), Brunei (4.000 bd) y Sudán (4.000 bd)¹¹. De todas estas cifras se desprende que Rusia, el segundo exportador del mundo, se ha convertido, junto a Arabia Saudita, el primer exportador mundial, en un actor clave en la futura evolución de la oferta y los precios del crudo.

¿Por qué ha cambiado la OPEP su estrategia?

El recorte de producción de 1,2 mbd acordado por la OPEP supone un giro de 180° en la política iniciada por el cártel el 27 de noviembre de 2014 al dictado de Arabia Saudita. Un cambio radical que pone fin a un periodo que ha sido calificado de "guerra por la cuota de mercado" y de "experimento de libre mercado".

La expresión "libre mercado" no parece exagerada si tenemos en cuenta que en un informe de febrero del pasado año¹², la *International Energy Agency* (IEA) comentaba: "quizás, en 2016, por primera vez desde los albores de la industria, estamos inmersos en un mercado del petróleo verdaderamente libre. En el mundo de hoy en día, si alguien puede extraer petróleo, lo vende en la máxima cantidad posible, sea cual sea el precio que pueda obtener...".

⁵ Véase gráfico de Wood Mackenzie en: <https://www.ft.com/content/3a2307f0-5d3d-11e6-a72a-bd4bfl198c63>

⁶ <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-are-persistently-lower-oil-prices-good/>

⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26592>

⁸ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

⁹ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3944.htm

¹⁰ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf

¹¹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>. Cifras para Malasia, Guinea Ecuatorial, Bahréin, Sudán del Sur, Brunei y Sudán, según: *Petroleum Economist*, "Over to you, Texas", 13 December 2016.

¹² IEA, *Medium-Term Oil Market Report 2016*

Por lo que respecta a la cuota de mercado, resulta interesante constatar que la OPEP ha decidido abandonar su política de bombeo sin límites, justo cuando sus previsiones a medio plazo apuntaban a que su estrategia estaba empezando a dar frutos. De este modo, en su *World Oil Outlook 2016*¹³, la OPEP afirma que en 2015 su participación en los mercados mundiales de petróleo fue del 40%, frente al 38% del 2014, y que este porcentaje seguiría aumentando hasta el 41% en 2020, lo que comportaría unas ventas extras para el comienzo de la próxima década de 4,6 mbd –un volumen equivalente al de otro Irak. Si estas previsiones fueran ciertas, la política comandada por Arabia Saudita desde noviembre de 2014 parecía encaminada a saldarse con una recompensa significativa. Y, ante este hecho, resulta lógico preguntarse por los motivos del cambio de estrategia. Para intentar responder a esta pregunta resultan oportunas dos consideraciones.

La primera es que si bien la OPEP había logrado frenar el suministro de sus competidores con mayores costes, como los de petróleo de *shale* en EE.UU.¹⁴, el precio a pagar ha sido que sus miembros se encuentran inmersos en serios desequilibrios económicos y financieros¹⁵, resultado de unos precios del petróleo por debajo de los 50 dólares por barril¹⁶. Quizás, en los próximos años, el volumen de las ventas de petróleo podía crecer, pero a costa de que la organización fuera capaz de soportar

unos precios bajos, perdiendo ingresos por valor de miles de millones de dólares. Al respecto, resulta significativo constatar que según datos de la *Energy Information Administration* (EIA)¹⁷ en 2015 los miembros de la OPEP ingresaron 404.000 millones de dólares procedentes de sus exportaciones de petróleo, una cifra que representa una caída del 46% respecto a los 753.000 millones de 2014, y del 56% en relación a los 921.000 millones de 2012.

Sin duda, el volumen de ventas y la cuota de mercado son muy importantes para la OPEP, pero también lo son los ingresos. Algo que también es aplicable al todopoderoso líder de la organización, Arabia Saudita. Los ingresos de este país dependen en gran medida de las ventas de petróleo y sus finanzas han sufrido un duro golpe desde que los precios comenzaron a caer en 2014. El total de ingresos proyectados para 2016 se ubica por debajo de la mitad de lo ingresado en 2013, cuando el precio del barril se situaba por encima de los 100 dólares y las exportaciones de crudo reportaron alrededor del 90% del total de los ingresos. La prolongada caída de los precios del petróleo ha generado un déficit presupuestario y un colapso del riyal, que han obligado al Reino a recortar el gasto, implementar medidas de austeridad y a aumentar su deuda internacional para cubrir el creciente déficit en las finanzas públicas. Y esto sucedía justo cuando el príncipe heredero Mohammed bin Salman al-Saud

acababa de dar a conocer un ambicioso plan –plasmado en dos documentos: “*Saudi Arabia’s Vision for 2030*”¹⁸ y “*National Transformation Program*”¹⁹– que pretende diversificar la economía del país y poner fin a su “adicción” al petróleo. Un plan que entre otras muchas medidas contempla privatizar el 5% de la petrolera estatal Saudi Aramco en 2018, algo que resulta poco aconsejable con unos precios del petróleo por debajo de los 50-60 dólares.

La segunda consideración que puede explicar el cambio de estrategia adoptada por Arabia Saudita y la OPEP es la constatación de que, tras dos años de precios bajos, la industria del petróleo de *shale* en EE.UU. mostraba una resiliencia mucho mayor de la inicialmente prevista.

Como anteriormente se ha comentado, la estrategia puesta en práctica por el Gobierno de Riad a finales de 2014 perseguía proteger la posición de Arabia Saudita en el mercado mundial del petróleo. El plan era aumentar su producción hasta el punto en que los precios cayeran lo suficiente para obligar a otros productores, en particular a la industria del petróleo de *shale* de los EE.UU., a recortar la producción. Probablemente, se pensaba entonces que dicha industria necesitaba un precio del barril en torno a los 90 dólares para seguir adelante, pero la realidad ha sido que el Reino había subestimado la capacidad de los productores estadounidenses para reducir costos^{20,21}

¹³ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202016.pdf

¹⁴ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28672>

¹⁵ <http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/mcd/eng/pdf/mreo1016.pdf>

¹⁶ <https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/publications/research/2016-05-05-international-oil-companies-stevens.pdf>

¹⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27692>

¹⁸ <http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKewi3xiS8k5XRAhVdOMAKHSDAARwQFggmMAE&url=http%3A%2F%2Fvision2030.gov.sa%2Fdownload%2Ffile%2Ffid%2F417&usq=AFQjCNfBPMC27XAEQWL25ZH-ueQL7PmLg>

¹⁹ http://vision2030.gov.sa/sites/default/files/NTP_En.pdf

²⁰ <http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/shale-wells-more-profitable>

²¹ <http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/shale-well-breakeven>

y mejorar la eficiencia extractiva^{22,23,24} de manera que pese a una caída de precios del 70% la producción tan solo ha descendido ligeramente²⁵, al mismo tiempo que las exportaciones desde los EE.UU. han aumentado y ampliado sus destinos²⁶.

Por otra parte, al margen de los productores de petróleo de *shale* en EE.UU., al diseñar su estrategia, los sauditas quizás no evaluaron correctamente el efecto de una caída de precios sobre la producción de otros países (tanto de los integrados en la OPEP, como de los ajenos a la organización). Muchos de estos respondieron maximizando la producción con el fin de obtener los mayores ingresos posibles (el caso de Irán no solo resulta ilustrativo al respecto, sino también especialmente irritante para los sauditas por la rivalidad geopolítica existente entre ambos países). A fin de cuentas, en un campo petrolero, una vez efectuada la inversión principal, la lógica económica es la de seguir extrayendo crudo como sea. Tal vez esta dinámica aumentó aún más la sobreoferta de crudo al mercado, propiciando que los precios del barril cayeran mucho más de lo inicialmente previsto, con las graves consecuencias económicas y financieras apuntadas en párrafos precedentes.

Estamos hablando de un error estratégico, ante el que los sauditas, esta vez bajo la dirección del nuevo ministro del petróleo, Khalid al-Falih, no han tenido más remedio que resucitar la política tradicional de la OPEP, recurriendo a los recortes de producción y a anuar fuerzas en la misma direc-

ción con otros países productores también duramente castigados por unos precios insosteniblemente bajos y entre los que destaca Rusia²⁷. Un cambio de rumbo que ha requerido meses de discusión, una intensa actividad diplomática y tres reuniones en el transcurso de 2016: Doha (abril), Viena (junio) y Argel (septiembre).

¿Cuáles son los nuevos objetivos de la OPEP?

Un análisis detenido del comunicado²⁸ emitido por la OPEP a finales de septiembre, después de que la OPEP alcanzara en Argel un acuerdo preliminar para reducir su producción, indica que el grupo, especialmente Arabia Saudita, deseaba reducir el actual exceso de existencias en el mercado. Según dicho comunicado, "la conferencia optó por un objetivo de producción que oscila entre los 32,5 y los 33 mbd, con el fin de acelerar el descenso continuado de *stocks* e impulsar el reequilibrio".

En esta línea, el compromiso alcanzado el 30 de noviembre en Viena no es simplemente un acuerdo de seis meses para impulsar al alza los precios del petróleo. Por supuesto, las expectativas de la OPEP son que los precios suban (tal vez la mayor amenaza para el acuerdo sería que no lo hicieran) pero el objetivo subyacente, la premisa *sine qua non*, es acabar con el actual excedente de existencias. El hecho de que tras la reunión de Viena nadie en la OPEP mencionara ante la prensa o en cualquier declaración escrita la frase "precios más altos" parece significativo al respecto.

La reducción de la producción acordada en Viena cobra sentido en la medida que puede contribuir a acelerar el reequilibrio del mercado petrolero, muy particularmente en estos momentos en los que los inventarios globales de crudo y productos refinados han comenzado a caer. De este modo, en diciembre, tras encadenar cuatro meses de caída consecutiva, los *stocks* en la OCDE se situaban 82 millones de barriles por debajo del nivel de julio, aunque todavía permanecían por encima del nivel simbólico de los 3.000 millones de barriles, superando en unos 300 millones el promedio de los últimos cinco años^{29,30}.

Algunas informaciones hablan de que Riad es consciente de que una reducción significativa del exceso de existencias tardará más de seis meses en concretarse. Por ello, no debe descartarse completamente la posibilidad de una prórroga, más allá de los seis meses contemplados en el acuerdo de la OPEP en Viena.

¿Ha renunciado la OPEP a seguir ganando cuota de mercado?

Muy probablemente pese a reducir su producción, la OPEP en general y muy particularmente Arabia Saudita, no renuncian a su política de seguir aumentando su cuota de participación en el mercado global del petróleo, incrementando sus exportaciones hacia las refinerías de China y de la región Asia-Pacífico. Para ello, un aspecto interesante a considerar, no detallado en el acuerdo de Viena, es el que hace referencia a la calidad del crudo objeto de los recortes

²² <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24932>

²³ <http://www.geoexplor.com/articles/2016/07/eur-per-well-heading-upwards>

²⁴ <http://www.worldoil.com/news/2016/9/22/analyst-touts-industry-s-cost-reductions-in-us-shale-plays>

²⁵ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28672>

²⁶ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27532>

²⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28432>

²⁸ http://www.opec.org/opec_web/es/press_room/3706.htm

²⁹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

³⁰ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2017-01-19.pdf>

por parte de la OPEP. En esta línea, algunas informaciones³¹ sugieren que los planes de Arabia Saudita pasarían por seguir bombeando y exportando unos tipos de crudo (*Arab Light* y *Arab Extra Light*) de calidad similar al del *light tight oil* estadounidense y al de otros países competidores de África, centrando sus esfuerzos para cumplir con los recortes prometidos en otros tipos de crudos, concretamente en los denominados *Arab Medium* y *Arab Heavy*.

Dudas e incertidumbres sobre la implementación de los acuerdos

En una intervención en Washington el pasado 2 de diciembre, antes de que se lograra el acuerdo de recorte de la producción entre la OPEP y diversos países productores no pertenecientes al cártel, el exministro saudita del petróleo Ali Al-Naimi afirmó³² que los miembros de la OPEP “tienden a engañar”, mostrando asimismo cierto escepticismo sobre el hecho de que Rusia, un actor clave en el mencionado acuerdo, cumpliera su promesa de reducir su producción en 300.000 bd. “¿Recortará Rusia esa cantidad?” se preguntaba Al-Naimi, para a continuación responderse a sí mismo: “no lo sé, en el pasado no lo hizo”. Esta intervención resume claramente el clima de incertidumbre existente en el mercado del petróleo a comienzos de 2017 respecto al cumplimiento de los acuerdos de Viena. De hecho, para intentar disipar estas dudas, los firmantes de dichos acuerdos han creado una comisión ministerial de seguimiento (*Ministerial Monitoring Committee*) presidida por Kuwait y de la que también forman parte otros dos miembros de la OPEP (Argelia y Venezuela) y dos países mas no

integrados en la organización (Omán y Rusia). Esta comisión tiene prevista dos reuniones, una el 17 de mayo en Kuwait y otra en mayo, en fecha y lugar aún por precisar.

En lo concerniente a los miembros de la OPEP, es sabido que sus compromisos de recorte siempre ponen a prueba la disciplina interna del grupo. El hecho, comprobado, de que una subida de precios tiende a generar sobreproducción ha sido siempre objeto de preocupación en el cártel y el reto ahora parece mayor que nunca. La tensión política entre algunos de los miembros más importantes -Arabia Saudita, Irán, Irak- es inusualmente alta y, en este sentido, el acuerdo del 30 de noviembre para limitar la producción del grupo a 32,5 mbd puede considerarse un logro importante.

Buena parte de las dudas e incertidumbres en torno al cumplimiento de los recortes de producción fijados en Viena se centran en países miembros del cártel. Concretamente, en aquellos que han quedado exentos del compromiso de recorte: Irán, Libia y Nigeria. Sumados, los aumentos de producción previstos para 2017 en estos países podrían neutralizar buena parte de los esfuerzos de los otros miembros de la OPEP.

El primero de los países citados, cuya producción el pasado mes de noviembre fue de 3,72 mbd³³, pretende en 2017 incrementar esta, como mínimo en unos 200.000 bd, para acercarse al objetivo político de alcanzar los 4 mbd, una cifra que pese al rápido crecimiento experimentado desde enero de 2016 probablemente no se alcanzará durante el primer semestre de 2017.

Por lo que respecta a Libia, entre agosto y noviembre de 2016 este país aumentó su producción en cerca de 400.000 bd, hasta alcanzar los 0,58 mbd en noviembre³³ y, quizás, los 0,7 mbd a mediados de enero de 2017³⁴. Debido a los daños en infraestructuras sufridos en los dos últimos años parece complicado que Libia pueda incrementar de forma aún más drástica su producción. Pero el mercado ya ha subestimado en otras ocasiones, particularmente después de la guerra civil en 2011, la capacidad de los ingenieros libios. Por ello, no resulta del todo improbable que pueda alcanzar su objetivo de llegar a los 0,9 mbd a mediados de 2017, para después, a lo largo del año alcanzar una capacidad técnica de 1,2 mbd.

En el caso de Nigeria, una recuperación sostenida de su producción, que promedió 1,62 mbd en noviembre³³, resulta más dudosa. Depende de la capacidad del gobierno para apaciguar el delta del Níger. Hasta la fecha, la política seguida por el gobierno del Presidente Muhammadu Buhari para hacer frente a los saboteadores ha oscilado entre la negociación y las amenazas, de modo que parece muy improbable que en 2017 pueda encontrarse una solución duradera a la devastación ecológica y económica del delta, lo que significa que el riesgo de disturbios seguirá siendo elevado. Aun así, posiblemente, Nigeria podría añadir a su producción unos 300.000 bd este año.

Las cifras comentadas significan que, con la improbable ayuda de un clima de relativa estabilidad política, Libia y Nigeria podrían agregar 0,6 mbd de suministro en los próximos meses, lo que dejaría sin efecto la mi-

³¹ <http://www.worldoil.com/news/2017/11/8/saudis-said-to-duel-rivals-by-curbing-heavy-oil-over-light-crude>

³² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-02/opec-deal-can-work-but-we-tend-to-cheat-al-naimi-says>

³³ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

³⁴ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-17/libya-oil-output-said-to-rebound-with-power-returning-at-fields>

tad de la reducción de producción acordada por la OPEP en Viena.

En cuanto a los compromisos adquiridos en Viena por los países no pertenecientes a la OPEP, da la impresión de que son demasiado vagos y que el incentivo al engaño es demasiado alto. Según el comunicado de prensa emitido tras la reunión del 10 de diciembre³⁵, los productores no-OPEP "se comprometen a reducir sus respectivas producciones de petróleo, voluntariamente o mediante la gestión del declino natural, de acuerdo con un calendario acelerado". Pero el comunicado no explicita tal calendario, aunque se asume que no será inmediato (de hecho, el ministro de energía de Rusia afirmó que su reducción de producción sería gradual³³), ni entra en detalles sobre en qué consiste y cómo se hará la gestión del declino natural. Este último punto resulta particularmente importante en el caso de México que fía el cumplimiento de su recorte de 100.000 bd a este concepto. De hecho, esta cifra resulta un tanto sorprendente por cuanto la producción de este país cayó en 130.000 bd en 2016 y las autoridades mexicanas estiman que lo hará en otros 185.000 bd en 2017, de acuerdo con los datos del último plan de estrategia y negocio de Pemex³³.

En el caso de Rusia, un actor importante en Viena por su compromiso a reducir su producción en 300.000 bd, todo apunta a que su oferta de crudo podría seguir aumentando en 2017. El impulso dado a la eficiencia de la recuperación en Siberia Occidental es demasiado grande para poder frenarlo en los próximos meses e, incluso aunque el Kremlin consiguiera lograr el apoyo de la industria petrolera para ralentizar sus pro-

yectos, la debilidad de la demanda interna rusa podría incrementar el número de barriles destinados a la exportación. Además, como ya hemos comentado, existe el precedente de que Rusia nunca ha cooperado con la OPEP pese a haberse comprometido a ello. Por otra parte la pugna por la cuota de mercado entre ambos países es muy dura, como lo demuestra el hecho de que en 2016 Rusia sobrepasó por primera vez a Arabia Saudita como principal suministrador de petróleo a China³⁶. Y tampoco debe olvidarse que Rusia es un duro opositor geopolítico de Arabia Saudita en Oriente Medio, de manera que cualquier iniciativa que pueda favorecer al gobierno de Riad parece, cuanto menos, cuestionable.

Por otra parte, también hay que contar con un más que probable incremento de la producción en otros países no pertenecientes a la OPEP teóricamente comprometidos con los recortes en Viena, como es el caso de Kazakstán³³. La producción del nuevo campo de Kashagan alcanzó niveles comerciales el pasado mes de noviembre (diez años después de lo previsto y tras una inversión de más de 55.000 millones de dólares) y se da la circunstancia de que con anterioridad a la reunión del 10 de diciembre en Viena, el ministro de energía kazajo, Kanat Bozumbayev, afirmó que se espera que el campo incremente su producción desde 140.000 bd en la primera mitad de 2017 a 180.000 bd a finales de año (las previsiones del consorcio que explota dicho campo son las de llegar a medio plazo hasta los 370.000 bd de producción sostenida). No deja de ser sorprendente constatar que las cifras de aumento previstas para 2017 multiplican entre siete y nueve veces los 20.000 bd de reducción prometidos.

¿Puede reactivarse la producción de petróleo de shale en los EE.UU.?

Al margen de las dudas e incertidumbres planteadas en los dos apartados precedentes, alcanzar los objetivos suscritos por la OPEP y los once productores no-OPEP depende de otro desafío: el planteado por las decenas de petroleras integradas en la industria del *shale oil* estadounidense que han sido capaces de capear el temporal de los bajos precios, sobreviviendo a la bancarrota al adaptarse a la situación y volverse más eficientes. En conjunto, dicha industria ha mostrado una notable resiliencia en los últimos dos años y no se ha producido un colapso generalizado. Los costes se han reducido radicalmente³⁷ y aunque muchas de las compañías supervivientes han recortado su producción, lo lógico es que aprovechen la más mínima oportunidad para reactivarla.

Así que después de lograr el mayor acuerdo en una década en el mercado del petróleo, la OPEP se enfrenta en 2017 al reto de aumentar los precios sin revitalizar la industria del *shale oil*. Ciertamente, esta situación resulta novedosa para la OPEP, acostumbrada en el pasado a que la oferta de los productores ajenos al cártel tardara años en activarse en respuesta a una elevación de precios. La novedad para la OPEP es que, hoy en día, la producción a partir del *shale* puede comenzar tan rápidamente como los productores sean capaces de perforar y completar los pozos.

Con la caída experimentada por los costes de producción del petróleo de *shale*, todo apunta a que uno de los grandes beneficiarios del posible aumento de precios ligado

³⁵ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3944.htm

³⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-02/opec-deal-can-work-but-we-tend-to-cheat-al-naimi-says>

³⁷ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

a la restricción de la oferta acordada en Viena podrían ser los productores estadounidenses, aunque todavía se desconoce en qué medida y con qué rapidez estos reanudarán su actividad.

En cualquier caso, después de tres años de turbulencias, en la medida que los precios del crudo aumentaron durante la segunda mitad de 2016 hasta estabilizarse en el entorno de los 45-50 dólares por barril, ya hay signos claros de un renacimiento de la industria del *shale oil* en los EE.UU. Ello ha llevado a algunos analistas³⁸, a pronosticar que si dichos precios aumentaran otros 10 dólares, la producción de petróleo de *shale*, que ahora se sitúa en torno a los 4,5 mbd³⁹, podría aumentar rápidamente en 500.000 bd. Y una subida de precio aún mayor podría comportar un aumento de hasta un millón de barriles diarios, lo que prácticamente anularía los recortes acordados por la OPEP en Viena. La IEA, mucho más comedida, estima en su *Oil Market Report* de 19 de enero de 2017 que el aumento de la producción de *light tight oil* en los EE.UU. será de unos 170.000 bd en 2017³⁰.

De todos modos, conviene no olvidar que el cártel es quien maneja los tiempos en su intento de reequilibrar el mercado. A fin de cuentas, aún está por ver hasta qué punto y por cuánto tiempo la OPEP seguirá apostando por impulsar los precios al alza. Y como el recorte acordado por la organización es tan solo por un periodo inicial de seis meses, los productores de más alto coste, como los de *shale oil*, podrían mostrar cierta cautela a la hora de dar por seguros unos precios altos del petróleo y de efectuar nuevas inversiones.

Y a esta incertidumbre cabe añadir otra. Ciertamente, en algunos lugares, los productores de petróleo de *shale* han bajado los costes lo suficiente para reanimar las operaciones, incluso cuando los precios del crudo estaban por debajo de los 45 dólares por barril. Muchos de ellos se muestran convencidos de que esta nueva economía persistirá en el tiempo con precios más altos. Pero esto no tiene por qué ser necesariamente así. Sin duda, la rebaja de costes refleja una mejora del conocimiento y de la tecnología, pero, también es el resultado del abaratamiento de las facturas de las empresas proveedoras de servicios y suministros. Pero ante una hipotética subida del precio del barril y el consiguiente fortalecimiento de la actividad de la industria del *shale*, no parece descabellado pensar en un rebote de los costes de perforación estipulados por las compañías de servicios, con el resultado de que los productores estadounidenses tendrían más dificultades de las inicialmente previstas para reactivar de forma significativa la extracción de crudo.

Probablemente, la industria del *shale oil* va a tardar un tiempo en reaccionar, debido a que la inversión tiene que ganar ritmo y, paralelamente, los perforadores y los contratistas también necesitan tiempo. Lo que sugiere que el proceso de aumento de la producción del petróleo de *shale*, va a ser más bien gradual y que 2017 podría no ser el momento álgido que muchos esperan. Tal vez haya que esperar al 2018.

Lo expuesto nos lleva a concluir que durante el año en curso el comportamiento de la industria estadounidense del *shale oil* será objeto de una especial atención y segui-

miento en el mercado. A corto plazo, muy especialmente si Donald Trump cumple con las promesas de levantar las prohibiciones en el sector, cabe esperar que cualquier noticia sobre un incremento en el número de equipos de perforación se traduzca en un debilitamiento de las expectativas de aumento de los precios del crudo.

¿Hacia un reequilibrio del mercado en 2017?

Como ya se ha indicado con anterioridad, con el recorte de producción acordado en Viena, la OPEP, Rusia y otros productores, buscan acelerar el reequilibrio del mercado mundial del petróleo. La pregunta es: ¿asistiremos en 2017 a un cambio de signo en dicho mercado, con el balance oferta-demanda evolucionando de una situación de superávit a otra de déficit?

La cuestión no parece tener una respuesta clara, al menos si tenemos en cuenta que las dos principales organizaciones que analizan el balance entre oferta y demanda en el mercado global tienen puntos de vistas diferentes (compárense las figuras 2 y 3). Así, mientras la *Energy Information Administration* (EIA), en su *Short Term Energy Outlook* de 13 de enero de 2017⁴⁰, pronostica que este año el consumo mundial total de crudo será 330.000 b/d inferior a la producción (una brecha que es mucho menor que el excedente de producción de 870.000 bd de 2016 y del récord de 1,71 mbd alcanzado en 2015), la *International Energy Agency* (IEA), en su *Oil Market Report* del 13 de diciembre de 2016⁴¹, considera que si se implementan los recortes de producción acordados en Viena, tanto por

³⁸ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-27/shale-specter-haunts-opec-s-feast-as-oil-seen-rallying-into-2017-ix6qxjn0>

³⁹ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25372>

⁴⁰ EIA Short Term Energy Outlook 10-1-2017 (http://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)

⁴¹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

la OPEP como por los países ajenos al cártel, la demanda superaría en unos 600.000 bd a la oferta ya en el primer semestre de 2017.

En cualquier caso, al margen de estas dos apreciaciones dispares, donde sí parece existir acuerdo es en el hecho de que, incluso aunque la demanda exceda al suministro, los inventarios de crudo y productos refinados contribuirán a ralentizar y retrasar el reequilibrio del mercado. No en vano, tales inventarios se encuentran próximos a niveles récord, de manera que muy posiblemente llevará al menos un año (o más) reducir los excedentes -algunas informaciones hablan de la necesidad de que los excedentes comerciales caigan en unos 1.000 millones de barriles para que el citado reequilibrio comience a tomar cuerpo.

Otra observación relevante es que las propias proyecciones de la OPEP para el mercado petrolero⁴³ (*OPEC Oil Market Report*, 17-1-2017) muestran que el cártel necesita mantener o aumentar los recortes de producción más allá del primer semestre de este año si finalmente quiere lograr su objetivo de equilibrar el mercado, ya que el suministro amenaza con sobrepasar la demanda en 2017.

En su informe mensual, la OPEP prevé que la demanda de su crudo en 2017 tan solo promediaría 32,1 mbd, una cifra mayor que en 2016, pero que queda por debajo del objetivo de producción fijado el 30 de noviembre en Viena en torno a los de 32,5 mbd (en relación con esta última cifra es interesante señalar que en diciembre de 2016 la producción del cártel fue de 33,1 mbd, por debajo de los 33,3 mbd de noviembre).

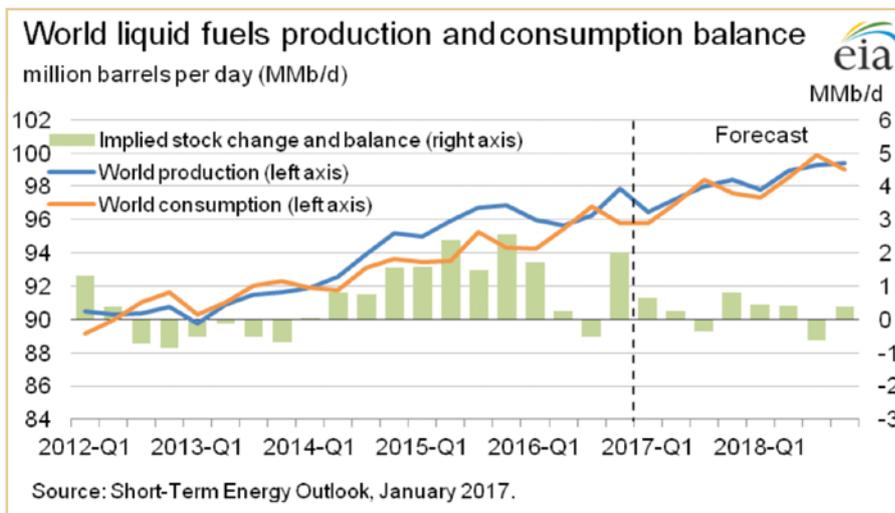
En más detalle, las proyecciones de la OPEP sobre la demanda de su crudo, trimestre a trimestre, muestran a las claras el desafío que el cártel debe enfrentar en 2017. Así, en el primer trimestre de este año la demanda de crudo de la OPEP se situaría en tan sólo 31,1 mbd, para después aumentar a 31,5 mbd en el segundo trimestre. No sería hasta el tercer trimestre de 2017 cuando la demanda de crudo de la OPEP alcanzaría los 33,3 mbd, momento en que muy probablemente se empezaría a evidenciar un claro descenso de los inventarios mundiales, aunque esto requeriría que la OPEP mantuviera sus recortes de producción, prorrogándolos más allá de los seis meses inicialmente acordados en Viena. En el cuarto trimestre de 2017, la OPEP prevé que la demanda de su crudo volvería a descender, situándose en torno a los 32,5 mbd.

¿Qué impacto cabe esperar sobre los precios del crudo en 2017?

Los pronósticos de enero^{40,44} de la *Energy Information Administration* (EIA) sitúan en 2017 los precios del crudo Brent y *West Texas Intermediate* (WTI) en un promedio de 53 y 52 dólares por barril, respectivamente, es decir, muy cercanos a los niveles de las últimas tres semanas de 2016. Por lo que respecta al promedio de 2018, la AIE espera que dichos precios aumenten en unos 3 dólares por barril tanto para el caso del Brent como en el del WTI (véanse las figuras 4 y 5).

En cualquier caso, tales previsiones muestran una amplia banda de incertidumbre reflejando la fluctuación en los contratos a futuro. Así, por ejemplo, los contratos de WTI negociados durante los cinco primeros días

Figura 2. Balance entre producción y consumo de combustibles líquidos con proyecciones a 2017 y 2018



⁴² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-17/dana-gas-ceo-says-1-billion-barrels-of-oil-in-way-of-ending-glut>

⁴³ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20January%202017.pdf

⁴⁴ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29532>

de enero sugieren que el mercado espera para diciembre de 2017 precios que oscilan (en el intervalo de confianza del 95%) entre los 35 y los 93 dólares por barril. Según el informe citado de la EIA, la fuerte demanda y los recientes acuerdos de Viena entre los miembros de la OPEP y otros importantes productores no integrados en el cártel, están actualmente ejerciendo una presión al alza sobre los precios del crudo. Sin embargo, en los próximos meses, la EIA pronostica un aumento de la producción global que ejercería una presión a la baja sobre los precios, mitigando de este modo cualquier alza sustancial de los mismos hasta 2018.

Pero no todo el mundo se muestra tan comedido en sus previsiones sobre los precios en 2017. Por ejemplo, fuentes del Ministerio de Finanzas de Arabia Saudita han declarado que su país espera ingresar por las ventas de petróleo unos 128.000 millones de dólares en 2017, frente a los 87.700 millones de 2016. Una estimación que estaría en consonancia con un promedio de los precios para este año en torno a los 60 dólares por barril, lo que nos da una pista muy interesante sobre cuáles podrían ser las expectativas del Reino en materia de precios del petróleo tras los recortes acordados en Viena.

Por otra parte, una encuesta realizada por Petroleum Economist a seis bancos y consultorías -Energy Aspects, JBC Energy, Barclays, BNP Paribas, ABN Amro y Morgan Stanley- revela que todas estas empresas esperan una subida del precio del Brent en 2017 en relación al 2016. La previsión media de las seis fuentes consultadas es de 55,68 dólares por barril. La más optimista es la de Energy Aspects que espera un precio promedio de casi 66 dólares por barril, mientras que la más pesimista es la de BNP Paribas que pronostica un promedio anual para este año en torno a los 50 dólares. ■

Figura 3. Balance entre producción y consumo de petróleo con proyecciones al primer semestre de 2017

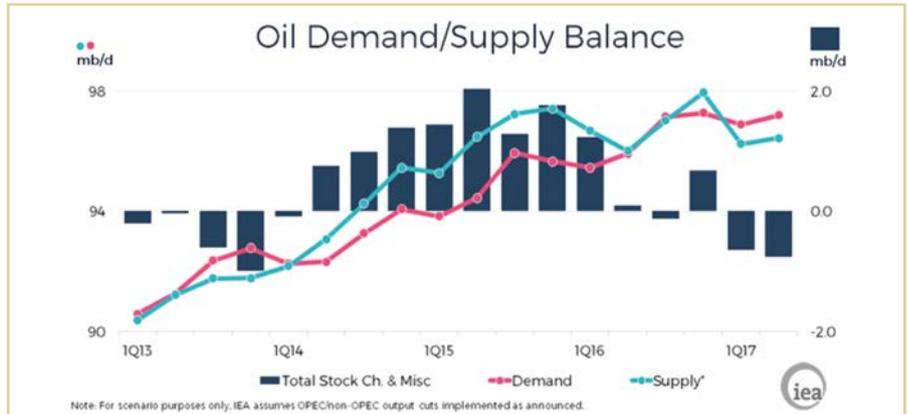


Figura 4. Previsión de evolución de precios del WTI para 2017 y 2018 según la EIA

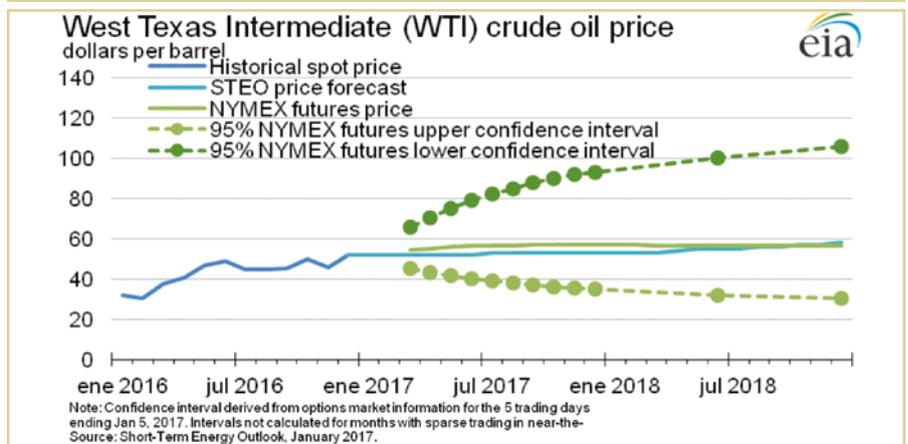
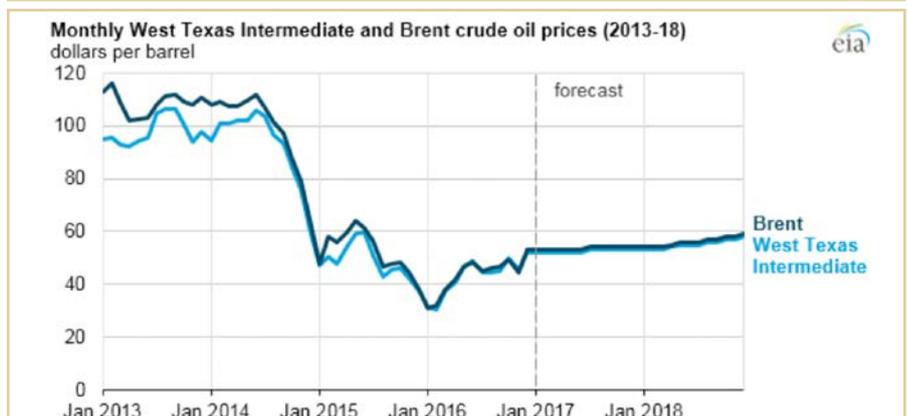


Figura 5. Previsión de evolución de precios del WTI y Brent para 2017 y 2018 según la EIA



La energía en Castilla y León

Ricardo González Mantero

Director General de Energía y Minas de la Junta de Castilla y León. Director del Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN).

Castilla y León es una Comunidad privilegiada en materia energética. Netamente exportadora de electricidad, es además un referente en el desarrollo de las energías renovables en España, a lo que se une la gran diversidad de recursos naturales que posee.

Estas características hacen que el objetivo prioritario de la Junta de Castilla y León en este campo sea el desarrollo de una política

energética que propicie el óptimo aprovechamiento de todas las capacidades del territorio autonómico y sea convergente con las políticas diseñadas para los distintos sectores de la economía, para potenciar así el fomento y desarrollo industrial, tecnológico y económico de la Comunidad.

En Castilla y León se consumen 8.939,01 kilotoneladas equivalentes de petró-

leo (ktep) anuales de energía primaria y 5.706,13 ktep de energía final.

En cuanto a las energías convencionales, los derivados del petróleo suponen el 30,55% del consumo de energía primaria, seguido del gas natural, que representan el 16,43%. Por su parte, las energías renovables ya aportan más del 30%, siendo la hidráulica y la eólica las más destacadas.

Figura 1. Diagrama de Sankey 'Energía primaria y energía final en Castilla y León'

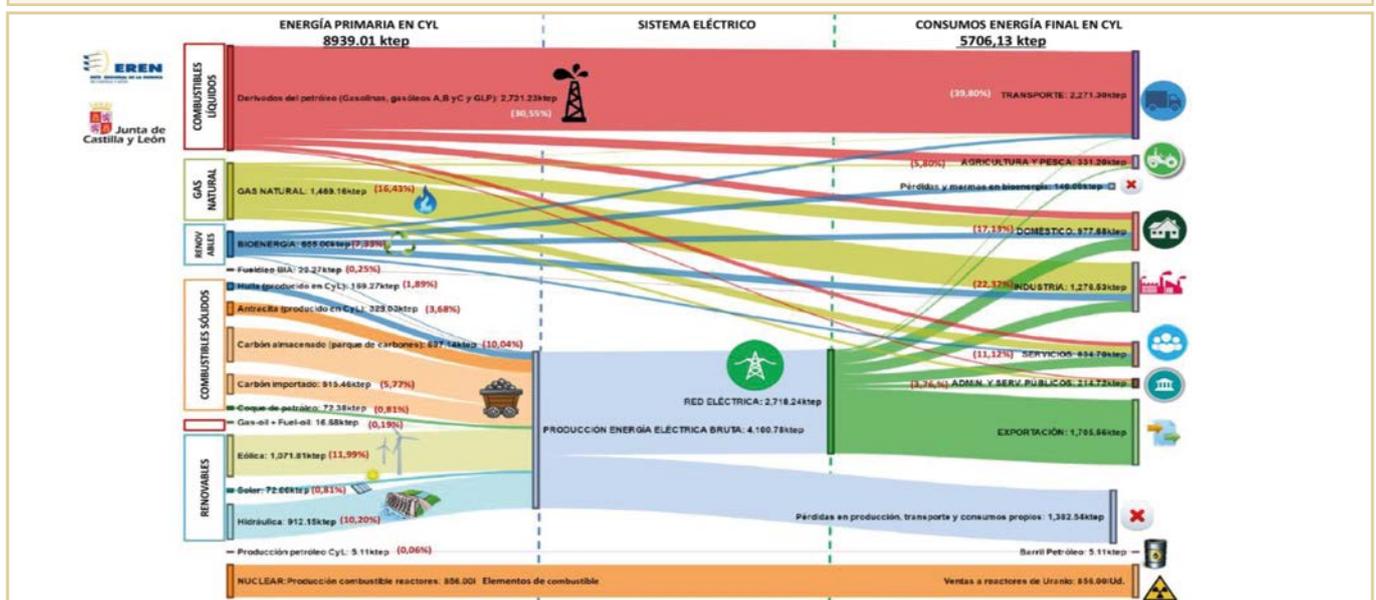
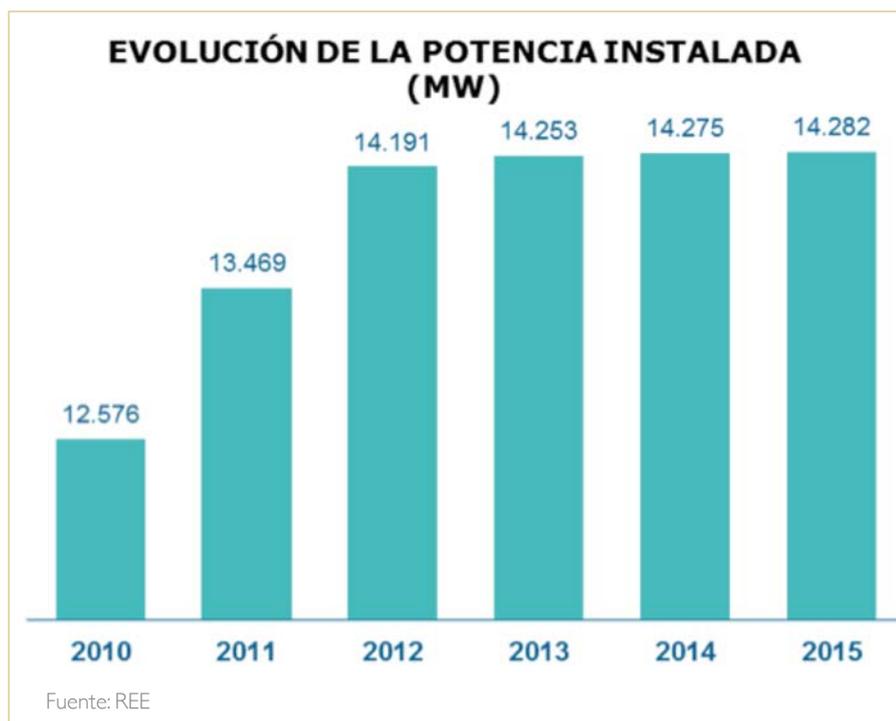


Tabla 1. Capacidad eléctrica instalada en Castilla y León. Año 2015 -. Potencia instalada (MW)

Tecnología	Castilla y León	España	% del total
Hidráulica	4.399	20.351	22
Nuclear	455	7.573	6
Carbón	2.595	10.936	24
Fuel / gas	0	2.490	-
Ciclo combinado	0	26.670	-
Hidroeléctrica	0	11	-
Eólica	5.652	23.020	25
Solar fotovoltaica	494	4.655	11
Solar térmica	0	2.300	-
Otras renovables	46	748	6
Cogeneración	641	6.714	10
Residuos	0	754	-
Total 2015	14.282	106.224	13
Total 2014	14.275	105.763	13
Δ 2015/2014	0,05%	0,44%	

Fuente: REE

Figura 2. Evolución potencia instalada (MW)

Fuente: REE

Por sectores, es en el transporte donde mayor consumo de energía final se produce, el 39,8% del total, debido al intenso movimiento de vehículos que registra Castilla y León por su extensión y su ubicación, que la convierten en territorio de paso.

Al transporte le sigue la edificación, con un consumo de energía final que supone el 28,25%; la industria, con el 22,37%; la agricultura, con el 5,80%, y las administraciones públicas, con el 3,78%.

Castilla y León es exportadora de energía eléctrica, pues se producen al año 47,6 millones de MWh y se consumen 27,85 millones de MWh, por lo que se exportan 19,75 millones de MWh anuales.

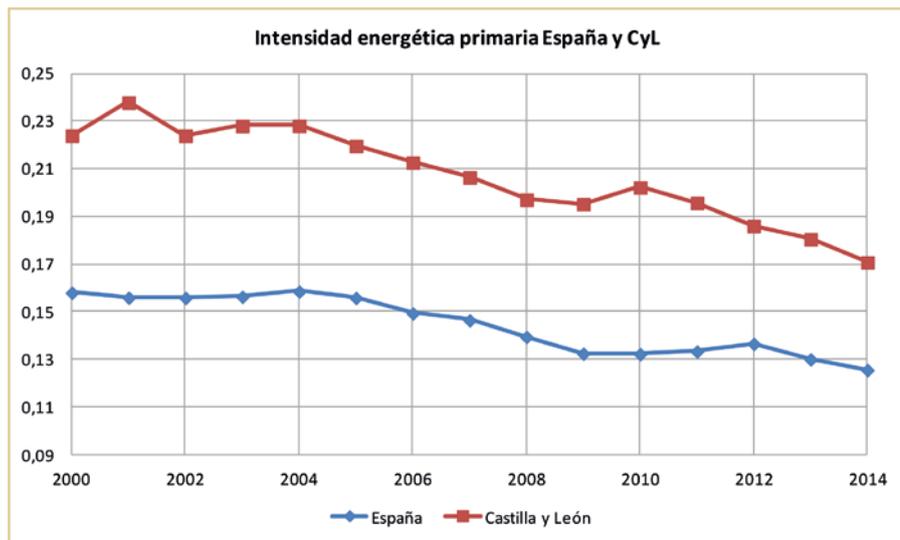
Por lo que respecta a la intensidad energética primaria, ésta ha ido bajando continuamente desde el año 2001, habiéndose producido una disminución del 28,2% entre los años 2000-2014.

Estos datos muestran la importancia que ha tenido la puesta en marcha de dos programas de ahorro y eficiencia energética, conocidos como PAEE 2002-2007 y PAEE 2008-2012. La intensidad energética de Castilla y León es superior a la de España y, sin embargo, ha seguido una senda de disminución más acentuada que la nacional.

Con la aplicación de estos programas, y después de analizar los datos de evolución del consumo energético teniendo en cuenta la coyuntura económica, podemos confirmar que en 2013 Castilla y León ha alcanzado el objetivo general marcado por la Comisión Europea de reducir en un 20% el consumo de energía en el año 2020, puesto que en ese año ya había reducido el 20,89%.

No obstante, somos conscientes de que los esfuerzos realizados deben seguir teniendo

Figura 3. Intensidad de energía primaria en España y en Castilla y León



una continuidad a lo largo de los próximos años. Así, consideramos que el porcentaje de ahorro energético en el año 2020 podría ser mayor del 30%, siempre que se aplicara una estrategia de eficiencia energética que evalúe y analice el consumo energético; establezca una metodología clara y realista para determinar la mejora de la eficiencia energética y la reducción de emisiones; fije unos objetivos alcanzables; proponga unas áreas estratégicas de actuación y unas medidas para su aplicación; identifique a los órganos gestores responsables, y finalmente programe las inversiones y defina los promotores para su ejecución.

Política Energética de la Junta de Castilla y León

La política energética está afrontando el difícil reto de continuar con la explotación de los recursos minerales energéticos y aumentar el uso de los recursos autóctonos renovables, disminuyendo el consumo energético y mejorando su eficiencia.

En este sentido se detalla la situación del sector y lo que serán las principales líneas de trabajo y actuación previstas para los próximos años.

Estrategia de Eficiencia Energética

La **Estrategia de Eficiencia Energética de Castilla y León 2016-2020** establece el programa de acciones que van a llevarse a cabo en los distintos sectores consumidores de energía, su financiación, los indicadores energéticos y su seguimiento. En ella se priorizan las actuaciones dirigidas al ahorro y eficiencia energética, que generan beneficios directamente relacionados con la reducción de costes energéticos y también medioambientales, además de su contribución a reducir la dependencia energética, y que permiten modernizar las instalaciones y crear empleo.

Estas prioridades están en consonancia con la Estrategia Europa 2020 para 'llevar a Europa hacia el camino del futuro sosteni-

nible, con una economía que genere pocas emisiones de carbono y consuma menos energía', para el crecimiento y el empleo, cuyos objetivos se enmarcan en los ámbitos del empleo, investigación y desarrollo, clima/energía, educación, integración social y reducción de la pobreza, y que exige a los Estados miembros (y sus regiones) desarrollar sus propias estrategias que favorezcan el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y sostenibilidad energética.

Para definir las líneas de actuación y los sectores en la Estrategia de Eficiencia Energética, se ha tenido en cuenta la actividad económica de la Comunidad, reflejada en diferentes parámetros significativos para cada una de las áreas: actividad industrial, sector agrario, transporte, edificación y administración local, servicios públicos y cogeneración.

Se han estudiado y diseñado los escenarios de evolución energética que previsiblemente se darán en el periodo de vigencia de la Estrategia, 2016-2020:

- Un escenario base, de comportamiento tendencial desde el año 2007, donde no se llevan a cabo nuevas políticas en materia energética, fundamentalmente en los ámbitos del ahorro y la eficiencia energética y las energías renovables.
- Un escenario real a 2014 y tendencial tanto en consumo de energía primaria como en el consumo de energía final por sectores hasta el año 2014. A partir de este momento se representa un escenario tendencial calculado con los mismos ritmos de crecimiento del escenario base.
- Y, un escenario objetivo 2020, que representa la evolución temporal del esce-

nario anterior orientado a la consecución de los objetivos de la Unión Europea.

El análisis realizado en la **Estrategia de Eficiencia Energética de Castilla y León 2016-2020** sobre la evolución del consumo energético, pone de manifiesto que, con los datos actuales, el objetivo de la UE de reducción de un 20 % en energía primaria ya ha sido satisfecho en la Comunidad, y por ello se propone en la Estrategia un nuevo objetivo de ahorro de un 10 % adicional, en el consumo de energía primaria respecto al escenario real para el año 2020.

En concreto, y si aplicamos las medidas previstas en la Estrategia, podremos alcanzar un ahorro energético del 32,45%. Con ello, en 2020 el ahorro energético sobre el consumo previsto en el escenario tendencial de 2014 alcanzará 1.114.170 tep.

La estrategia propone 33 líneas de actuación, con 79 medidas, que provocarán una

inversión inducida de 940.400.000 €, de los que 642.100.000 € (68,3 %) será inversión privada y los restantes 298.300.000 M€ (31,7 %) serán fondos públicos (parte de ella cofinanciada con fondos FEDER y con el Fondo Nacional de Eficiencia Energética).

En el **sector industrial** se fomentará la sustitución de equipos consumidores de energía por otros con la mejor tecnología disponible (MTD), se apoyará la implantación de sistemas de gestión energética y se promoverá la aplicación de modelos de servicios energéticos ofrecidos por empresas especializadas y basados en la mejora de la eficiencia energética y el ahorro, contrastados a través de contratos de ahorros compartidos. Se respaldará, además, el desarrollo de proyectos sobre el aprovechamiento gratuito de calor residual existente en las industrias para su aplicación tanto en la generación de energía eléctrica como de energía térmica.

En el **sector edificación** se actuará en cinco líneas, como la mejora del equipamiento en el sector doméstico; la mejora de la eficiencia energética en el sector residencial, con especial hincapié en la construcción y rehabilitación de edificios con las características de inmuebles de consumo casi nulo; la mejora de la eficiencia energética en edificios del sector terciario; la mejora de la eficiencia energética de los espacios comunes de los edificios mediante la utilización de ascensores de alta eficiencia energética y, finalmente, la mejora de la iluminación con la puesta en marcha de programas de sensibilización e información sobre ahorro energético y mejora de la eficiencia energética.

El **sector transporte**, principal consumidor energético en Castilla y León, focaliza acciones para el cambio modal en la movilidad de las personas y mercancías hacia sistemas más sostenibles, el uso eficiente de los medios de transporte, la mejora de la eficiencia energética de las tecnologías

Tabla 2. Reducción de energía primaria y final a 2020

OBJETIVO EEE-CyL 2016/2020		2007	2014	Objetivo 2020	
		CONSUMO ESCENARIO BASE (tep)	CONSUMO ESCENARIO TENDENCIAL DESDE 2014 (tep)	Reparto porcentual	Ahorro 2020 (tep)
Total energía primaria		14.844.158,30	11.141.654,80	10,00%	1.114.170
Generación energía eléctrica		2.522.912,68	2.045.383,02	8,83%	180.607
Consumos propios electricidad + pérdidas de transporte y distribución de energía eléctrica		2.235.375,62	1.938.492,16	9,09%	176.208
Consumo Energía final		10.085.870	7.157.780	10,58%	757.293
Sectores	AGRICULTURA	585.404	415.452	12,57%	253.500
	INDUSTRIA	2.256.317	1.601.272		
	SERVICIOS	1.121.879	796.179	8,86%	70.541
	DOMÉSTICO	1.728.105	1.226.408	5,20%	63.777
	TRANSPORTE	4.014.634	2.849.121	11,67%	332.556
	ADM Y SERVICIOS PÚBLICOS	379.532	269.347	13,66%	36.792

actuales del transporte y el fomento del uso de nuevos combustibles alternativos a la gasolina y el diésel.

La planificación de infraestructuras de transporte debe favorecer la incorporación de nuevos vehículos con tecnologías convencionales. Para ello contamos con un plan de desarrollo y utilización del vehículo eléctrico y el vehículo híbrido enchufable en la flota de la Administración de Castilla y León.

La eficiencia energética en las **entidades locales del sector de servicios públicos** la obtendremos con medidas dirigidas a mejorar las instalaciones de alumbrado exterior, a promover la sustitución de equipos consumidores de energía en depuración de aguas, recogida de basuras y edificios públicos, y la implantación de sistemas de Gestión Energética tipo ISO-50001.

En el ámbito de la **Administración Autonómica** creemos que se debe actuar des-

de una perspectiva ejemplarizante, ya que el consumo energético que genera no es especialmente significativo.

Para ello se desarrollarán líneas de trabajo como la mejora del equipamiento en los edificios administrativos, la mejora de la eficiencia energética a través de la rehabilitación de la envolvente térmica de los inmuebles, la sustitución de la iluminación interior, la implantación de Sistemas de Gestión Energética ISO-50001, la sustitución de ascensores, incorporación de variadores de velocidad, control de presencia o incorporación de iluminación led, la elaboración de guías de buenas prácticas, campañas de sensibilización entre los empleados públicos y otras de formación para responsables de mantenimiento de los edificios de nuestra administración.

En esta política de eficiencia energética, consideramos la **I+D+i** un área de actuación transversal a todas las demás, pues

en Castilla y León existe un importante potencial investigador con varios Grupos de Investigación adscritos a las universidades públicas, que están trabajando en líneas relacionadas con la eficiencia energética, y que permitirán apoyar la aplicación de soluciones técnicas innovadoras en los distintos sectores para contribuir a la reducción del consumo energético.

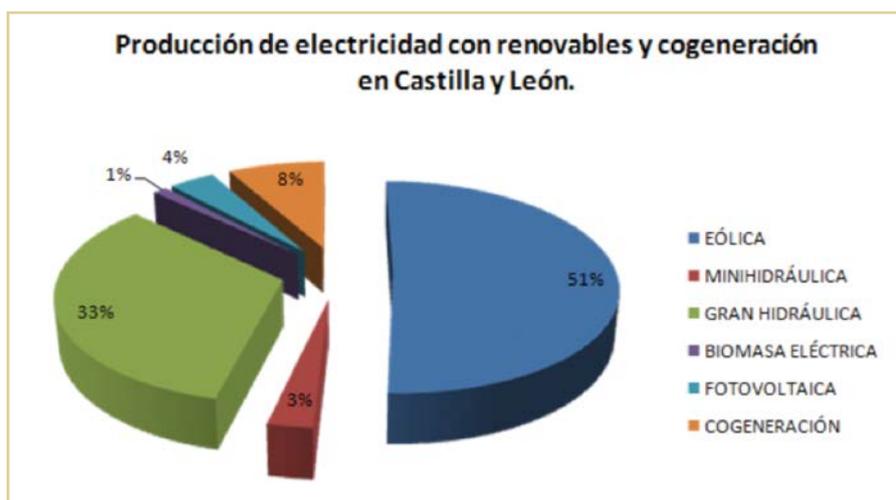
El estado de la cogeneración

Por lo que respecta a la cogeneración, en Castilla y León hay instalados 478,82 MW en 74 plantas de diferentes tecnologías.

En el año 2015, último ejercicio con cifras definitivas, las plantas de cogeneración instaladas en la Comunidad produjeron 1.995.906 MWh/año de energía eléctrica, de la que se incorporó a la red 1.792.000 MWh y 2.048.000 MWh al año de energía térmica. La contribución a la producción de energía eléctrica es del 8%.

Tabla 3. Plantas de cogeneración operativas en por tipo de tecnología y provincia

PROVINCIA	CICLO COMBINADO		MOTOR		TURBINA DE GAS		TURBINA DE VAPOR		TOTAL	
	Nº	P (kW)	Nº	P (kW)	Nº	P (kW)	Nº	P (kW)	Nº	P (kW)
ÁVILA										
BURGOS	3	101.724	9	61.583	3	17.601	1	6.500	16	187.408
LEÓN			14	41.867			1	12.800	15	54.667
PALENCIA	1	34.950	6	15.705	1	8.866			8	59.521
SALAMANCA			4	6.329	1	24.750			5	31.079
SEGOVIA			7	23.510					7	23.510
SORIA	1	22.900	2	1.500					3	24.400
VALLADOLID	1	46.000	13	23.956	1	6.000			15	75.956
ZAMORA			4	9.330			1	12.950	5	22.280
TOTAL	6	205.574	59	183.780	6	57.217	3	32.250	74	478.821

Figura 4. Producción de energía con renovables y cogeneración en Castilla y León**Tabla 4. Producción de energía eléctrica y energía térmica**

PROVINCIA	Nº	Potencia instalada (kW)	Energía eléctrica vendida (MWh)	Energía térmica generada (MWh)
AVILA	0	0		
BURGOS	16	187.408		
LEÓN	15	54.667		
PALENCIA	8	59.521		
SALAMANCA	5	31.079	1.792.000	2.048.000
SEGOVIA	7	23.510		
SORIA	3	24.400		
VALLADOLID	15	75.956		
ZAMORA	5	22.280		
TOTAL AÑO 2015	74	478.821	1.792.000	2.048.000
TOTAL AÑO 2014	75	494.320	1.133.400	1.442.776
Variación 2014-2015 (%)	-1,33	-3,14	58,11	41,95

Los cambios regulatorios han supuesto una reducción importante tanto en la potencia instalada como en la generación de energía, pasando en la última década de 539,76 MW de potencia instalada y 3.079.4978 MWh producidos a 478,8 MW de poten-

cia instalada y 1.995.906 MWh de energía eléctrica generada.

El 35 % de la potencia instalada (165,2 MW) en las plantas de cogeneración tiene una antigüedad de 15 años o más y el 23%

(107,6 MW) de entre 10 y 14 años, por lo que un porcentaje alto de las instalaciones han alcanzado o están a punto de alcanzar el final de la vida útil. Para mantener estos equipos en funcionamiento al menos durante la vida útil regulatoria establecida por la Orden IET/1045/2014 de 25 años, será necesario realizar inversiones de renovación que se estiman en 105 M€.

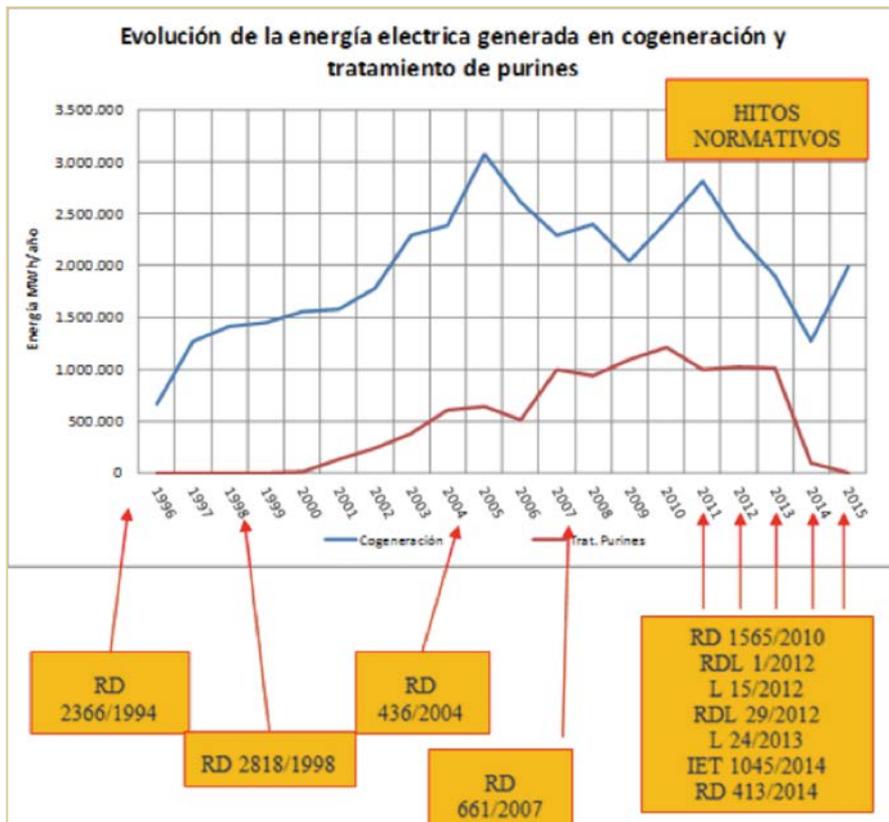
Dado que la rentabilidad de las instalaciones es muy baja, es previsible que muchas cogeneraciones decidan dejar de funcionar (como ya lo han hecho algunas) en el momento que tengan que afrontar las fuertes inversiones que requieren para prolongar la vida útil. Por ello, creemos necesario que se habiliten líneas de subvenciones (Plan Renove de cogeneración), de financiación o retribución adicional que fomenten la renovación de las cogeneraciones existentes, prolongando los beneficios medioambientales y sociales para los que fueron concebidas, pudiéndose utilizar los fondos económicos de los que se nutre el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

OPTE, una plataforma para la gestión y optimización de los suministros energéticos de la administración de Castilla y León

Como parte de la labor ejemplarizante sobre la importancia del ahorro energético que corresponde a las administraciones, esta iniciativa busca contener y reducir el gasto en todos los servicios públicos, considerando prioritaria la gestión y optimización de los suministros energéticos.

Para ello, se ha desarrollado una plataforma informática denominada OPTE - **Gestión y Optimización de los Suministros Energéticos de la Administración de Castilla y León**-, a través de la cual se realizan la gestión y optimización de los contratos

Figura 5. Hitos normativos y evolución de la energía eléctrica generada



ahorro de tres millones de euros al término de 2016 en las facturas de electricidad y gas.

Las Energías Renovables

Castilla y León afronta el reto de ser una referencia nacional en energías renovables. En **solar térmica**, cuenta con una capacidad instalada superior a los 170.000 m² (en el entorno de 70 m²/1.000 habitantes), situándose entre las primeras comunidades autónomas de España en datos *per cápita*.

Principalmente las instalaciones se destinan a la producción de agua caliente sanitaria en viviendas, tanto unifamiliares como comunidades de vecinos, hoteles, etc., no habiéndose detectado el aumento de la capacidad instalada como consecuencia de la obligatoriedad de su ejecución en las viviendas de nueva construcción establecida por la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación (CTE).

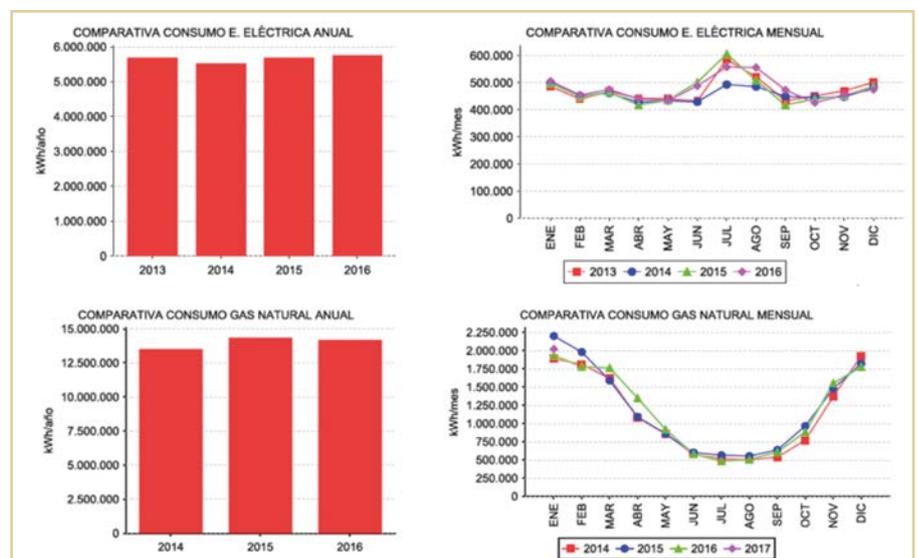
Si bien los ratios *per cápita* en Castilla y León son superiores a la media española, ciertos aspectos merecen una especial considera-

eléctricos y de gas natural de 1.700 edificios de la Administración Autónoma (hospitales, centros de salud, centros educativos y de servicios sociales), cuya aplicación estamos extendiendo a otras instituciones.

Los datos obtenidos son concluyentes para la posterior revisión de los contratos de suministros. Prueba de ello es que desde 2015 se ha reducido en 2.200.000 € anuales el recibo eléctrico sólo en concepto de costes fijos.

Además, este mejor conocimiento de las necesidades energéticas reales de los centros de trabajo de la Administración ha impulsado el Sistema de Adquisición Centralizada en materia de energía, por el que se prevé un

Figura 6



ción. Así, el sector se encuentra ante el reto de mejorar la operabilidad de las instalaciones, reducir las labores de mantenimiento, cuidar su diseño y ejecución, rehabilitar las instalaciones ejecutadas con insuficiente celo al amparo del CTE e introducirse en el sector industrial, todo ello sin descuidar nuevas aplicaciones y sectores, así como la utilización de nuevos materiales, y teniendo en cuenta la aparición de nuevas energías renovables sustitutorias.

Respecto a la tecnología **fotovoltaica**, la potencia instalada se cifra en más de 520 MWp (casi 210kWp/1.000 habitantes), manteniéndose en los cinco primeros puestos en el ámbito nacional. Al igual que en el resto de España, la mayor parte de esa potencia corresponde a grandes instalaciones puestas en marcha hace ya casi diez años, si bien cada vez es más creciente el interés de empresas y particulares por su utilización en forma de autoconsumo, dada la gran bajada de precios de los módulos fotovoltaicos, su excepcional capacidad de integración arquitectónica, la facilidad de acceso al recurso solar y la entrada en vigor de la normativa que regula su ejecución.

Castilla y León ha participado activamente en el apoyo al autoconsumo mediante tecnología fotovoltaica, siendo el último ejemplo de ello nuestra contribución a la web Autoconsumo al Detalle, desarrollada por EnerAgen.

En **bioenergía** contamos con 55 MW instalados de biomasa eléctrica en una veintena de instalaciones, entre las que destacan las plantas de Briviesca de residuos agrícolas; de la Ciudad del Medio Ambiente de residuos forestales (Soria); o la de biogás de Enusa, en Juzbado (Salamanca). Esto ha supuesto una inversión de 100.000.000€, 550 empleos y el aprovechamiento de 500.000 toneladas de diferentes tipos de biomasa (fracción orgánica de RSU, biomasa forestal, restos agrícolas, etc.) cada año.

Figura 7. Energía Solar Térmica en Hospitales Públicos



Figura 8. Central de Biomasa para uso eléctrica en Briviesca (Burgos)



La potencia térmica instalada es de 600MWt térmicos con miles de instalaciones que han supuesto inversiones por valor de 150.000.000€, 600 empleos y que movilizan 125.000 toneladas anuales de biomasa (principalmente biomasa forestal en forma de pélet, astilla y leñas).

La biomasa térmica ha experimentado también un desarrollo tecnológico y comercial muy relevante, siendo su principal nicho de mercado la sustitución de calefacciones obsoletas, normalmente basadas en carbón, gasóleo y electricidad, así como el calor industrial. De hecho, en Valladolid se realiza

Figura 9. Construcción de parque eólico



Figura 10. Minicentral en el Río Bernesga (León)



la feria nacional más importante del sector. La disminución de las tradicionales ayudas públicas a la compra de calderas se ha sustituido por una mayor oferta y unos precios más contenidos en equipos y combustibles, que ha animado a muchos particulares y empresas a implementar esta tecno-

logía durante la presente década, si bien en los últimos dos años también ha influido en contra el bajo precio del gasóleo.

Además, se ha incrementado la producción de pelets hasta una capacidad cercana a las 300.000 toneladas anuales, si bien las fá-

bricas dependen en parte de exportaciones fuera de la Comunidad, ya que el aumento del consumo es lógicamente más lento que el de la fabricación.

Con todo ello, se ha facilitado el cumplimiento del Plan de la Bioenergía de Castilla y León, vigente hasta 2020, especialmente en los apartados de fabricación de biocombustibles y usos térmicos, y avanza con algo más de retraso en generación eléctrica y consumos en transporte.

Dentro de la tecnología **eólica**, Castilla y León cuenta con casi 5.600 MW operativos, a los que hay que añadir más de 1.000 MW con autorización administrativa, siendo la Comunidad con mayor potencia instalada en España y entre las primeras de Europa. Esto se debe no sólo a la existencia de un recurso eólico muy importante, o una de las mejores infraestructuras eléctricas nacionales, sino también a la colaboración entre diferentes departamentos autonómicos, Red Eléctrica Española, las distribuidoras, la industria autonómica de fabricación y los promotores eólicos.

En relación con la capacidad **hidráulica** instalada, con 4.318 MW de grandes centrales y cerca de 260 MW operativos en 200 minicentrales, la Comunidad es una de las principales productoras del país, si bien en el futuro no se espera el desarrollo de muchos nuevos proyectos hidroeléctricos debido a la regulación eléctrica, al fuerte condicionamiento ambiental y a la protección fluvial. Pese a ello, hay en trámite importantes proyectos de centrales de bombeo asociadas a depuración de aguas.

Desde el año 2009, estamos experimentando un importante crecimiento de la **geotermia**, con una potencia térmica instalada de más de 8 MWt. La tecnología más extendida es la bomba de calor geotérmica con intercambiadores cerrados verticales, con casi tres cuartas partes de la capacidad instalada.

Y por último, existe una presencia residual de la **hidrotermia** (10%) y se han detectado recursos hídricos de baja temperatura susceptibles de aprovechamiento, entre los que cabe destacar en Villalonquéjar un sondeo profundo con agua a 85 °C, y sondeos con temperaturas entre 25 y 30 °C en el sur de la provincia de León.

La situación eléctrica de los últimos años. Las expectativas

La instalación de nueva capacidad de producción eléctrica en Castilla y León mediante renovables ha sufrido una importante disminución en los últimos años, especialmente relevante desde 2013, cuando se

modificó la regulación del régimen económico para las nuevas plantas.

Como consecuencia del Real Decreto 413/2014 se establece un régimen económico para las nuevas instalaciones basado en un sistema de subastas de capacidad instalada sin ninguna referencia a su emplazamiento. La primera de ellas, de 500 MW eólicos y 200 MW de biomasa, fue resuelta hace algo más de un año, sin conocerse con certeza si supondrá o no nuevas inversiones en Castilla y León.

Recientemente, el Gobierno central ha sometido a información pública el borrador de una nueva convocatoria de subasta techno-

lógicamente neutra según el Ministerio para 3.000 MW nuevos vinculados a los objetivos en renovables para 2020.

El objetivo es que, en un plazo relativamente corto, pueda adjudicarse la potencia en base a la rebaja de la retribución a la inversión.

El diseño de subasta no toma en consideración la mayor o menor gestionabilidad de la producción eléctrica, el coste de transporte, reducción de altos precios en un *pool* marginalista, la rebaja de emisiones, empleo o de capacidad industrial y empresarial que unos determinados proyectos o tecnologías pueden aportar frente a otros.

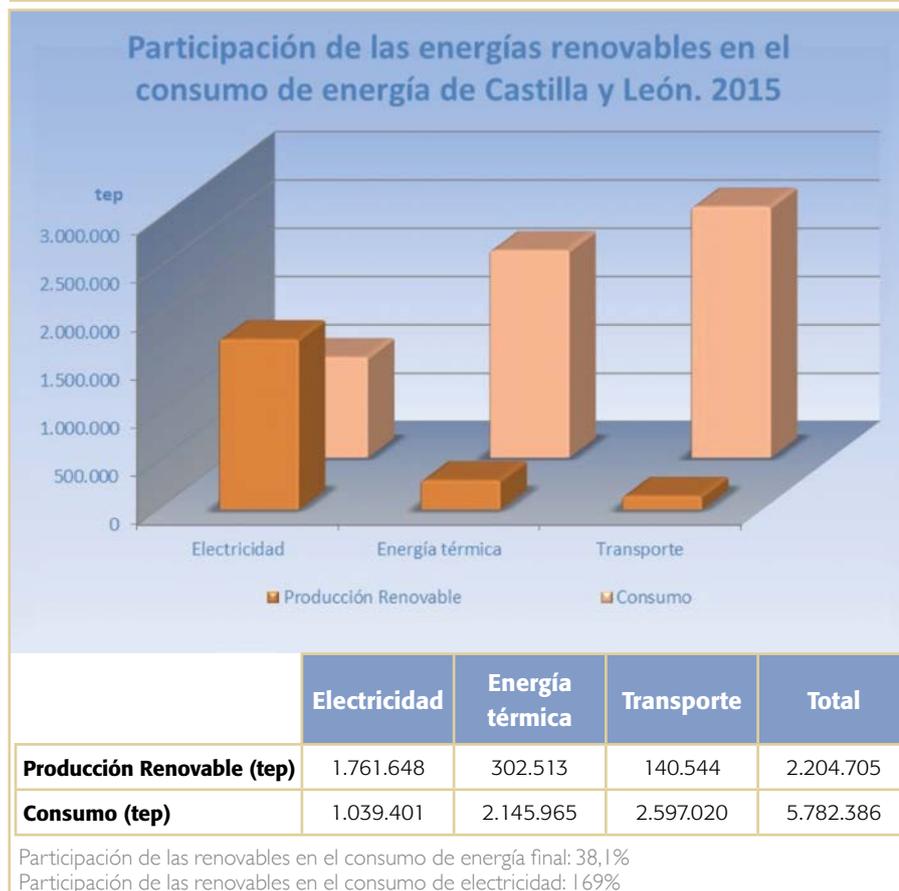
El diseño de la subasta, por los valores elegidos en los parámetros de comparación, perjudica de facto a tecnologías como la biomasa, dificultando el uso de un recurso que Castilla y León posee en abundancia. Aún así, en energía eólica ofrece la posibilidad de poner en valor el trabajo administrativo avanzado en estos últimos años.

Aspectos empresariales, laborales e industriales

Castilla y León ha aprovechado las oportunidades de desarrollo industrial y empresarial que en estos últimos veinte años le ha ofrecido el sector renovable. Prueba de ello son los varios miles de personas que han estado trabajando en el sector eólico, fotovoltaico o solar térmico.

Actualmente, pese al declive generalizado a nivel nacional del empleo en este sector, en Castilla y León quedan importantes referencias industriales como Vestas, LM o Gamesa, así como otras empresas cuya actividad ya no solo se circunscribe a la Comunidad, sino que en muchos casos se ha trasladado fuera de España.

Figura 11.



Por otra parte se observa con interés la adquisición de maquinaria de producción fotovoltaica por determinados grupos empresariales, que ven en el autoconsumo y la construcción de grandes plantas una nueva oportunidad para esta tecnología.

Tenemos también que poner en valor el incremento registrado en los últimos años respecto a las capacidades y profesionalidad de las empresas, tanto de instalación, como de operación y mantenimiento, sin las cuales sería imposible plantearse a futuro un desarrollo equilibrado de estas tecnologías.

Actuaciones públicas

La Comisión Europea publicó a finales de 2016 un nuevo paquete de medidas sobre energía, en el que se incluye, entre otras, la propuesta de una nueva Directiva sobre Energías Renovables que marcará la senda a seguir por los Estados miembros en la próxima década.

Como elementos a valorar se situarían el incremento previsto de la participación de las renovables, su interés por mantener un acceso a las renovables transparente, no discriminatorio y con plazos administrativos adecuados así como la relevancia dada al autoconsumo o el aumento propuesto para el desarrollo de usos térmicos de las renovables.

Sin embargo, la eliminación de la prioridad de acceso y despacho de la electricidad generada mediante tecnologías renovables podría generar problemas en el futuro en el desarrollo de este tipo de tecnologías.

Por otra parte la ausencia de objetivos vinculantes para los Estados miembros podría tener un efecto desincentivador respecto a su compromiso con el sector, dificultando así el cumplimiento de los objetivos marcados para toda la Unión.

Por parte del Gobierno de España, también se están articulando algunas medidas de apoyo como el actual programa orientado a grandes instalaciones térmicas o la previsión de uso de Fondos FEDER en este sector, lo cual supone una oportunidad de captación de inversiones para Castilla y León.

La Administración Autonómica ha sido durante todos estos años muy proactiva en la potenciación de las energías renovables. Ejemplo de ello son la dotación de energía solar a la gran mayoría de hospitales y residencias juveniles públicas, el desarrollo de redes de calefacción con biomasa como las de Cuéllar (Segovia), la Universidad de Valladolid o Soria, la implicación en instituciones y asociaciones sectoriales tanto nacionales (Consejos Consultivos de la CNMC, EnerAgen, ASIT, UNEF o APPA) como internacionales (Fedarene o Comité de las Regiones) o el desarrollo de planificación específica (planes solares, eólicos o de bioenergía).

Centrándonos en las iniciativas actuales cabría destacar:

- Que en los próximos años, la Consejería de Economía y Hacienda destinará más de 12.000.000 €, cofinanciados con FEDER, al programa de ayudas para las tecnologías renovables, principalmente en su vertiente térmica.
- Se intensificará la presencia exterior, por medio del Ente Regional de la Energía (EREN), que ha accedido a la Vicepresidencia para renovables térmicas dentro de la Asociación Europea de Agencias Energéticas (FEDARENE), y está presente en la Plataforma europea de especialización inteligente para energía, liderando junto a una región finlandesa el grupo temático de bioenergía de reciente creación.

- El trabajo metodológico específicamente desarrollado para el impulso al uso térmico de los recursos energéticos renovables, financiado por el proyecto europeo RES HC Spread.

Este trabajo ha permitido cuantificar geográficamente desde diferentes puntos de vista (energético, económico, ambiental o laboral) y mediante la elaboración de diferentes escenarios las consecuencias de la mayor o menor penetración de las distintas tecnologías renovables térmicas. Igualmente ha incluido un análisis de las problemáticas específicas del sector y sus posibles soluciones, así como una previsión de los objetivos y sus resultados.

Destacar que en el proceso de redacción se han considerado los criterios de los consumidores y la aportación de un relevante número de profesionales, empresas, asociaciones y entidades con los que se han mantenido diferentes reuniones de trabajo.

- Se considera de enorme importancia el desarrollo del autoconsumo eléctrico, y en ese sentido participamos muy activamente en el grupo de trabajo creado en EnerAgen cuyas actuaciones procuran la difusión, apoyo e impulso de sus beneficios.

Una de las primeras iniciativas en este sentido es el portal 'Autoconsumo al detalle', que define una postura institucional común de apoyo por parte de las comunidades autónomas y entidades locales asociadas y ofrece información exhaustiva, práctica, veraz, homogénea y consensuada, al margen de diferencias ideológicas o sectoriales.

Las Infraestructuras de Transporte y Distribución de Electricidad y Gas Natural

Castilla y León tiene una potente infraestructura de transporte y distribución de su-

ministros energéticos, interconectada con las redes de ámbito peninsular, con capacidad de adaptación a las necesidades de la demanda, y que permite garantizar la seguridad y calidad del suministro energético, de electricidad de gas, así como atender las necesidades energéticas tanto domésticas como industriales.

Uno de los grandes objetivos del Gobierno Autónomo es continuar potenciando las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución, para lo que hemos previsto un importante desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, a través de actuaciones con Red Eléctrica de España en el marco del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte para el periodo 2015-2020.

La Comunidad, por su situación geográfica en el centro de la Península Ibérica, tiene una **red de transporte eléctrico** muy extensa, tanto en 400 como en 220 kV, destacando los grandes ejes transversales que la cruzan en sentido suroeste-nordeste, para conectar las centrales hidroeléctricas de los Arribes del Duero con el País Vasco; en sentido noroeste-sureste, para conectar los saltos de la cuenca del Miño-Sil y las centrales térmicas de León, Asturias y Galicia con Madrid; y en sentido oeste-este, para conectar las térmicas de León y Palencia con la nuclear de Garoña y el País Vasco; todos ellos interconectados a través de importantes subestaciones como La Mudarra, Tordesillas, Grijota, Herrera, La Robla, Montearenas y La Lomba.

El desarrollo de estas infraestructuras de transporte es imprescindible tanto para reforzar la calidad, fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico de los consumidores, como para proporcionar una mayor eficiencia y competitividad al mercado eléctrico nacional, mediante la resolución de restricciones técnicas de red, la evacuación de ge-

Figura 12. Infraestructuras planificadas 2015-2020

Infraestructuras planificadas 2015-2020		
Subestaciones	400 kV	220 kV
Nuevas posiciones	36	22
Ramas [km de circuito]	400 kV	220 kV
Línea	9	89
Cable subterráneo	-	-
Repotenciación / Incremento capacidad	191	157
Transformación [MVA]		
400/220 kV		800
Compensación [Mvar]	400 kV	220 kV
Reactancias	300	-

neración de origen renovable, la conexión de instalaciones de almacenamiento por bombeo, el apoyo a las redes de distribución locales y el desarrollo de la red ferroviaria de alta velocidad hacia Galicia, Asturias, León, Zamora, Salamanca y Burgos.

Para el periodo 2015-2020 están previstas 36 nuevas posiciones en subestaciones de 400 kV y 22 de 220 kV, 800 MVA más de transformación 400/220 kV y 300 MVar de compensación, 89 km de nuevas líneas de 220 kV, y la repotenciación de 191 km de líneas de 400 kV y 157 km de 220 kV, con una inversión estimada de 138 millones de euros.

Continuaremos apoyando el desarrollo de la **red de distribución de energía eléctrica** y el fortalecimiento de la misma, especialmente en áreas rurales, de manera que permita mejorar la calidad de suministro a los consumidores locales y satisfacer las nuevas demandas. La principal empresa distribuidora en Castilla y León es Iberdrola con el 75 % del mercado, seguida de Unión Fenosa con un 15%. Las otras dos grandes distribuidoras presentes en la Comunidad

son Endesa y Viesgo, a las que se suman más de 40 pequeñas distribuidoras de ámbito local.

En cuanto a las **redes de transporte de gas natural** que discurren por la Comunidad, se encuentran conectadas a la red básica nacional de gasoductos e infraestructuras. Esta red de transporte conecta a su vez con la red de distribución, que es la que finalmente se encarga del suministro a los consumidores, ya sean industriales o domésticos.

En la red de transporte primario que discurre por la Comunidad (con forma de H), destacan como principales ejes el gasoducto de la Ruta de la Plata, Asturias - León-Zamora - Salamanca; gasoducto Burgos - Aranda de Duero - Madrid; gasoducto Burgos - Palencia - Valladolid y el eje transversal Zamora - Aranda de Duero - Soria.

Esta red se complementa con la de transporte secundario para abastecimiento en sus radios de acción, destacando los gasoductos La Robla - Guardo, Salamanca - Peñaranda; Soria - Ágreda; Medina del

Campo - Arévalo-Sanchidrián; Segovia - Ávila; y Briviesca - Belorado.

Y respecto a las **redes de suministro de gas**, pretendemos seguir incrementando las poblaciones que cuentan con gas canalizado. Actualmente se encuentran gasificados aproximadamente 165 municipios, que incluyen todas las poblaciones importantes de la Comunidad, la mayoría con gas natural (unos 135 municipios), y el resto con gas propano canalizado. En Castilla y León operan fundamentalmente dos distribuidoras de gas natural, Gas Natural Fenosa, la más extendida, y Redexis Gas. En conjunto, disponen de unos 400.000 puntos de suministro y unos 4.500 kilómetros de redes de distribución.

El desarrollo actual del sector de la distribución de gas natural, pasa por las plantas de gas natural licuado (GNL), apuesta principal de las distribuidoras de gas natural en la actualidad, en particular en Castilla y León, dada la extensión geográfica y la densidad de población que caracterizan este territorio.

La apuesta por el carbón

En Castilla y León el carbón es un sector estratégico desde el punto de vista energético y económico, con una importancia primordial para el desarrollo de sus comarcas y, por ello, se trabaja en defender y reforzar la actividad de esta minería.

Contamos con el **Plan de Dinamización Económica de los Municipios Mineros** que contempla, entre otras, medidas vinculadas a la explotación actual de los recursos endógenos, mineros, partiendo de la convicción de que la minería del carbón puede ser una actividad rentable. Esta rentabilidad no sólo depende de la propia actividad productiva, sino también de la evolución de los

precios del carbón, teniendo en cuenta la evolución de la demanda a nivel mundial.

La Junta de Castilla y León también apoya el carbón por su condición de recurso **estratégico**, fundamental para asegurar el abastecimiento energético de España, especialmente por la elevada dependencia exterior de nuestro país desde el punto de vista de los suministros energéticos, pero también por el horizonte temporal estimado para las reservas de carbón.

El carbón, y especialmente el nacional, es capaz de aportar una estabilidad de precios al mercado eléctrico, que se pone especialmente de manifiesto en episodios de frío intenso y baja producción eólica e hidráulica, como el que se produjo en enero de este año 2017.

Castilla y León contempla para la minería del carbón diversas propuestas en su **Estrategia de Recursos Minerales 2016-2020** y en el citado Plan de Dinamización Económica de Municipios Mineros. Entre ellas, destacamos las siguientes:

La **modificación de la Decisión 2010/787/UE en lo relativo a la devolución de las ayudas. La Decisión 2010/787/UE del Consejo, relativa a las ayudas** estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas, estableció un nuevo marco destinado específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de explotación, prorrogando hasta 2018 la posibilidad de que los Estados miembros concedan ayudas para cubrir costes relacionados con el carbón destinado a la producción de electricidad, si bien en un contexto regresivo de las ayudas a conceder, y siempre bajo la hipótesis del cierre a 31 de diciembre de 2018 de las minas de carbón no competitivas receptoras de ayudas.

Las unidades extractivas que hayan alcanzado condiciones de competitividad en el horizonte temporal de 2018 podrán seguir funcionando después de la fecha establecida en la Decisión, pero devolviendo las ayudas al cierre percibidas al amparo de esta normativa europea.

En España, las unidades de explotación a cielo abierto recibieron ayudas sólo hasta el año 2014, y por cuantías muy reducidas en los años 2013 y 2014. Y las han recibido de nuevo en 2016, mediante una convocatoria adicional ligada al mantenimiento de bajos precios del carbón en el mercado internacional. Además, algunas de las explotaciones de interior están consiguiendo mantenerse pese a la extrema reducción de las ayudas percibidas en relación a 2011, lo que podría hacer que lleguen en situación de competitividad sin apoyos a 2019. En esas circunstancias, parece poco razonable obligar a cesar la producción o devolver las ayudas si se quiere continuar la actividad, especialmente si es esa devolución la que podría hacer inviable la rentabilidad de las explotaciones que lleguen operativas a 2019.

Por estas razones, en Castilla y León abogamos por la modificación de la Decisión en consonancia con la postura defendida ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, para que las unidades rentables sin ayudas en 2019 no se vean obligadas a devolver las que han percibido.

Esa modificación permitiría cambiar el Plan de Cierre presentado por España y aprobado por la Comisión Europea, que actualmente incluye necesariamente a todas las explotaciones existentes, ya que es la única posibilidad de legalizar las ayudas percibidas desde 2011.

Consideramos también primordial la **sustitución del mecanismo establecido en**

el Real Decreto 134/2010 en lo relativo al incentivo al consumo de carbón autóctono.

El 1 de enero de 2015 finalizó la vigencia del Real Decreto 134/2010, que establecía el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, contemplando el Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018 su sustitución por otro procedimiento que garantice la participación del 7,5% del carbón nacional en el *mix* de generación eléctrica medido en términos anuales.

El Ministerio del ramo comenzó la tramitación de un procedimiento vinculado al

mecanismo de pagos por capacidad de generación, ideado para condicionar la ayuda a la inversión a la compra de carbón autóctono adaptándose a los requerimientos de la Directiva de Emisiones Industriales. Sin embargo, el procedimiento no ha avanzado y sigue siendo preciso establecer un mecanismo que corrija la sustitución del carbón nacional por importado u otros combustibles en las centrales térmicas ubicadas en las cuencas mineras, que además garantice el uso en determinadas cuantías de carbón autóctono para generación eléctrica.

Es necesario crear un escenario de estabilidad de contratos de suministro entre eléctricas y mineras, que aporte horizontes claros

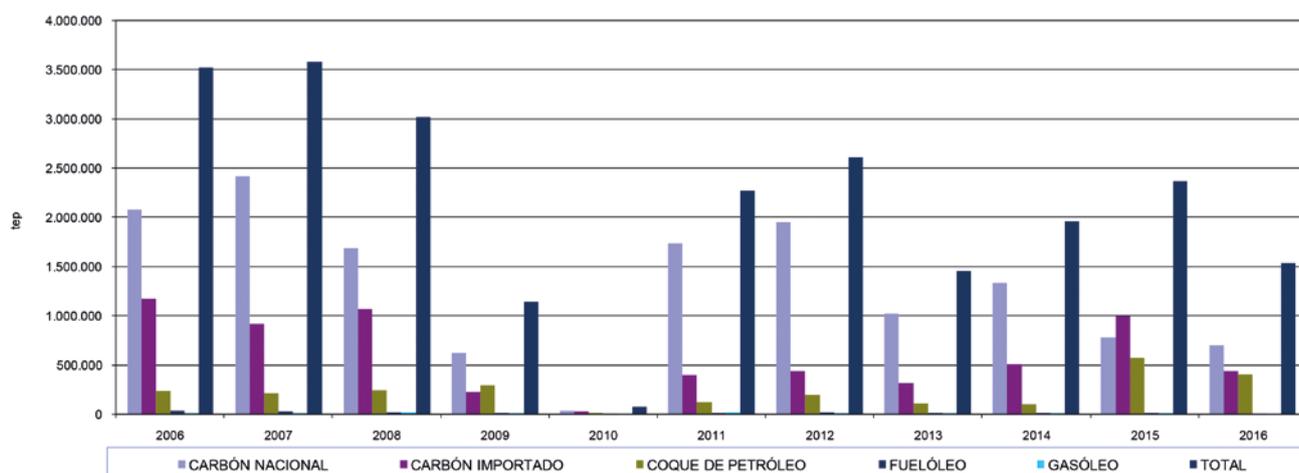
de planificación minera. Para ello, sería preciso establecer una nueva **obligación de servicio público**, similar a la ligada al RD 134/2010. Esto tiene la dificultad de poder ser considerada como ayuda de Estado, dependiendo del precio internacional del carbón y del precio del *pool* eléctrico, además de que el Gobierno en 2010 se comprometió a no prorrogar a partir del 2014 ese Real Decreto y a no dictar una norma equivalente. Pero en el marco de ausencia de ayudas desde 2018 es una alternativa a analizar y negociar con la Comisión Europea.

Además, proponemos la **bonificación fiscal al carbón europeo o 'céntimo verde'**, pues con independencia de la garantía

Figura 13.

EVOLUCIÓN 2006-2015 DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LAS CENTRALES TÉRMICAS (tep)

	CARBÓN NACIONAL	CARBÓN IMPORTADO	COQUE DE PETRÓLEO	FUELÓLEO	GASÓLEO	TOTAL
2006	2.079.980	1.169.834	235.983	29.447	12.642	3.527.885
2007	2.413.838	918.471	210.434	28.977	13.724	3.585.443
2008	1.686.097	1.072.157	237.489	13.957	14.360	3.024.061
2009	615.640	222.426	291.090	5.938	9.358	1.144.452
2010	35.509	27.461	7.561	1.292	3.473	75.295
2011	1.736.833	389.769	118.549	9.838	15.100	2.270.089
2012	1.954.957	436.100	192.882	13.462	12.422	2.609.823
2013	1.021.918	314.402	102.067	9.786	9.301	1.457.474
2014	1.337.286	508.485	98.735	8.014	8.628	1.961.148
2015	781.188	999.609	572.784	9.454	7.840	2.370.876
2016	697.526	435.095	397.802	4.850	2.208	1.537.482



de suministro, pero íntimamente vinculada a la misma, defendemos la necesidad de bonificar el carbón autóctono frente al de importación, estableciendo una bonificación del 80%, o bien un tipo reducido de 0,13 €/Gigajulio, para el carbón que cumpla los requisitos medioambientales y laborales que se exigen en la Unión Europea.

Queremos impulsar la creación del **'sello de calidad del carbón'** como parte de las medidas y acciones políticas y legislativas necesarias para cumplir el mandato del Parlamento Europeo a la Comisión sobre el sello de calidad para el carbón autóctono, que ayude a blindar el consumo del mineral propio frente al de importación.

Es además muy importante adoptar **medidas de apoyo a las inversiones de las centrales térmicas**, dando cumplimiento a la Directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales, para asegurar que las emisiones a la atmósfera de las grandes instalaciones de combustión térmicas no superen los valores límite que fija.

El Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras 2013-2018 dispone la puesta en marcha de mecanismos de apoyo a las compañías eléctricas

para que realicen las inversiones medioambientales con el fin de adaptar las centrales de carbón a las exigencias de la Directiva, lo que incidirá en el mantenimiento de una industria competitiva del carbón que asegure la seguridad de suministro y que los mecanismos de apoyo vayan vinculados a compromisos de compra a las empresas mineras por parte de las eléctricas. Consideramos que este mecanismo debe ser un pago por capacidad basado en razones de seguridad de suministro energético.

En cuanto a las medidas para garantizar que el cierre de las unidades de producción no competitivas sea ordenado, es fundamental una adecuada gestión de las líneas de ayuda previstas en la Decisión 2010/787/UE y en el Marco de Actuación 2013-2018 para cubrir los costes excepcionales del cierre –desde la perspectiva medioambiental–, y para financiar los procesos de reducción de plantillas de las unidades de producción de carbón que cierren –desde una óptica social–.

Estas ayudas podrán complementarse con la financiación del Fondo Europeo de Ayuda a la Globalización, instrumento para fomentar un crecimiento económico inteligente, integrador y sostenible, así como el empleo sostenible en la Unión Europea, apoyando

a los trabajadores despedidos y a los empleados por cuenta propia que cesan en su actividad laboral como consecuencia de los cambios estructurales originados por la globalización, o a causa de la crisis financiera y económica mundial.

Otro aspecto fundamental que apoyamos es que se vuelvan a declarar a los yacimientos del carbón **Reserva Estratégica de Europa**, como se consideró hasta 2010, lo que implica que se traten como tal en el Reglamento de ayudas al carbón 2002-2010 por razones de seguridad de suministro energético, calificación que se eliminó en la Decisión posterior.

En definitiva, el carbón, tal como ya se ha trasladado desde el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital recientemente, deberá seguir siendo durante muchos años una parte importante del *mix* de generación eléctrica, necesario en la transición hacia un modelo con cada vez más renovables. Pero, además, específicamente el carbón nacional es capaz de proporcionar un mínimo de autoabastecimiento de electricidad a precios estables, que debe mantenerse y garantizarse por razones estratégicas y de seguridad de abastecimiento energético, y para modular las oscilaciones del precio de las materias primas energéticas empleadas en generación eléctrica. ■

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 51, Año XIII, Madrid Marzo 2017

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



51

Marzo
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